

ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ

**АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ КОМПЛЕКСНОГО ИЗУЧЕНИЯ И ОСВОЕНИЯ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЕВРОПЕЙСКОГО СЕВЕРА РОССИИ**

2020

Научно-технический
сборник

«Вести газовой науки»

Спецвыпуск Актуальные вопросы комплексного изучения и освоения месторождений
Европейского Севера России

Издается с 2010 г.

ISSN 2306-8949

Учредитель Общество с ограниченной ответственностью
«Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий –
Газпром ВНИИГАЗ»

**Включен в Перечень ВАК российских рецензируемых научных журналов,
в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций
на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук**

**Свидетельство
о регистрации СМИ** ПИ № ФС77-56652
от 26.12.2013 г.

Главный редактор *Б.А. Григорьев*, член-корреспондент РАН, д.т.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Зам. главного редактора *В.А. Истомин*, д.х.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
А.Е. Рыжов, к.г.-м.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Редакционная коллегия *М.А. Анисимов*, д.ф.-м.н., профессор, Мэрилендский университет, США
Б.А. Сулейманов, д.т.н., профессор, Азербайджанская государственная нефтяная академия
В.Н. Башкин, д.б.н., профессор, Институт физико-химических и биологических проблем
почвоведения РАН
А.Н. Дмитриевский, д.г.-м.н., профессор, академик РАН, Институт проблем нефти и газа РАН
И.Т. Мищенко, д.т.н., профессор, Российский государственный университет нефти и газа
(НИУ) имени И.М. Губкина
А.Н. Шахвердиев, д.т.н., профессор, Азербайджанский технический университет

Научный редактор *Р.Ю. Юнусов*, к.т.н.

Рецензенты *Б.А. Григорьев*, д.т.н., профессор,
Д.В. Изюмченко, к.т.н.,
В.А. Скоробогатов, д. г.-м.н.

Над номером работали

Ответственный редактор *Т.Г. Осияненко*
Редактор *М.В. Бурова*
Корректор *М.В. Бурова*
Верстка *Н.А. Владимиров*
Дизайн *И.Ю. Белов*

Адрес редакции 142717, Московская обл., Ленинский р-н, пос. Развилка,
Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1.

По вопросам подписки и приобретения обращаться:
Тел./факс: + 7 (498) 657-41-73
E-mail: vesti-gas@vniigaz.gazprom.ru
www.vesti-gas.ru

Подписано в печать 26.06.2020 г. Тираж 500 экз.
Подписной индекс по каталогу ОАО Агентство «Роспечать» № 58685.

Отпечатано в ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
142717, Московская обл., Ленинский р-н, пос. Развилка,
Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1.

© ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2020

Цена свободная.

Правообладатель уведомляет о недопустимости полного или частичного
воспроизведения и распространения материалов сборника (ст. 1233 и 1255 ч. IV ГК РФ).

Слово редактора

В 2020 г. филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта – базовый научный и инжиниринговый центр Института на северо-западе России – отмечает 60-летие со дня основания. Вся история филиала неразрывно связана с развитием нефтегазовой отрасли региона.

При участии ухтинских специалистов происходило открытие и освоение месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, был успешно проведен промышленный эксперимент по добыче ретроградного конденсата на Вуктыльском месторождении, осуществлен пионерный выход на полуостров Ямал и создана не имеющая аналогов газотранспортная магистраль Бованенко – Ухта, изучены шельфовые месторождения в Баренцевом и Печорском морях.

Высокий профессионализм и серьезный опыт работы на северных месторождениях, характеризующихся сложными климатическими и горно-геологическими условиями, а также работа в составе интернациональных команд по освоению месторождений в Таджикистане, Индии, Вьетнаме доказала наличие серьезного научного потенциала филиала, позволила заработать авторитет как в отечественной отраслевой науке, так и на международном уровне и придала импульс к расширению его профессиональных компетенций.

Оперативно отвечая на вызовы времени, мы успешно движемся вперед. Поэтому нет сомнений в том, что проверенный временем научный тандем ВНИИГАЗа и филиала, сочетающий в себе фундаментальные и прикладные знания, будет актуален еще многие годы.

В настоящее издание вошли статьи научно-производственного характера, посвященные вопросам текущего состояния разработки месторождений ПАО «Газпром» в Тимано-Печорской провинции, перспективам наращивания сырьевой базы и развития объектов добычи углеводородного сырья в Ненецком автономном округе и Вуктыльском геолого-экономическом районе Республики Коми, совершенствованию систем разработки месторождений и методов повышения конденсатоотдачи пластов месторождений на поздней стадии разработки.

В публикациях анализируются новые особенности сбора и промысловой подготовки газа и газового конденсата на различных стадиях разработки месторождений, научно-технические решения в области предупреждения технологических осложнений в промысловых системах, а также предлагаются конструктивные решения в области надежности эксплуатации магистральных газопроводов в мерзлых грунтах.

Сборник рассчитан на широкий круг специалистов топливно-энергетического комплекса, а также студентов, магистрантов и аспирантов нефтегазовых специальностей высших учебных заведений.



Начальник филиала
ООО «Газпром
ВНИИГАЗ» в г. Ухта
к.т.н. Р.Ю. Юнусов

Содержание

- 3 **Юнусов Р.Ю., Швецов М.В.**
Перспективы наращивания сырьевой базы и развития объектов добычи углеводородного сырья в Северо-Западном регионе РФ
- 12 **Богданович Т.И., Ксёэнз Т.Г.**
Исследование возможности применения метода гидродинамического импульсно-волнового воздействия для извлечения заземленного газа из обводнившихся продуктивных отложений Вуктыльского НГКМ
- 18 **Труфанов С.В., Голованов А.Е., Шульц Е.В.**
Оптимизация работы установки производства серы из кислых газов аминовой очистки Восточно-Ламбейшорского месторождения
- 24 **Труфанов С.В., Голованов А.Е., Шульц Е.В.**
Создание хранилища-регулятора на базе Вуктыльского месторождения: задачи, проблемы, перспективы
- 29 **Жданов К.Ю., Труфанов С.В.**
Повышение конечной конденсатоотдачи пласта месторождений на поздней стадии разработки при закачке неуглеводородных газов
- 33 **Юнусова Л.В., Панкратова Е.И.**
Опыт извлечения ретроградных углеводородов на участке месторождения в районе УКПГ-8 Вуктыльского НГКМ
- 39 **Мачулин Л.В.**
Проблема влияния метанола на мониторинговые измерения точки росы по воде и пути ее решения
- 43 **Маслов А.А., Павловский Г.Е.**
Пути повышения эффективности переработки газа и газового конденсата на Сосногорском ГПЗ в условиях изменения объемов и состава сырьевой базы
- 47 **Роганов Р.В., Квачантирадзе Г.М., Балашова В.Д., Артеменков В.Ю., Качурин П.Л.**
Конструктивные особенности и условия эффективного применения извлекаемого скважинного струйного насоса
- 51 **Ананьева Е.А., Балашова В.Д., Тяжких С.В.**
Газлифтные технологии для удаления жидкости с забоя газовых и газоконденсатных скважин
- 56 **Балашова В.Д., Роганов Р.В., Ананьева Е.А.**
Технико-технологические решения при реализации проектов по добыче углеводородов, в том числе в районах Крайнего Севера и Арктической зоны
- 61 **Кузьбожев А.С., Работинская Т.И., Шишкин И.В., Бирилло И.Н., Кузьбожев П.А.**
Расчетное моделирование параметров температурных полей в грунте, окружающем газопровод с дефектом теплоизоляционного покрытия
- 67 **Кузьбожев А.С., Работинская Т.И., Шишкин И.В., Бирилло И.Н., Кузьбожев П.А.**
Совершенствование конструктивных решений по теплоизоляции газопроводов на мерзлых грунтах
- 73 **Сарычев И.Л., Кузьбожев А.С., Бирилло И.Н., Маянц Ю.А., Елфимов А.В.**
Анализ напряженно-деформированного состояния газопроводов подводных переходов при изменении начального положения трубы
- 78 **Сарычев И.Л., Кузьбожев А.С., Бирилло И.Н., Маянц Ю.А., Елфимов А.В.**
Исследование причин изменения начального положения подводного перехода газопровода
- 87 **Янчук В.М., Шишкин И.В., Кузьбожев П.А., Сальников А.В.**
Повышение эффективности теплообменников подогревателей газа газораспределительной станции за счет использования труб с внутренним оребрением
- 93 **Янчук В.М., Шишкин И.В., Шкулов С.А., Федотов Д.В., Кузьбожев П.А., Сальников А.В.**
Определение тепловых потерь подогревателя газа газораспределительной станции с промежуточным теплоносителем
- 98 **Кузьбожев А.С., Работинская Т.И., Шишкин И.В., Бирилло И.Н., Кузьбожев П.А.**
Диагностирование устойчивости теплоизолированных газопроводов при эксплуатации на мерзлых грунтах
- 104 **Сведения об авторах**

УДК 622.279.5 (470.13)

Перспективы наращивания сырьевой базы и развития объектов добычи углеводородного сырья в Северо-Западном регионе РФ

Р.Ю. Юнусов^{1*}, М.В. Швецов¹

¹ Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Российская Федерация, 169330, Республика Коми, г. Ухта, ул. Севастопольская, д. 1-а

* E-mail: r.yunusov@sng.vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. В статье рассматриваются вопросы текущего состояния разработки месторождений ПАО «Газпром» в Тимано-Печорской провинции и перспективы наращивания сырьевой базы и развития объектов добычи углеводородного сырья. Определены перспективы развития Нарьян-Марской группы месторождений в Ненецком автономном округе и Вуктыльского геолого-экономического района в Республике Коми. Обобщены применяемые и перспективные технологии разработки Вуктыльского месторождения.

В настоящее время дочерние компании ПАО «Газпром» в Северо-Западном регионе России являются владельцами лицензий на разработку 10 месторождений, из которых три – Лаявожское, Ванейвисское нефтегазоконденсатные месторождения (НГКМ) и Василковское газоконденсатное месторождение (ГКМ) – расположены в Ненецком автономном округе (рис. 1). Семь месторождений расположены в Республике Коми, из которых пять нефтегазоконденсатных: Вуктыльское, Западно-Соплесское, Югидское, Печорокожвинское и Северо-Югидское,

Ключевые слова: Тимано-Печорская провинция, Нарьян-Марская группа месторождений, Вуктыльский геолого-экономический район, наращивание сырьевой базы.

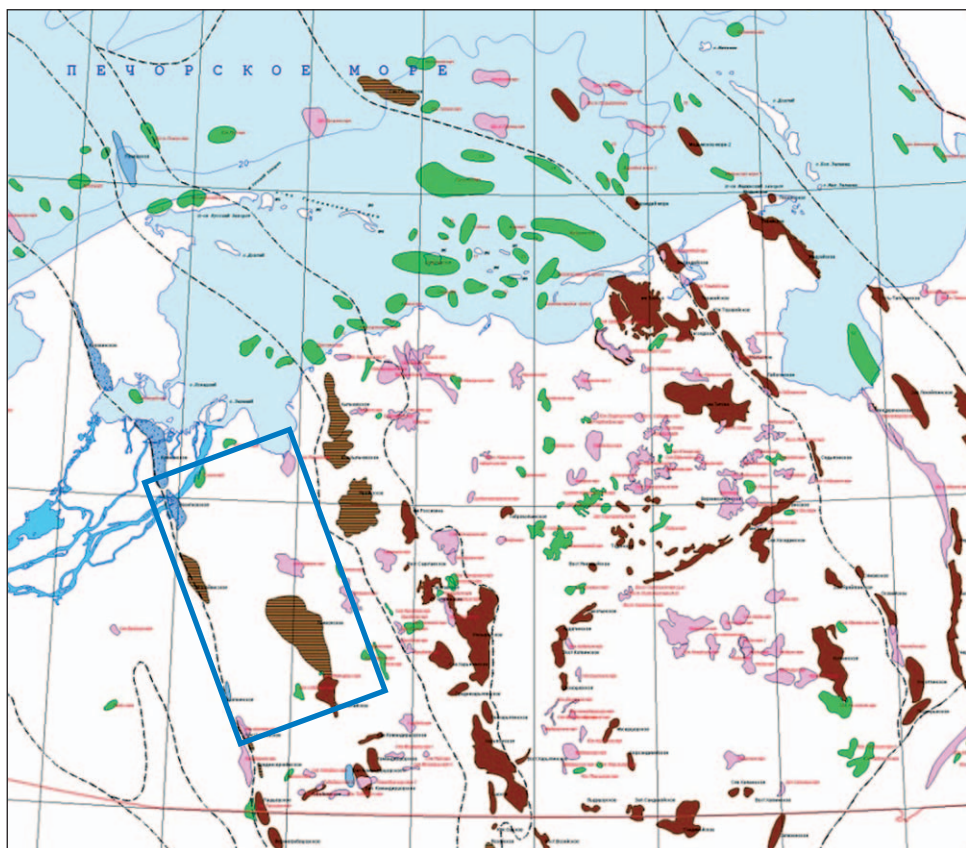


Рис. 1. Месторождения ПАО «Газпром» в Ненецком автономном округе

одно нефтяное – Западно-Печорокожвинское и одно газоконденсатное – Печорогородское.

Еще одно месторождение (Василковское) разрабатывается совместно с ЗАО «Печорнефтегазпром».

Верхняя залежь Василковского ГКМ разрабатывается четырьмя скважинами для обеспечения газом г. Нарьян-Мара. Остальные залежи Василковского ГКМ не разрабатываются ввиду отсутствия транспортной инфраструктуры, необходимой для реализации природного газа.

Лаявожское и Ванейвисское НГКМ, лицензии на разведку и разработку которых получены в 2016 г., находятся в стадии доразведки и в промышленную разработку не введены.

Основой добычи углеводородного сырья (УВС) ПАО «Газпром» в Северо-Западном федеральном округе (СЗФО) на сегодняшний день является Вуктыльский геолого-экономический район.

Инфраструктура района достаточно хорошо развита. По территории проходят магистральные газопроводы (МГ) Бованенково – Ухта и СРТО – Торжок и магистральный нефтепровод Уса – Ухта – Ярославль. В г. Сосногорске расположен газоперерабатывающий завод (ГПЗ), а в г. Ухте – нефтеперерабатывающий завод.

В настоящий момент из семи месторождений Вуктыльского района эксплуатируются четыре: Вуктыльское, Югидское, Западно-Соплесское и Печорокожвинское (рис. 2). Объекты добычи ПАО «Газпром» объединены межпромысловыми трубопроводами в единую систему с соответствующей инфраструктурой.

Продукция месторождений после промышленной подготовки подается для переработки на Сосногорский ГПЗ. Дополнительным источником газового УВС для завода является попутный нефтяной газ месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», подающийся в систему транспорта, промышленной подготовки и переработки предприятий ПАО «Газпром».

Функционирующий на сегодня единый комплекс «добыча – транспортировка – переработка», реализуемый ПАО «Газпром», является важной социальной составляющей жизни Республики Коми. Вуктыльское газопромысловое управление (ГПУ) и Сосногорский ГПЗ являются градообразующими предприятиями для городов Вуктыла и Сосногорска.

Сегодня комплекс ПАО «Газпром» в Республике Коми живет и развивается в соответствии с концепцией комплексного развития (ККР), выполненной в 2017 г. филиалом

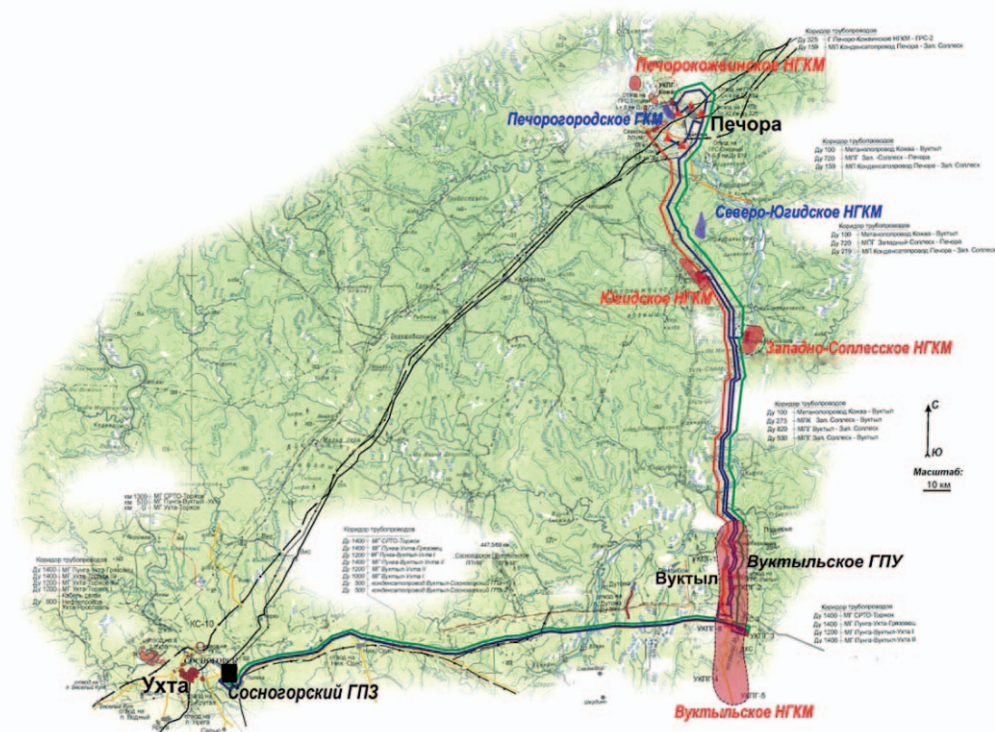


Рис. 2. Вуктыльский геолого-экономический район

ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта в тесном взаимодействии со специалистами ООО «Газпром добыча Краснодар» и его подразделения – Вуктыльского ГПУ.

Концепция предполагает эксплуатацию действующих месторождений и ввод новых, реконструкцию объектов систем сбора, промышленной подготовки и межпромыслового транспорта, а также трубопроводов подачи УВС на Сосногорский ГПЗ.

В основе ККР, утвержденной постановлением Правления ПАО «Газпром», заложены решения, позволяющие продлить работу комплекса на ближайшие 20 лет и далее, загрузив перерабатывающие мощности Сосногорского ГПЗ (рис. 3).

Поскольку ПАО «Газпром» непрерывно работает над развитием своих добычных, транспортных и перерабатывающих активов, данная концепция не является устоявшейся программой действий. В связи с происходящими изменениями она подвергается регулярной актуализации. На 2020–2021 гг. намечены очередные коррективы ККР в связи с выполнением ООО «Газпром добыча Краснодар» новых проектных документов на разработку Вуктыльского, Печорожвинского, Югидского, Печорогородского и Северо-Югидского месторождений.

Основным объектом добычи Вуктыльского геолого-экономического района уже несколько десятилетий остается Вуктыльское НГКМ. По величине начальных запасов газа Вуктыльское месторождение является уникальным. Из 10 выявленных в разрезе месторождения залежей в настоящее время находятся в разработке две: основная по величине запасов газоконденсатная в нижнепермско-каменноугольных отложениях и нефтяная на Северо-Вуктыльском участке.

Месторождение находится на завершающей стадии эксплуатации, которая характеризуется значительным истощением энергетического потенциала и высокой степенью выработанности запасов УВС.

На основе многолетних теоретических и экспериментальных исследований по изучению возможности частичного извлечения остаточных углеводородов в условиях истощенной газоконденсатной залежи учеными филиала была разработана технология добычи ретроградного конденсата, базирующаяся на нагнетании в пласт сухого неравновесного газа. В основу заложен процесс активации прямого испарения выпавшего в пласте конденсата в газовую фазу.

С 1993 г. и по настоящее время с целью повышения конечной углеводородоотдачи

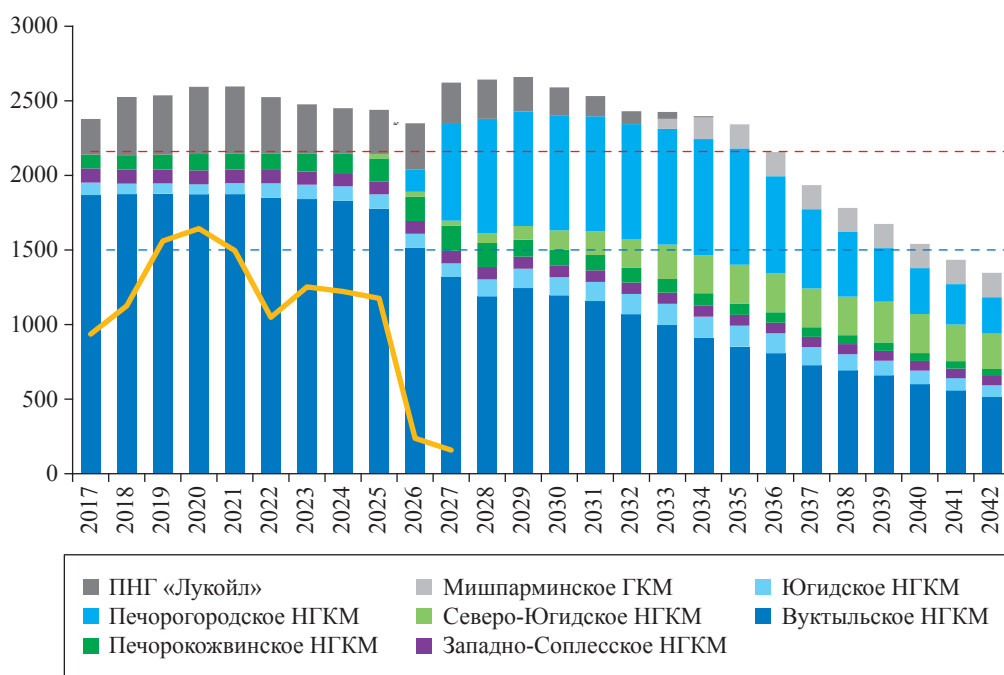


Рис. 3. Динамика подачи промышленного газа на Сосногорский ГПЗ

Вуктыльское месторождение разрабатывается с частичным поддержанием пластового давления путем нагнетания сухого тюменского газа из магистрального газопровода.

ПАО «Газпром» как стабильно развивающаяся компания находится в постоянном поиске путей наиболее эффективного использования своих активов.

В 2019 г. по распоряжению Правления ПАО «Газпром» была выполнена научная работа «Технико-экономическое обоснование использования Вуктыльского НГКМ в качестве подземного хранилища газа».

Основанием выполнения работы являлся тот факт, что достаточно протяженный участок Северного коридора газотранспортной системы на текущий момент фактически работает без какого-либо резервирования газа на территории Российской Федерации, т.е. отсутствуют достаточные мощности для подземного хранения газа.

Регулирование неравномерности потребления и поставок газа потребителям осуществляется в основном за счет месторождений, в том числе находящихся в стадии падающей добычи. Это негативно сказывается на технологических условиях эксплуатации базовых месторождений ПАО «Газпром».

Прогноз внутреннего потребления газа по СЗФО и экспортных поставок газа по Северному коридору выполняется ПАО «Газпром» на постоянной основе. Основными внутренними потребителями газа прогнозируются Ленинградская область и г. Санкт-Петербург. Это связано в первую очередь с намеченным строительством крупных инфраструктурных объектов.

На основании выполненного анализа перспективное Вуктыльское подземное хранилище газа (ПХГ) следует относить к базисному (пиковому) по отборам газа и к районно-региональному по влиянию на систему добычи, транспорта и переработки углеводородов в Республике Коми. Кроме того, рассмотрен вариант эксплуатации Вуктыльского НГКМ в мультициклическом режиме месторождения-регулятора.

Сравнительный анализ вариантов максимально возможной эксплуатации Вуктыльского НГКМ в режиме ПХГ показал, что как при закачке газа из МГ СРТО – Торжок, так и из МГ Бованенково – Ухта технологически может быть достигнута полная компенсация

сезонной неравномерности газопотребления СЗФО.

Однако согласно выполненному технико-экономическому анализу использование Вуктыльского НГКМ в качестве регионального ПХГ при текущих ценах и налогообложении является экономически неоправданным и нецелесообразным.

Для повышения эффективности эксплуатации Вуктыльского НГКМ с 2016 г. реализуется «Программа опытно-промышленных работ по применению новых технологий увеличения углеводородоотдачи» (далее – Программа ОПР).

Целью созданной Программы ОПР является увеличение добычи ретроградных УВ за счет расширения зон воздействия закачиваемым газом по латерали, а также возможность регулирования объемов закачки по разрезу.

Результатом применения технологии закачки тюменского газа стала дополнительная добыча компонентов C_3-C_4 , в том числе 31 % ретроградных, а также компонентов C_{5+} , из которых порядка 75 % добываются за счет процесса испарения. Кроме того, при проведении ОПР удалось увеличить на 10 % зону фильтрации закачиваемого газа.

В настоящее время работы по Программе ОПР продолжают в соответствии с Дополнением к Программе опытно-промышленных работ по применению новых технологий увеличения углеводородоотдачи на Вуктыльском НГКМ на 2019–2021 гг.

Анализ отечественного и зарубежного опыта применения технологий эксплуатации газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений позволил предложить для опробования в условиях Вуктыльского НГКМ технологии доизвлечения ретроградных компонентов циклической закачкой газа.

Цель данной технологии – извлечение ретроградных УВ из низкопроницаемых коллекторов (матрицы), которые содержат кратно большее количество жидких УВ, чем высокопроницаемые трещины (это подтверждают результаты гидродинамического моделирования).

Реализация технологии предполагает следующие этапы:

1. Нагнетание газа.
2. Время релаксации, при котором будет происходить насыщение газовой фазы ретроградными УВ.

3. Вытеснение газа, обогащенного ретроградными УВ.

Основными технологическими эффектами будут поддержание пластового давления, оттеснение пластовой воды, увеличение продуктивности, сохранение фонда скважин. Коммерческий эффект будет достигнут за счет реализации дополнительно извлеченных ретроградных УВ.

Разработка технологии должна основываться на проведении научно-методических работ по обоснованию оптимальных характеристик циклов с учетом происходящих в пласте термодинамических и гидродинамических процессов и технико-экономической оценки эффективности.

В настоящий момент для повышения углеводородоотдачи основной залежи Вуктыльского НГКМ предложено применение закачки в пласт неуглеводородных газов (НУГ).

Используя лучшую испаряемость УВ в НУГ при низких пластовых давлениях, лучшую растворимость НУГ в тяжелых УВ, а также возможность замещения углеводородного газа, используемого в качестве агента закачки, предполагается повысить эффективность реализуемой в настоящее время технологии.

Еще одним резервом повышения эффективности эксплуатации Вуктыльского НГКМ и увеличения сырьевой базы ПАО «Газпром» в Республике Коми является реализация проекта освоения поднадвиговых отложений.

Основными перспективными объектами в отношении газоносности в поднадвиговой зоне Вуктыла являются карбонатные отложения верхнефаменского подъяруса верхнего девона и турнейского яруса нижнего карбона (рис. 4).

Значительная прогнозируемая ресурсная база рассматриваемых отложений на фоне

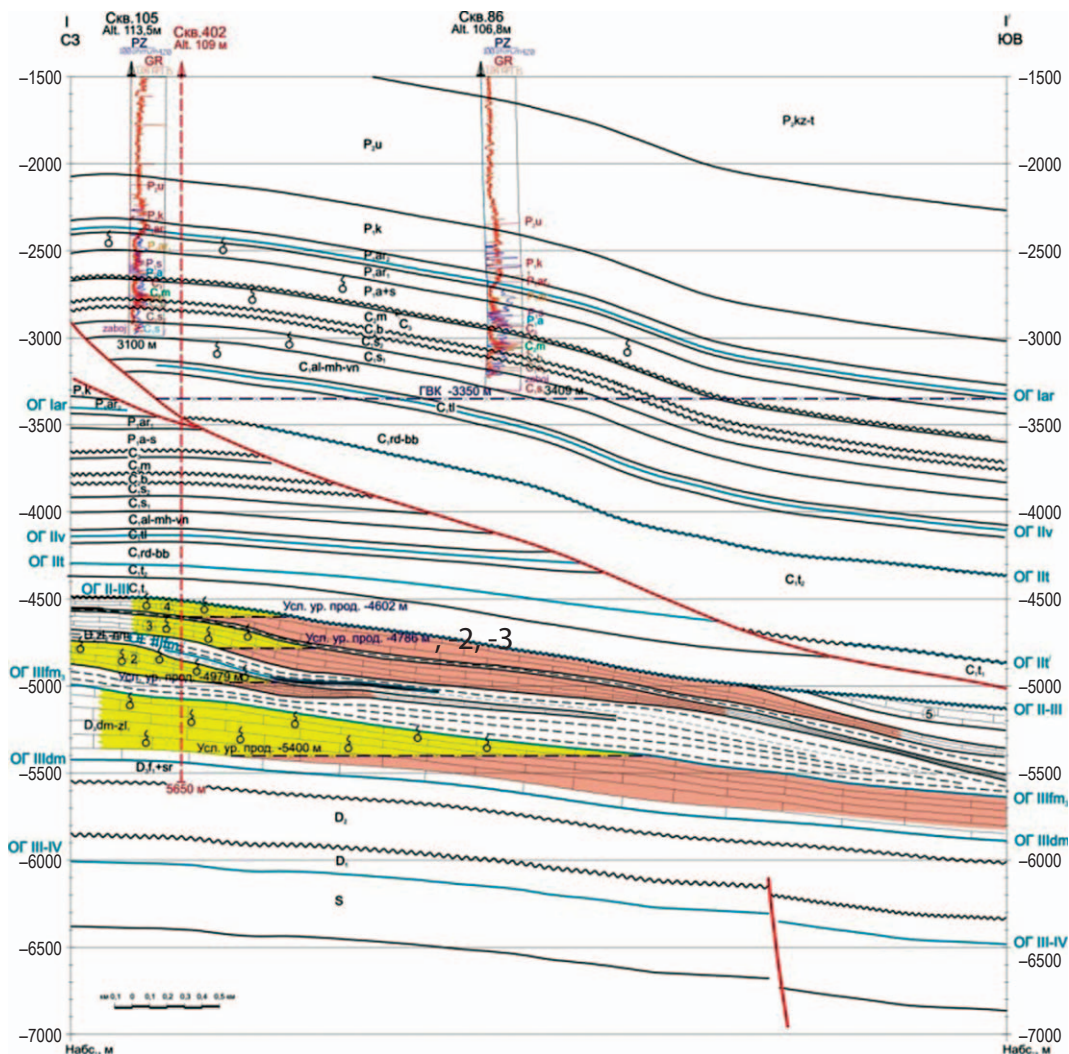


Рис. 4. Поднадвиговые отложения Вуктыльского НГКМ

их расположения в границах обустроенного месторождения предполагает достаточно высокую прогнозную эффективность вовлечения в разработку этих объектов. Выполненные в 2019 г. расчеты по технико-экономическому обоснованию целесообразности строительства поисково-оценочной скважины № 402 подтвердили эти предположения. Начало работ по строительству скважины планируется в 2022 г.

Как резерв повышения эффективности разработки Вуктыльского НГКМ также может быть рассмотрен сценарий совместной добычи остаточных углеводородов и пластовых промышленных вод.

Основой технологии является интенсивный отбор пластовых вод с целью освобождения призабойных зон обводнившихся скважин от заблокировавшей их пластовой воды для увеличения фазовой проницаемости и добычи заземленных углеводородов. Добываемая вода при этом перерабатывается с целью извлечения ценных компонентов. Анализ содержания магния, брома и йода в воде Вуктыльского НГКМ свидетельствует об их высокой концентрации, что позволяет рассматривать пластовую воду как источник гидроминерального сырья.

В качестве полигона для отработки технологии был выбран южный купол Вуктыльского НГКМ. Опытные промысловые работы по совместной добыче остаточных углеводородов и пластовых промышленных вод в скважинах южного купола основной залежи Вуктыльского НГКМ были проведены по четырем скважинам (№ 26, 173, 197, 230). Опыт этих работ показал возможность реализации данного процесса.

Выполненный в 2014 г. «Проект промышленной доразведки южной части Вуктыльского НГКМ для совместной добычи и освоения остаточных углеводородов и пластовых промышленных вод» показал, что доразработка южного купола основной залежи Вуктыльского НГКМ является высокоэффективным проектом.

Вуктыльское НГКМ, имеющее более чем 50-летний уникальный опыт разработки, может быть использовано также в качестве отраслевого полигона для испытания инновационных технологий в области бурения, добычи, промысловых исследований и т.д.

Кроме существующих на сегодняшний день активов необходимо наращивать ресурсную базу в Тимано-Печорском регионе.

Приоритетными направлениями в поисках газа видятся три перспективные зоны: Нарьян-Марская группа месторождений, северо-восточная часть Предуральяского краевого прогиба и западного склона Урала, а также южная часть Верхнепечорской впадины.

Перспективы развития нового центра газодобычи вокруг Нарьян-Марской группы месторождений базируются на освоении существующих месторождений и создании региональной геологической модели территории с целью выявления и лицензирования перспективных участков. Официальные запасы только трех месторождений (Лаявожское, Ванейвисское, Василковское) насчитывают более 300 млрд м³ газа и более 40 млн т жидких УВ.

В настоящее время обсуждается совместный проект ПАО «Газпром» и ПАО «ЛУКОЙЛ» по освоению Лаявожского и Ванейвисского месторождений. При этом жидкие УВ предполагается направлять совместно с нефтью других месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» по существующему нефтепроводу на Варандейский нефтеотгрузочный терминал (ВНОТ «Варандей»), а газ – по проектному газопроводу на ЛДКС «Сыня» в МГ Бованенково – Ухта.

Вместе с тем газ месторождений Нарьян-Марской группы может быть использован и в качестве сырьевой базы Сосногорского ГПЗ. Эффективность такого решения покажут будущие исследования.

В северо-восточной части Тимано-Печорской провинции поисковый интерес представляют Воркутское поперечное поднятие и Косью-Роговская впадина.

Геологоразведочные работы на нефть и газ в пределах Воркутского поперечного поднятия проводились с середины 1970-х до начала 1980-х гг. В то время были опробованы пять структур – Падимейская, Ярвожская, Юньягинская, Норийшорская и Верхнероговская (рис. 5). За исключением Падимейской площади, на которой в среднем карбоне было открыто небольшое месторождение нефти, все остальные результаты на тот момент оказались отрицательными. Вместе с тем в процессе геологоразведочных работ были получены интересные данные.

Например, в скважине 1-Падимейская из кровли верхнесилурийских отложений был получен фонтан газоконденсатной смеси дебитом до 250 тыс. м³/сут. Воркутское поперечное

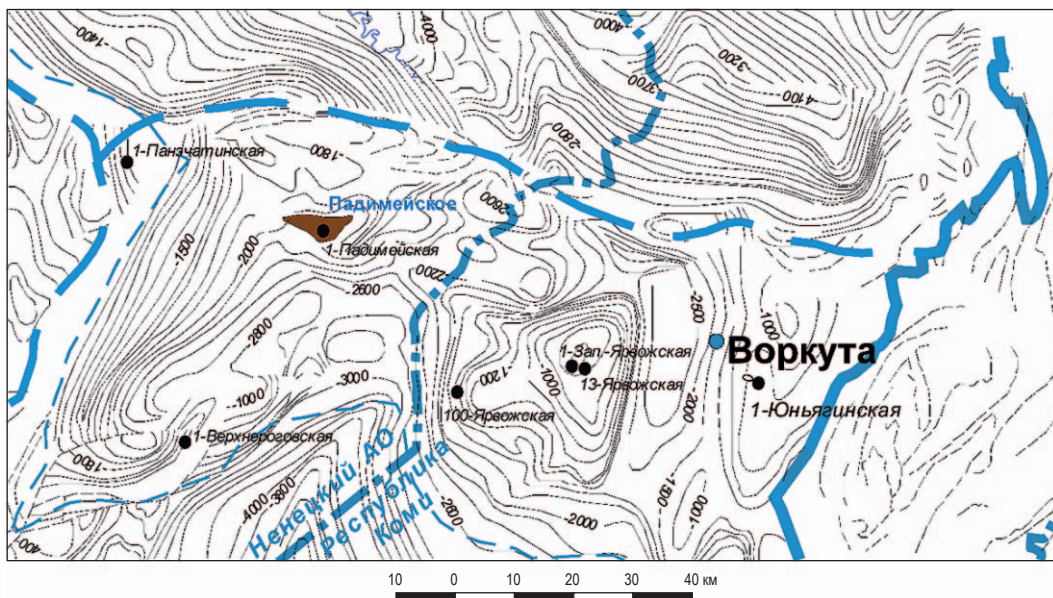


Рис. 5. Северо-восточная часть Предуралья и западного склона Урала

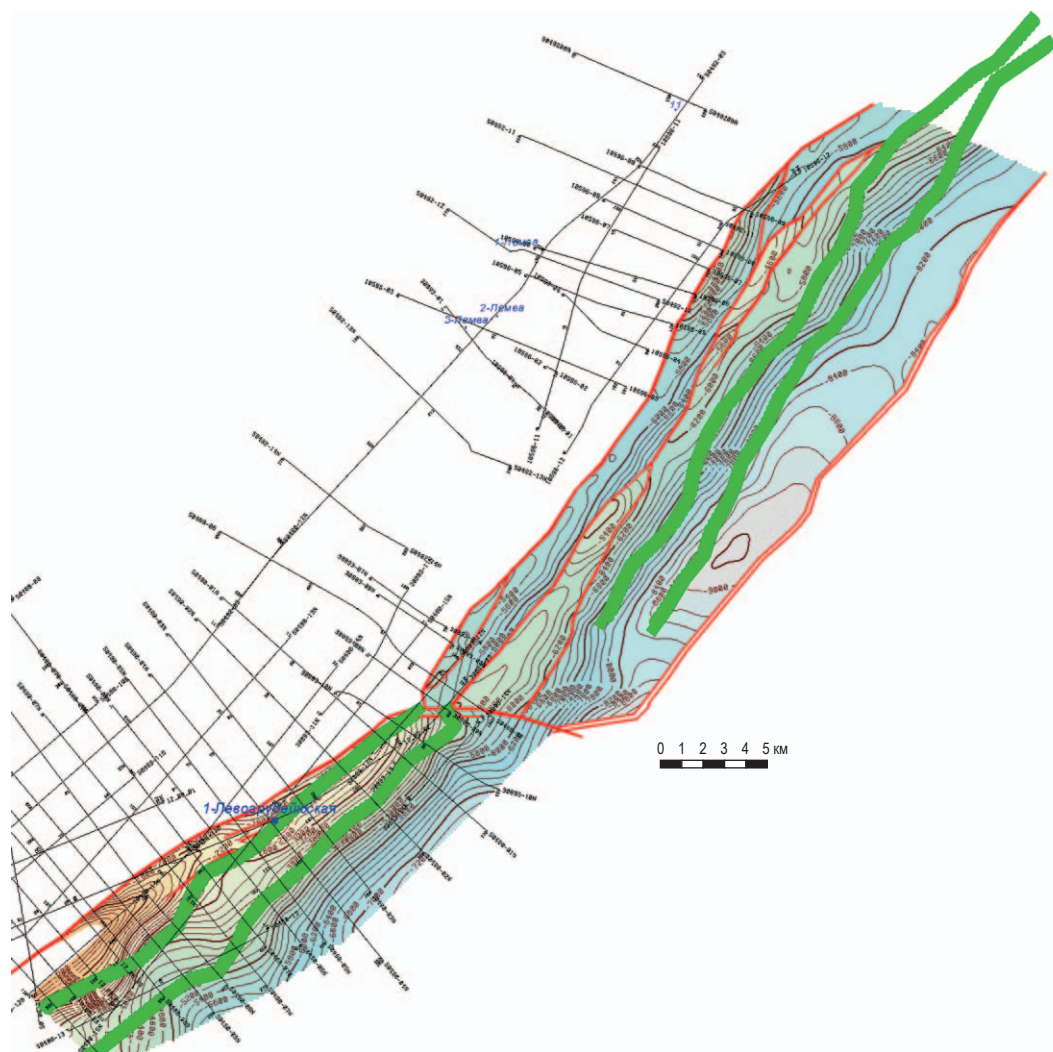


Рис. 6. Система краевых рифов Восточно-Лемвинской складчато-покровной зоны

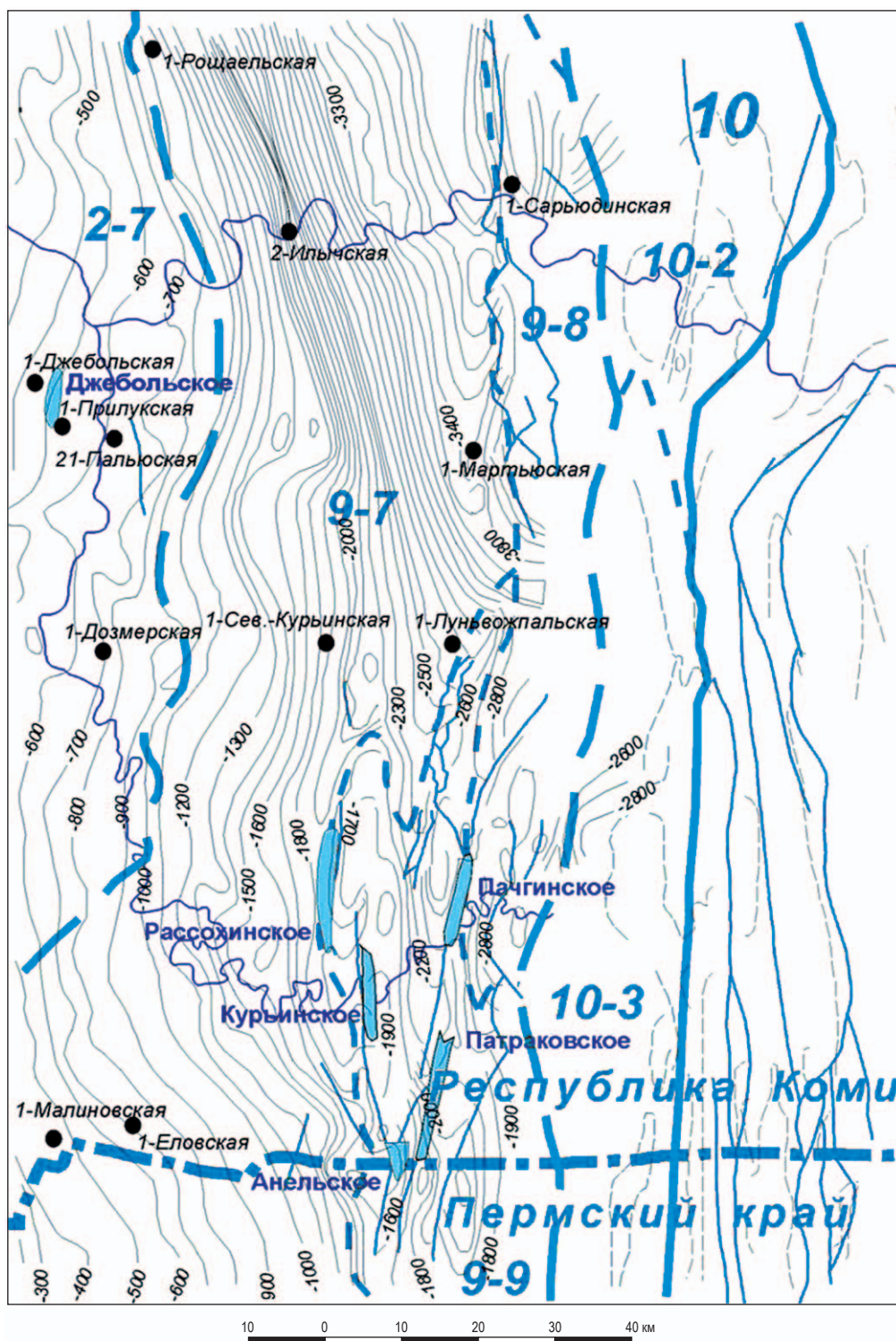


Рис. 7. Южная часть Верхнепечорской впадины

поднятия в раннем палеозое характеризовалось накоплением карбонатных осадков в мелководном бассейне, что способствовало формированию биогермных и биостромных построек. Как показывает проведенный анализ, приток газа был получен из такой органической постройки. Данные постройки позднесилурийского

возраста могут являться целевым поисковым объектом на Воркутском поперечном поднятии, где они имеют широкое распространение.

Не менее, а может, и более интересным представляется восточное направление – Восточно-Лемвинская складчато-покровная зона западного склона Урала. В результате

геологоразведочных работ, проведенных в последнее время, здесь выявлена обширная система рифовых построек палеозойского возраста (рис. 6).

Одной из таких ловушек является Левогрубейюская структура, в пределах которой скважиной № 1 на глубине 2100 м был вскрыт массивный рифовый резервуар, емкость которого, по выполненным расчетам, составляет не менее 300 млрд м³. Коллектор обладает высокой пористостью (28 %), которая сохранилась даже в условиях проявления динамического метаморфизма. По данным испытания, пласт оказался водонасыщенным, что вызвано нарушением целостности ловушки серий надвигов, секущих ее сводовую часть. Но западнее Левогрубейюской структуры, несколько глубже, залегают менее нарушенные структуры, имеющие высокие перспективы. В целом, эта зона развития системы рифов протягивается почти на 100 км.

В южной части Верхнепечорской впадины несомненный поисковый интерес представляют отложения нижнепермской терригенной молассы (рис. 7). Целью планируемых работ должно являться выявление структурно-тектонических и литологических критериев формирования газовых залежей в низкопроницаемых терригенных коллекторах

нижнепермского возраста южной части Верхнепечорской впадины. В процессе проведения научно-исследовательских работ должны быть решены следующие задачи:

- изучение сложнопостроенных коллекторов;
- определение условий их формирования;
- выявление критериев, влияющих на формирование и закономерности размещения коллекторов по площади и разрезу;
- выбор направлений геологоразведочных работ в пределах южной части Верхнепечорской впадины.

В заключение следует отметить, что ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в целом – это многопрофильный научно-исследовательский институт, деятельность которого охватывает весь процесс освоения газовых ресурсов – от поисков и разведки до добычи и транспортировки газа. Институт является головным научным центром ПАО «Газпром» и одним из ведущих научных центров газовой промышленности страны. Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» встречает 60-летний юбилей с оптимизмом и надеждами на будущую плодотворную работу во имя процветания и дальнейшего развития экономики России.

УДК 622.279.5 (470.13)

Исследование возможности применения метода гидродинамического импульсно-волнового воздействия для извлечения защемленного газа из обводнившихся продуктивных отложений Вуктыльского НГКМ

Т.И. Богданович^{1*}, Т.Г. Ксёэнз¹

¹ Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Российская Федерация, 169330, Республика Коми, г. Ухта, ул. Севастопольская, д. 1-а

* E-mail: t.bogdanovich@sng.vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: защемленный газ, циклическое воздействие на пласт, углеводородо-отдача, моделирование, Вуктыльское НГКМ.

Тезисы. Рассмотрена альтернативная технология извлечения защемленного газа из обводнившейся части пласта при периодическом депрессионном воздействии (гидродинамическое импульсно-волновое воздействие). На Вуктыльском нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ) был осуществлен выбор пилотных участков для проведения промысловых испытаний указанной технологии, включающих в себя пять скважин-кандидатов. С использованием постоянно действующей геолого-технологической модели залежи С-Р₁ Вуктыльского НГКМ были проведены численные эксперименты по обоснованию способа извлечения газа из обводнившихся продуктивных отложений. Сравнительный анализ результатов моделирования подтвердил эффективность импульсного депрессионного воздействия в сопоставлении с непрерывной газлифтной эксплуатацией.

Как известно, разработка газовых и газоконденсатных месторождений в условиях проявления упруговодонапорного режима зачастую характеризуется неравномерным продвижением вод в залежь. Это, в свою очередь, приводит к преждевременному обводнению добывающих скважин и защемлению запасов газа в промышленно значимых объемах.

Наиболее известным гидродинамическим методом извлечения из обводненной пористой среды защемленного водой газа является способ, в основе которого лежит способность защемленного газа расширяться и приобретать подвижность при снижении давления в пласте, связанном с отборами из обводненных скважин внедрившейся в залежь воды. Этот способ разрабатывается и испытывается на протяжении длительного времени, но в отечественной практике применяется в ограниченных случаях в связи с необходимостью добычи и утилизации больших объемов пластовых вод.

Промыслово-экспериментальные работы по извлечению защемленного газа из обводненного продуктивного пласта (хотя они и не носили целевого характера) активно проводились на Вуктыльском НГКМ в период с 1996 по 2008 гг. На скважине № 197 были проведены два длительных промысловых эксперимента, которые носили промышленный характер [1–3]. За этот период из полностью обводненной скважины было извлечено около 15 млн м³ защемленного газа вместе с 1,4 т углеводородного конденсата и 50 тыс. м³ пластовой воды с кондиционным содержанием йода, брома, магния и ряда других ценных компонентов. Следует отметить, что впервые в отечественной и зарубежной нефтегазопромысловых практике на этом месторождении получены уникальные результаты по извлечению защемленного газа, которое осуществлялось при давлении выше давления его защемления (в отличие от рассмотренного выше способа).

Промыслово-экспериментальные и лабораторные работы позволили установить механизм извлечения защемленного газа из обводненной пористой среды при периодическом депрессионном воздействии. Подвижность защемленного газа обеспечивается при периодическом и достаточно интенсивном (импульсном) изменении в обводненной пористой среде и соотношении капиллярного и гидродинамического

давлений с целью преодоления концевых капиллярных эффектов, удерживающих воду в коллекторах призабойной зоны пласта и на границах низко- и высокопроницаемых горных пород (зон, пропластков). В результате такого воздействия энергия заземленного газа, интенсивно расширяющегося при резком переходе на повышенный градиент давления, позволяет вытеснить часть воды, блокирующей газ, и тем самым обеспечить поступление газа в скважину.

В настоящее время вышеописанная технология именуется как «гидродинамическое импульсно-волновое воздействие» (ГИВВ).

С целью выбора перспективных участков для проведения опытных работ по ГИВВ были рассмотрены такие НГКМ, как Уренгойское (сеноманские отложения), Ямбургское (сеноманские отложения), Медвежье (сеноманская залежь), Оренбургское (основная залежь) и Вуктыльское (основная залежь P_1-C).

По результатам анализа состояния разработки перечисленных месторождений были выбраны первоочередные участки для испытаний технологии ГИВВ, расположенные в пределах залежи P_1-C Вуктыльского НГКМ. Остальные участки были отнесены к перспективным в случае успешной реализации программы пилотных комплексных промысловых работ.

Вуктыльское НГКМ, основным объектом разработки которого является газоконденсатная залежь в нижнепермско-каменноугольных отложениях, разрабатывается с частичным поддержанием пластового давления путем круглогодичной закачки сухого тюменского газа.

Закачка тюменского газа осуществляется на пяти действующих полигонах в районах УКПГ-1, -2, -4, -5 и -8. Активное воздействие на пласт оказывает положительное влияние на фильтрационные характеристики продуктивных отложений. Однако остаются участки залежи, не охваченные воздействием на пласт (район УППГ-ЛБ и значительная часть южного купола).

Материалы гидрогеологических исследований подтверждают преимущественно газовый режим разработки. Селективно внедряющаяся в залежь вода не обеспечивает поддержания пластового давления. Водопроявлениями охвачено пологое восточное крыло структуры, небольшие по площади участки западного крыла (в средней и северной частях залежи),

нарушенного взбросо-надвигом, и участки широкого площадного выхода на уровень начального газоводяного контакта проницаемых отложений верхневизейско-башкирской и московской толщ. «Сухие» поля сохраняются в наиболее приподнятой части структуры, где обе толщи залегают на высоких отметках.

Залежь P_1-C характеризуется высокой степенью выработанности запасов углеводородов: свыше 86 % по газу и более 32 % по газовому конденсату.

На Вуктыльском месторождении в качестве первоочередных участков для проведения ГИВВ с целью извлечения остаточных запасов углеводородов из обводненных зон были рассмотрены южный купол (обособленный по геологическому строению и условиям разработки в отдельный самостоятельный объект эксплуатации), район УППГ-ЛБ (северный участок) и скважины центральной части (в районе УКПГ-3 и -4).

Для целей промысловых пилотных испытаний технологии ГИВВ на южном куполе были выбраны скважины №№ 26 и 197, на северном участке – скважина № 213, расположенная в зоне обводнения.

Средний участок выбран для проведения экспериментальных работ на стыке УКПГ-3, -4. Участок охватывает седловину, разделяющую средний и северный купола, и примыкающие к ней периклинальные окончания.

На среднем участке в качестве объектов для эксперимента были рассмотрены скважина № 177 (УКПГ-3) и скважина № 199 (УКПГ-4) как единственные, работающие с постоянной подачей газа высокого давления (ГВД) и преобладанием жидких углеводородов (ЖУВ) в выносимой продукции.

Для проведения численных экспериментов по моделированию извлечения газа из обводнившихся продуктивных отложений залежи P_1-C Вуктыльского НГКМ с применением технологии ГИВВ была использована актуализированная по состоянию на текущую дату постоянно действующая геолого-технологическая модель (ПДГТМ) данной залежи.

ПДГТМ залежи P_1-C была реализована в трехмерной трехфазной многокомпонентной постановке с целью корректного воспроизведения процессов межфазного массообмена, происходящих в продуктивном пласте вследствие нагнетания в него неравновесного низконапорного газообразного агента. Карбонатный

тип коллектора в сочетании с развитой системой трещин и каверн, охватывающей всю толщу массивно-пластовой залежи, послужил причиной использования в ходе моделирования среды с двойной пустотностью (проницаемостью).

Моделирование проводилось с использованием пакета Tempest MORE (ROXAR), который позволил учесть все основные геолого-физические и технологические факторы процесса разработки.

Газлифтный способ эксплуатации скважин-кандидатов № 26 (УКПГ-5), № 177 (УКПГ-3), № 197 (УКПГ-5), № 199 (УКПГ-4), № 213 (УППГ-ЛБ) на фильтрационной модели был реализован посредством применения таблиц VFP (Vertical Flow Performance).

Сущность метода ГИВВ заключается в циклическом воздействии на пласт путем отбора воды в заданный промежуток времени, затем остановка на такой же период, после чего цикл повторяется. Расчеты были выполнены для периодов времени 3, 6, 12, 24 ч. При этом уровни отборов (уровни подачи газлифтного газа для выноса жидкости с забоев скважин) рассматривались от минимального (по одному варианту) до максимального (по другому варианту) и в виде динамики «рост – снижение» уровня воздействия (создание изменяющейся депрессии).

В ходе проведения на фильтрационной модели залежи С-Р₁ численных экспериментов по обоснованию способа извлечения газа из обводняющихся продуктивных отложений были

рассмотрены девять прогнозных вариантов, различающихся такими параметрами депрессионного воздействия, как продолжительность импульса и (или) его амплитуда. Длительность расчетного периода по всем вариантам составила три расчетных года.

В варианте 1 предполагалось отсутствие циклического воздействия на обводненный пласт. Все экспериментальные скважины работали с коэффициентом эксплуатации, равным 0,8, на актуальных режимах непрерывного газлифта.

В вариантах группы 2 был реализован циклический импульсный режим работы скважин с постоянной амплитудой импульса, что соответствует постоянству расхода газлифтного газа (рис. 1).

Данная группа включает в себя несколько вариантов с различными периодами импульсного воздействия (табл. 1).

Следует отметить, что в варианте 2е продолжительность импульсного воздействия являлась переменной величиной, варьируя в цикле от минимального значения (3 ч) до максимального (1 сут). Схематическое изображение режима работы экспериментальных скважин в варианте 2е приведено на рис. 2.

Режимы работы экспериментальных скважин при реализации циклического депрессионного воздействия в вариантах группы 2 (на начало расчетного периода) приведены в табл. 2.

Численные эксперименты по оценке влияния интенсивности депрессионного воздействия на обводненный газоконденсатный пласт

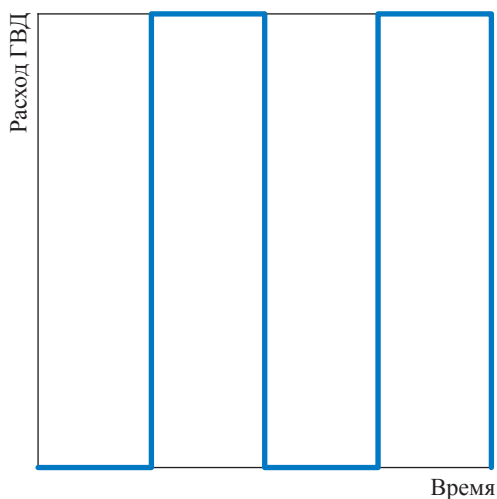


Рис. 1. Схематическое изображение режимов работы экспериментальных скважин в вариантах группы 2 (2а-2д)

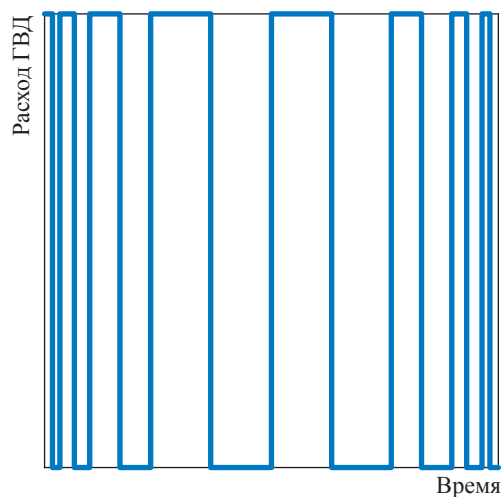


Рис. 2. Схематическое изображение режимов работы экспериментальных скважин в варианте 2е

Таблица 1

Характеристика депрессионного импульсного воздействия в вариантах группы 2

Вариант	Продолжительность импульсного воздействия (паузы между импульсами), ч
2a	3 (3)
2b	6 (6)
2c	12 (12)
2d	24 (24)
2e	3 (3), 6(6), 12 (12), 24 (24), 24(24), 12 (12), 6 (6), 3 (3)

Таблица 2

Режимы работы экспериментальных скважин в вариантах группы 2

Номер скважины	Дебит			Суточный расход ГВД, тыс. м ³ /сут
	газа, тыс. м ³ /сут	ЖУВ, м ³ /сут	воды, м ³ /сут	
26	1,03	0,24	6,89	20,0
177	0,96	0,31	2,19	20,5
197	1,04	0,27	18,73	17,0
199	0,60	1,50	4,75	39,0
213	3,43	1,03	0,72	18,0

Таблица 3

Характеристика депрессионного импульсного воздействия в вариантах группы 3

Вариант	Продолжительность импульсного воздействия (паузы между импульсами), ч
3a	3 (3)
3b	6 (6)
3c	12 (12)

Таблица 4

Режимы работы экспериментальных скважин в вариантах группы 3 (минимальный расход газлифтного газа)

Номер скважины	Дебит			Суточный расход ГВД, тыс. м ³ /сут
	газа, тыс. м ³ /сут	ЖУВ, м ³ /сут	воды, м ³ /сут	
26	0,93	0,22	6,20	16,0
177	0,88	0,29	2,02	16,0
197	0,88	0,22	15,78	13,5
199	0,51	1,29	4,06	30,0
213	1,47	0,44	0,31	12,0

были выполнены в вариантах группы 3. Для всех вариантов данной группы характерно постоянство продолжительности как импульсно-го воздействия, так и пауз между импульсами в пределах каждого из вариантов (табл. 3).

Отличие вариантов группы 3 от вариантов группы 2 заключается в переменной амплитуде импульсного воздействия, изменяющейся в цикле от минимальной (табл. 4) до максимальной (режимы вариантов группы 2, см. табл. 2).

Схематичное изображение режима работы экспериментальных скважин в вариантах группы 3 приведено на рис. 3.

Анализ результатов расчетов в целом по группе экспериментальных скважин (рис. 4) позволяет утверждать о технологической эффективности применения технологии ГИВВ.

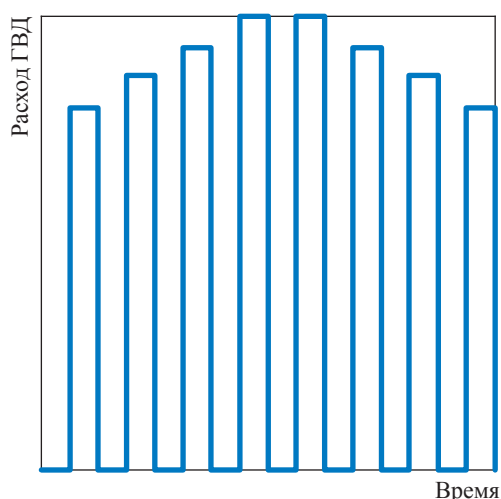


Рис. 3. Схематичное изображение режимов работы экспериментальных скважин в вариантах группы 3

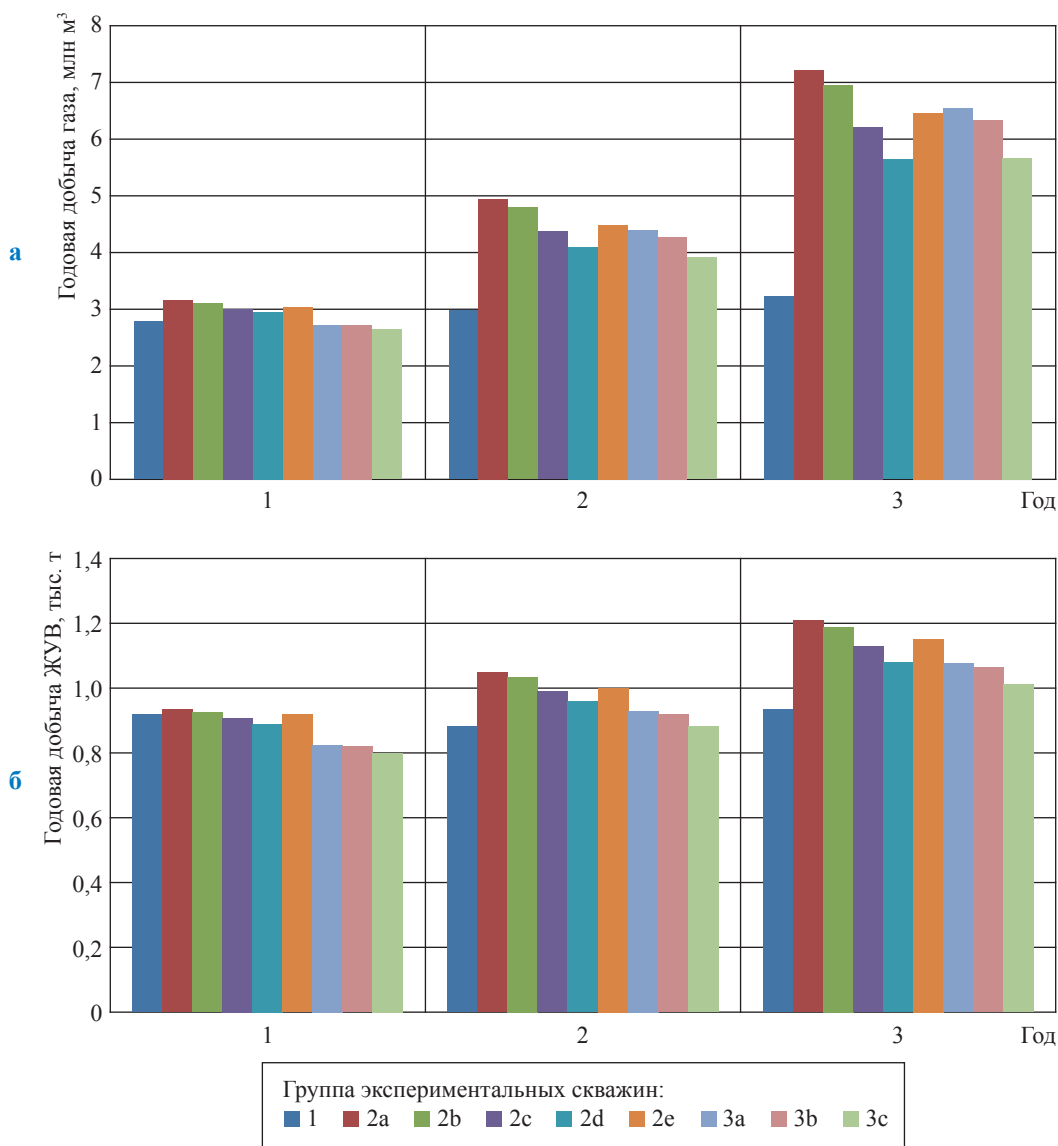


Рис. 4. Сравнительные гистограммы годовой добычи пластового газа (а) и ЖУВ (б) по вариантам (группа экспериментальных скважин)

Исключение составила лишь скважина № 177, где темпы роста добычи ЖУВ в варианте с непрерывным газлифтом превысили аналогичные величины в вариантах с ГИВВ.

Сопоставление результатов в вариантах внутри каждой из групп 2 и 3 позволяет прийти к выводу о благоприятном влиянии увеличения частоты (и, соответственно, уменьшения продолжительности) импульсного воздействия на компонентоотдачу экспериментальных скважин. Следует отметить, что не существует принципиальных различий между вариантами с продолжительностью импульса, равной 3 и 6 ч. Таким образом, указанный диапазон

частот импульсного воздействия является, с большой долей вероятности, оптимальным для работы экспериментальных скважин. Однако ограничение продолжительности импульса 3 ч имеет под собой именно технологическую основу.

Сравнивая между собой варианты групп 2 и 3 с одинаковой частотой импульсного воздействия, следует отметить, что варианты группы 3 несколько проигрывают в компонентоотдаче вариантам 2 группы. Вероятной причиной этого являются относительно низкие уровни отбора жидкости в вариантах с переменной амплитудой импульсного воздействия.

Список литературы

1. Бураков Ю.Г. Извлечение защемленного газа из обводненного пласта волновым депрессионным воздействием с применением установки циклического газлифта / Ю.Г. Бураков // Техноэкогеофизика – новые технологии извлечения минерально-сырьевых ресурсов в XXI веке: материалы I Всерос. геофиз. конф.-ярмарки (Ухта, 1–5 октября 2002 г.). – Ухта: УГТУ, 2002. – С. 118–125.
2. Тер-Саркисов Р.М. Промысловый эксперимент по добыче углеводородов из обводненной газоконденсатной залежи волновым депрессионным воздействием установкой циклического газлифта / Р.М. Тер-Саркисов, Ю.Г. Бураков, Н.В. Долгушин // Повышение нефтеотдачи пластов. Освоение трудноизвлекаемых запасов: труды 12-го Европ. симпоз., посв. 60-летию нефти Татарстана (Казань, 8–10 сентября 2003 г.). – Казань, 2003. – С. 824–830.
3. Пат. № 2379490 RU, МПК E 21B 43/18. Способ извлечения защемленного водой газа / Уляшев В.Е., Бураков Ю.Г. – № 2008133937/03; заявл. 18.02.2008; опубл. 20.01.2010. – Бюл. № 2.

УДК 665.6

Оптимизация работы установки производства серы из кислых газов аминовой очистки Восточно-Ламбейшорского месторождения

С.В. Труфанов^{1*}, А.Е. Голованов¹, Е.В. Шульц¹

¹ Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Российская Федерация, 169330, Республика Коми, г. Ухта, ул. Севастопольская, д. 1-а

* E-mail: s.trufanov@sng.vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: установка производства серы, электронагреватель, кислый газ, сероотложения, каталитическая ступень, регенерация катализатора, печи-подогреватели, технологическая эффективность.

Тезисы. В статье рассмотрены варианты оптимизации работы установки производства серы из кислых газов аминовой очистки попутного нефтяного газа Восточно-Ламбейшорского месторождения ТПП «Усинскнефтегаз» ПАО «ЛУКОЙЛ-Коми». В ходе анализа отказов электронагревателей на третьей ступени установки выявлена проблема сероотложений на поверхностях электронагревательных элементов вследствие механического уноса жидкой серы с потоком технологического газа в электронагреватель. Для решения проблемы отложений серы на нагревательных элементах предложены варианты как отказа от всей третьей ступени установки производства серы с выводом электронагревателя из работы, так и переоборудования аппаратом увеличенной мощности с коррозионно-стойкими элементами, а также изменения всего технологического процесса работы установки производства серы с переходом всех электронагревателей в режим работы в цикле регенерации катализатора реакторов. Дополнительно предложен вариант с переоборудованием ступеней нагрева печами – подогревателями газа. По результатам технико-экономического анализа сделан вывод о наиболее целесообразных вариантах оптимизации работы установки производства серы.

В течение 2019 г. при работе установки получения серы (УПС) «Восточный Ламбейшор» КЦДНГ-3 ТПП «Усинскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» возникла проблема разрушения нагревательных элементов электронагревателя третьей каталитической ступени 43Эт-3 установки производства серы. В ходе анализа результатов исследований разрушенного элемента электронагревателя 43Эт-3 была выявлена основная причина – отложения элементарной серы на поверхности элемента. Принципиальная схема УПС, включающая в себя котел-утилизатор 43КУ-1, трехступенчатый конвертер-реактор 43Р-1, -2, -3, котлы-регенераторы 43КУ-2 и 43КУ-3, электронагреватели газа 43Эт-1, -2, -3, сероуловитель 43Е-1 и печь дожига 43П-1, с указанием основных параметров работы установки представлена на рис. 1. Электронагреватель третьей ступени 43Эт-3 является самым маломощным в линейке электронагревателей 43Эт-1 (310 кВт), 43Эт-2 (210 кВт) и 43Эт-3 (175 кВт).

По результатам исследования основных физико-химических свойств углеводородного сырья, технологических режимов, параметров работы оборудования УПС, сравнительного анализа фактического, регламентного и проектного технологических режимов работы установки было выявлено, что причинами отложений серы на поверхностях нагревательных элементов являются механический унос жидкой серы со второй ступени котла-регенератора 43КУ-2 совместно с технологическим газом, подаваемым на нагреватель, и ее последующее осаждение на нагревательных элементах в зоне ввода технологического газа в электронагреватель при увеличении вязкости вследствие недостаточной скорости прогрева потока технологического газа по длине электронагревателя (рис. 2).

Согласно предоставленным актам отказа нагревательных элементов, проблемы с их выходом из строя существуют на всех ступенях нагрева – и 43Эт-3, и 43Эт-2, и 43Эт-1. Это позволяет сделать вывод о том, что проблема с отложениями серы на поверхностях нагревательных элементов является системной.

Подобная проблема также имеет место быть на первой и второй ступенях нагрева перед каталитическими реакторами на установке производства серы Южно-Хыльчунского месторождения.

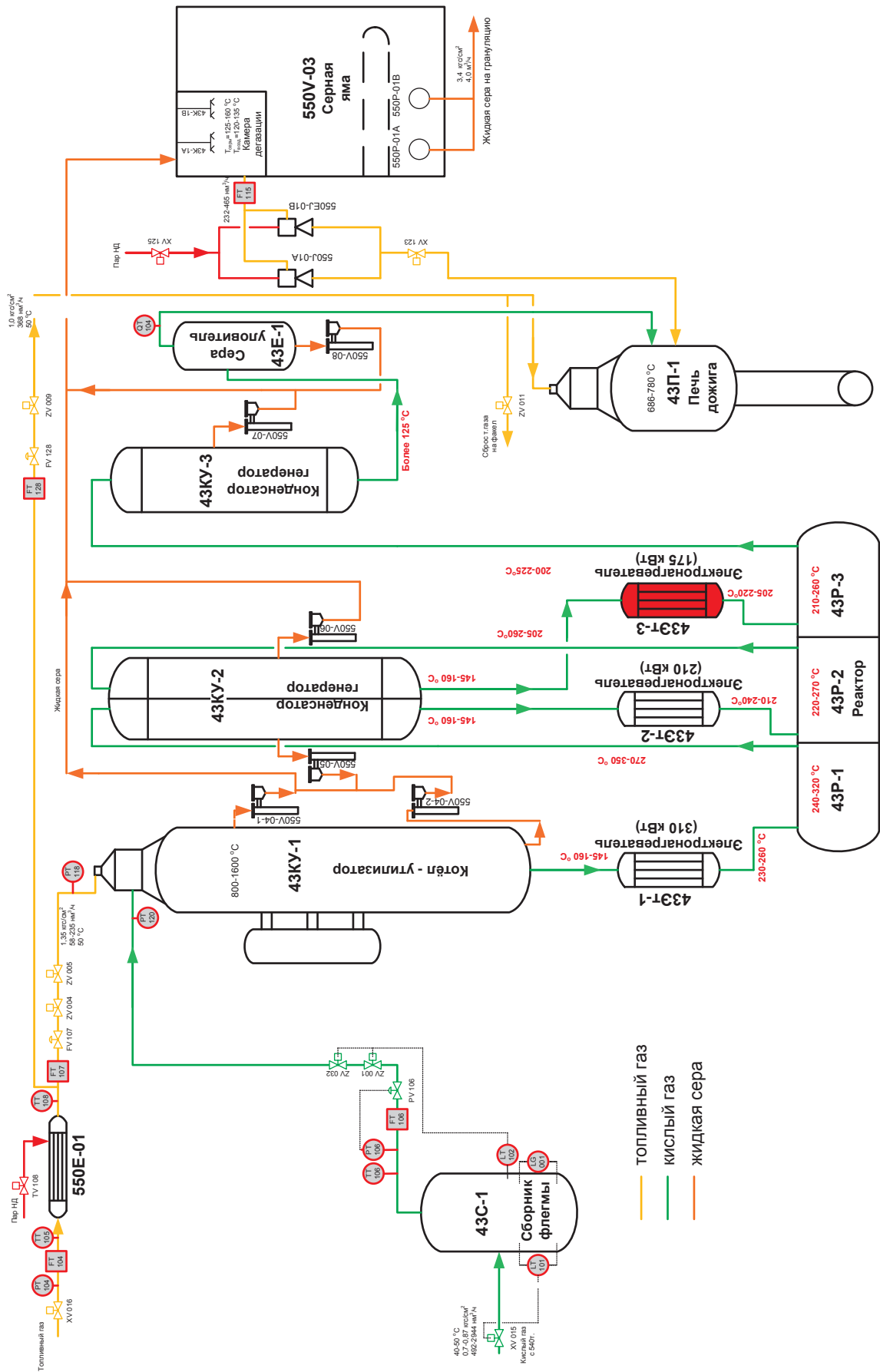


Рис. 1. Принципиальная схема УПС УПП «Восточный Ламбейшор»

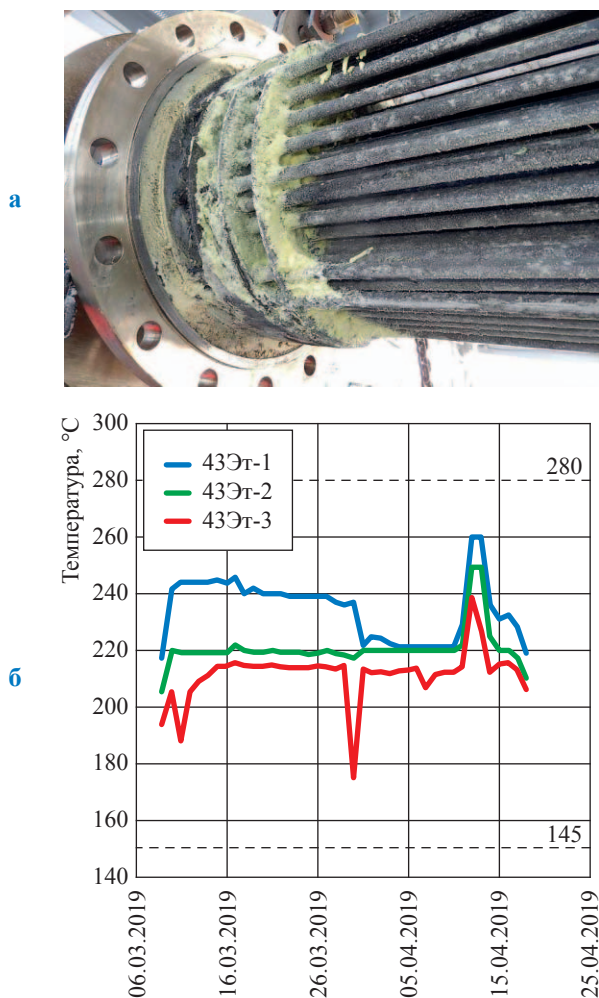


Рис. 2. Отложения серы на поверхностях нагревательных элементов электронагревателя 43Эт-3 (а), режимы работы 43Эт-1, 2 и 3 (б)

С целью оптимизации работы УПС были предложены различные варианты схем нагрева кислого газа на ступенях, в том числе полный либо частичный отказ от нагрева кислого газа перед ступенями, замена электронагревателя на новый аппарат в коррозионно-стойком исполнении, а также полный отказ от третьей каталитической ступени УПС (рис. 3–6):

- работа УПС, минуя третью каталитическую ступень (вывод из работы электронагревателя 43Эт-3, реактора 43Р-3, котла-регенератора 43КУ-3);
- переоборудование УПС новым нагревателем третьей ступени с нагревательными элементами, устойчивыми к коррозии;
- изменение схемы работы УПС с выводом электронагревателей в систему

регенерации катализатора (третьей ступени, второй и третьей ступеней, и всех ступеней нагрева соответственно);

- переоборудование УПС печами подогрева технологического газа вместо электронагревателей 43Эт-1, -2, -3.

Дополнительно был рассмотрен вариант переоборудования УПС печами-подогревателями 43ПП-1 и 43ПП-2 с работой УПС без третьей каталитической ступени (рис. 7).

Для каждого из вариантов оптимизации работы УПС был рассчитан материально-тепловой баланс с помощью специализированного программного обеспечения, а также проведены расчеты экономической эффективности.

Вариант с отключением 43Эт-3 потребует последующей замены электронагревателей 43Эт-1 и 43Эт-2 новыми аппаратами в коррозионно-стойком исполнении. Данный вариант принят в качестве базового при экономических расчетах.

Варианты оптимизации работы УПС с системой регенерации катализатора и переоборудование печами подогрева газа 43ПП-1, -2, -3 потребуют осуществления реконструкции УПС с переобвязкой существующего оборудования, строительством и монтажом нового оборудования (азотная станция, печи подогрева), разработкой новых технологических режимов работы УПС, внесением изменений в САЗ и АСУТП, изменением регламентных режимов работы установки.

Переоборудование третьей ступени нагрева новым электронагревателем увеличенной мощности (не менее 210 кВт – аналогично второй ступени нагрева – для повышения скорости прогрева потока газа на входе нагревателя с целью исключить отложения серы на поверхностях элементов) предусматривает работу установки на существующих технологических режимах с сохранением материально-энергетического баланса производства товарной серы.

При вариантах вывода электронагревателей из постоянной работы и работе их в цикле регенерации незначительно уменьшится выход товарной серы, но увеличится концентрация сероводорода на входе печи дожига 43П-1 (до 0,35...0,38 %), при этом оставаясь в рамках регламентных значений (не более 0,41 %).

Регенерацию катализатора 43Р-3 рекомендуется производить инертным газом (азотом)

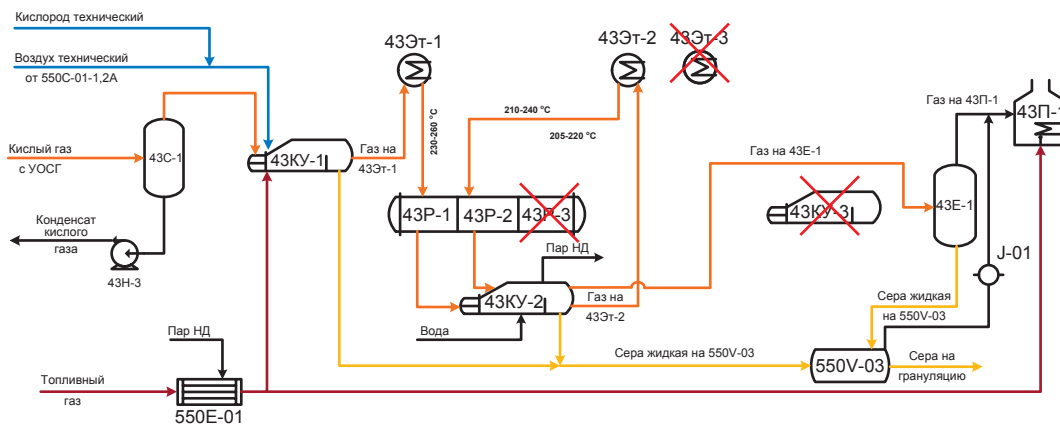


Рис. 3. Работа УПС без 43P-3 (третья ступень) с выводом 43ЭТ-3 из работы

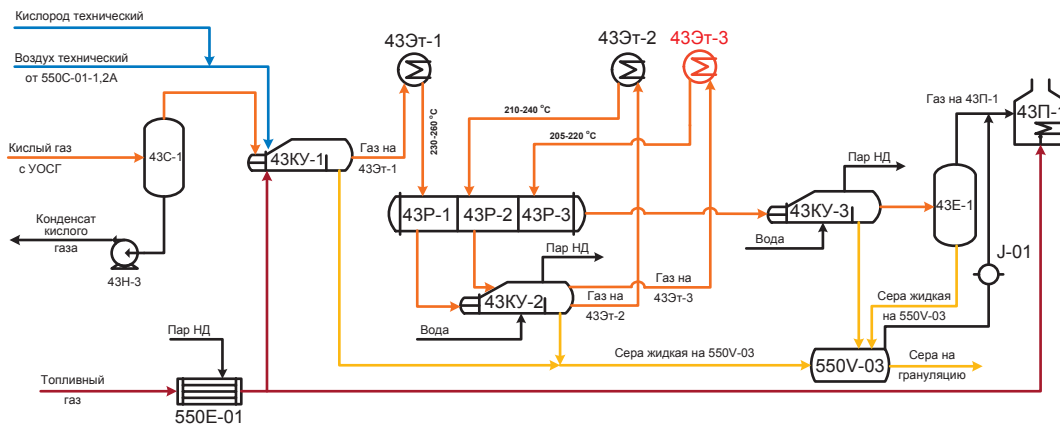


Рис. 4. Работа УПС с заменой 43ЭТ-3 на новый электронагреватель

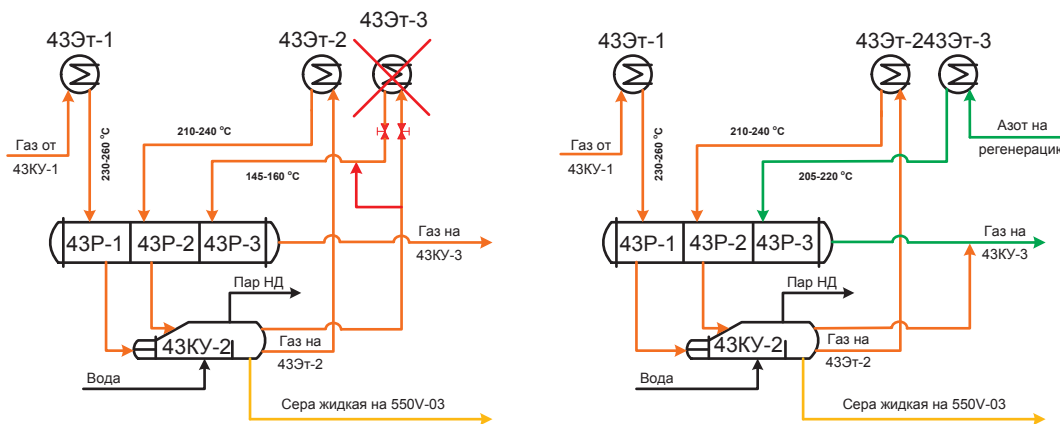


Рис. 5. Работа УПС с отключением 43ЭТ-3 и регенерацией катализатора в 43P-3

для исключения возможности термодеструкции катализатора вследствие попадания в реактор паров воды и свободного кислорода.

Регенерация катализатора топливным газом не рекомендуется ввиду наличия в составе данного газа свободного кислорода и возможности термодеструкции (отравления) катализатора с непредсказуемым по длительности ци-

клом «конверсия – регенерация» и невысокой степени конверсии после нескольких циклов.

Переоборудование УПС печами подогрева технологического газа 43ПП-1, -2, -3 вместо электронагревателей 43ЭТ-1, -2, -3 позволяет кардинально исключить проблему сероотложений на поверхностях нагрева ввиду ее термического разложения в топках до диоксида серы.

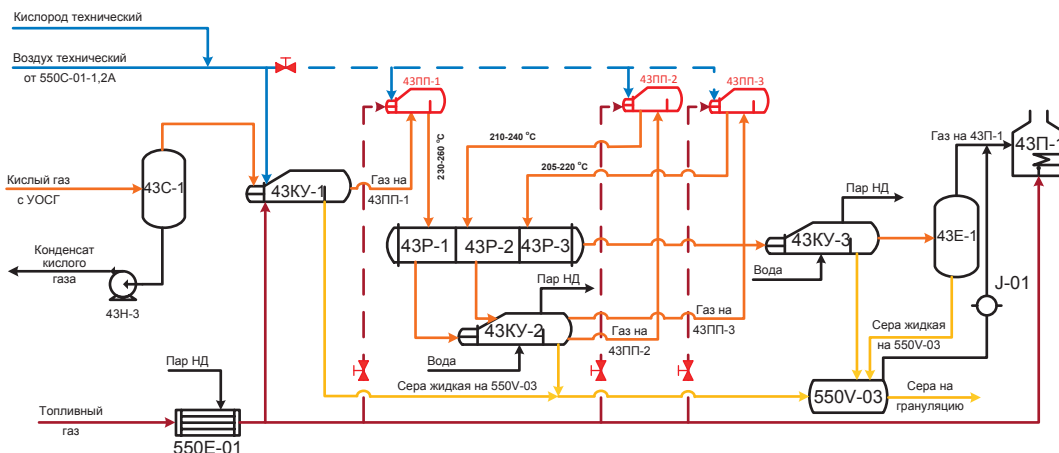


Рис. 6. Работа УПС с заменой электронагревателей 43Эт на печи-подогреватели 43ПП

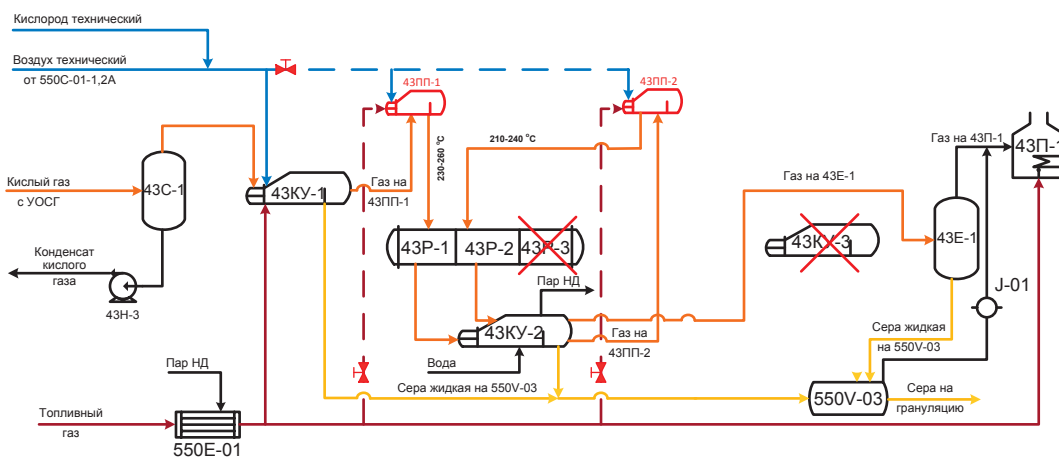


Рис. 7. Работа УПС с заменой электронагревателей 43Эт-1, -2 на печи-подогреватели 43ПП-1, -2 и выводом из работы 43Эт-3 и 43Р-3

При этом технологические режимы работы (температура) перед реакторами 43Р-1, -2, -3 остаются на существующем регламентном уровне, но изменяется технологическая обвязка УПС, вносятся изменения в СПАЗ и АСУТП, значительно меняется материальный баланс по энергоресурсам (топливный газ, технологический воздух) и технологическому газу, направляемому через каталитический блок (реактор 43Р-1, -2, -3, котлы-генераторы 43КУ-2 и 43КУ-3) на печь 43П-1 для дожига.

Дополнительный вариант предусматривает переоборудование УПС печами подогрева технологического газа 43ПП-1, -2 вместо электронагревателей 43Эт-1, -2 и работу УПС без третьей каталитической ступени. Данное решение также позволяет кардинально исключить проблему сероотложений на поверхностях

нагрева ввиду ее термического разложения в топках до диоксида серы.

Технико-экономическое сравнение абсолютных и относительных показателей вариантов оптимизации работы УПС за 10-летний период показывает, что наиболее экономически эффективным вариантом оптимизации является замена существующих электронагревателей 43Эт-1, -2, -3 на печи-подогреватели 43ПП-1, -2, -3.

При этом по вариантам оптимизации работы УПС учтены как основные статьи эксплуатационных расходов (электроэнергия в цикле «конверсия – регенерация», топливный газ и технологический воздух на печи подогрева), так и капитальные затраты (новые электронагреватели, азотная станция, печи подогрева).

По результатам выполненной работы можно сделать следующие выводы.

Наиболее технологически эффективен перевод УПС в работу, минуя третью каталитическую ступень (минимальны капитальные вложения и вмешательство в регламент работы УПС). При этом остается нерешенной проблема возможных сероотложений на 43Эт-1 и 43Эт-2.

Наиболее экономически эффективным вариантом оптимизации работы УПС является замена нагревателей 43Эт-1, -2, -3 на печеподогреватели 43ПП-1, -2, -3.

Отключение нагревателей перед реактором 43Р-1, -2, -3 приведет к существенному изменению схемы работы УПС и соответствующим капитальным вложениям.

При реализации системы регенерации для определения оптимального цикла «конверсия – регенерация» необходимы опытные работы на установке, а также мониторинг процессов осаждения серы на первой и второй ступенях нагрева (43Эт-1 и 43Эт-2).

УДК 622.691.24 (470.13)

Создание хранилища-регулятора на базе Вуктыльского месторождения: задачи, проблемы, перспективы

С.В. Труфанов^{1*}, А.Е. Голованов¹, Е.В. Шульц¹

¹ Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Российская Федерация, 169330, Республика Коми, г. Ухта, ул. Севастопольская, д. 1-а

* E-mail: s.trufanov@sng.vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: подземное хранилище, Вуктыльское НГКМ, сырьевая база, сезонная неравномерность, месторождение-регулятор, закачка газа, давление нагнетания, ретроградный конденсат.

Тезисы. В статье рассмотрены основные цели, задачи и возможные перспективы создания подземного хранилища газа на базе Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) с учетом существующего комплекса по добыче, подготовке, транспорту и переработке углеводородов ПАО «Газпром» и ПАО «ЛУКОЙЛ» в Республике Коми. Для решения задач, связанных с покрытием сезонной неравномерности потребления газа в Северо-Западном федеральном округе, предложены различные источники закачиваемого в пласт газа – как из магистральных газопроводов (Бованенково – Ухта, Пунга – Ухта – Торжок), так и из перспективных объектов Ненецкого автономного округа и Республики Коми. При этом были учтены особенности геологического и технологического характера, связанные с Вуктыльским НГКМ, находящимся на поздней стадии разработки и имеющим в активной фазе процесс закачки сухого неравновесного газа в пласт с целью доизвлечения выпавшего ретроградного конденсата.

Основными функциями подземных хранилищ газа (ПХГ) ПАО «Газпром» на территории Российской Федерации являются обеспечение надежности и бесперебойности поставок газа промышленным и коммунально-бытовым потребителям, а также компенсация пикового спроса в зимний период года. Исходя из данных функций, месторасположение ПХГ определяется не столько горно-геологическими особенностями подземного хранилища и наличием сопутствующей инфраструктуры, сколько близостью к районам, характеризующимся наибольшим спросом на природный газ.

В настоящее время объектами подземного хранения газа ПАО «Газпром» в России являются 22 действующих ПХГ на 26 объектах хранения газа, в том числе из них по горно-геологическим особенностям – 17 в истощенных газовых месторождениях, восемь – в водоносных структурах и одно ПХГ – в соляных отложениях (Калининградское ПХГ). Совокупный объем активного газа в подземных хранилищах ПАО «Газпром» на конец 2017 г. составлял порядка 83,5 млрд м³ и имеет тенденцию к устойчивому росту [1].

Несмотря на наличие подземных хранилищ в непосредственной близости к потребителям, резервирование объемов транспортировки газа по Северному коридору магистральных газопроводов (МГ) ПАО «Газпром» (газопроводы Бованенково – Ухта и Пунга – Ухта – Торжок) практически отсутствует. Единственным резервным хранилищем газа на данный момент является Пунгинское ПХГ, расположенное вдоль трасс газопроводов системы СРТО – Пунга (ООО «Газпром трансгаз Югорск»). Активная емкость данного хранилища составляет около 3,5 млрд м³ газа, в то время как общая пропускная способность всех четырех ниток газопровода Пунга – Ухта – Торжок составляет около 70 млрд м³.

Республика Коми является важным связующим газотранспортным звеном между основными действующими и перспективными районами газодобычи ПАО «Газпром» (Надым-Пур-Тазовским районом и Ямальским полуостровом) и потребителями Северо-Западного федерального округа и Центрально-европейской части России, а также зарубежными потребителями.

В настоящее время основными компаниями, осуществляющими производственную деятельность по добыче, подготовке, транспорту и переработке углеводородов в Республике Коми, являются предприятия ПАО «Газпром» (ООО «Газпром

добыча Краснодар» – Вуктыльское газопромысловое управление (ГПУ) и Северное ЛПУ МГ, ООО «Газпром трансгаз Ухта» – Ухтинское ЛПУ МГ, ООО «Газпром переработка» – Сосногорский ГПЗ), предприятия ПАО «ЛУКОЙЛ-Коми» (ТПП «ЛУКОЙЛ – Ухтанефтегаз», ООО «ЛУКОЙЛ – Ухтанефтепереработка» – Ухтинский НПЗ) и дочернее предприятие ПАО «Транснефть» – АО «Транснефть – Север» (рис. 1).

Комплекс по добыче, промышленной подготовке, транспорту и переработке углеводородного сырья (УВС) предприятий ПАО «Газпром» в Республике Коми включает в себя добывающие и транспортные активы ООО «Газпром добыча Краснодар» (Вуктыльское ГПУ, Северное ЛПУ МГ), газотранспортные и компримирующие мощности ООО «Газпром трансгаз Ухта» (Пунга – Ухта – Торжок и Бованенково – Ухта) и перерабатывающий комплекс ООО «Газпром переработка» (Сосногорский ГПЗ) [2].

Уникальное месторасположение Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), его размеры и геолого-промысловые характеристики, наличие развитой газотранспортной, добывающей и перерабатывающей инфраструктуры (линии МГ Пунга – Ухта – Торжок проходят непосредственно по территории Вуктыльского НГКМ) рассматриваются в качестве основных факторов при оценке возможности создания подземного хранилища газа для обеспечения покрытия как сезонной неравномерности газопотребления в Северо-Западном и Центральном федеральных округах, так и стратегического хранения с целью обеспечения стабильных поставок газа зарубежным потребителям.

Функционирующий единый комплекс «добыча – транспортировка – переработка», реализуемый ПАО «Газпром», является важной социальной составляющей жизни Республики

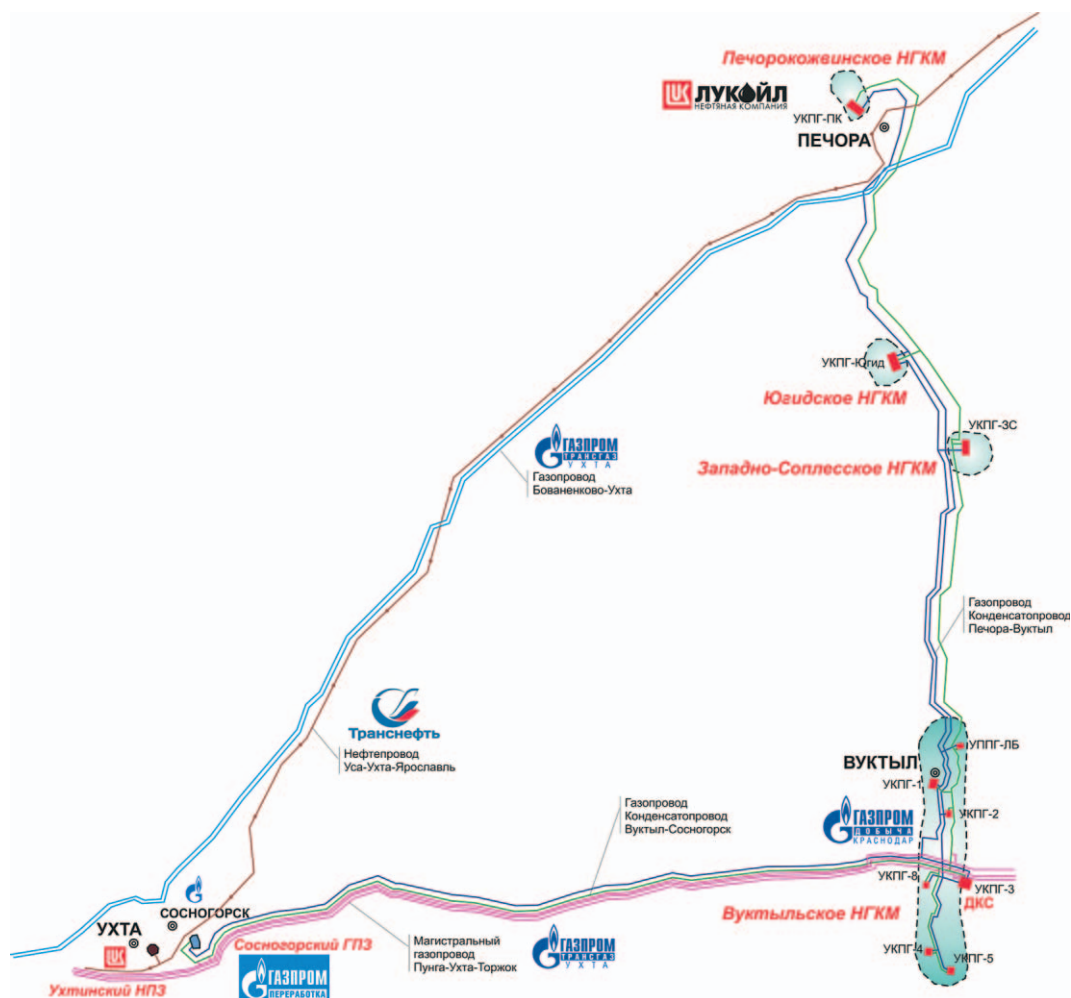


Рис. 1. Производственный комплекс по добыче, подготовке, транспортировке и переработке УВС в Республике Коми

Коми. Вуктыльское газопромысловое управление и Сосногорский газоперерабатывающий завод являются градообразующими предприятиями для городов Вуктыль и Сосногорск.

Текущая сырьевая база Сосногорского ГПЗ формируется за счет объемов добычи газа, нестабильного газового конденсата и нефти месторождений Вуктыльского геолого-экономического региона: Вуктыльского, Западно-Соплесского, Печорокожвинского и Югидского [3, 4], лицензии на разработку которых принадлежат ООО «Газпром добыча Краснодар». Помимо существующих месторождений к вводу в эксплуатацию намечены перспективные Печорогородское и Северо-Югидское месторождения.

В качестве дополнительного источника сырьевой базы УВС также следует рассматривать перспективные месторождения Ненецкого автономного округа – Лаявожское и Ванейвисское – с подачей добываемого газа в существующую систему транспортировки, подготовки и переработки дочерних компаний ПАО «Газпром» в Республике Коми.

Таким образом, при рассмотрении вопроса о создании ПХГ на базе Вуктыльского

месторождения (основной объект разработки по объемам извлечения углеводородов в настоящее время) следует одновременно уделять внимание обеспечению бесперебойного функционирования единого комплекса по добыче, подготовке, транспортировке и переработке ПАО «Газпром» в Республике Коми и Ненецком автономном округе с учетом перспективных и существующих объектов добычи.

Наполнение матрицы рассматриваемых сценариев перевода Вуктыльского НГКМ в режим подземного хранения газа зависит в первую очередь от тех задач, которые необходимо решить путем создания ПХГ на базе месторождения (рис. 2). Все задачи можно условно подразделить на три подгруппы:

- создание стратегического запаса газа (для обеспечения покрытия сезонной неравномерности поставок газа для нужд зарубежных потребителей или длительного обеспечения сырьем перспективных крупных инфраструктурных проектов ПАО «Газпром»);
- резервирование сезонной неравномерности газопотребления региональных субъектов по пути следования МГ Северного

	Сценарий 1 «сезонное хранилище»	Сценарий 2 «стратегическое хранилище»	Сценарий 3 «хранилище-регулятор»
Задачи ПХГ	Покрытие сезонной неравномерности регионального газопотребления	Создание стратегического запаса газа для крупных потребителей	Покрытие сезонной неравномерности + работа объектов ПАО «Газпром» в РК
Источник газа для закачки в ПХГ	СРТО – Ухта – Торжок	СРТО – Ухта – Торжок Бованенково – Ухта	СРТО – Ухта – Торжок Перспективные объекты
Реконструкция объектов промысла и переработки		ДКС Вуктыльского ГПУ	ДКС ВГПУ УНТРГ СГПЗ
Ввод в разработку перспективных объектов		Лаявожское, Ванейвисское, Печорогородское, Северо-Югидское	Лаявожское, Ванейвисское, Печорогородское, Северо-Югидское
Диверсификация поставок газа	СРТО – Ухта – Торжок	СРТО – Ухта – Торжок Бованенково – Ухта	СГПЗ г. Ухта МГП г. Вуктыль г. Ухта
Ликвидация объектов промысла и переработки	Сосногорский ГПЗ УНТРГ УСК Вуктыльское ГПУ УКПГ НСПК ЛПУМТ		

Рис. 2. Основные задачи подземного хранилища газа на базе Вуктыльского НГКМ

коридора (Бованенково – Ухта, Ухта – Торжок, Пунга – Ухта – Грязовец);

- возможность покрытия сезонной неравномерности потребления газа (региональной или стратегической) и бесперебойной работы единого комплекса по добыче, подготовке, транспортировке и переработке газа ПАО «Газпром» в Республике Коми.

Ранее специалистами филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта была выполнена работа по оценке возможности перевода Вуктыльского НГКМ в режим подземного хранения газа, учитывающая сезонную закачку и отбор в равновременных периодах (летний – зимний), а также различные давления нагнетания на УКПГ, призванные имитировать отбор газа из МГ СРТО – Ухта – Торжок (7,5 МПа) и Бованенково – Ухта (11,8 МПа) (рис. 3).

По результатам проведенных расчетов можно сделать следующие выводы:

- при давлении нагнетания сухого газа 7,5 МПа (МГ СРТО – Ухта – Торжок) через 9 лет процесс работы хранилища стабилизируется на годовом цикле сезонной закачки/отбора газа 5,2 млрд м³ при пластовом давлении на начало отбора 6,2 МПа, и за данный период создания хранилища потребуется закачать в качестве буферного объема 18 млрд м³ газа;

- при давлении нагнетания сухого газа 11,8 МПа (МГ Бованенково – Ухта) через 11 лет процесс работы хранилища стабилизируется на годовом цикле сезонной закачки/отбора газа 10,0 млрд м³ при пластовом давлении на начало

отбора 9,5 МПа, при этом за данный период потребуется закачать более 42 млрд м³ газа в качестве буферного.

Таким образом, ключевым фактором для создания ПХГ на базе Вуктыльского НГКМ является вид планируемого хранилища – базисное (обеспечение сезонной неравномерности газопотребления); стратегическое (для образования долгосрочного запаса газа); регулирующее (обеспечение активного объема для покрытия неравномерности газопотребления местных потребителей при одновременном осуществлении добычи и переработки добываемого в регионе газа).

Газ для ПХГ предполагается отбирать с нескольких источников в зависимости от необходимых объемов, а именно: из МГ Пунга – Ухта – Торжок; МГ Бованенково – Ухта; одновременно из обоих газопроводов; с месторождений Вуктыльской и Нарьян-Марской групп (всего объема добываемого газа или его части); на основе комплексных решений по закачке газа из газопроводов и с месторождений для обеспечения загрузки мощностей по переработке газа Сосногорского ГПЗ.

Помимо перспектив развития сырьевой базы, существующей инфраструктуры и геолого-промысловой характеристики Вуктыльского НГКМ, для оценки возможности создания ПХГ необходимо также учитывать опыт проведения широкомасштабной закачки сухого тюменского газа из МГ СРТО – Ухта – Торжок в пласт Вуктыльского месторождения

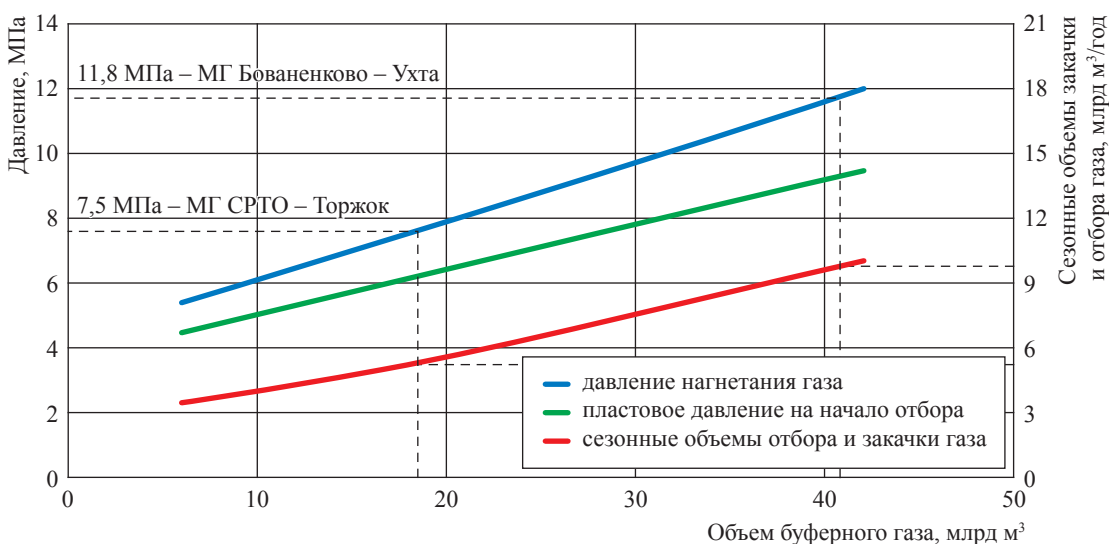


Рис. 3. Влияние давления нагнетания и начального пластового давления на объем активного и буферного газа при создании ПХГ на базе Вуктыльского НГКМ

с целью доизвлечения выпавшего ретроградного конденсата.

В настоящее время оценочный объем выпавшего из газа и находящегося в пласте конденсата оценивается в 95 млн т, что также необходимо учитывать при рассмотрении сценариев реализации перевода Вуктыльского НГКМ в режим ПХГ. Согласно ранее проведенным в работе [5] расчетам, наиболее высокий конденсатогазовый фактор можно получить при прокачке сухого неравновесного газа в пласте в области низких давлений (от 5 до 18 МПа), что необходимо рассмотреть в качестве дополнительного аспекта для оценки перспектив доизвлечения ретроградного конденсата при переводе месторождения в режим подземного хранения и последующем отборе из пласта ранее закачанного газа, в том числе после прекращения функционирования ПХГ.

Основными проблемами при реализации проекта перевода Вуктыльского НГКМ в режим ПХГ или хранилища регулятора является необходимость оценки негативных последствий в виде возможной ликвидации промышленных сооружений Югидского, Западно-Соплесского, Печорокожвинского месторождений с соответствующими газосборными системами, системами промысловой подготовки и межпромыслового транспорта и сдачи лицензий на недропользование данных объектов и неразрабатываемых в настоящий момент Северо-Югидского и Печорогородского месторождений. Полное ликвидационное сальдо должно будет учитывать как затраты, связанные с ликвидацией объектов промысла (демонтаж оборудования, утилизация металлолома и пр.), так и расходы на восстановление экологической системы и социальные выплаты работникам ликвидируемого предприятия.

Также негативными последствиями полномасштабного перевода Вуктыльского НГКМ в режим стратегического хранения газа может явиться прекращение поставок попутного нефтяного газа ПАО «ЛУКОЙЛ» для его переработки на Сосногорском ГПЗ, ликвидация газотранспортной инфраструктуры головных сооружений Вуктыльского ГПУ и газоперерабатывающих мощностей Сосногорского ГПЗ.

Вместе с тем необходимо отметить, что в случае эксплуатации Вуктыльского НГКМ в режиме хранилища-регулятора возникнет вопрос учета и налогообложения продукции скважин:

- газа закачиваемого/добываемого из ПХГ;
- ранее закачанного для повышения конденсатоотдачи тюменского газа;
- собственного пластового газа Вуктыльского НГКМ;
- собственного пластового конденсата Вуктыльского НГКМ;
- ретроградного конденсата, испаренного в ранее закачанный тюменский газ, и газ, закачиваемый/добываемый из ПХГ.

Таким образом, для определения задач, целей и перспектив создания подземного хранилища газа на базе Вуктыльского НГКМ необходима всесторонняя комплексная оценка с учетом долгосрочного планирования развития сырьевой базы ПАО «Газпром».

Список литературы

1. 50 лет подземному хранению газа в России / А.Б. Миллер, А.Г. Ананенков, О.Е. Аксютин и др. – М.: Газпром, 2017. – 25 с.
2. Разманова С.В. Комплексный подход к оценке экономической эффективности разработки месторождений углеводородов на завершающем этапе / С.В. Разманова, Е.В. Мазурина // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – М.: Геоинформарк, 2010. – № 6. – С. 25–30.
3. Белонин М.Д. Тимано-Печорская провинция: геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы освоения / М.Д. Белонин, О.М. Прищепа, Е.Л. Теплов и др. – СПб: Недра, 2004. – 396 с.
4. Прищепа О.М. Состояние и перспективы ресурсной базы углеводородов в Тимано-Печорском регионе / О.М. Прищепа, Ал.А. Отмас, А.В. Куранов // Геология нефти и газа. – 2012. – № 5. – С. 75–80.
5. Жданов К.Ю. Возможности повышения конденсатоотдачи для месторождения на поздней стадии разработки путем закачки в пласт многокомпонентной газовой смеси / К.Ю. Жданов, С.В. Труфанов // Материалы XVII Межд. молодеж. науч. конф. «Севергеозкотех-2016». – Ухта: УГТУ, 2016. – С. 155–160.

УДК 622.279.5 (470.13)

Повышение конечной конденсатоотдачи пласта месторождений на поздней стадии разработки при закачке неуглеводородных газов

К.Ю. Жданов^{1*}, С.В. Труфанов¹

¹ Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Российская Федерация, 169330, Республика Коми, г. Ухта, ул. Севастопольская, д. 1-а

* E-mail: k.zhdanov@sng.vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. В статье рассмотрен способ увеличения эффективности разработки Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) путем снижения объемов закачки природного газа в пласт при условии замещения части закачиваемого газа смесью неуглеводородных газов (азот, диоксид углерода). При одновременном снижении затрат на закачиваемый природный газ показана возможность увеличения потенциального содержания компонентов C_{5+} в смеси природного и неуглеводородных газов различного состава при пластовых давлениях, которые существенно ниже давления максимальной конденсации C_{5+} в пластовом газе. Два этих фактора могут оказать совокупный синергетический эффект снижения эксплуатационных затрат и увеличения конечного коэффициента конденсатоотдачи пласта для Вуктыльского НГКМ.

Газоконденсатные месторождения могут разрабатываться на режиме естественного истощения и с поддержанием пластового давления. Второй способ применяется в основном на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, для повышения коэффициента конденсатоотдачи. Поддержание пластового давления осуществляется путем закачки в пласт рабочих агентов – широкой фракции легких углеводородов, сухого природного газа, смеси природного газа и неуглеводородных компонентов (азот и углекислый газ).

Закачка сухого природного газа в пласт (сайклинг-процесс) – наиболее распространенный способ поддержания пластового давления. Частичный сайклинг-процесс нашел применение на Вуктыльском нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ) для извлечения ретроградного конденсата с конца 1996 г. Для этого в продуктивный пласт месторождения производилась закачка сухого тюменского газа под давлением 3,4...3,6 МПа. В результате поддержания пластового давления осушенный газ испарял в себя компоненты C_{5+} , выпавшие из пластового газа в процессе разработки.

Цель работы заключалась в исследовании возможностей повышения конденсатоотдачи на примере Вуктыльского НГКМ путем сравнения вариантов разработки месторождения с закачкой в пласт сухого газа и смесей сухого газа, азота (N_2) и двуокиси углерода (CO_2). Основной упор сделан на выявление наиболее эффективного способа извлечения конденсата при одновременном снижении объема закачиваемого сухого газа в пласт [1–3].

Путем исследования рекомбинированной пробы исходного состава в программном комплексе Tempest были заданы составы для смесей закачиваемых газов (табл. 1). Углеводороды C_{7+} разбиты на четыре компонента, различающиеся молярной массой. Исследования проводились для давлений, лежащих в диапазоне 0,1...35,0 МПа.

Объемные доли азота и углекислого газа не превышают значения их максимальной концентрации в закачиваемом газе: объемная доля CO_2 , согласно СТО Газпром 9.3-011-2009 [4], не превышает максимально допустимую, соответствующую парциальному давлению 0,2 МПа и выше.

Вычисление максимально возможной концентрации N_2 в закачиваемом газе производилось из условия наименьшего допустимого значения теплоты сгорания

Ключевые слова: закачка газа, сайклинг-процесс, Вуктыльское НГКМ, повышение конденсатоотдачи, смесь неуглеводородных газов, потенциальное содержание конденсата, давление закачки, ретроградный конденсат.

Таблица 1

Составы смесей закачиваемых газов

Компонент	Объемные доли				
	Исходный газ	CH ₄	CO ₂ +CH ₄	N ₂ +CH ₄	CO ₂ +N ₂ +CH ₄
N ₂	0,02051	–	–	0,06210	0,06510
CO ₂	0,00862	–	0,05714	–	0,05714
CH ₄	0,75217	0,93569	0,87855	0,87359	0,81645
C ₂ H ₆	0,08821	–	–	–	–
C ₃ H ₈	0,04430	–	–	–	–
i-C ₄ H ₁₀	0,00554	–	–	–	–
C ₄ H ₁₀	0,01634	–	–	–	–
i-C ₅ H ₁₂	0,00902	–	–	–	–
C ₅ H ₁₂	0,01208	–	–	–	–
C ₆ H ₁₄	0,01755	–	–	–	–
C ₇₊ (1)	0,00442	0,00442	0,00442	0,00442	0,00442
C ₇₊ (2)	0,00776	0,00776	0,00776	0,00776	0,00776
C ₇₊ (3)	0,00987	0,00987	0,00987	0,00987	0,00987
C ₇₊ (4)	0,00361	0,00361	0,00361	0,00361	0,00361

газа. Согласно ГОСТ 22667-82 [5] низшая теплота сгорания Q вычисляется по формуле

$$Q = \sum_{i=1}^n Q_i x_i, \quad (1)$$

где Q_i – низшая теплота сгорания i -го компонента газа, МДж/м³; x_i – доля i -го компонента в газе.

Низшая теплота сгорания для газа по ГОСТ 5542-2014 [6] составляет не менее 31,8 МДж/м³.

Для различного состава закачиваемого газа был произведен расчет потенциального содержания углеводородов C_{5+} в пересчете на сухой газ:

$$П_{C_{5+}} = x_{C_{5+}} \frac{M_{C_{5+}}}{0,02404}, \quad (2)$$

где $x_{C_{5+}}$ – мольная доля фракции C_{5+} в газоконденсатной системе; $M_{C_{5+}}$ – молекулярная масса группы C_{5+} , г/моль.

Была построена газоконденсатная характеристика для всех четырех случаев закачки газа (рис. 1). Как видно из графика, закачка смеси неуглеводородных газов неэффективна при высоких давлениях (порядка 20...30 МПа) по сравнению с разработкой на режиме естественного истощения (на графике линия «Исходный»), но при текущих пластовых давлениях Вуктыльского НГКМ (порядка 2...3 МПа) более эффективна.

На основе проектных решений по разработке Вуктыльского НГКМ с продолжением закачки сухого тюменского газа в продуктивный пласт (табл. 2) был произведен расчет дополнительной добычи ретроградного конденсата при закачке газа разного состава и дополнительное уменьшение закупки природного газа при закачке смесей разного состава.

Так как закачиваемые смеси газов помимо метана состоят из азота и углекислого газа, то для нахождения объема сухого газа,

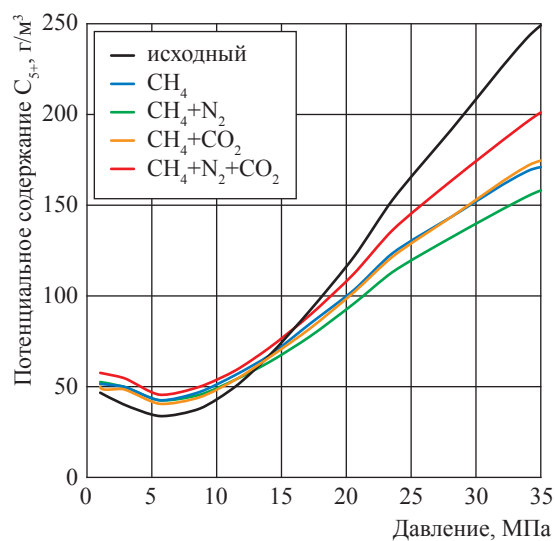


Рис. 1. Потенциальное содержание C_{5+} при различных давлениях

Таблица 2

Параметры разработки Вуктыльского НГКМ при продолжении закачки сухого газа в пласт

Показатель	Год											
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Пластовое давление, бар	29,9	28,1	27,1	26,4	25,9	25,0	24,5	23,9	22,3	21,6	20,9	20,0
Добыча газа, млн м ³ ,	2031,8	1964,5	1891,3	1817,6	1631,0	1630,8	1445,0	1351,9	1266,3	1168,7	1045,0	978,0
• в т.ч. пластового	869,2	809,9	760,6	727,5	714,2	770,3	810,7	831,1	694,3	579,0	443,3	377,9
• в т.ч. прорывного	1162,6	1154,6	1130,7	1090,1	916,8	860,5	634,3	520,7	571,9	589,7	601,7	600,1
Закачка газа, млн м ³	1526,7	1438,7	1345,9	1244,3	1153,2	1049,7	872,3	750,4	681,5	500,3	412,1	355,5
Добыча конденсата, тыс. т	98,3	95,9	93,6	90,3	87,5	85,2	79,9	73,5	60,5	50,0	41,3	34,1

необходимого для закачки, требуется вычестить их объемную долю из общей смеси. На рис. 2 изображена потребность в сухом газе для закачки в пласт.

Зная объемы прорывного газа и потенциальное содержание углеводородов C₅₊ в пласте для закачиваемых газов различного состава, можно рассчитать потенциальную максимальную добычу ретроградного конденсата. Сравнение результатов представлено на рис. 3.

Из данных графиков видно, что наиболее выгодным способом разработки месторождения является закачка в пласт смеси сухого газа, азота и углекислого газа. Наименее выгодный – закачка азота и сухого газа. Это обосновывается тем, что растворимость углеводородов C₅₊ в азоте меньше чем в метане, а растворимость в метане меньше, чем в углекислом газе.

Сравним также экономические показатели разработки. Затраты на закачку газов будут складываться из эксплуатационных затрат, затрат на закупку сухого газа и капитальных затрат. В капитальные затраты входит установка систем получения азота и углекислого газа и станций компримирования до 3,5 МПа (давление закачки сухого тюменского газа в пласт Вуктыльского НГКМ). В общем виде суммарные показатели разработки за 12 лет представлены в табл. 3.

Несмотря на то что закачка смеси сухого газа и азота не показала достаточно высоких показателей по извлечению ретроградного конденсата, она является наиболее выгодной по уровню капитальных затрат. Наиболее экономичным вариантом с точки зрения закупки сухого газа оказалась закачка смеси сухого

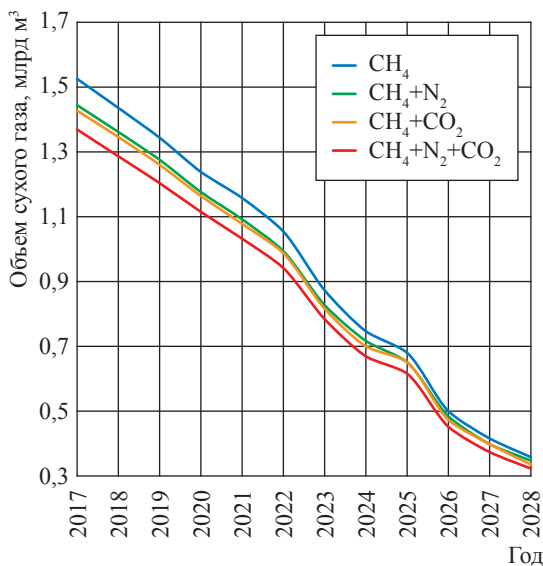


Рис. 2. Динамика объемов закупки сухого природного газа для закачки в пласт

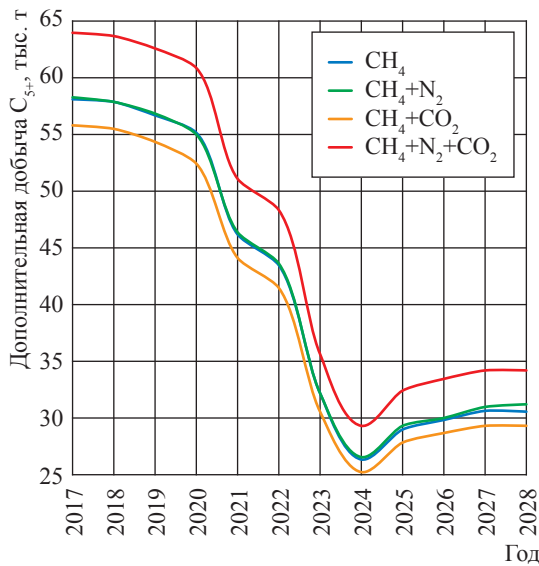


Рис. 3. Сравнение добычи ретроградного конденсата

Таблица 3

Сравнение экономических показателей разработки

Показатель	CH ₄	N ₂ +CH ₄	CO ₂ +CH ₄	CO ₂ +N ₂ +CH ₄
Закачка, млн м ³ :				
• сухого газа	11330,61	10729,41	10628,23	10145,20
• азота	–	601,20	–	–
• углекислого газа	–	–	702,38	–
• смеси азота и углекислого газа	–	–	–	1303,59
Добыча ретроградного конденсата, тыс. т	496,03	498,89	475,11	550,17
Закупка сухого газа для закачки, млн м ³	11330,61	10628,23	10729,41	10145,20
Капитальные затраты, млн руб.	–	232,96	306,28	539,24
Эксплуатационные затраты, млн руб.:				
• компримирование газа	–	119,22	392,14	258,50
• закупка сухого газа	39657,14	37198,79	37552,93	35508,21
Всего затраты, млн руб.	39657,14	37550,97	38251,35	36305,95
Экономия на сухом газе, млн руб.	–	2458,35	2104,21	4148,93
Прибыль, млн руб.	–	2106,17	1137,35	2481,75

газа, азота и углекислого газа, а система закачки углекислого и сухого газа по всем пунктам оказалась невыгодной.

В статье представлены методы увеличения конденсатоотдачи Вуктыльского НГКМ и проведены РVT-исследования этих методов в программном комплексе Tempest. По результатам исследований была составлена газоконденсатная характеристика, демонстрирующая долю компонентов C₅₊. Также выполнено сравнение добычи конденсата этими методами из пласта Вуктыльского НГКМ за 12 лет и представлены экономические показатели.

Исходя из поставленных целей, можно сделать вывод, что наиболее эффективным вариантом разработки Вуктыльского НГКМ с системой поддержания пластового давления, соответствующего максимальному коэффициенту конденсатоизвлечения при минимуме закачки сухого газа, является закачка в пласт смеси метана, азота и углекислого газа.

Список литературы

1. Вяхирев Р.И. Разработка и эксплуатация газовых месторождений / Р.И. Вяхирев, А.И. Гриценко, Р.М. Тер-Саркисов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. – 880 с.
2. Жданов К.Ю. Возможности повышения конденсатоотдачи для месторождения на поздней стадии разработки путем закачки в пласт многокомпонентной газовой смеси / К.Ю. Жданов, С.В. Труфанов // Сб. науч. тр. XVII Межд. молодежн. науч. конф. «Севергеоэкотех-2016». – Ухта: УГТУ, 2016. – С. 155–160.
3. Тер-Саркисов Р.М. Разработка газоконденсатных месторождений с воздействием на пласт / Р.М. Тер-Саркисов, А.И. Гриценко, А.Н. Шандрыгин. – М.: Недра, 1996. – 239 с.
4. СТО Газпром 9.3-011-2011. Ингибиторная защита от коррозии промышленных объектов и трубопроводов. Основные требования. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011.
5. ГОСТ 22667-82. Газы горючие природные. Расчетный метод определения теплоты сгорания, относительной плотности и числа Воббе (с Изменением № 1). – М.: Изд-во стандартов, 1982.
6. ГОСТ 5542-2014. Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия. – М.: Стандартинформ, 2015.

УДК 622.279.3 (470.13)

Опыт извлечения ретроградных углеводородов на участке месторождения в районе УКПГ-8 Вуктыльского НГКМ

Л.В. Юнусова^{1*}, Е.И. Панкратова¹

¹ Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Российская Федерация, 169330, Республика Коми, г. Ухта, ул. Севастопольская, д. 1-а

* E-mail: l.yunusova@sng.vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. На Вуктыльском нефтегазоконденсатном месторождении с 1993 г. внедряется технология по доизвлечению выпавшего в пласте конденсата путем закачки сухого неравновесного газа в пласт. В статье на примере участка месторождения (УКПГ-8) представлены результаты выполненных работ и обоснованы мероприятия по сохранению эффективности технологии в условиях сокращения объемов закачки сухого газа.

В период закачки газа проявились все положительные физические эффекты и технологические результаты применяемой технологии (поддержание давления в пласте, замещение жирного пластового газа сухим, испарение за фронтом вытеснения легких фракций ранее выпавшего ретроградного конденсата, снижение вязкости остаточного газа).

В настоящее время основной задачей является сохранение достигнутых результатов, полученных в первоначальный период, путем регулирования объемов нагнетания, что позволит сохранить добычные возможности по большинству скважин, в продукции которых присутствует сухой газ.

Ввиду сокращения объемов нагнетания газа возникла необходимость проведения дополнительных мероприятий, направленных на сохранение достигнутых результатов. С этой целью была разработана и начата реализация программы опытно-промышленных работ, одним из аспектов которой явился перевод добывающих скважин под нагнетание газа для расширения зоны фильтрации по разрезу и латерали месторождения. Результаты выполненных работ показали возможность сохранения эффекта в добывающих скважинах.

Эксплуатация Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) на режиме естественного истощения пластовой энергии привела к значительным потерям конденсата, выпавшего в пласте. В результате теоретических и экспериментальных исследований была доказана принципиальная возможность извлечения выпавшего конденсата и создана технология его добычи в условиях истощенной газоконденсатной залежи. Технология основана на инициировании процесса прямого испарения выпавшего в пласте конденсата в газовую фазу при его взаимодействии с неравновесным закачиваемым агентом.

Первым участком месторождения, на котором было решено опробовать технологию извлечения конденсата в качестве эксперимента, был выбран район УКПГ-8, находящийся в южной части северного купола месторождения. На начальном этапе под нагнетание газа были специально пробурены три скважины в сводовой (скважины №№ 269, 270) и в присводовой (скважина № 273) частях структуры, расположенные в тектонических блоках, в зоне, где формируется горизонтальная и вертикальная проводимость коллекторов. Скважинами вскрыт продуктивный разрез от отложений кунгурского яруса нижней перми до отложений башкирского яруса среднего карбона (скважины №№ 269, 273) и до отложений серпуховского яруса нижнего карбона (скважина № 270). Объектом закачки газа являлись карбонатные отложения московского яруса среднего карбона, вскрытые перфорацией, обладающие высокими и средними фильтрационными свойствами, что обусловило высокую суточную приемистость – порядка 1 млн м³.

Ключевые слова:

технология, закачка, газ, продуктивный разрез, отложения, скважина, месторождение, участок, нагнетание, добыча.

Реагирующими на закачку были определены 10 близлежащих добывающих скважин (рис. 1), контроль параметров работы которых велся согласно разработанному регламенту, где были определены сроки и периодичность исследования состава продукции, газоконденсатной характеристики и добычных возможностей.

Осуществляемый промысловый контроль позволил на начальном этапе поступления закачанного газа в продукцию добывающих скважин фиксировать его долю и проследить темп ее роста.

На протяжении всего периода по результатам стандартных комплексов геофизических, газоконденсатных и газодинамических исследований проводились научно-исследовательские работы по оценке геофлюидальной системы и процессов, происходящих в пласте. Прослеживались пути распространения закачиваемого газа по продуктивным отложениям от нагнетательных скважин к добывающим, проводились балансовые расчеты углеводородного сырья [1].

С 1993 г. по настоящее время нагнетание газа можно разделить на два этапа: первый – интенсивная закачка и второй – сокращение закачки (рис. 2).

В период интенсивной закачки (до 2008 г.) объем нагнетания газа в пласт составил 5,5 млрд м³, среднегодовой объем – 390 млн м³. За это время проявились все положительные физические эффекты и технологические результаты применяемой технологии:

- поддержание и на отдельных участках рост пластового давления в зонах дренирования добывающих скважин;
- увеличение продуктивности и сохранение фонда добывающих скважин;
- извлечение ретроградных углеводородов, выпавших в пласте;
- оттеснение поступающей в скважины активной пластовой воды.

Извлечено ретроградной фракции C₂₊ 296 тыс. т, в том числе конденсата C₅₊ – 100 тыс. т. После окончания первого периода остаточные объемы газа, находящиеся в пласте, составляли порядка 2,0 млрд м³.

В период сокращения закачки газа (с 2008 г. по настоящее время) суммарный объем закачки составил 2,0 млрд м³, среднегодовой объем – 170 млн м³. Таким образом, объем нагнетания газа был уменьшен более чем в два раза.

Поэтому основной задачей является сохранение положительных эффектов, достигнутых

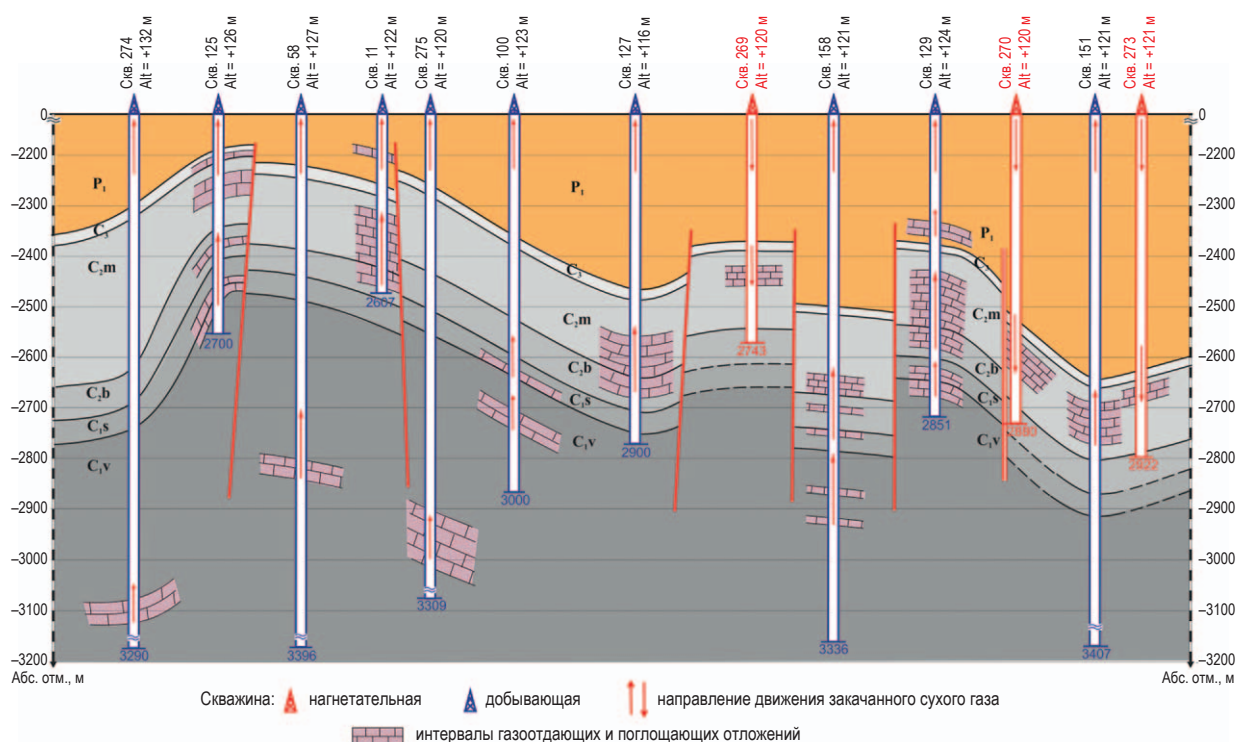


Рис. 1. Геологический профиль через линии скважин, реагирующих на закачку газа

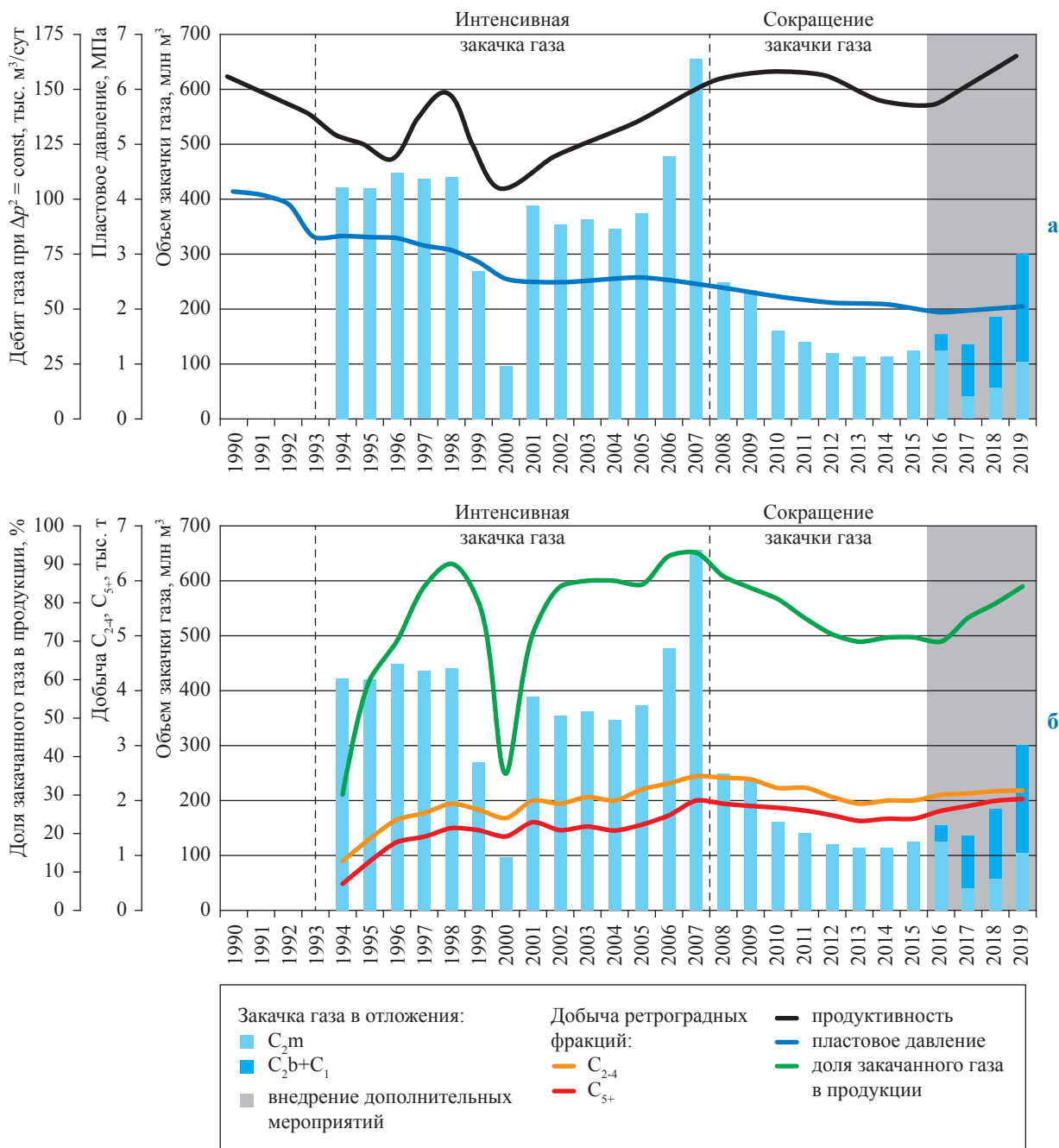


Рис. 2. Влияние объемов закачанного газа на параметры скважины № 129: пластовое давление, продуктивность (а); извлечение ретроградных углеводородов, доля тюменского газа (б)

в первоначальный период, что в условиях Вуктыльского НГКМ сделать весьма непросто. Месторождение характеризуется большим этажом газоносности, и в добывающих скважинах газоотдающими интервалами являются отложения ассельского, гжельского, касимовского, башкирского, серпуховского и визейского ярусов, а не только отложения московского яруса, в которые проводится закачка газа. Кроме того, расстояния между нагнетательными

и реагирующими добывающими скважинами достигает до 4,5 км.

Были опробованы различные схемы регулирования закачки:

- синусоидальный темп закачки (изменение рабочего пространства в нагнетательных скважинах по лифтовым трубам или по лифтовым трубам и затрубному пространству);
- массивная закачка газа в течение определенного времени (количество дней);

• поочередная закачка в нагнетательные скважины, расположенные рядом друг с другом [2].

Регулирование объемов закачки газа позволило на протяжении семи лет сохранять добычные возможности по большинству скважин, в продукции которых присутствует сухой газ, лишь по некоторым скважинам отмечено незначительное снижение дебита. Пластовые давления в зонах дренирования либо стабилизировались, либо замедлился темп их снижения. Активизации пластовой воды не наблюдалось.

Ввиду снижения объемов закачки газа возникла необходимость проведения дополнительных мероприятий, направленных на сохранение достигнутых физических эффектов и технологических результатов.

С этой целью в 2016 г. была разработана и начата реализация программы

опытно-промышленных работ для увеличения углеводородоотдачи, которая охватывает различные участки месторождения, в том числе и район УКПГ-8. Основными задачами программы являются:

- поддержание зоны фильтрации основных отложений C_2m ;
- изменение направления воздействия закачиваемого газа по латерали с целью вовлечения в процесс неохваченных участков месторождения и расширения зон фильтрации;
- изменение интервалов воздействия по разрезу для извлечения выпавшего конденсата, опустившегося под действием гравитационной составляющей в нижние интервалы продуктивной толщи (C_2b , C_1s-v).

Для охвата воздействием сухого газа отложений башкирского яруса среднего карбона (C_2b), серпуховского и визейского ярусов нижнего карбона (C_1s-v) и для поддержания зоны

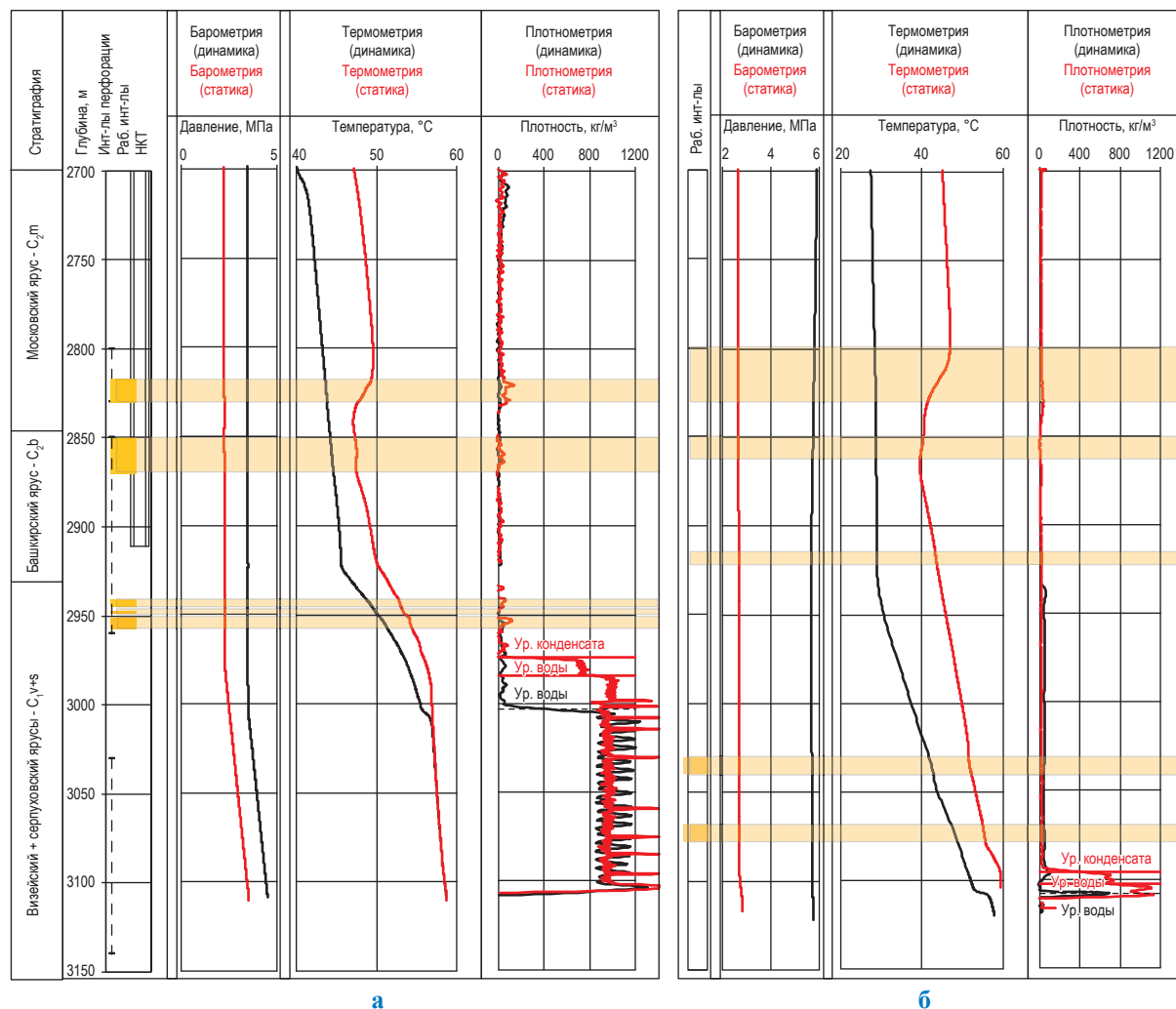


Рис. 3. Результаты термобарометрии за 2016 г. (а) и 2017 г. (б) нагнетательной скважины № 158

фильтрации закачиваемого газа в отложениях московского яруса среднего карбона (C_{2m}) добывающая скважина № 158 переведена под нагнетание газа в 2016 г. Скважина расположена в присводовой части северного купола. Продуктивный разрез вскрыт от терригенных бобриковских отложений нижнего карбона до кунгурских терригенно-сульфатных отложений нижней перми. Перфорацией опробовано 110 м (44 %) визейского и 48 м (19 %) серпуховского ярусов нижнего карбона, 62 м (25 %) башкирского и 30 м (12 %) московского ярусов среднего карбона.

Изначально суточный объем закачиваемого газа по метанолопроводу (диаметр 57 мм) составлял 135 тыс. м³. Затем с целью снижения потерь давления на участке от УКПГ до устья закачку было решено проводить по шлейфу (диаметр 168 мм), за счет чего суточный объем закачиваемого газа увеличился до 360 тыс. м³.

Данные термобарометрии, полученные по результатам газодинамических исследований, показали увеличение мощности интервалов приемистости в отложениях московского яруса (с 13 до 30 м) при незначительном ее уменьшении в отложениях башкирского и серпуховского ярусов (рис. 3). В процесс фильтрации включились нижележащие интервалы в отложениях визейского яруса нижнего

карбона, ранее перекрытые жидкостью, эффективная толщина которых составила 20 м.

В целом увеличение эффективной толщины интервалов приемистости составило 26 м, или 59 %.

Относительные дебиты интервалов приемистости свидетельствуют о том, что наибольшее поступление происходит в отложения визейского и московского ярусов, 44 и 39 % соответственно, 13 и 4 % объемов закачиваемого газа принимают отложения башкирского и серпуховского ярусов.

Контрольными являются 14 добывающих скважин, в продукцию которых может поступать закачанный газ от скважины № 158. В настоящее время в продукции шести добывающих скважин (№№ 100, 127, 129, 151, 152 и 275) определено его присутствие и установлена реакция на проводимые мероприятия (рис. 4).

Проявление реакции выражается в увеличении доли тюменского газа, стабилизации дебита газа сепарации, незначительном увеличении либо стабилизации пластового давления, увеличении добычи ретроградного конденсата (C₅₊) и ретроградных компонентов C₂-C₄.

Скважина № 129 является индикатором на данном участке месторождения, которая первой среагировала на начало нагнетания газа (через два месяца, ноябрь 1993 г.),

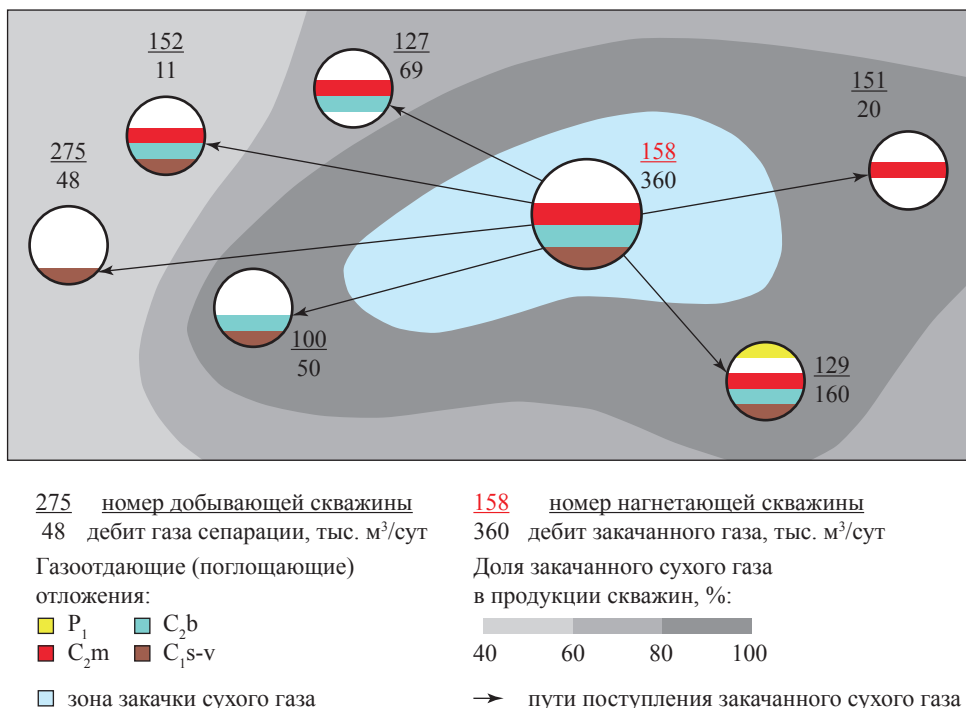


Рис. 4. Схема расположения скважин, реагирующих на закачку газа в скважину № 158

снижение их объемов и на дополнительные мероприятия согласно программе опытно-промышленных работ.

Скважина расположена в сводовой части структуры, в зоне развития макро- и микро-трещиноватости, обусловленной системой опережающих дизъюнктивов. Вскрытый карбонатный продуктивный разрез охватывает интервал от подошвы кунгурских эвапоритов нижней перми (кровля залежи) до карбонатных отложений стешевско-веневского горизонтов нижнего карбона. Перфорацией вскрыто 37 м (15 %) стешевско-веневских карбонатов нижнего карбона, 23 м (10 %) протвинского горизонта серпуховского яруса нижнего карбона, 37 м (15 %) башкирского и 113 м (47 %) московского ярусов среднего карбона и 30 м (13 %) асельского яруса нижней перми. По результатам газодинамических исследований установлено, что дренируемый скважиной продуктивный разрез обладает высокими фильтрационными характеристиками. Изменение объемов нагнетаемого газа в первую очередь отражается на доле сухого газа в продукции, продуктивности, пластовом давлении в зоне дренирования и на объемах добычи ретроградного конденсата (C_{5+}) и ретроградных компонентов C_2 – C_4 (см. рис. 2).

С 2008 г. по настоящее время извлечена 301 тыс. т ретроградной фракции C_{2+} , в том числе конденсата (C_{5+}) – 97 тыс. т. Таким образом, балансовые расчеты показали, что применяемые мероприятия в период сокращения объемов нагнетания позволили сохранить объемы извлечения ретроградных углеводородов.

На основании полученных результатов для достижения и поддержания максимальных физических эффектов и технологических результатов необходимо следующее:

- на первоначальном этапе закачку газа проводить в интенсивном режиме;
- установить пути и скорости продвижения закачанного агента по пласту;
- регулировать объемы нагнетания при установленной гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами;
- изменять фонд скважин с учетом большего этажа газоносности (до 1,5 км), расстояния между скважинами, наличия разнонаправленных тектонических нарушений, которые как улучшают, так и ухудшают флюидопродуцируемость отложений.

Список литературы

1. Пат. 2411358 Российская Федерация, МПК 8 E 21 В 47/10, E 21 В 43/12. Способ определения направления фильтрации внешнего газообразного агента в газоконденсатной залежи / Юнусова Л.В., Самгина С.А., Максимов П.В.; заявитель и патентообладатель ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – № 2009133707; заявл. 08.09.09; опубл. 10.02.11.
2. Юнусова Л.В. Расширение зоны фильтрации закачиваемого газа по латерали и продуктивному разрезу в условиях применения методов повышения конденсатоотдачи на примере Вуктыльского НГКМ / Л.В. Юнусова, Е.И. Панкратова, С.В. Тяжких // Газовая промышленность. – 2018. – № 9. – С. 70–74.

УДК 665.612:53

Проблема влияния метанола на мониторинговые измерения точки росы по воде и пути ее решения

Л.В. Мачулин

Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Российская Федерация, 169330, Республика Коми, г. Ухта, ул. Севастопольская, д. 1-а
E-mail: l.machulin@sng.vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. Статья посвящена одной из значимых проблем контроля качества газа – устранению мешающего влияния примесей метанола на результаты измерения влагосодержания и точки росы. В работе оценена степень искажения показаний гигрометров в присутствии метанола и показаны последствия некорректно проведенных замеров влажности газа. Описаны два подхода к решению данной проблемы, один из которых является оригинальной разработкой филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта.

Ключевые слова: анализ газа, природный газ, гигрометры, метанол, точка росы, влажность.

Одним из основных показателей качества товарного природного газа является его абсолютная влажность (влагосодержание), которую чаще всего выражают через температуру точки росы по воде ($TTR_{\text{в}}$) – температуру, охлаждаясь до которой газ при постоянном влагосодержании становится насыщенным водяными парами [1] при рабочем либо заданном стандартном давлении.

Наличие влаги в газе нежелательно по следующим причинам:

- вода может конденсироваться и скапливаться в трубопроводах и аппаратах, нарушая технологический режим работы газопровода, а также усиливая его коррозию;
- при определенных условиях конденсационная вода может образовывать с газом гидраты, забивающие импульсные трубки и повышающие гидравлическое сопротивление основной трубы;
- являясь негорючей примесью, влага снижает энергетическую ценность газа.

Таким образом, присутствие водяных паров в газе нежелательно и жестко нормируется СТО Газпром 089-2010 [2], а наличие капельной воды является недопустимым. При этом наиболее строгими являются требования к газу, предназначенному для транспортировки по газопроводам, проложенным в холодных климатических районах ($TTR_{\text{в}}$ не выше минус 20 °С при рабочем давлении).

Суть проблемы

Газ в условиях пласта, как правило, насыщен водой и для транспортировки на дальние расстояния непригоден. Для борьбы с негативными последствиями обводненности газа широко используют метанол, нивелирующий вредное влияние воды в части гидратообразования, а для предотвращения выпадения в трубе капельной жидкости применяют различные методы предварительной осушки. Данные мероприятия могут ограничиваться уменьшением относительной влажности (в этом случае газ подогревается до температуры выше точки росы по воде ($TTR_{\text{в}}$) и перестает быть насыщенным по влаге, но его осушки как таковой не происходит) либо быть направлены на реальное снижение абсолютной влажности с помощью методов адсорбции или адсорбции (в этом случае вода физически извлекается из газового потока, и влагосодержание газа уменьшается). Первый, более простой, вариант практикуется на газораспределительных станциях, подающих редуцированный газ на небольшие расстояния, второй – на компрессорных станциях (КС) магистральных газопроводов и газоперерабатывающих заводах.

Измерение влажности газа также может осуществляться различными способами. Как правило, для мониторинга точки росы газа в РФ применяют потоковые

и переносные гигрометры двух основных типов – конденсационные и емкостные (диэлектрические). Суть первых заключается в пропускании потока газа через ячейку с охлаждаемым зеркалом и фиксации температуры начала конденсации водяных капель. Этот метод обладает наибольшей наглядностью и поэтому считается арбитражным. Емкостной метод считается косвенным, поскольку приборы данного типа не предусматривают ни замера температуры, ни фиксации точки росы, а градуируются по току между обкладками высокочастотного конденсатора, заполненное сорбентом пространство между которыми служит рабочей камерой для протекания газа. Несмотря на косвенный характер измерения, гигрометры данного типа обладают достаточно высокой точностью и весьма чувствительны, поскольку базируются на разнице диэлектрических проницаемостей, которая между водой и углеводородами очень велика. Благодаря этому диэлектрические приборы позволяют определять микроколичества воды, эквивалентные ТТР_в порядка минус 70 °С и ниже, что недостижимо для приборов конденсационного типа.

Однако вода в составе газа не является единственной легко конденсирующейся жидкостью с высокой диэлектрической проницаемостью и большим дипольным моментом молекул. Близкими свойствами обладает метанол, с точки зрения химии – метилвода (табл. 1).

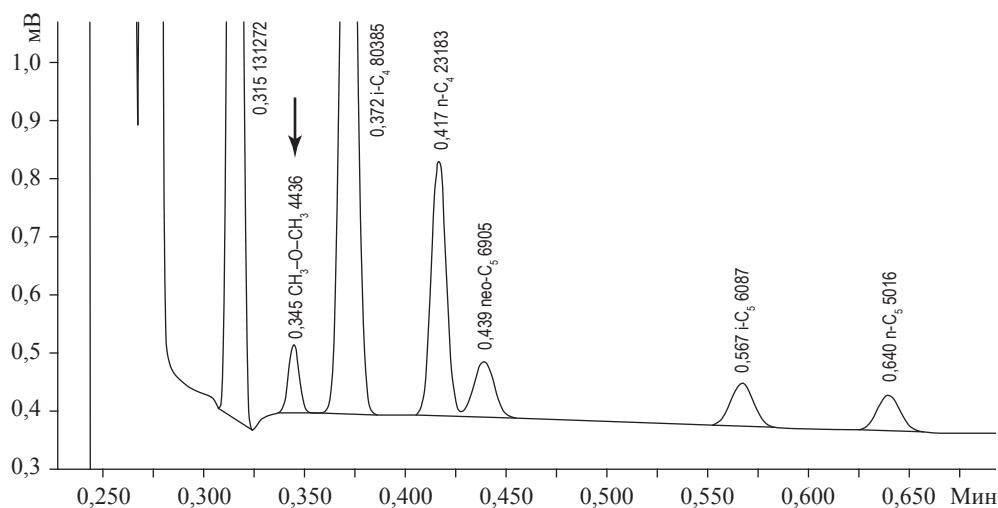
Относительное сходство физико-химических свойств воды и метанола приводит к тому, что при значительном содержании последнего гигрометры начинают воспринимать его наравне с водой, что неизбежно приводит к завышению измеряемой ТТР_в, и этот ложный инкремент достигает порой значительных величин (10...15 °С). В наибольшей степени этому недостатку подвержены приборы емкостного типа.

Следствием искажения реальной картины обводненности является перерасход осушающих агентов и дополнительные энергозатраты. Сигналом тому может служить появление на выходной хроматограмме блока осушки газа пика диметилового эфира (ДМЭ), образующегося в результате реакции межмолекулярной дегидратации метанола с участием твердого

Таблица 1

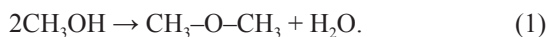
Сравнительная характеристика физико-химических свойств метана, воды и метанола [3]

Наименование показателя	Значение показателя		
	Температура кипения, °С	Диэлектрическая проницаемость, (газ/жидкость)	Дипольный момент молекулы, Д
Метан	-162	1,0008/1,7	0
Метанол	65	1,0057/33	1,706
Вода	100	1,0126/81	1,840



Пик ДМЭ на хроматограмме магистрального газа, прошедшего адсорбционную осушку (колонка CP Sil 5CB 10 м, детектор – микрокатарометр)

водопоглощающего адсорбента алюмосиликатного типа:



Ранее этот пик, отсутствующий на входе и появляющийся на выходе в позиции между пиками пропана и изобутана, никак не идентифицировался, и лишь исследования, проведенные специалистами филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта с использованием метода хромато-масс-спектрометрии, позволили внести ясность в этот вопрос (рисунок).

Появление в газе ДМЭ свидетельствует о полном исчерпании в осушаемом потоке паров воды (содержание которой падало к этому моменту ниже 1 мг/м^3 , что в разы меньше допустимого максимума) и переходе от физической сорбции метанола к его химической деструкции. Как показали расчеты, по указанному выше механизму разрушалось не менее 40 % метанола, в результате чего концентрация ДМЭ в газе на выходе из КС достигала ощутимых величин (порядка 0,01 %). Очевидно, что технологических причин доводить процесс до стадии химических превращений у персонала КС не было, однако неверные показатели потоковых гигрометров вынуждали прибегать к избыточно жесткому ведению осушки.

Пути решения

Первыми данную проблему озвучили и изучили за рубежом. Так, в международном стандарте ISO 6327:1981 [4], позднее адаптированном в качестве национальных стандартов Украины (ДСТУ ISO 6327:2004) и Казахстана (СТ РК ИСО 6327–2004), отмечено, что если

газ содержит метанол, то он будет осаждаться на охлаждаемом зеркале вместе с водой и образовывать общую точку росы. В том же стандарте была приведена таблица поправок (табл. 2), которые необходимо вычитать из измеренного значения точки росы в зависимости от содержания метанола и давления в трубопроводе.

Несмотря на то что данный подход имеет существенный недостаток (необходимость измерения содержания метанола), он сыграл несомненную положительную роль и помог пользователям стандарта серьезно сэкономить на технологических режимах. К сожалению, в отечественные стандарты [5, 6] вышеприведенная таблица не вошла.

Новизна подхода, примененного в филиале ООО «Газпром ВНИИГАЗ», заключается в том, что вместо таблицы с поправками предлагается внести изменения в саму процедуру определения $\text{ТТР}_в$. Прежде всего это касается приборов емкостного типа, как наиболее подверженных влиянию метанола. Так, по данным специалистов филиала, уже при концентрациях порядка 200 мг/м^3 искажения показаний диэлькометрических гигрометров при исследовании магистрального газа могут достигать $16 \text{ }^\circ\text{C}$ (табл. 3).

Очевидно, что, проводя замеры традиционным способом, т.е. определяя точку росы при рабочем давлении, истинное значение $\text{ТТР}_в$ можно рассчитать, лишь зная концентрацию метанола. Существует ли способ обойти данное препятствие? Здесь следует вновь обратить внимание на табл. 1, согласно которой при постоянной концентрации метанола температурная поправка для приборов конденсационного типа уменьшается по мере снижения давления и при давлениях ниже 15 бар может не учитываться.

Таблица 2

Поправки к $\text{ТТР}_в$ для гигрометров конденсационного типа [4]

Содержание метанола, мг/м^3	Давление, бар	Нескорректированная точка росы, $^\circ\text{C}$			
		-10	-5	0	5
Величина, которую необходимо вычесть, $^\circ\text{C}$					
250	15	1	1	0,5	0,5
250	30	2	1,5	1	0,5
250	40	3	2	1,5	1
250	55	4	3	2	1,5
250	70	4,5	3,5	3	2
400	15	1,5	1	1	0,5
400	30	3,5	3	1,5	1
400	40	5	4	2	1,5
400	55	6,5	4,5	3,5	2
400	70	8	5,5	4	3

Таблица 3

**Разница между измеренными и фактическими значениями TTR_v газа,
полученными с помощью гигрометра диэлькометрического типа**

Содержание метанола, мг/м ³	Давление, МПа	Измеренная TTR_v при рабочем давлении, °С	Фактическая TTR_v при рабочем давлении, °С	Отклонение, °С
161	7,9	-19,6	-30,3	-10,7
212	8,2	-14,7	-25,8	-11,1
213	7,7	-15,2	-28,5	-13,3
228	7,9	-16,9	-33,2	-16,3

Аналогичным образом ведет себя и поправка для емкостных гигрометров. Теоретически это можно объяснить тем, что полярные молекулы метанола легко сорбируются в чувствительном элементе диэлькометрического датчика при высоких давлениях, но практически не способны делать это при низких. Таким образом, при атмосферном давлении метанол лишается возможности вносить вклад в увеличение диэлектрической проницаемости сорбционной матрицы и уже не воспринимается прибором как вода, следовательно, измерение TTR_v в этих условиях происходит корректно. Далее в соответствии с приложениями к ГОСТ Р 53763-2009 [6] рассчитывается влагосодержание газа, а по нему – фактическое TTR_v при любом давлении, включая рабочее.

Данный способ не требует дополнительно аппаратного оформления, за исключением игольчатого вентиля, необходимого для редуцирования газа, поступающего в датчик прибора.

Представленный новый подход позволяет полностью устранить мешающее влияние метанола при измерении TTR_v .

Доказана возможность определения фактического значения TTR_v метанолсодержащего газа в ходе одного замера без предварительного анализа химического состава.

Процедура измерения, реализованная по схеме предварительного редуцирования, может быть рекомендована как для выездных бригад, занимающихся мониторингом влажности газа, так и для персонала КС, обслуживающего стационарные потоковые гигрометры.

Список литературы

1. Жданова Н.В. Осушка углеводородных газов / Н.В. Жданова, А.Л. Халиф. – М.: Химия, 1984. – 192 с.
2. СТО Газпром 089-2010. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия. – М.: Газпром экспо, 2010. – 15 с.
3. Справочник химика. Т. 1. Общие сведения, строение вещества, свойства важнейших веществ, лабораторная техника / под ред. Б.П. Никольского. – М.-Л.: Химия, 1966. – С. 945–947.
4. ISO 6327:1981. Gas analysis – Determination of the water dew point of natural gas – Cooled surface condensation hygrometers. – 1981. – 5 p.
5. ГОСТ 20060-83. Газы горючие природные. Методы определения содержания водяных паров и точки росы влаги. – М.: Изд-во стандартов, 2004. – 11 с.
6. ГОСТ Р 53763-2009. Газы горючие природные. Определение температуры точки росы по воде. – М.: Стандартинформ, 2010. – 39 с.

УДК: 661.664.4; 665.72; 661.071.62

Пути повышения эффективности переработки газа и газового конденсата на Сосногорском ГПЗ в условиях изменения объемов и состава сырьевой базы

А.А. Маслов^{1*}, Г.Е. Павловский²

¹ Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Российская Федерация, 169330, Республика Коми, г. Ухта, ул. Севастопольская, д. 1-а

² Филиал ООО «Газпром переработка» – Сосногорский ГПЗ, Российская Федерация, 169330, Республика Коми, г. Сосногорск, ул. Энергетиков, д. 15

* E-mail: a.maslov@sng.vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. В настоящее время на Сосногорском газоперерабатывающем заводе (ГПЗ) ООО «Газпром переработка» осуществляется переработка природного газа и нестабильного газового конденсата месторождений Вуктыльского геолого-экономического района (ГЭР), а также попутного нефтяного газа северной группы месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Приоритетными проблемами Сосногорского ГПЗ являются физический и моральный износ технологического оборудования, ухудшение качества сырья, недозагрузка перерабатывающих мощностей.

Существующий на Сосногорском ГПЗ технологический процесс получения печного техуглерода сопровождается потерей тепла, образующегося при сгорании сырьевых потоков в реакторах, что приводит к нерациональному использованию имеющихся ресурсов.

Снижение объемов добычи газового конденсата по мере истощения месторождений, а также вовлечение в разработку нефтяных залежей является причиной ухудшения качества нестабильной нефтегазоконденсатной смеси, поступающей на установку стабилизации конденсата.

Одним из способов повышения эффективности химико-технологических процессов является подбор оптимальных параметров работы технологического оборудования. Предотвратить снижение экономической эффективности переработки углеводородов возможно при выполнении своевременной оптимизации технологического режима. Определение оптимальных параметров работы технологического оборудования на стадии предпроектных работ осуществляется при построении математической модели технологического процесса с применением программного комплекса Aspen HYSYS (Aspen Technology Inc., США).

Для определения перспектив нормального функционирования установки низкотемпературного разделения газа филиалом ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта был проведен анализ существующих и возможных осложнений с учетом прогнозных показателей объемов и качества поступающего сырья на основе математического моделирования.

На основе результатов анализа спецификаций и норм технологического режима эксплуатации основного оборудования установки с учетом вариативности развития сырьевой базы были разработаны сценарии проведения реконструкции от вариантов с заменой компрессорно-детандерного оборудования до полной остановки цеха с последующей консервацией технологической установки.

Актуальность выполнения работ по оптимизации и повышению эффективности переработки газа и газового конденсата на Сосногорском ГПЗ связана со значительной выработанностью нефтегазоконденсатных месторождений Вуктыльского ГЭР. Падение пластового давления месторождений и, как следствие, снижение объемов добычи углеводородов, а также ухудшение качества сырья в ближайшей перспективе может потребовать дорогостоящей реконструкции производственных мощностей завода.

В настоящее время на Сосногорском газоперерабатывающем заводе (ГПЗ) ООО «Газпром переработка» осуществляется переработка природного газа и нестабильного газового конденсата месторождений Вуктыльского геолого-экономического района (ГЭР), а также попутного нефтяного газа северной группы месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Приоритетными проблемами Сосногорского ГПЗ являются физический и моральный износ технологического оборудования, ухудшение качества сырья, недогрузка перерабатывающих мощностей.

Действующие установки по производству печного и термического технического углерода (рис. 1) находятся в эксплуатации с начала 1950-х гг. Производство

Ключевые слова: газоперерабатывающий завод, нефтегазоконденсатная смесь, технический углерод, сжиженные углеводородные газы, стабильный газовый конденсат, сухой отбензиненный газ, математическое моделирование, стабилизация конденсата, низкотемпературное разделение газа, эффективность, оптимизация.



Рис. 1. Сосногорский ГПЗ. Цех по производству печного и термического технического углерода

характеризуется физическим и моральным износом основного технологического оборудования. Основными недостатками применяемых технологий являются низкая энергетическая эффективность технологических процессов, ограниченный выход товарных продуктов, узкий ассортимент ликвидной продукции, технологические потери в системе улавливания технического углерода, сокращение межремонтных периодов оборудования.

Сосногорский ГПЗ выпускает технический углерод двух марок: печной П701 и термический Т900. Низкая рентабельность производства обусловлена малым выходом товарного продукта по причине использования сухого отбензиненного газа в качестве сырья. Стоит отметить, что Сосногорский ГПЗ является единственным газоперерабатывающим заводом в России, производящим технический углерод из природного газа. Для повышения рентабельности производства технического углерода потребуется разработка комплекса технических решений, направленных на повышение энергетической эффективности процессов, расширение ассортимента и увеличение объема выработки товарной продукции.

Существующий на Сосногорском ГПЗ технологический процесс получения печного техуглерода сопровождается потерей тепла, образующегося при сгорании сырьевых потоков в реакторах, что приводит к нерациональному использованию имеющихся ресурсов. Согласно экспериментальным данным, нагрев воздуха, входящего в состав топливной смеси, позволит значительно сократить объем сырьевого газа, расходуемого на нагрев газозвушной смеси, тем самым увеличив удельный выход товарной продукции.

Принимая во внимание высокий энергетический потенциал углеродогазовой смеси, входящей из реакторов, целесообразно использовать ее для нагрева воздуха, используемого

в технологическом процессе. Одним из вариантов реализации такого технического решения, например, может стать реконструкция печных агрегатов с включением в технологические линии рекуперативных теплообменных аппаратов, обеспечивающих полезное использование тепловой энергии углеродогазовой смеси в системе подогрева технического воздуха.

Кроме того, среди технических инициатив, направленных на расширение ассортимента и увеличение выхода готовой продукции, важное место занимает разработка новых конструкций горелочных устройств, способных работать одинаково эффективно при различных характеристиках сырья и нагрузках [1].

Весь объем жидких углеводородов (ЖУВ) перерабатывается на установке стабилизации конденсата (УСК), состоящей из двух технологических ниток, одна из которых находится в работе, а вторая – в резерве. В настоящее время загрузка одной нитки составляет порядка 14 % от номинальной, установка работает в нижней



Рис. 2. Прогноз загрузки установки стабилизации конденсата жидким сырьем

границе допустимого диапазона производительности (рис. 2).

Недозагрузка перерабатывающих мощностей завода по жидкому сырью обусловлена общим снижением объемов добычи углеводородов на месторождениях Вуктыльского ГЭР. Здесь важно отметить, что работа УСК в условиях низкой загрузки приводит к тому, что оборудование, рассчитанное на определенную производительность, работает в неоптимальном режиме, а качество сжиженных углеводородных газов, выделяемых в процессе стабилизации конденсата, может не соответствовать требованиям нормативных документов [2]. Получение продукции требуемого качества обуславливает необходимость кратного увеличения объема жидкости, подаваемой на орошение колонн, в связи с чем возрастают удельные расходы электроэнергии и топливного газа. Кроме того, в условиях недозагрузки контрольно-измерительные приборы и автоматика работают в неоптимальном диапазоне измерений и регулирования.

Ранее планировалось строительство новой УСК в две технологические линии мощностью по сырью 250 тыс. т/год каждая, суммарной номинальной мощностью 500 тыс. т/год, однако реализация этого проекта будет являться экономически целесообразной только при условии перспектив пополнения сырьевой базы по ЖУВ.

Снижение объемов добычи газового конденсата по мере истощения месторождений,

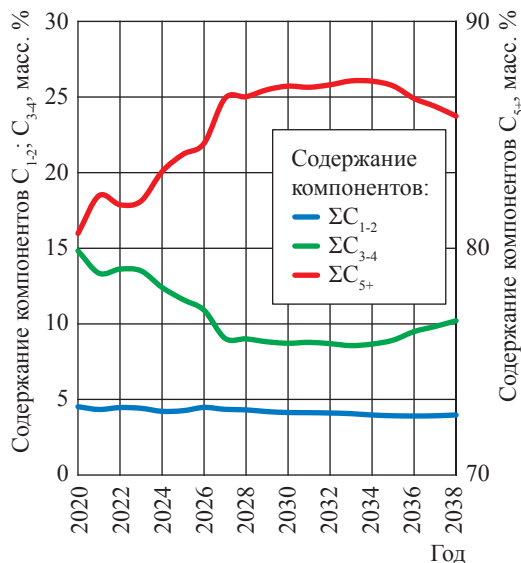


Рис. 3. Прогноз состава нестабильных ЖУВ, поступающих на переработку

а также вовлечение в разработку нефтяных залежей является причиной ухудшения качества нестабильной нефтегазоконденсатной смеси, поступающей на завод (рис. 3). Это в свою очередь влечет за собой увеличение эксплуатационных затрат из-за необходимости повышения температуры в кубе ректификационных колонн.

Повышенное содержание тяжелых компонентов в стабильном газовом конденсате может вызывать осложнения при работе межцехового конденсатопровода и требует применения ингибитора асфальтеносмолопарафиновых отложений в холодное время года.

Одним из основных способов повышения эффективности химико-технологических процессов является подбор оптимальных параметров работы технологического оборудования. Предотвратить снижение экономической эффективности переработки ЖУВ в существующих условиях возможно при своевременной оптимизации технологического режима работы УСК с проведением минимальной реконструкции объекта. Определение оптимальных параметров работы теплообменного, колонного, насосного и другого оборудования на стадии предпроектных работ осуществляется при построении математической модели технологического процесса с применением программного комплекса Aspen HYSYS (Aspen Technology Inc., США).

Установка низкотемпературного разделения газа (УНТРГ) (рис. 4) в настоящее время работает на заданных режимах, достигая проектных показателей извлечения целевых компонентов C_{3+} . Загрузка производственных мощностей составляет 82 %.

Для определения перспектив нормального функционирования установки филиалом ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта был проведен анализ существующих и возможных осложнений с учетом прогнозных показателей объемов и качества поступающего сырья на основе математического моделирования [2].

На основе результатов анализа спецификаций и норм технологического режима эксплуатации основного оборудования установки с учетом вариативности развития сырьевой базы были разработаны сценарии проведения реконструкции от вариантов с заменой компрессорно-детандерного оборудования до полной остановки цеха с последующей консервацией технологической установки.



Рис. 4. Сосногорский ГПЗ. Цех по переработке природного газа. Установка низкотемпературного разделения газа

Так, в случае уменьшения объемов поступающего на переработку газового сырья менее 1,5 млрд м³/год (50 % от номинальной производительности) будет наблюдаться снижение эффективности работы колонн, а также выход за пределы проектных режимов функционирования компрессорного оборудования, при которых его эксплуатация будет осуществляться в режиме большого перепуска газа с нагнетания на всас. В этом случае потребуются замена компрессорно-детандерного оборудования, что позволит продлить эксплуатацию установки до объема поступления сырья 0,72 млрд м³/год. Коэффициент извлечения компонентов C₃–C₄ снизится до 0,74. При снижении объема сырья менее 0,72 млрд м³/год рекомендуется вывести установку из эксплуатации.

Повышение энергетической эффективности достигается разработкой и внедрением технико-технологических решений для обеспечения глубокой утилизации тепла дымовых газов газотурбинной компрессорной установки с целью сокращения потребления водяного пара Сосногорской ТЭЦ на отопительные нужды цеха.

Тепло отходящих дымовых газов газовой турбины частично используется в технологическом процессе (подогрев куба колонн и газа регенерации адсорберов) и для обогрева насосного оборудования. Однако тепловая энергия дымовых газов используется не в полном объеме, часть ее рассеивается в атмосферу.

В настоящее время в РФ и за рубежом интенсивно внедряются технологии глубокой утилизации тепловой энергии дымовых газов, однако реализация подобных технических

решений сопровождается ограничениями, связанными в основном со сложностью расчета процесса теплообмена, необходимостью автоматизации процесса и обеспечения резервным источником тепловой энергией в период плановой или аварийной остановки источника вторичного тепла.

Осложнению работы УНТРГ долгое время способствовали периодические залповые поступления мехпримесей и мелкодисперсной жидкости в составе сырьевого газа, что приводило к забиванию фильтров и простоям установки. К механическим примесям в данном случае относятся частицы породы, выносимые газовым потоком из скважины, шлам, оставшийся после окончания строительства промышленных газосборных сетей и магистральных трубопроводов, продукты коррозии и эрозии внутренних поверхностей и жидкие включения газового конденсата и воды. В периоды простоя УНТРГ целевые компоненты (C₃–C₄ и C₅₊) теряются безвозвратно, что отрицательно сказывается на общей экономической эффективности работы установки. К моменту написания настоящей статьи на площадке цеха по переработке природного газа Сосногорского ГПЗ установлены два дополнительных фильтра-коалесцера со степенью очистки сырьевого газа не менее 0,3 мкм. Реконструкция системы подготовки сырьевого газа позволит окончательно решить проблемы, возникающие при поступлении мехпримесей на вход установки.

Актуальность выполнения работ по оптимизации и повышению эффективности переработки газа и газового конденсата на Сосногорском ГПЗ связана со значительной выработанностью нефтегазоконденсатных месторождений Вуктыльского ГЭР. Падение пластового давления месторождений и, как следствие, снижение объемов добычи углеводородов, а также ухудшение качества сырья в ближайшей перспективе может потребовать дорогостоящей реконструкции производственных мощностей завода.

Список литературы

1. Зув В.П. Производство сажи / В.П. Зув, В.М. Михайлов. – М.: Химия, 1965. – 328 с.
2. ГОСТ Р 52087-2003 Газы углеводородные сжиженные топливные. – М.: Госстандарт России, 2003. – 11 с.

УДК 622.276:658.58; 622.279:658.58

Конструктивные особенности и условия эффективного применения извлекаемого скважинного струйного насоса

Р.В. Роганов^{1*}, Г.М. Квачантирадзе¹, В.Д. Балашова¹,
В.Ю. Артеменков², П.Л. Качурин²

¹ Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Российская Федерация, 169330, Республика Коми, г. Ухта, ул. Севастопольская, д. 1-а

² ПАО «Газпром», Российская Федерация, 190000, г. Санкт-Петербург, BOX 1255

* E-mail: r.roganov@sng.vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. Многие месторождения ПАО «Газпром» вступили в стадию падающей добычи углеводородов: Вуктыльское, Вынгапуровское, Медвежье, сеноманские залежи Уренгойского, выработанность которых составляет более 80 %, сеноманские залежи Ямбургского, Ямсовейского и Юбилейного месторождений, где выработанность – более 70 %. Растет фонд бездействующих скважин, осложненных обводнением, низкими коллекторскими свойствами, техническим состоянием скважин и др.

Как правило, такие скважины характеризуются аномально низким пластовым давлением, сопровождаются серьезными проблемами при их капитальном ремонте, освоении и эксплуатации. Поэтому повышение эффективности освоения и эксплуатации скважин, интенсификации добычи углеводородов является актуальной задачей при эксплуатации месторождений ПАО «Газпром», особенно находящихся на завершающей стадии разработки.

Специалистами филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта разработан и прошел промысловые приемочные испытания опытный образец насоса струйного скважинного универсального в соответствии с ГОСТ Р 15.301-2016 [1]. Скважинные струйные насосы в основном применяют в нефтяной промышленности для освоения скважин методом создания депрессии на пласт, также могут быть использованы на любом этапе жизненного цикла скважины. Особенно целесообразно его применение в скважинах, осложненных обводнением и аномально низким пластовым давлением, после бурения, ремонтных работ и длительной консервации.

Специалистами филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта по заданию ПАО «Газпром» разработан опытный образец насоса струйного скважинного универсального (НСУ), позволяющий как в едином цикле, так и отдельно проводить работы по освоению, воздействию на продуктивный пласт с последующей эксплуатацией скважины. Насос представлен малогабаритным комплектом, включающим корпус насоса и вставки различного назначения, извлекаемые инструментами канатной техники (без подъема насосно-компрессорных труб).

Сопоставительный анализ разработанного насоса с существующими аналогами струйной техники показал, что данная конструкция по совокупности отличительных признаков позволяет расширить область его применения в нефтегазовой промышленности (табл. 1).

При разработке НСУ была выбрана рациональная схема, учитывающая функциональное назначение его узлов и условия эксплуатации. Предлагаемая конструкция насоса выполнена в виде комплекта оборудования, в состав которого входят единый корпус и взаимозаменяемые многофункциональные извлекаемые вставки (рисунок).

Конструкция универсального струйного насоса позволяет поочередно в любой последовательности спускать вставки в скважину с фиксируемым размещением в стационарном корпусе и извлекать из него с применением канатной техники. Следует отметить, что количество используемых вставок и последовательность их спуска в скважину зависит от планируемого технологического процесса: опрессовка насосно-компрессорной трубы (НКТ) и пакера, обработка продуктивного пласта скважины с применением химреагентов, удаление отработавших химреагентов, добыча газа и газового конденсата с выносом попутной воды.

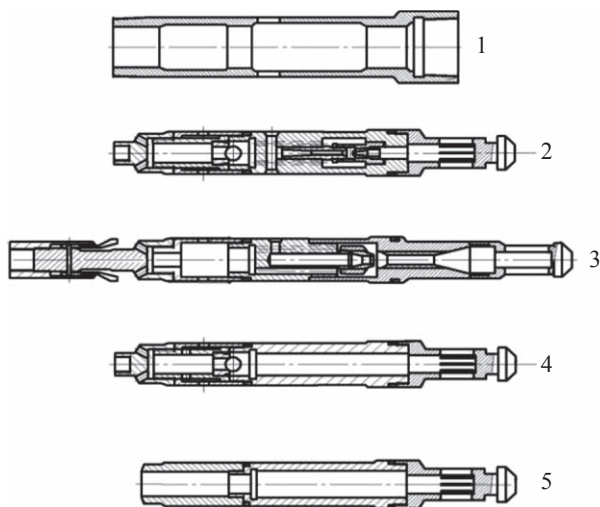
Ключевые слова:

добыча, обводнение, насос струйный, извлекаемый, освоение, эксплуатация, скважина.

Таблица 1

Сопоставительный анализ аналогов и вариантов конструкции НСУ

Наименование показателя	Насос струйный ТУ 3665-014-12058737-2007 (патент RU 2295631 С1)	Струйный нефтяной насос УЭОС НПО «Гидросистемы»	УЭГИС-3 ТУ У 29,5-30609600-004-2003	НСУ.100.00.00.000 ТУ 3665-100-12897202-2019	Результат модернизации
Назначение	Добыча нефти	Освоение, кислотная обработка и эксплуатация только нефтяных скважин	Освоение	Освоение, кислотная обработка и эксплуатация нефтяных и газовых скважин	Многофункциональность
Глубина установки, м	–	4000	4000	4500	Надежность
Условный диаметр НКТ, мм	73	73	73	60, 73, 89	Увеличение параметрического ряда
Количество извлекаемых вставок одного типоразмера, шт.	1	5	3	4	Многофункциональность
Количество посадочных уплотнительных мест, ед.	2	4	2	2	Снижение нагрузки на кабель при извлечении
Взаимозаменяемость узлов и деталей	–	Вставки, обратный клапан, сопло	Вставки, обратный клапан, сопло	Вставки, танговый узел, обратный клапан, вкладыши камеры смешения, сопло	Унификация
Способ проведения гидродинамических исследований	–	Геофизический прибор, спускаемый на каротажном кабеле	Геофизический прибор, спускаемый на каротажном кабеле	Глубинный манометр, размещенный в нижней части вставки	Уменьшение спуско-подъемных операций



Комплект НСУ: 1 – корпус стационарный; 2 – вставка для освоения; 3 – вставка для эксплуатации; 4 – вставка герметизирующая для опрессовки НКТ и пакера; 5 – вставка герметизирующая для подачи химреагентов

Состав и назначение составных частей насоса представлен в табл. 2.

Для проведения работ со вставкой для освоения скважины в качестве рабочего потока применяется жидкость, подача которой производится насосным агрегатом в НКТ. Задаваясь глубиной установки насоса, требуемым коэффициентом инжекции и геометрическим параметром проточной части, определяется давление на насосном агрегате, обеспечивающее снижение забойного давления.

Вставка для эксплуатации скважины выполнена с фиксирующей цангой, что исключает ее выбор из стационарного корпуса при подаче рабочего потока по затрубному пространству. Применяется вставка как для добычи углеводородов, так и для освоения скважин с использованием газа или жидкости в качестве активного потока.

При проектировании рабочих вставок предусмотрено исполнение проточной их части со сменным соплом и камерой смешения в виде сменного вкладыша. Данное конструктивное решение позволяет производить подбор и оперативную замену сопла и камеры смешения расчетных диаметров и устанавливать их на оптимальном расстоянии друг от друга, что значительно влияет на производительность струйного насоса.

Расчеты показали, что при правильном подборе соотношения диаметров сопла и камеры смешения струйный насос может обеспечить необходимое снижение забойного давления.

Таблица 2

Состав и назначение составных частей насоса

Наименование	Кол-во, ед.	Назначение	Направление подачи активного потока
Корпус стационарный	1	Размещение и герметизация извлекаемых вставок	–
Вставка рабочая извлекаемая для освоения скважин	1	Снижение забойного давления; циклическое воздействие на пласт, вынос на поверхность продуктов распада после кислотной обработки, проведение гидродинамических исследований в скважине	В НКТ
Вставка рабочая извлекаемая для освоения и эксплуатации скважин	1	Снижение забойного давления. Подъем продукции скважины с забоя на поверхность	В затрубное пространство (ЗТ)
Вставка герметизирующая извлекаемая	2	Опрессовка НКТ и пакера. Проведение кислотной обработки пласта	В НКТ и ЗТ

Таблица 3

Условия эксплуатации насоса

Параметр	Значение
Максимальная глубина установки насоса, м	4500
Условный диаметр труб эксплуатационной колонны, мм, по ГОСТ 632-80 [2]	140...219
Условный диаметр колонны подъемных труб, мм по ГОСТ 633-80 [3]	60, 73, 89
Температура на забое, максимальная, °С	150

Следует отметить, что применение сменных деталей сопла и вкладышей камеры смешения, выполненных из материалов высокой прочности и коррозионной стойкости, продлит срок эксплуатации струйного насоса, снизит стоимость и продолжительность его технического обслуживания и ремонта.

Основные условия эксплуатации насоса приведены в табл. 3.

Таким образом, применение разработанного насоса струйного скважинного универсального позволит:

- производить обработку продуктивного пласта скважины закачкой химреагентов в НКТ;
- создать импульсно-депресссионное воздействие на пласт при освоении нефтяных и газоконденсатных скважин с выносом на поверхность продуктов реакции после кислотной обработки призабойной зоны пласта (ПЗП);
- снизить забойное давление для повышения производительности низкодебитных скважин;
- проводить гидродинамические исследования для оценки изменения фильтрационных характеристик ПЗП;
- ввести в эксплуатацию простаивающий фонд скважин, сократить эксплуатационные затраты на проведение их капитального

ремонта и обеспечить проектные показатели добычи углеводородов месторождений ПАО «Газпром».

Применение НСУ позволяет свести в единый технологический процесс работы по освоению, воздействию на продуктивный пласт и дальнейшую эксплуатацию скважины, что повлечет снижение эксплуатационных затрат на добычу углеводородов за счет сокращения количества спуско-подъемных операций при проведении капитальных ремонтов скважин ПАО «Газпром», а также увеличит доизвлечение заземленных в пласте запасов углеводородов.

Опытный образец НСУ успешно прошел промысловые приемочные испытания, подтвердив весь комплекс технологических работ в скважине при капитальном ремонте, интенсификации, освоении и последующем выводе ее на технологический режим газлифтной эксплуатации.

Предлагаемый вариант насоса [4] обладает совокупностью отличительных признаков и соответствует критериям новизны.

Список литературы

1. ГОСТ Р 15.301-2016 Система разработки и постановки продукции на производство. Продукция производственно-технического назначения. Порядок разработки и постановки продукции на производство. – Взамен ГОСТ Р 15.201-2000, введ. 01.07.2017. – М.: Стандартинформ, 2016. – 15 с.
2. ГОСТ 632-80 Трубы обсадные и муфты к ним. Технические условия (с изменениями). – М.: Стандартинформ, 2010. – 32 с.
3. ГОСТ 633-80 Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия. – М.: Стандартинформ, 2010. – 30 с.
4. Пат. 193923 Российская Федерация. Струйный насос / Квачантирадзе Г.М., Погуляев С.А.; заявитель и патентообладатель ПАО «Газпром». – № 2019117373; заявл. 05.06.2019; опубл. 21.11.2019.

УДК 665.7:543.053

Газлифтные технологии для удаления жидкости с забоя газовых и газоконденсатных скважин

Е.А. Ананьева^{1*}, В.Д. Балашова¹, С.В. Тяжких²

¹ Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Российская Федерация, 169330, Республика Коми, г. Ухта, ул. Севастопольская, д. 1-а

² Филиал ООО «Газпром добыча Краснодар» – Вуктыльское ГПУ, Российская Федерация, 169716, Республика Коми, г. Вуктыл, ул. Пионерская, д. 4

* E-mail: e.ananyeva@sng.vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. Известно, что эксплуатация газоконденсатных скважин сопровождается осложнениями, связанными со скоплением жидкости на ее забое, приводящими к снижению дебита и/или полной остановке скважины. Ситуация обостряется на завершаемом этапе разработки газоконденсатных месторождений, таких как Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ).

Филиалом ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта внедрена в промышленном масштабе газлифтная технология удаления жидкости с забоя газоконденсатных скважин с помощью энергии газа высокого давления (ГВД). Технология оказалась технически возможной и экономически целесообразной для применения в скважинах Вуктыльского НГКМ, так как рядом с месторождением находится источник ГВД – магистральный газопровод СРТО – Ухта – Торжок.

Под технологию переоборудованы 86 скважин месторождения. Введены в эксплуатацию низкодебитные и простаивающие скважины, работающие с остановками и/или в пульсирующем режиме.

Технология позволяет эксплуатировать скважины в непрерывном и периодическом режимах.

Ключевые слова: эксплуатация, скважина, газовый конденсат, скопление жидкости, забой, газлифтная технология, газ высокого давления, режим.

При эксплуатации газоконденсатных месторождений, находящихся на завершающей стадии разработки, одной из основных задач является обеспечение проектных показателей их разработки.

Эксплуатация таких месторождений характеризуется рядом осложнений, связанных с истощением пластовой энергии. Наиболее распространенным из них является скопление на забое скважин жидкости (газовый конденсат и попутная вода), что приводит к снижению скорости восходящего потока продукции скважины (дебита) и в конечном итоге к прекращению фонтанирования – остановке скважины. Возникающие осложнения требуют применения специальных технических и технологических решений.

Филиалом ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта внедрена на Вуктыльском нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ) газлифтная технология удаления жидкости с забоя скважин с помощью газа высокого давления (ГВД). Этот способ эксплуатации скважин оказался технически возможным и экономически целесообразным, так как рядом с месторождением находится источник энергии ГВД – магистральный газопровод СРТО – Ухта – Торжок.

Для реализации технологии была произведена соответствующая обвязка устья скважин (рис. 1). Газ высокого давления из магистрального газопровода 7 поступает в блок распределения ГВД и затем через замерные узлы по трубопроводу 4 – на устье скважин, может подаваться как в затрубное пространство, так и в насосно-компрессорные трубы (НКТ).

Необходимым условием реализации технологии является достижение минимально необходимой скорости потока, $Q_{\text{мин}}$ для выноса жидкой фазы с забоя скважины, при расчете которой приняты и использованы основные показатели [1, 2]:

- фактическая скорость восходящего потока газожидкостной смеси (ГЖС) в скважине;
- минимально необходимая скорость потока ГЖС для обеспечения выноса жидкости с забоя скважины (режим «реверс»);

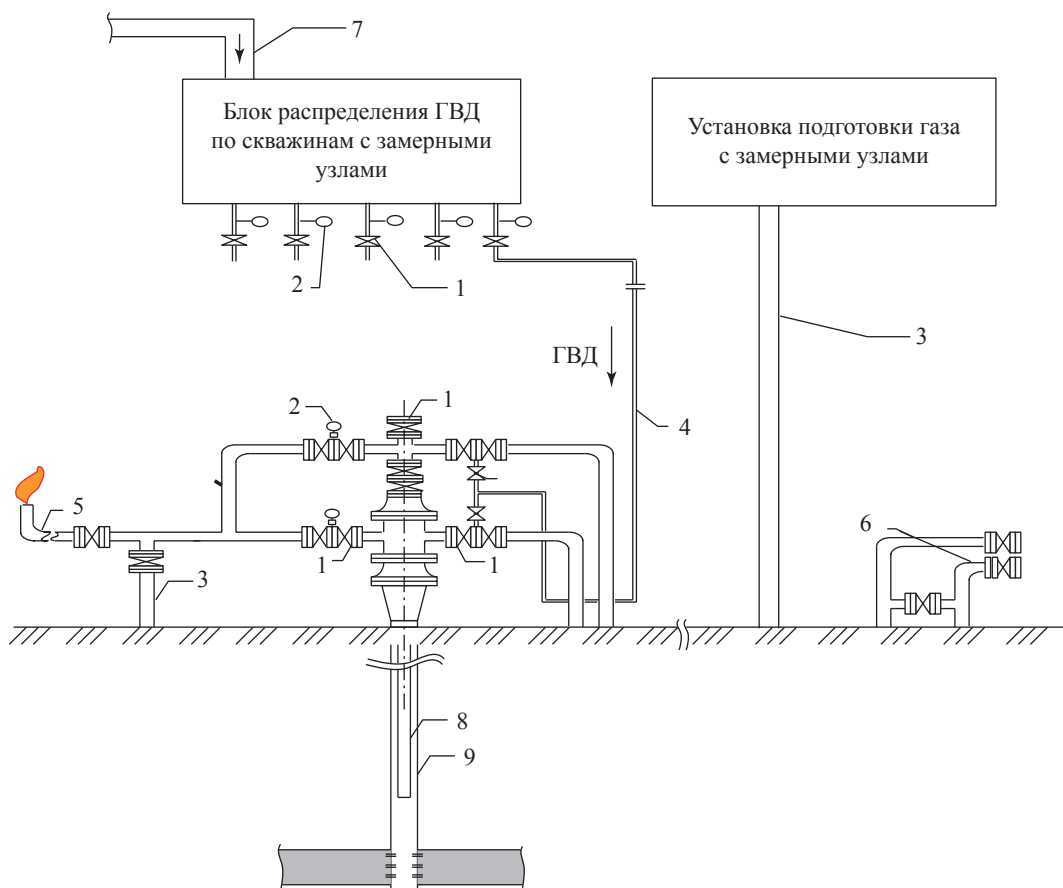


Рис. 1. Принципиальная схема обвязки скважин и размещения оборудования: 1 – задвижка; 2 – манометр; 3 – шлейф; 4 – линия подачи ГВД; 5 – факельная линия; 6 – задавочный узел; 7 – газопровод с ГВД; 8 – НКТ; 9 – эксплуатационная колонна

- скорость восходящего потока ГЖС, при которой наступает режим накопления жидкости на забое (режим «захлебывание»);

- минимально необходимые величины дебита скважины по газу, $Q_{\text{мн}}$, и расхода ГВД, обеспечивающие переход скважины от режима накопления жидкости на забое к режиму «реверс»;

- давление ГВД.

Расчет минимально необходимой скорости потока (дебита) для устойчивого выноса жидкости проведен по формуле, полученной специалистами филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта в результате специальных экспериментальных исследований скважин Вуктыльского НГКМ:

$$v_{\text{мн}} = 0,412 \sqrt{\frac{\rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{г}}}{\rho_{\text{г}}}},$$

где $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости, кг/м^3 ; $\rho_{\text{г}}$ – плотность газа при заданном давлении, кг/м^3 .

По результатам расчетов построены зависимости $v_{\text{мн}}$ и $Q_{\text{мн}}$ от давления, которые рекомендуются для практического использования в условиях Вуктыльского НГКМ (рис. 2).

На рис. 3 приведена диаграмма зависимости удельного дебита жидкости от скорости газа на башмаке НКТ.

На Вуктыльском НГКМ под технологию переоборудованы 86 скважин, введены в эксплуатацию скважины низкодебитные, простаивающие, работающие с периодическими остановками и в пульсирующем режиме.

Рост фонда скважин с дебитом газа до 10 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$, работающих по технологии в непрерывном режиме, повлек резкое увеличение расхода ГВД, поэтому часть скважин переведена на периодическую эксплуатацию.

Скважины переводятся на периодический газлифт по принципу определения максимально возможного периода работы скважины фонтанным способом. Ряд скважин (в том числе

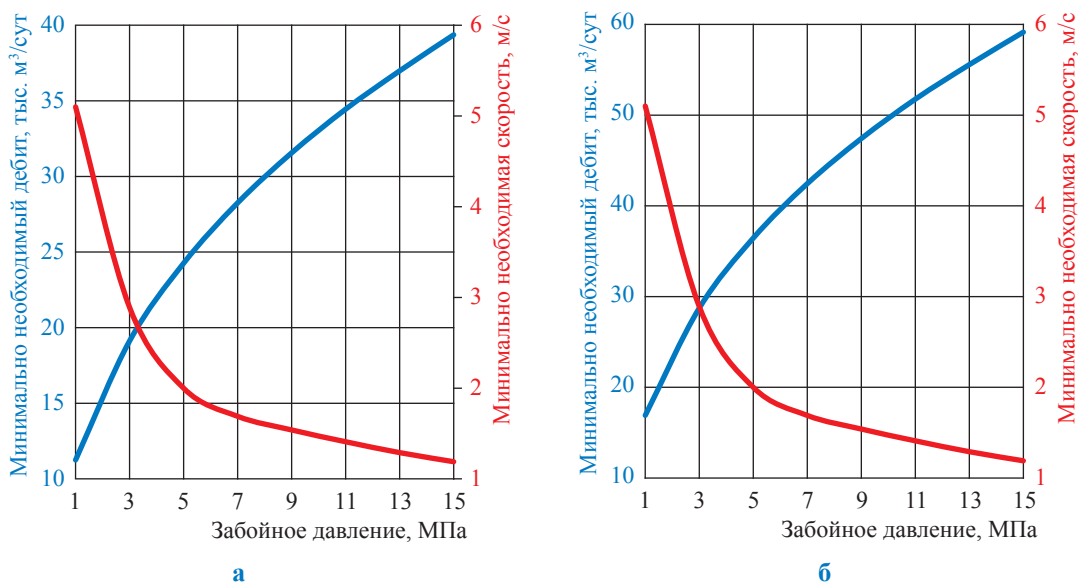


Рис. 2. Зависимость скорости потока и дебита скважины по газу для выноса жидкости от забойного давления для условий Вуктыльского НГКМ: а – НКТ диаметром 73 мм; б – НКТ диаметром 89 мм

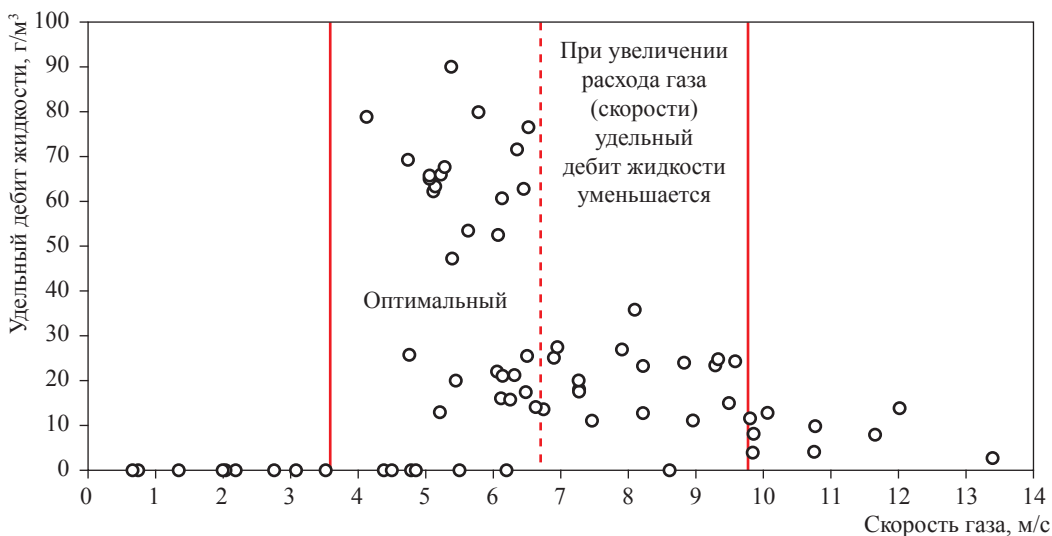


Рис. 3. Зависимость удельного дебита жидкости от скорости газа по данным промысловых исследований скважин Вуктыльского НГКМ

и с дебитами до 10 тыс. м³/сут) после отключения ГВД самозадавливаются в течение 1...3 ч, а при подаче ГВД не осваиваются. Происходит поглощение ГВД интервалами, находящимися выше башмака НКТ, для таких скважин альтернативы непрерывному газлифту нет (за исключением струйного насоса). Выбор периодического или непрерывного газлифта, кольцевой или центральной системы подачи энергетического газа зависит от геолого-технических условий скважины и является индивидуальным решением для каждого случая.

В связи с дальнейшим снижением пластовой энергии применение технологии в некоторых скважинах Вуктыльского НГКМ стало неэффективным, потребовались новые решения по эксплуатации скважин.

В этих условиях применяют установку скважинного струйного насоса с использованием в качестве рабочего агента ГВД, особенно для скважин с большим содержанием жидкости в продукции.

Газлифтно-струйная технология позволила значительно увеличить скорость восходящего

потока в скважинах. Внедрение этой технологии эксплуатации скважин со стационарным насосом, установленным на забое скважины, позволило только за один год получить фактический экономический эффект 86,4 млн руб.

Однако изменение продуктивных характеристик скважин требует применение насоса с соответствующей характеристикой. Так как замена стационарного насоса возможна только в рамках полноценного капитального ремонта скважин (КРС, подъем и спуск на НКТ), требующего значительных финансовых затрат, филиалом ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта разработан извлекаемый струйный насос, позволяющий производить замену рабочей вставки насоса без проведения КРС. При этом корпус насоса спускается на НКТ при проведении КРС, а рабочие вставки, рассчитанные на определенные условия эксплуатации, спускают и извлекают с применением канатной техники (например, геофизического кабеля) без привлечения бригады КРС.

В 2019 г. с непрерывной подачей газа высокого давления работали 17 скважин Вуктыльского НГКМ, в том числе четыре, оборудованные струйным насосом (скважины № 80, 199 (стационарный насос), обустроенные в августе 2014 г.; скважины № 26, 177 – в 2015 г.), на периодическом газлифте – 34 скважины.

При проведении авторского сопровождения разработки Вуктыльского НГКМ филиалом ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта отслеживается динамика основных показателей применения газлифтной технологии, в том числе количества скважин и объема добычи продукции (рис. 4).

В связи с прогрессирующим обводнением месторождений, находящихся на завершающей стадии разработки, и, как следствие, скоплением жидкости на забое скважин необходимо проводить своевременные расчеты и прогнозирование условий выноса этой жидкости из скважин. Это позволит заблаговременно принять необходимые меры, подготовить технические и технологические решения для предотвращения самоглушения скважин и дальнейшей эффективной их эксплуатации.

Результаты анализа эффективности работы скважин Вуктыльского НГКМ показывают, что проблема самоглушения скважин остается актуальной, а разработанные и представленные газлифтные технологии – востребованными.

На Вуктыльском НГКМ применяется также способ импульсной эксплуатации скважины с периодической подачей ГВД.

Одним из основных условий снижения продуктивности газоконденсатной скважины является накопление в призабойной зоне пласта ретроградного конденсата. Увеличение насыщенности коллектора жидкостью приводит к уменьшению его фазовой проницаемости для газа. Уменьшение фазовой проницаемости по газу резко снижает продуктивность скважины как по газу, так и по газовому конденсату, поскольку в газовой фазе поступает большое количество конденсата (C_{5+}). Из-за уменьшения скорости газа ниже минимально необходимой для выноса жидкости происходит выпадение тяжелых углеводородов в скважине с последующим ее накоплением на забое. Использование газлифтного способа эксплуатации (периодический, непрерывный) не позволяет удалять жидкость из призабойной зоны пласта. Таким образом, получаем «сухую» (при замере нет накопления жидкости в сепараторе), низкопродуктивную, газлифтную скважину. Одним из наиболее эффективных способов повышения продуктивности газоконденсатной скважины является обработка пласта углеводородным газом.

Предлагаемый способ предназначен для эксплуатации низкодебитных газлифтных скважин и представляет собой циклическую обработку призабойной зоны скважин ГВД с последующим извлечением смеси пластового и закачанного газа с растворенными ретроградными углеводородами и продувкой скважины под башмак с помощью газлифта.

Импульсная эксплуатация скважин с периодической подачей ГВД состоит из трех этапов:

1. Самостоятельная работа скважины. Вынос жидкости из скважины и шлейфа импульсом давления, работа смесью закачанного газа, пластового газа и ретроградного конденсата. По мере снижения дебита газа – накопление жидкости в стволе скважины.

2. Работа скважины газлифтным способом. Удаление жидкости из скважины продувкой под башмак НКТ. Вынос жидкости из шлейфа скважины.

3. Подача ГВД в остановленную скважину. Оттеснение оставшейся жидкости в пласт, обработка призабойной зоны пласта ГВД, создание импульса давления для пуска скважины в работу.

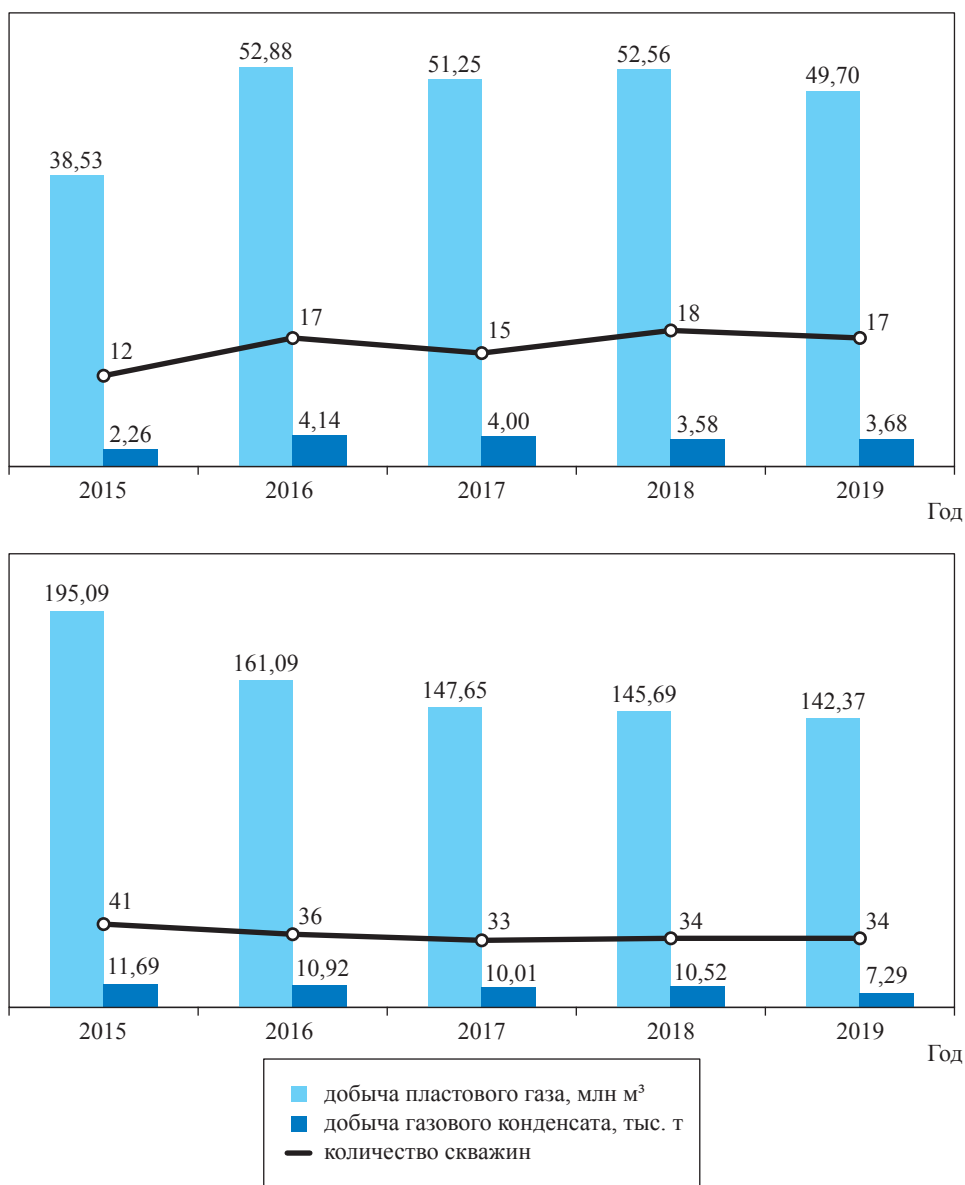


Рис. 4. Динамика показателей скважин, работающих в непрерывном (а) и периодическом (б) режимах

Время каждого периода, расход ГВД подбирается индивидуально для каждой скважины по результатам промысловых исследований.

Анализ разработанных газлифтных технологий, применяемых на Вуктыльском НГКМ, показывает, что благодаря тесному деловому сотрудничеству специалистов Вуктыльского ГПУ и филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта был реанимирован значительный фонд скважин, что, в свою очередь, позволяет извлекать остаточные запасы углеводородов и обеспечивать проектные показатели разработки месторождения.

Список литературы

1. Гриценко А.И. Гидродинамика газожидкостных смесей в скважинах и трубопроводах / А.И. Гриценко, О.В. Клапчук, Ю.А. Храпченко. – М.: Недра, 1994. – 238 с.
2. Артемьев В.Н. Инженерные расчеты при разработке нефтяных месторождений. Т. 1. Скважина – промысловый сбор – ППД / В.Н. Артемьев, Г.З. Ибрагимов, А.И. Иванов. – М.: Нефтегазтехнология АЛ, 2004. – 416 с.

УДК 622.276:658.58; 622.279:658.58

Технико-технологические решения при реализации проектов по добыче углеводородов, в том числе в районах Крайнего Севера и Арктической зоны

В.Д. Балашова^{1*}, Р.В. Роганов¹, Е.А. Ананьева¹

¹ Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Российская Федерация, 169330, Республика Коми, г. Ухта, ул. Севастопольская, д. 1-а

* E-mail: v.balashova@sng.vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова:

газ, месторождения, эксплуатация скважин, технология, газлифт, сепаратор, эжектор.

Тезисы. Нефть и природный газ в настоящее время являются основными энергоносителями в мире (более 70 %), спрос на них будет только расти, несмотря на конкуренцию со стороны параллельно развивающихся атомной, тепловой и гидроэнергетики. Основная часть месторождений углеводородов (УВ) эксплуатируется в относительно комфортных климатических условиях.

Учитывая, что запасы УВ этих месторождений иссякают, нефтегазодобывающие компании вынуждены осваивать сложные труднодоступные регионы Крайнего Севера и Арктической зоны. При этом появляются, с одной стороны, большие возможности, с другой – риски на всех этапах освоения месторождений: поиск, разведка, строительство скважин, обустройство месторождений и эксплуатация промысловых комплексов.

Основными объектами научно-промысловых исследований, проводимых ухтинским филиалом ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (далее - филиал) являются месторождения, эксплуатируемые в суровых климатических условиях. Это нефтегазоконденсатные месторождения (НГКМ) Вуктыльской группы (Вуктыльское, Югидское, Западно-Соплесское, Печорокожвинское – Крайний Север), Бованенковское (п-ов Ямал), Чаяндинское (Восточная Сибирь) и др.

Исследования специалистов филиала по эксплуатации скважин, промышленной подготовке и транспортировке углеводородной продукции направлены на решение следующих основных задач:

- разработка, испытание и внедрение техники и технологий для освоения, эксплуатации скважин и системы промышленного сбора УВ;
- моделирование технологических процессов и разработка рекомендаций по повышению эффективности объектов добычи УВ;
- исследование эффективности и разработка рекомендаций по улучшению промышленной подготовки и транспортировки УВ, определение показателей качества природного газа в промысловых условиях;
- разработка технологий, методов и рецептур для профилактики и борьбы с осложнениями, сопутствующими добыче УВ (твердые парафины, коррозия, газовые гидраты, механические приемы и др.);
- разработка нормативных документов, в том числе специальных технических условий, регламентов производства и проектирования промысловых объектов.

В настоящей статье в формате краткого обзора представлены ключевые разработки филиала в области эксплуатации скважин, промышленной подготовки, сбора и транспортировки газа, газового конденсата и нефти.

Месторождения Вуктыльской группы эксплуатируются в режимах падающей добычи и завершающей стадии разработки, когда остаточные запасы невелики, пластовое давление снижается и появляются вытекающие из этого технологические проблемы.

Особенно проблемы обостряются на завершаемом этапе разработки месторождений, когда вследствие падения пластового давления эксплуатация скважин сопровождается скоплением жидкости на их забое. Прогнотдавление на пласт столба жидкости в скважине приводит к уменьшению ее дебита, самоглушению и полной остановке. В этой ситуации обеспечение проектных показателей добычи углеводородов становится невозможным.

Происходит выпадение жидкости и в шлейфах скважин, что приводит к неустойчивой работе всей газосборной системы промысла и другим сопутствующим осложнениям, требующим нежелательной продувки шлейфов скважин на факел и прочих геолого-технологических мероприятий.

Для решения этой проблемы специалистами филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта (далее – филиал) была разработана и внедрена на Вуктыльском нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ) газлифтная технология удаления жидкости с забоя скважин с помощью использования газа высокого давления [1].

Недропользователем проведена соответствующая обвязка устья скважин и запущена газлифтная технология, благодаря которой реанимированы простаивающие скважины и увеличена производительность малодобитных скважин. Газ высокого давления (ГВД) подается из магистрального газопровода СРТО – Ухта – Торжок.

Со временем в некоторых скважинах вследствие дальнейшего снижения пластовой энергии газлифтная технология становилась малоэффективной, потребовались новые решения. Технология была дополнена сначала стационарным, а затем извлекаемым скважинным струйным насосом. Скважины получили вторую жизнь. На текущий момент времени на Вуктыльском НГКМ количество скважин, оборудованных под газлифтную и газлифтно-струйную технологии, составляет соответственно 53 и 5 ед. Результаты анализа работы фонда скважин, проведенного в рамках авторского сопровождения разработки месторождений Вуктыльской группы, показывают, что проблема самоглушения скважин остается острой и актуальной, а разработанные филиалом газлифтные технологии – востребованными.

По последним данным, эти технологии начали применяться в скважинах Западно-Соплесского (5 ед.), Югидского (2 ед.) и Печорокожвинского НГКМ (2 ед.).

Следует также отметить, что в 2019 г. закончена опытно-конструкторская работа, выполненная филиалом по договору

с ПАО «Газпром», по разработке насоса струйного скважинного универсального (НСУ) для освоения и эксплуатации скважин, интенсификации добычи углеводородов, в том числе в условиях аномально низкого пластового давления.

Разработан, запатентован и изготовлен в филиале малогабаритный комплект скважинного оборудования, в состав которого входят корпус насоса, извлекаемые вставки для освоения, интенсификации добычи и эксплуатации скважины, позволяющий производить спуски и подъемы его рабочих вставок различного назначения с помощью геофизического подъемника вместо проведения длительных и дорогостоящих спусков и подъемов насосно-компрессорных труб (рис. 1).

Опытный образец НСУ успешно прошел промысловые приемочные испытания в скважине № 105 Печорокожвинского НГКМ.

В 2020 г. по решению ПАО «Газпром» опытный образец поставлен на ресурсные испытания. Экономическая эффективность от использования НСУ достигается за счет уменьшения эксплуатационных затрат вследствие сокращения спуско-подъемных операций при проведении капитального ремонта скважин. Эффектообразующим критерием при этом является повышение технического уровня оборудования для освоения и эксплуатации скважин, интенсификации добычи углеводородов.

В продолжение «струйной» тематики следует отметить регулируемый эжектор для системы сбора и подготовки углеводородов ЭРСС-П (Ц)-УХЛ (рис. 2), разработанный и изготовленный в филиале. Опытный образец этого эжектора успешно прошел ведомственные испытания на УКПГ-1 Вуктыльского НГКМ. Эжектор отличается от обычной классической конструкции тем, что вращением штурвала приводится в движение шток, перемещающий центральное сопло относительно

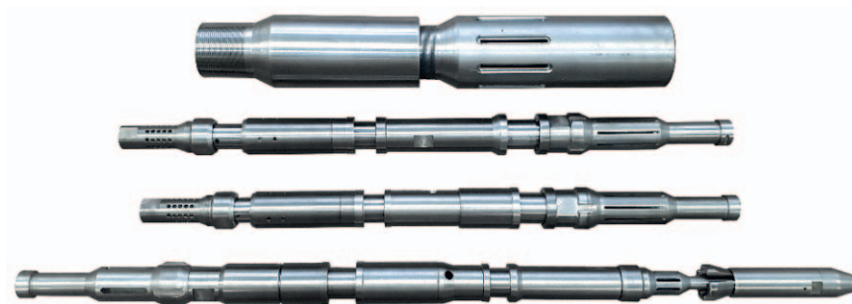


Рис. 1. Комплект НСУ



Рис. 2. Регулируемый эжектор для системы сбора и подготовки углеводородов: а – конструирование в формате 3D; б – установка в технологической линии



Рис. 3. Испытание и внедрение ПАВ в скважинах месторождений ПАО «Газпром»

неподвижной рабочей камеры, за счет чего изменяется площадь сечения кольцевого сопла. Это позволяет изменять параметры работы эжектора под текущий технологический режим без его демонтажа с места установки, разборки и замены сопел [2].

Для улучшения условий выноса жидкости из газоконденсатных скважин специалистами филиала были разработаны, испытаны и внедряются (рис. 3) рецептуры поверхностно-активных веществ (ПАВ) [3, 4].

Так, использование ПАВ на Вуктыльском НГКМ позволило увеличить дебит малопродуктивных скважин по газу в среднем на 10 тыс. м³/сут, газовому конденсату на 0,6 м³/сут с продолжительностью устойчивого эффекта в среднем 70 сут.

На Медвежьем НГКМ за счет применения ПАВ увеличение дебита скважин по газу получено до 25 тыс. м³/сут со средней продолжительностью эффекта порядка 27 сут.

Специалисты филиала также проводят исследования коррозионного состояния скважинного и промышленного оборудования с выявлением основных факторов, влияющих на их коррозию. При этом комплексные научные лабораторные исследования включают:

- изучение физико-химических свойств проб продукции скважин на агрессивность;
- определение вида коррозии (сероводородная, углекислотная, др.);
- испытание образцов металла в агрессивной и ингибированной средах.

По результатам лабораторных работ и испытаний проводится выбор эффективного ингибитора коррозии, а также подбор материала, устойчивого к агрессивному воздействию.

Промысловые исследования включают мониторинг коррозии с помощью образцов-свидетелей, а также сопровождение внедрения рекомендованного ингибитора. Такие работы выполняются на месторождениях Вуктыльской группы и Василковском ГКМ (на постоянной основе). В рамках выполнения одной из НИОКР разработана «Геоинформационная система коррозионного мониторинга» [5].

Специалисты филиала имеют опыт разработки технологических решений (методов) по предотвращению и удалению отложений твердых парафинов в технологическом оборудовании. При этом выполняются аналитические исследования, определение компонентного и группового составов проб нефти, разработка ингибиторов, лабораторные эксперименты с определением эффективных ингибиторов и сопровождение внедрения разработанных технологий и ингибиторов. Работы выполнялись для нужд месторождений Вуктыльской группы. В итоге получен эффект от применения результатов исследований и внедрения рекомендованного ингибитора на девяти скважинах и межпромысловом конденсатопроводе Югидского НГКМ.

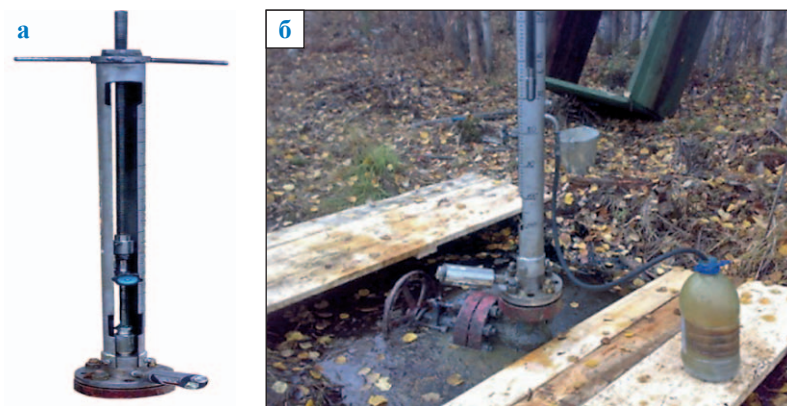


Рис. 4. Устройство для отбора проб и измерения температуры в трубопроводе по его сечению: а – устройство для отбора проб; б – установка устройства в трубопроводе

В рамках выполнения работ по профилактике парафиноотложений специалистами филиала разработано устройство для отбора проб и измерения температуры в трубопроводе по его сечению [6]. Устройство (рис. 4) было использовано при мониторинге режима работы межпромыслового конденсатопровода Печорокожвинское НГКМ – Западно-Соплесское НГКМ – Вуктыл в разные периоды года.

Особенность разработанного устройства – перемещающийся полой шток, с помощью которого возможно произвести отбор пробы потока от нижней образующей трубы до верха (или наоборот), определить температуру, давление потока и условные уровни транспортируемых сред (границы «вода – жидкий углеводород – газ»). Результаты мониторинга позволили разработать рекомендации по обеспечению устойчивой работы конденсатопровода в оптимальном режиме.

Специалистами филиала проводятся комплексные промышленные исследования и научное сопровождение процессов промышленной подготовки газа, газового конденсата на Бованенковском НГКМ (ГП-1, ГП-2, ГП-3 и УСКиРМ), в том числе определение уноса капельной жидкости с газом сепарации. На этом месторождении установлены сепараторы разных производителей: ООО «НПК «ОйлГазМаш», ООО «СервисСпецМаш», ООО «Палл Евразия», АО «ЦКБН», ООО «ИВЦ Инжехим» и др. Определение сравнительных показателей эффективности этих сепараторов представляется проблематичным, так как отсутствуют



Рис. 5. Устройство для определения уноса капельной жидкости с газом сепарации

единая методика и оборудование для инструментального определения уноса газом сепарации капельной жидкости.

В этом направлении филиалом уже накоплен некоторый аналитический и практический опыт, продолжают и планируются работы по экспериментальному, методическому и нормативному обеспечению исследований эффективности работы сепарационного оборудования на месторождениях ПАО «Газпром». В филиале разработано и изготовлено устройство для инструментального определения уноса капельной жидкости с газом сепарации (рис. 5), которое используется при проведении промышленных исследований и продолжает совершенствоваться специалистами филиала.

Обобщая накопленный филиалом опыт в области эксплуатации скважин, промысловой подготовки и транспортировки углеводородов, следует отметить, что при разработке проектов обустройства промысловых объектов, технических и технологических решений для добычи

углеводородов в сложных труднодоступных регионах, к которым относятся Крайний Север и Арктическая зона, особое внимание следует уделять повышению качества и надежности технологических объектов с учетом природно-климатических условий и сохранения естественного экологического равновесия региона.

Список литературы

1. Пат. 2133331 Российская Федерация, МПК E 21 B 43/00. Способ управления эксплуатацией газлифтной скважины / Федосеев А.В., Шелемей С.В., Марченко Г.М. и др. – № 971109696/03; заявл. 02.07.97; опубл. 20.07.99.
2. Пат. 63472 Российская Федерация, МПК F 04 F 5/48. Регулируемый эжектор (варианты) / Квачантирадзе Г.М., Крачковский В.В., Погуляев С.А. и др. – № 2007106204; заявл. 19.02.2007; опубл. 27.05.2007.
3. Пат. № 2456324 Российская Федерация, МПК С 09 К 8/536. Твердый пенообразователь для удаления жидкости с забоя скважины / Волков А.А., Чернышев И.А., Меньшиков С.Н. и др. – № 2011112417; заявл. 31.03.2011; опубл. 20.07.2012.
4. Пат. № 2456326 Российская Федерация, МПК С 09 К 1/54. Состав комплексного действия для обработки призабойной зоны газовой скважины / Волков А.А., Чернышев И.А., Меньшиков С.Н. и др. – № 2011112415; заявл. 31.03.2011; опубл. 20.07.2012.
5. Пат. № 119145 Российская Федерация, МПК G 06 F 17/30. Геоинформационная система коррозионного мониторинга / Волков А.А., Балашова В.Д., Михайлов А.П. и др. – № 2012707875/08; заявл. 01.03.2012; опубл. 10.08.2012.
6. Пат. № 124944 Российская Федерация, МПК F 17 D 3/10. Устройство для отбора проб и измерения температуры в трубопроводе / Квачантирадзе Г.М., Михайлов А.П., Балашова В.Д. – № 2012132359/06; заявл. 27.07.2012; опубл. 20.02.2013.

УДК 622.692.4.076:662.998

Расчетное моделирование параметров температурных полей в грунте, окружающем газопровод с дефектом теплоизоляционного покрытия

А.С. Кузьбожев^{1*}, Т.И. Работинская¹, И.В. Шишкин¹, И.Н. Бирилло¹, П.А. Кузьбожев¹

¹ Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Российская Федерация, 169330, Республика Коми, г. Ухта, ул. Севастопольская, д. 1-а

* E-mail: a.kuzbozhev@sng.vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. При засыпке магистрального газопровода (МГ) мерзлым грунтом во время строительства, а также при взаимодействии подземного трубопровода и мерзлых грунтов во время эксплуатации в некоторых случаях между отдельными сегментами могут формироваться дефекты теплоизоляции в виде зазоров, снижающие эффективность теплоизоляционных свойств покрытия.

С целью анализа и оценки температурных полей в грунте, окружающем газопровод с дефектом теплоизоляционного покрытия, выполнено расчетное моделирование для двух случаев: «грунт талый – газ холодный» и «грунт мерзлый – газ теплый».

Установлено, что при наличии в теплоизоляционном слое дефектов шириной (и протяженностью) менее 100 мм, вне зависимости от их расположения, газопровод не оказывает существенного влияния на формирование температурных полей в грунте вне зависимости от температуры газа. При ширине (и протяженности) дефекта более 100 мм в окрестности газопровода могут формироваться временные или стабильные области талого или мерзлого грунта.

Также определено, что для «теплых» участков МГ наиболее опасными будут являться дефекты теплоизоляционного слоя, расположенные в пределах нижней половины трубы и обеспечивающие интенсификацию процесса оттаивания и осадки грунтового основания.

На «холодных» участках МГ, проложенных в талых грунтах, дефекты в пределах нижней половины трубы могут способствовать ускоренному промерзанию грунта в основании МГ и возможному развитию морозного пучения. Дефекты в пределах верхней половины трубы способствуют промерзанию грунта над МГ, что в дальнейшем может способствовать формированию преград водотoku грунтовых и поверхностных вод в весенний и летний периоды.

В настоящее время для теплоизоляции магистральных газопроводов (МГ) применяется покрытие трассового нанесения, которое состоит из отдельных сегментов или блок-сегментов, выполненных из вспененного полиуретана. Сегменты закрепляют на трубах после монтажа трубопровода в трассовых условиях с помощью стальных или полимерных хомутов. Целевым назначением теплоизоляционного покрытия является ограничение интенсивности развития следующих процессов:

- избыточного переохлаждения талого грунта, контактирующего с газопроводом, на участках транспорта газа с отрицательной температурой;
- оттаивания мерзлого околотрубного грунта на участках транспорта газа с положительной температурой.

Так, при сооружении первой нитки МГ Бованенково – Ухта реализованы технические решения по теплоизоляции верхней половины газопровода, а также теплоизоляции по всему периметру труб (кольцевая теплоизоляция), теплоизоляции стенок и дна траншеи, основания насыпей при наземной прокладке МГ. Общее количество теплоизолированных участков – более 250 ед. (более 190 ед. на территории п-ова Ямал и около 60 ед. на участке МГ Бованенково – Ухта, 1-я нитка, км 194 – км 430 км). Суммарная протяженность участков МГ, в пределах которых реализованы технические решения по теплоизоляции, составляет более 53 км. Для теплоизоляции применялись сегменты теплоизоляции «Пеноплэкс» или «Экстрол» толщиной 100 мм.

В случае если при эксплуатации газопроводов теплоизоляция будет сохраняться в виде монолитного бездефектного слоя, проектом гарантируется эффективное противодействие теплоизоляции процессам оттаивания или избыточного промерзания околотрубного грунта. Однако при засыпке газопровода мерзлым грунтом во время

Ключевые слова: магистральный газопровод, мерзлый грунт, теплоизоляция, расчетная модель.

строительства, а также при взаимодействии подземного трубопровода и мерзлых грунтов во время эксплуатации в некоторых случаях между отдельными сегментами могут формироваться дефекты теплоизоляции в виде зазоров, снижающих эффективность теплоизоляционных свойств покрытия. Зазоры между сегментами теплоизоляции потенциально могут быть сформированы при взаимодействии газопровода с грунтом в основании траншеи и при взаимодействии грунта засыпки с поверхностью покрытия. Обычно проектом предусматривается укладка газопровода на мягкое грунтовое основание с последующей засыпкой минеральным привозным грунтом на высоту не менее 0,2 м над верхней образующей трубы. Формирование повреждений в указанных условиях возможно в следующих случаях:

- в насыпном основании на дне траншеи присутствуют единичные мерзлые фрагменты грунта, при взаимодействии с которыми будет происходить сдвиг или разрушение сегментов теплоизоляционного покрытия в окрестности нижней образующей трубы;

- вследствие недостаточного натяжения стяжных хомутов или при их разрушении в процессе засыпки МГ грунтом и последующей усадке грунта возможно смещение сегментов с формированием зазоров в окрестности верхней и боковых образующих труб.

Расчетная модель

Моделирование параметров температурных полей в грунте, окружающем газопровод с дефектом теплоизоляционного покрытия, проводилось для двух случаев:

- грунт талый (температура 2 °С), газ холодный (температура газа от минус 10 до минус 18 °С);
- грунт мерзлый (температура минус 3 °С), газ теплый (температура газа от 3 до 7 °С).

В расчетах приняты следующие исходные данные:

- плотность теплоизоляционного материала – 45 кг/м³, удельная теплоемкость – 1450 Дж/(кг·°С), теплопроводность – 0,035 Вт/(м·°С);
- грунт – суглинок, плотность – 2100 кг/м³, теплопроводность в мерзлом состоянии – 1,64 Вт/(м·°С), теплопроводность в талом состоянии – 1,52 Вт/(м·°С), температура замерзания – минус 1,5 °С, теплоемкость в талом

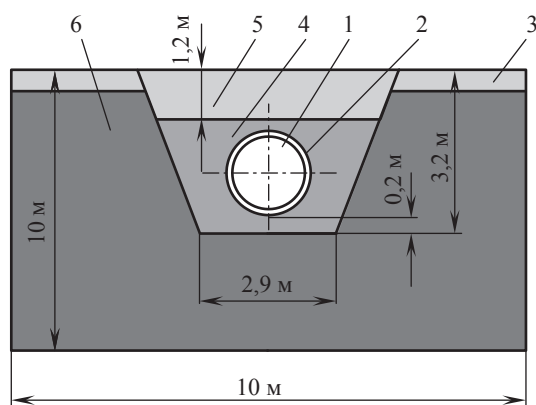


Рис. 1. Схема к расчету температурных полей в грунте, окружающем теплоизолированный газопровод:
1 – газопровод (диаметр 1420 мм);
2 – теплоизоляционное покрытие (100 мм);
3 – слой торфа и растительных остатков (0,5 м); 4 – песок; 5 – грунт засыпки;
6 – многолетнемерзлый грунт с ненарушенной структурой

состоянии – 562 Дж/(кг·°С), теплоемкость в мерзлом состоянии – 716 Дж/(кг·°С);

- в расчете учитывается теплота фазовых переходов при промерзании и оттаивании грунта;
- продолжительность расчетного периода – 1 год.

Схема расчетной области представлена на рис. 1.

С учетом рекомендаций, изложенных в СП 61.13330.2012 [1] и Р 536-84 [2], разработана расчетная модель процессов оттаивания и промерзания грунтов при нарушениях теплоизоляционных покрытий. Расчетная модель выполнена для поперечного сечения участка трассы теплоизолированного газопровода. Дефект теплоизоляционного покрытия имитирован в виде единичного сегмента теплоизоляции заданной ширины (протяженность по окружности трубы) 10, 20 и 30 см, расположенного на боковой, верхней и нижней образующих трубы. В дефекте теплоизоляции поверхность трубы напрямую контактирует с окружающим газопроводом грунтом.

Результаты расчетов

Определены следующие особенности теплового взаимодействия «теплого» теплоизолированного газопровода с мерзлым грунтом при условии наличия на боковой образующей

трубы сквозного дефекта теплоизоляционного слоя шириной 0,1; 0,2 и 0,3 м (рис. 2 и 3а):

- при температуре газа 3 °С и ширине дефекта 0,1 м грунт в основании трубы в конце летнего периода остается в мерзлом состоянии. При температуре газа 7 °С глубина оттаивания мерзлого грунта в основании траншеи составит 0,3 м;

- при ширине дефекта 0,2 м и температуре газа 3 °С растепления грунта в основании траншеи не происходит. При температуре газа 7 °С грунт в основании траншеи растепляется на глубину не меньше 0,8 м (здесь и далее – от уровня нижней образующей трубы);

- при ширине дефекта 0,3 м глубина оттаивания грунта в основании МГ составляет

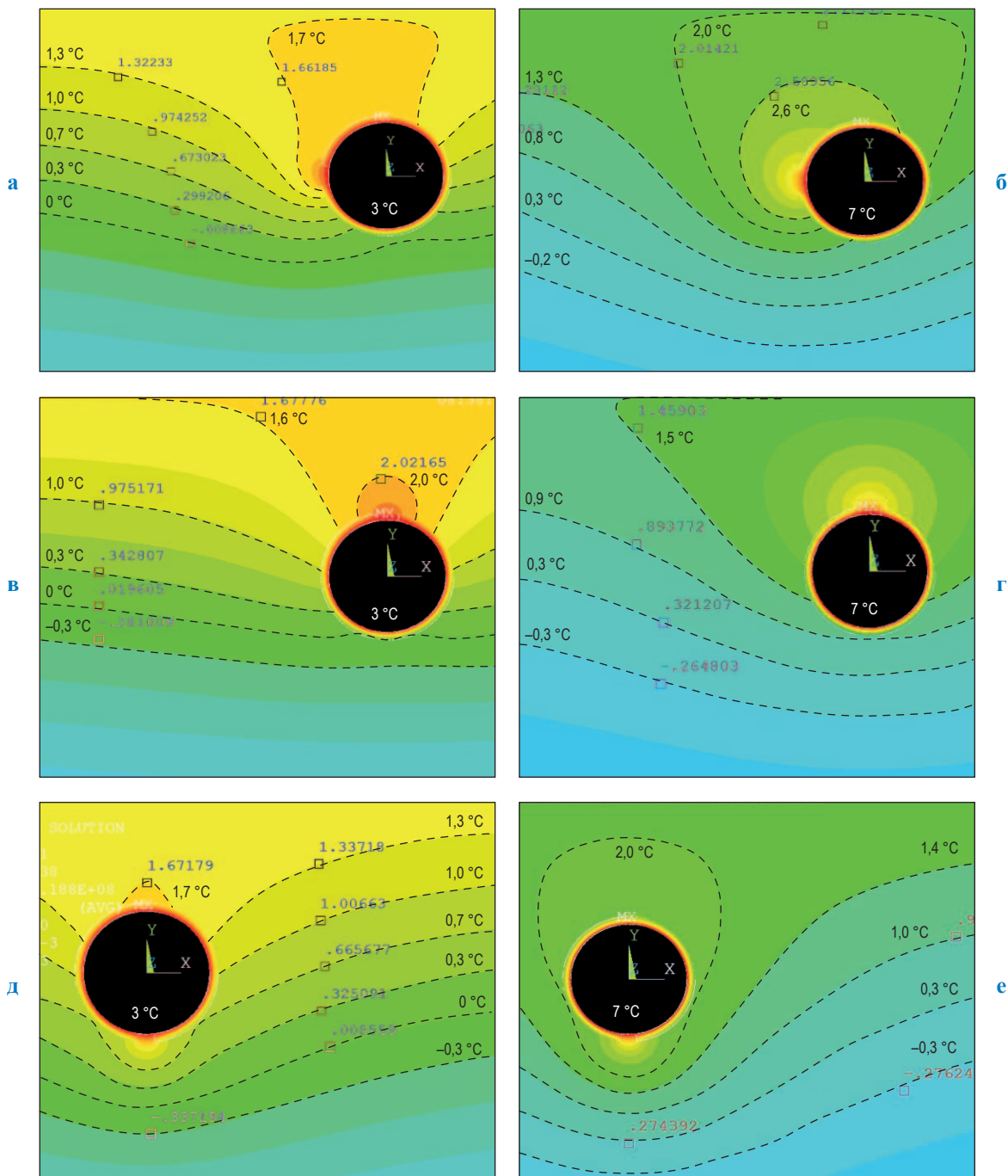


Рис. 2. Результаты расчетного моделирования процесса теплового взаимодействия газопровода с мерзлым грунтом при наличии в теплоизоляции дефекта шириной 300 мм, расположенного на боковой (а, б), верхней (в, г) и нижней образующих (д, е) трубы в конце летнего периода

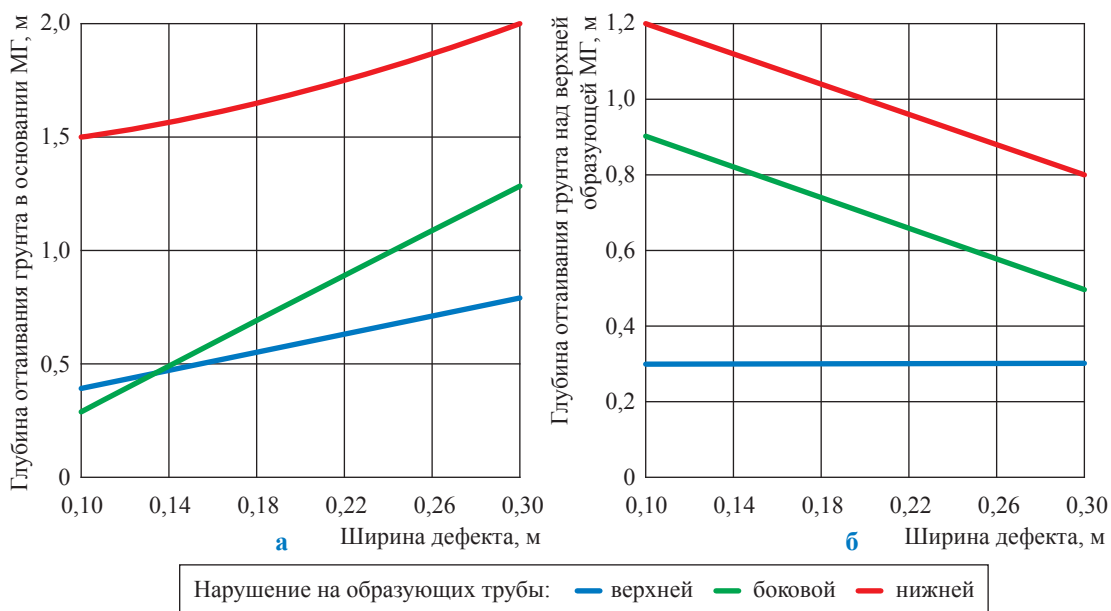


Рис. 3. Глубина оттаивания грунта в летний период в основании «теплого» газопровода при температуре газа 7 °C (а) и над «холодным» газопроводом при температуре газа минус 10 °C (б) при наличии единичных нарушений теплоизоляции шириной 0,1; 0,2 и 0,3 м

не менее 0,2 м при температуре газа 3 °C и не меньше 1,3 м при 7 °C.

При расположении нарушения теплоизоляции на уровне верхней образующей трубы особенности распределения температур в конце летнего периода в оттаивающем грунте следующие:

- при температуре газа 3 °C и ширине дефекта от 0,1 до 0,3 м грунт в основании траншеи остается в мерзлом состоянии;
- при температуре газа 7 °C и ширине дефекта 0,1 м грунт в основании МГ оттаивает на глубину до 0,4 м;
- при температуре газа 7 °C и ширине дефекта 0,2 м грунт в основании трубы оттаивает на глубину до 0,6 м;
- при температуре газа 7 °C и ширине дефекта 0,3 м грунт в основании трубы оттаивает на глубину до 0,8 м.

В случае расположения нарушения теплоизоляции на уровне нижней образующей трубы особенности распределения температур в конце летнего периода в оттаивающем грунте будут иметь следующий вид:

- при ширине дефекта от 0,1 м и температуре газа 3 °C глубина оттаивания грунта в основании МГ достигает 0,4 м, а при температуре газа 7 °C – 1,5 м;

- при ширине дефекта от 0,2 м и температуре газа 3 °C глубина оттаивания грунта в основании МГ составляет 1,2 м, а при температуре газа 7 °C – 1,7 м;

- при ширине дефекта от 0,3 м и температуре газа 3 °C глубина оттаивания грунта в основании МГ составляет 1,4 м, а при температуре газа 7 °C – 2 м.

Тепловое взаимодействие «холодного» теплоизолированного газопровода с талым грунтом при условии наличия в теплоизоляционном слое на боковой образующей трубы дефекта шириной 0,1 и 0,3 м будет иметь следующие особенности (рис. 4):

- при наличии дефекта шириной 0,1 м в весенний и последующий летний периоды наблюдается стабилизация температуры мерзлого грунта в окрестности дефекта на одном уровне (на расстоянии 0,1 м от дефекта при температуре газа минус 10 °C – от минус 4,8 до минус 5 °C и при температуре газа минус 18 °C – от минус 10 до минус 10,5 °C). Грунт над верхней образующей МГ при температуре газа минус 10 °C оттаивает полностью. При температуре газа минус 18 °C глубина оттаивания грунта над осью МГ составляет не более 0,9 м;
- при наличии дефекта шириной 0,3 м в летний период при температуре газа

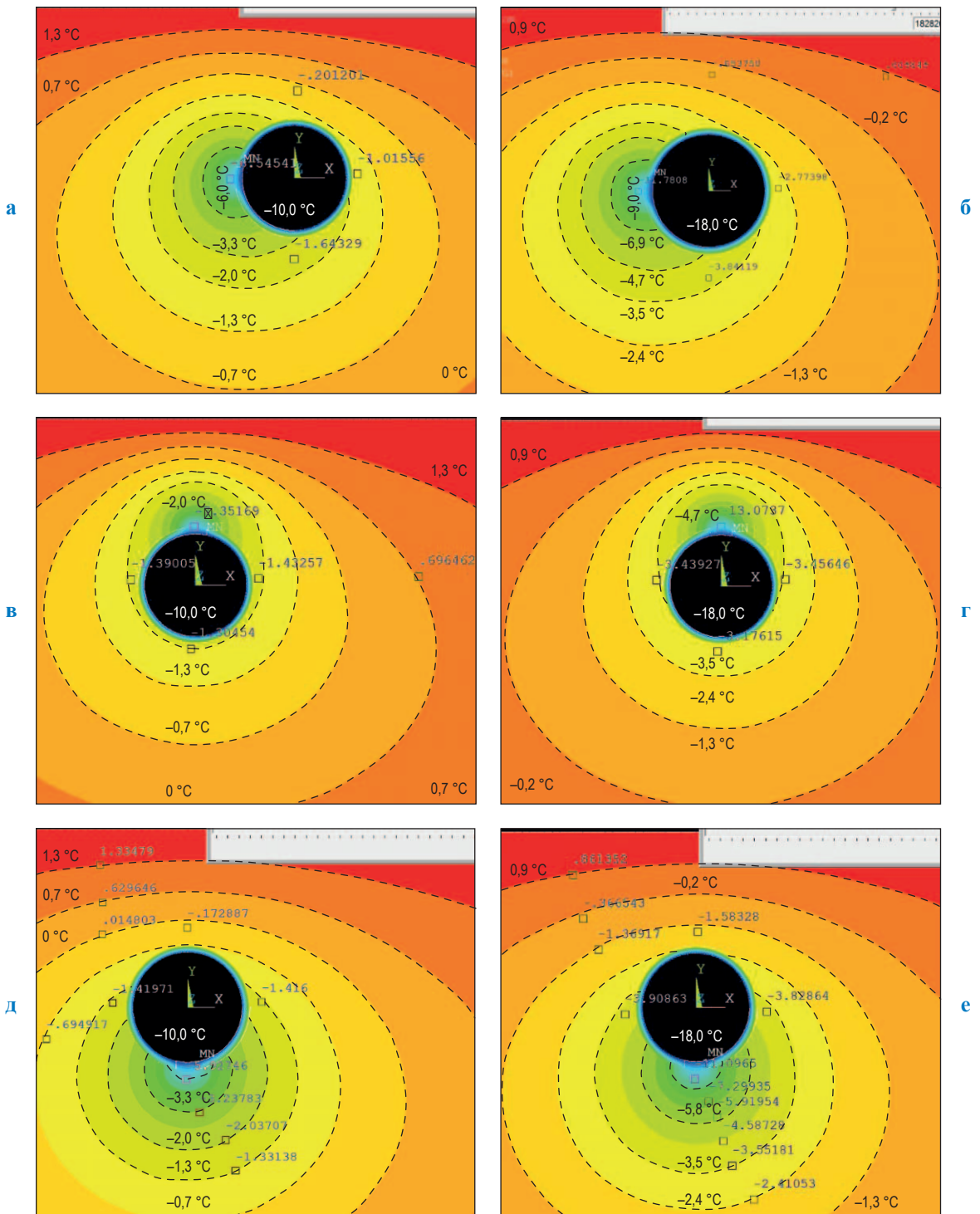


Рис. 4. Результаты расчетного моделирования процесса взаимодействия «холодного» газопровода с талым грунтом при наличии в теплоизоляционном слое дефекта шириной 300 мм, расположенного на боковой (а, б), верхней (в, г) и нижней образующих (д, е) трубы в конце летнего периода

минус 10 °С грунт над осью МГ протаивает на глубину 1,0–1,2 м, глубина промерзания грунта в основании МГ составляет не менее 2 м. При температуре газа минус 18 °С грунт над осью МГ протаивает на глубину не более

0,5 м, нижняя граница области промерзания остается на уровне, характерном для весеннего периода.

При наличии дефекта на верхней образующей трубы параметры теплового

взаимодействия «холодного» газопровода и талого грунта в летний период следующие:

- при ширине дефекта 0,1 м глубина оттаивания грунта над осью МГ составляет не более 0,7 м при температуре газа минус 10 °С и не более 0,3 м при минус 18 °С;
- при ширине дефекта 0,3 м глубина оттаивания грунта над осью МГ составляет не более 0,6 м при температуре газа минус 10 °С и не более 0,3 м при минус 18 °С.

При наличии дефекта на нижней образующей трубы тепловое взаимодействие «холодного» газопровода и талого грунта имеет следующие особенности:

- при наличии дефекта шириной 0,1 м в летний период глубина промерзания грунта в основании МГ составляет не менее 1,6 м при температуре газа минус 10 °С и не менее 2,6 м при минус 18 °С. При температуре газа минус 10 °С грунт над МГ оттаивает практически полностью. При температуре газа минус 18 °С грунт в приповерхностном слое над осью МГ оттаивает на глубину не менее 1,2 м;

- при ширине дефекта 0,3 м в летний период глубина промерзания грунта в основании МГ составляет не менее 2,3 м при температуре газа минус 10 °С и не менее 3 м при минус 18 °С. При температуре газа минус 10 °С грунт над МГ оттаивает на глубину не менее 1,5 м. При температуре газа минус 18 °С грунт в приповерхностном слое над осью МГ оттаивает на глубину не менее 0,8 м.

Установлено, что при отсутствии дефектов реализованные при сооружении МГ Бованенково – Ухта проектные решения по теплозащите являются достаточно эффективными.

Независимо от расположения в теплоизоляционном слое дефектов шириной и протяженностью менее 100 мм и температуры газа газопровод не оказывает существенного влияния на формирование температурных полей в грунте.

При ширине и протяженности дефекта более 100 мм в окрестности газопровода могут формироваться временные или стабильные области талого или мерзлого грунта.

Установлено, что для «теплых» участков МГ наиболее опасными будут являться дефекты теплоизоляционного слоя, расположенные в пределах нижней половины трубы и обеспечивающие интенсификацию процесса оттаивания и осадки грунтового основания.

На «холодных» участках МГ, проложенных в талых грунтах, дефекты в пределах нижней половины трубы могут способствовать ускоренному промерзанию грунта в основании МГ и возможному развитию морозного пучения. Дефекты в пределах верхней половины трубы способствуют промерзанию грунта над МГ, что в дальнейшем может способствовать формированию преград водотоку грунтовых и поверхностных вод в весенний и летний периоды.

Список литературы

1. СП 61.13330.2012 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов (утв. приказом Министерства регионального развития РФ № 608 от 27.12.2011). – М.: Изд-во стандартов, 2012. – 67 с.
2. Р 536-84 Рекомендации по проектированию теплоизоляционных конструкций магистральных трубопроводов (утв. ВНИИСТ 14.12.1983). – М.: ВНИИСТ, 1985. – 54 с.

УДК 622.692.4.076:662.998

Совершенствование конструктивных решений по теплоизоляции газопроводов на мерзлых грунтах

А.С. Кузьбожев^{1*}, Т.И. Работинская¹, И.В. Шишкин¹, И.Н. Бирилло¹, П.А. Кузьбожев¹

¹ Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Российская Федерация, 169330, Республика Коми, г. Ухта, ул. Севастопольская, д. 1-а

* E-mail: a.kuzbozhev@sng.vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. В соответствии с проектом на строительство магистральных газопроводов (МГ) Бованенково – Ухта предусмотрено применение теплоизоляционных материалов – для теплоизоляции труб и грунтовых оснований. Ряд факторов – строительных и эксплуатационных – могут приводить к развитию повреждений в теплоизоляции газопровода, в частности, механическое воздействие мерзлого грунта на поверхность теплоизоляции при засыпке газопровода может привести к сдвигу сегментов теплоизоляции.

Конструкция теплоизоляции газопровода представляет собой кольцевую теплоизоляцию, сформированную из сегментов, выполненных из теплоизоляционного материала (пенополистирол), размещаемых на внешней поверхности труб и закрепляемых с помощью стальных или пластиковых полос, оснащенных фиксирующими элементами. Также теплоизоляционное покрытие дополнительно оснащают гидроизолирующей оболочкой.

Наряду с теплоизоляцией труб применяют теплоизоляцию основания насыпей линейных объектов и участков наземной прокладки МГ, выполненную из жестких плоских плит. Теплоизоляцию стенок и дна траншеи также выполняют из жестких плоских плит, укладываемых на выровненное грунтовое основание.

В процессе проведения строительных работ, в том числе засыпки газопровода грунтом, возможно образование разобращения сегментов кольцевой теплоизоляции. Также формирование нарушений в теплоизоляции возможно в случае наличия на дне траншеи для укладки газопровода или в насыпном основании мерзлых или скальных фрагментов грунта, при взаимодействии с которыми будет происходить разрушение сегментов покрытия в окрестности нижней образующей труб.

С целью решения возникающих задач была разработана конструкция теплоизоляционного экрана (патент РФ № 2703839, патентообладатель ПАО «Газпром»), позволяющего исключить риски возникновения нарушений сплошности кольцевой теплоизоляции и теплоизоляционного экрана, вызванные относительными перемещениями грунта и трубопровода, просадкой грунтового основания.

В соответствии с проектом на строительство магистрального газопровода (МГ) Бованенково – Ухта для теплоизоляции труб и грунтовых оснований предусмотрено применение теплоизоляционных материалов. В том случае, если теплоизоляция при последующей эксплуатации газопровода будет сохранять монолитность слоя покрытия, это минимизирует влияние теплового поля на вмещающие газопровод грунты и грунтовые основания технологических объектов. При этом исключается критическое изменение температурного режима мерзлых или талых грунтов, сопровождающееся снижением их несущей способности или увеличением объема при промерзании. Однако ряд строительных и эксплуатационных факторов могут приводить к развитию повреждений в теплоизоляции газопровода. В частности, механическое воздействие мерзлого грунта на поверхность теплоизоляции при засыпке газопровода может привести к сдвигу сегментов теплоизоляции. Аналогично к смещениям теплоизоляции с образованием зазоров между сегментами могут приводить подвижки газопровода при эксплуатации, механическое взаимодействие газопровода с мерзлыми грунтами, взаимные перемещения грунта и газопровода. Поэтому важным направлением обеспечения сохранности теплоизоляции газопроводов является разработка практических мер по предотвращению возможных нарушений в теплоизоляционных покрытиях, внедряемых на стадии строительства газопроводов.

Ключевые слова: магистральный газопровод, мерзлый грунт, пучинистый грунт, теплоизоляция.

Конструкция теплоизоляции газопровода

Кольцевую теплоизоляцию труб газопровода при строительстве формируют из сегментов, выполненных из теплоизоляционного материала (пенополистирола), размещаемых на внешней поверхности труб и закрепляемых с помощью стальных или пластиковых полос, оснащенных фиксирующими элементами (рис. 1а).

Сегменты кольцевой теплоизоляции для труб МГ диаметром 1420 мм представляют собой блоки высотой 100 мм, шириной 0,25...0,65 м, длиной 2,5...4,0 м, боковые поверхности которых имеют ступенчатый профиль, торцевые грани плоские, верхняя и нижняя поверхности криволинейные, соответствующие геометрии наружной поверхности трубы. Размещенные по окружности трубы сегменты формируют секцию кольцевой теплоизоляции труб, последовательно размещенные секции образуют теплоизолированный участок МГ. Теплоизоляцию верхней половины труб формируют из аналогичных теплоизоляционных сегментов (рис. 1б).

Часть участков МГ Бованенково – Ухта с теплоизоляционным покрытием трассового

нанесения, выполненным из сегментов, дополнительно оснащена гидроизолирующей оболочкой, выполненной из ленточного полимерного покрытия «Полилен» или термоусаживаемых лент «Терма-МХ».

Наряду с теплоизоляцией труб применяют теплоизоляцию основания насыпей линейных объектов и участков наземной прокладки МГ, выполненную из жестких плоских плит толщиной 50 мм, шириной 0,6...2,4 м и длиной до 2,4 м, изготовленных из теплоизоляционного материала (пенополиуретана). Верхняя и нижняя поверхности теплоизоляционных плит выполнены гладкими, боковые и торцевые грани имеют ступенчатый профиль. Схема наземной прокладки газопровода помимо применения теплоизоляции предусматривает использование средств инженерной защиты насыпи (рис. 2).

При обустройстве теплоизоляции насыпи жесткие плиты укладывают на основание из уплотненного слоя минерального грунта, перекрытого полотнами из нетканого синтетического материала. Для закрепления жестких плит в основаниях насыпей линейных объектов от возможных перемещений при отсыпке

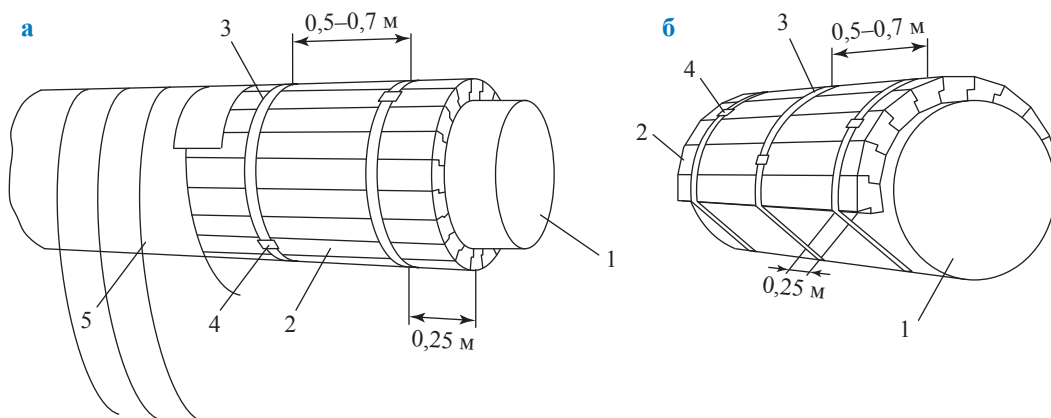


Рис. 1. Схемы кольцевой теплоизоляции трубы (а) и теплоизоляции верхней половины трубы (б): 1 – магистральный газопровод; 2 – сегмент теплоизоляции; 3 – стальная или пластиковая полоса; 4 – фиксирующий элемент; 5 – покрытие из полимерных лент

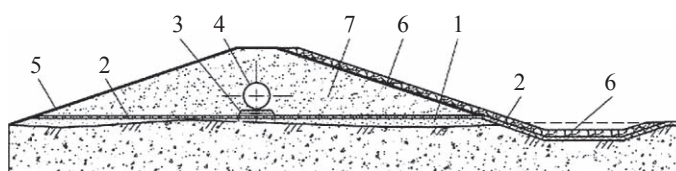


Рис. 2. Схема размещения теплоизоляции в основании насыпи наземного участка магистрального газопровода: 1 – выравнивающий слой привозного минерального грунта; 2 – теплоизоляция (жесткая плита); 3 – насыпное грунтовое основание газопровода; 4 – магистральный газопровод; 5 – средства инженерной защиты насыпи; 6 – георешетка; 7 – насыпь

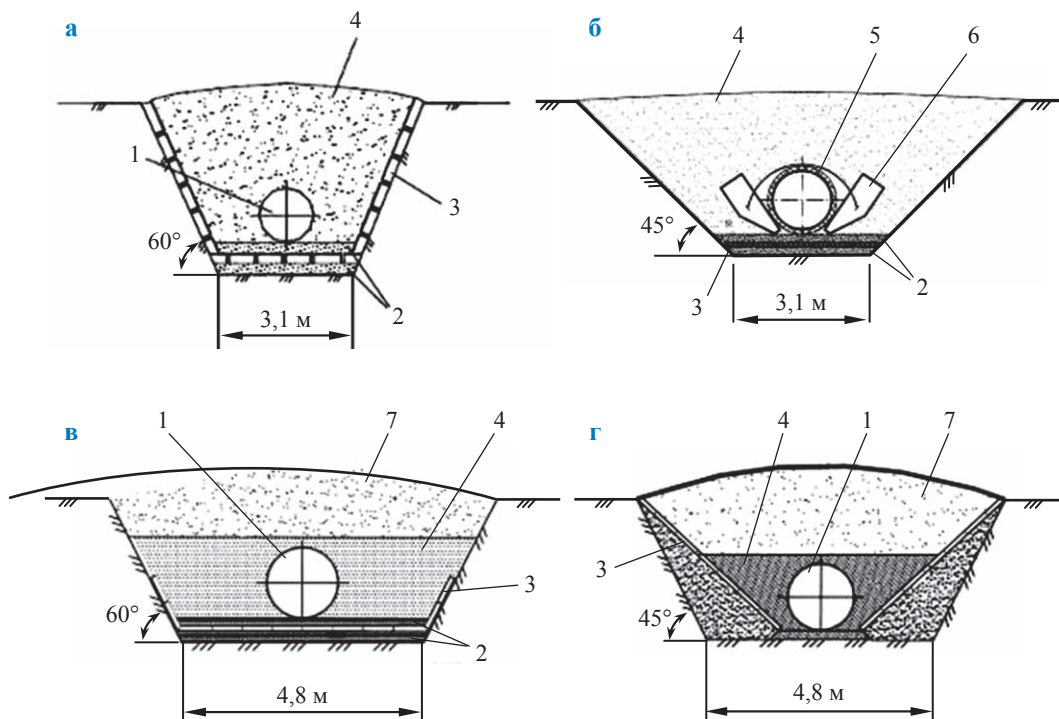


Рис. 3. Варианты исполнения теплоизоляции траншеи МГ: стенок и дна траншеи (а); дна траншеи (б); дна траншеи, частичная теплоизоляция стенок (в); стенок траншеи (г), где 1 – МГ; 2 – выравнивающие слои из привозного грунта; 3 – теплоизоляция; 4 – обсыпка МГ из привозного грунта; 5 – теплоизоляция для труб; 6 – устройства для балластировки МГ; 7 – грунт, извлеченный при обустройстве траншеи

и уплотнении вышележащих слоев грунта (в процессе формирования насыпи) применяют фиксирующие анкеры.

Теплоизоляцию стенок и дна траншеи также выполняют из жестких плоских плит, укладываемых на выровненное грунтовое основание. Вариантами исполнения теплоизоляции стенок и дна траншеи могут быть различные комбинации перекрытия дна и стенок траншеи (рис. 3).

Возможные нарушения теплоизоляции

Возможные повреждения кольцевой теплоизоляции газопровода обусловлены особенностями конструкции сборной теплоизолирующей оболочки, формируемой из отдельных сегментов. Сборка теплоизоляции из отдельных сегментов при монтаже выполняется вручную, что является достаточно трудоемким процессом, особенно при удерживании и стягивании полностью собранных вокруг трубы сегментов с помощью фиксирующей ленты. В процессе засыпки газопровода грунтом и его последующего оседания силы вертикального давления грунта на поверхность теплоизоляции будут

стремиться разобщить сегменты теплоизоляции с образованием между ними единичных или множественных зазоров (рис. 4а, б).

Подобным нарушениям монолитного слоя теплоизоляции также будет способствовать недостаточное натяжение стяжных хомутов или их разрушение. В результате взаимодействия теплоизоляционного покрытия и грунта возможно разрушение стяжных хомутов, вызывающее смещение и выпадение из теплоизоляционной оболочки отдельных сегментов покрытия (рис. 4в).

Формирование нарушений в теплоизоляции возможно также в случае наличия на дне траншеи для укладки газопровода или в насыпном основании мерзлых или скальных фрагментов грунта, при взаимодействии с которыми будет происходить разрушение сегментов покрытия в окрестности нижней образующей трубы. В случае смещения газопровода в продольном направлении либо продольного смещения грунта возможно образование кольцевых зазоров в теплоизоляции газопровода по торцевым кромкам сегментов теплоизоляции (рис. 4г). Вполне очевидно, что образование указанных

нарушений в теплоизоляции труб возможно лишь при условии отсутствия монолитной покровной гидроизолирующей оболочки из полимерных лент.

В теплоизоляции грунтовых оснований насыпей, а также теплоизоляции стенок и дна траншеи в случаях оседания, оплывания при оттаивании мерзлого грунта могут образовываться зазоры между теплоизоляционными плитами, которые нарушают монолитность теплоизоляционного слоя и существенно снижают его теплоизоляционные свойства (рис. 5).

Новые технические решения в области теплоизоляции

Для снижения трудоемкости монтажа теплоизоляционных конструкций при строительстве газопроводов предложена усовершенствованная модульная конструкция кольцевой теплоизоляции, формируемой из последовательно размещаемых и соединяемых между собой теплоизолирующих модулей, состоящих

из сегментов, установленных в полимерные обоймы. Для повышения механической прочности и устойчивости теплоизоляции к воздействию мерзлого грунта при эксплуатации газопроводов предложено использование хомутов из эластичного материала с Т-образными выступами, позволяющими закреплять на поверхности трубопровода сегменты и защитное покрытие без использования вспомогательного оборудования и исключая перемещение устанавливаемых сегментов теплоизоляции (рис. 6).

Представленное техническое решение защищено патентом РФ № 2703897 [1].

С целью исключения образования зазоров между теплоизоляционными плитами вследствие неравномерной осадки мерзлого грунтового основания разработана и рекомендована конструкция теплоизоляционного экрана, сохраняющего свою целостность и работоспособность в условиях высоких весовых нагрузок трубопровода и грунта обратной засыпки,

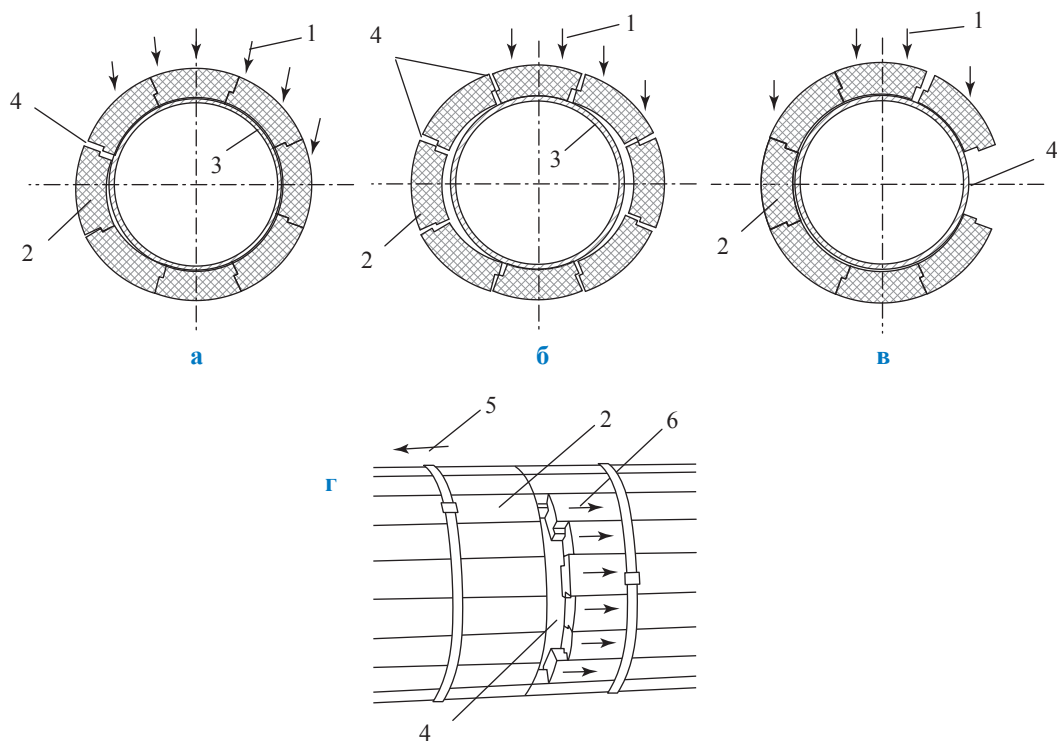


Рис. 4. Возможные нарушения кольцевой теплоизоляции газопровода: единственный продольный зазор между сегментами (а); множественные продольные зазоры между сегментами (б); выпадение единичного сегмента (в); кольцевой зазор по торцевым кромкам сегментов теплоизоляции (г), где 1 – направление воздействия нагрузок со стороны грунта засыпки; 2 – сегменты теплоизоляции; 3 – газопровод; 4 – нарушения теплоизоляции; 5 – направление продольного перемещения газопровода; 6 – направление смещения сегментов

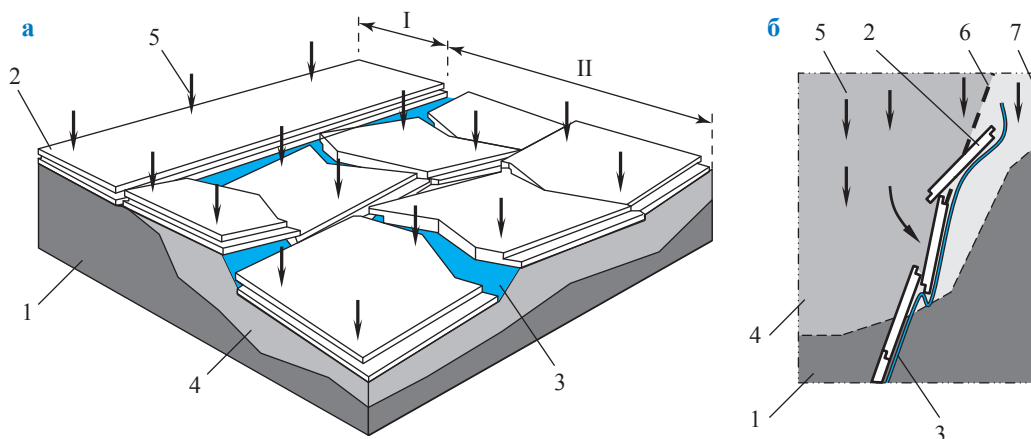


Рис. 5. Схемы развития повреждений теплоизоляции плитами: осадка, смещение и разрушение теплоизоляционных плит (а) (I – исходное состояние; II – поврежденное состояние теплоизоляции); смещение плит при оттаивании мерзлого грунта у стенок траншеи (б), где 1 – мерзлый грунт; 2 – жесткая (теплоизоляционная) плита; 3 – полотно из нетканого синтетического материала; 4 – талый грунт; 5 – направление воздействия нагрузок со стороны вышележащих слоев грунта; 6 – стенка траншеи; 7 – грунт талый с ненарушенной структурой

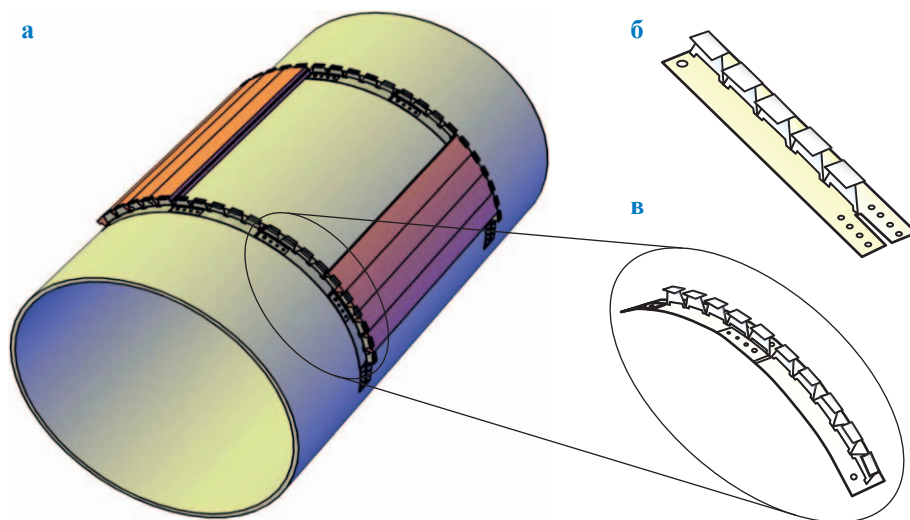


Рис. 6. Схема монтажа сегментов кольцевой теплоизоляции для труб: схема установки сегментов (а); полимерный модуль (б); схема размещения полимерных модулей на трубе (в)

при неравномерной осадке выравнивающего слоя грунта на мерзлом грунте основания.

Теплоизоляционный экран содержит теплоизолирующие модули, включающие полимерные обоймы для размещения теплоизоляционных плит из вспененного полимерного материала, соединенные между собой гибкими связями (рис. 7).

Надежность теплоизоляционного экрана обеспечивается за счет использования полимерных обойм, предохраняющих монолитный слой теплоизоляции от разрушения

при неравномерной осадке выравнивающего слоя грунта под действием значительной весовой нагрузки от вышележащих слоев грунта и трубопровода. Монолитность слоя теплоизоляции также обеспечивается за счет возможности адаптации этого слоя к частичным осадкам грунтового основания с повторением его новой конфигурации за счет наличия гибких связей теплоизолирующих модулей, обеспечиваемых с помощью гибких соединительных узлов. Представленное техническое решение защищено патентом РФ № 2703839 [2].

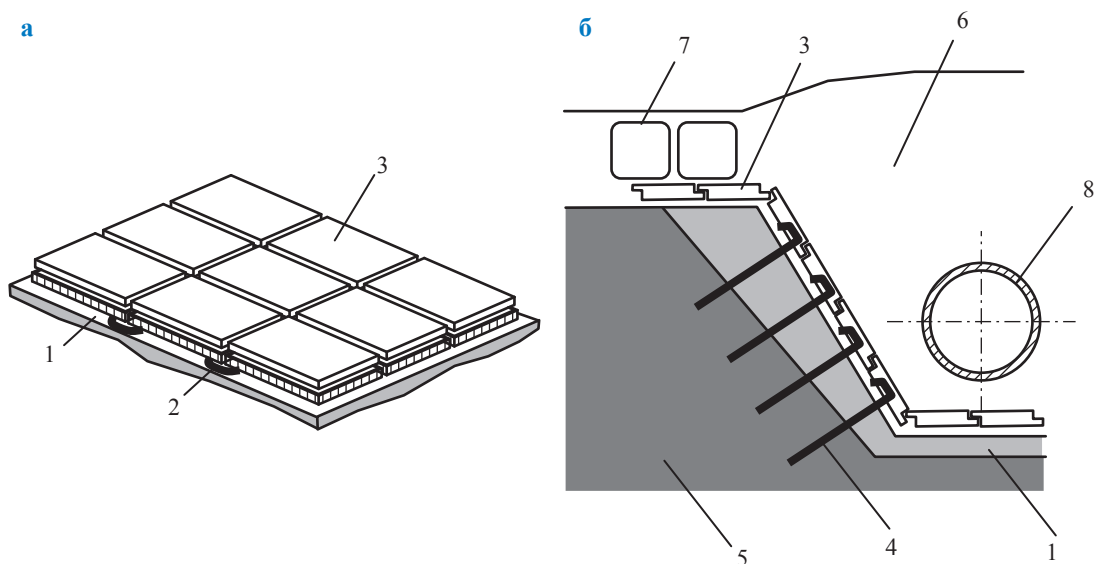


Рис. 7. Схема теплоизоляционного экрана: общий вид (а); пример его укладки в траншее (б), где 1 – выравнивающий слой грунта; 2 – узел гибкой связи; 3 – теплоизоляционный модуль; 4 – анкер; 5 – мерзлый грунт; 6 – траншея; 7 – мешки с грунтом; 8 – трубопровод

Разработанные технические решения [1, 2] позволяют исключить риски возникновения нарушений сплошности кольцевой теплоизоляции и теплоизоляционного экрана, вызванные относительными перемещениями грунта и трубопровода, просадкой грунтового основания. В целом данные технические решения могут быть рекомендованы для применения при сооружении новых, реконструкции и ремонте существующих теплоизолированных трубопроводных систем.

Список литературы

1. Пат. 2703897 Российская Федерация, МПК F16L 59/14. Способ теплоизоляции трубопровода / Кузьбожев А.С., Шишкин И.В., Бирилло И.Н., Шкулов С.А., Маянц Ю.А., Елфимов А.В.; патентообладатель ПАО «Газпром». – № 2018138529; заявл. 31.10.2018; опубл. 22.10.2019, Бюл. № 30.
2. Пат. 2703839 Российская Федерация, МПК F16L 59/00, E04B 1/76. Теплоизоляционный экран / Кузьбожев А.С., Шишкин И.В., Бирилло И.Н., Шкулов С.А., Маянц Ю.А., Елфимов А.В.; патентообладатель ПАО «Газпром». – № 2018138531; заявл. 31.10.2018; опубл. 22.10.2019, Бюл. № 30.

УДК 622.692.4.074.2

Анализ напряженно-деформированного состояния газопроводов подводных переходов при изменении начального положения трубы

И.Л. Сарычев^{1*}, А.С. Кузьбожев², И.Н. Бирилло², Ю.А. Маянц³, А.В. Елфимов³

¹ ООО «Газпром трансгаз Ухта», Российская Федерация, 169300, Республика Коми, г. Ухта, наб. Газовиков, д. 10/1

² Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Российская Федерация, 169330, Республика Коми, г. Ухта, ул. Севастопольская, д. 1-а

³ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

* E-mail: isarychev@sgp.gazprom.ru

Тезисы. Сохранность начального положения магистрального газопровода (МГ) на стадии его эксплуатации является одним из необходимых условий для обеспечения безопасной работы объекта. Опыт эксплуатации МГ показывает, что изменение начального положения газопровода достаточно часто фиксируется на подводных переходах (ПП) через разнообразные водные преграды (реки, ручьи, болота и т.п.), где труба подвержена постоянному воздействию выталкивающей архимедовой силы. Перемещение трубы вверх вызывает уменьшение величины ее заглупления и увеличение значений механических напряжений в сечениях газопровода. При этом по результатам периодически проводимых обследований ПП анализ опасности изменения напряженно-деформированного состояния газопровода ПП после перемещения трубы не проводится, так как это является достаточно непростой научно-инженерной задачей.

В статье представлены результаты анализа напряженно-деформированного состояния газопроводов ПП и возможности их дальнейшей безопасной эксплуатации после изменения газопроводом своего начального положения вследствие перемещения трубы вверх.

Проведенный анализ показал, что перемещения вверх (всплытия) участков газопроводов вызывают заметный рост величины изгибных напряжений в стенках труб и, как следствие этого, снижение проектного уровня эксплуатационной надежности объектов. Несмотря на рост изгибных напряжений, обусловленный перемещением (всплытием) трубы, общий уровень напряженного состояния газопроводов на ПП может оставаться в рамках нормативных требований. В таких случаях даже после изменения положения газопроводов может быть продолжена их безопасная эксплуатация. Наиболее опасным последствием перемещения (всплытия) газопроводов ПП, требующим проведения ремонтно-восстановительных работ, является уменьшение заглупления верха трубы и появление локальных участков, на которых не только не обеспечивается нормативное заглупление газопровода, но и возникает реальная опасность оголения трубы.

Сохранность начального положения магистрального газопровода (МГ) на стадии его эксплуатации является одним из необходимых условий для обеспечения безопасной работы объекта. Опыт эксплуатации МГ показывает, что вышеназванное условие выполняется не всегда [1]. Изменение начального положения газопровода достаточно часто фиксируется на подводных переходах (ПП) через разнообразные водные преграды (реки, ручьи, болота и т.д.), где труба подвержена постоянному воздействию выталкивающей архимедовой силы. Перемещение трубы вверх вызывает не только уменьшение величины ее заглупления, но и увеличение значений механических напряжений в сечениях газопровода. При этом по результатам периодически проводимых обследований ПП контролируется наличие и величина перемещений газопровода вверх, а также фактическое заглупление трубы, наличие оголений и провисов. Что же касается анализа опасности изменения напряженно-деформированного состояния (НДС) газопровода ПП после перемещения трубы, то он не проводится в связи с тем, что это является достаточно непростой научно-инженерной задачей, требующей для ее решения специфических знаний и специалистов.

Ключевые слова: газопровод, подводный переход, всплытие, заглупление, напряженно-деформированное состояние.

Основные расчетные положения

В соответствии с СТО Газпром 2-2.1-249-2008 [2] для обеспечения безопасной эксплуатации МГ с рабочим давлением 11,8 МПа должны выполняться следующие условия:

$$\sigma_{\text{кц}} \leq \min\{F_y \sigma_T; F_u \sigma_B\}; \quad (1)$$

$$\sigma_{\text{пр}} \leq 0,9\sigma_T, \text{ если } \sigma_{\text{пр}} \geq 0; \quad (2)$$

$$\sigma_{\text{экр}} \leq 0,9\sigma_T, \text{ если } \sigma_{\text{пр}} < 0, \quad (3)$$

где $\sigma_{\text{кц}}$, $\sigma_{\text{пр}}$, $\sigma_{\text{экр}}$ – значения кольцевых, продольных и эквивалентных напряжений в стенках труб соответственно, МПа; F_y , F_u – расчетные коэффициенты по пределу текучести и по пределу прочности соответственно; σ_T – нормативный предел текучести материала труб; σ_B – нормативный предел прочности (временное сопротивление) материала труб.

Если хотя бы одно из условий (1)–(3) не выполняется, то уровень эксплуатационной надежности участка газопровода ниже нормативного, если условия (1)–(3) выполняются, то отношение значений допускаемых и фактических напряжений определяет сверхнормативный запас прочности участков МГ по кольцевым, продольным и эквивалентным напряжениям. Следует отметить, что процесс всплытия участка МГ не влияет на значения кольцевых напряжений в стенках труб, а рост эквивалентных напряжений происходит только за счет увеличения продольных напряжений, т.е. в результате изменения продольных напряжений возможно нарушение условий (2) и (или) (3). Значения продольных напряжений $\sigma_{\text{пр}}$, входящих в условия (2) и (3), рассчитываются по формуле

$$\sigma_{\text{пр}} = \mu \sigma_{\text{кц}} - \alpha E \Delta t \pm \sigma_{\text{и}}, \quad (4)$$

где μ – коэффициент поперечной деформации материала труб; $\sigma_{\text{кц}}$ – значения кольцевых напряжений в стенках труб участка газопровода, МПа; α – коэффициент линейного расширения металла труб, град⁻¹; E – модуль деформации материала труб, МПа; Δt – расчетный температурный перепад, °С, определяемый как разница между максимальной температурой стенки трубы при эксплуатации газопровода и температурой наружного воздуха при окончательной сборке («захлесте») участка МГ; $\sigma_{\text{и}}$ – значения изгибных напряжений в сечении участка МГ, МПа.

Значения кольцевых напряжений $\sigma_{\text{кц}}$ в стенках труб участка МГ вычисляются по формуле

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{k_p p (D_{\text{н}} - 2\delta)}{2\delta}, \quad (5)$$

где k_p – коэффициент надежности по внутреннему давлению, принимаемый равным $k_p = 1,1$; p – внутреннее давление в газопроводе, МПа; $D_{\text{н}}$ – наружный диаметр газопровода, мм; δ – толщина стенки трубы, мм.

Значения изгибных напряжений $\sigma_{\text{и}}$ в сечении участка МГ определяются исходя из конфигурации оси газопровода по формуле

$$\sigma_{\text{и}} = \frac{E D_{\text{н}}}{2\rho}, \quad (6)$$

где ρ – радиус упругого изгиба оси участка МГ, м, определяемый по данным геодезического обследования положения трубы:

$$\rho = \frac{1}{y''(x)}, \quad (7)$$

где $y''(x)$ – вторая производная уравнения оси участка МГ.

Уравнение оси участков МГ в вертикальной и горизонтальной плоскостях представляется полиномом P_m m -ой степени, аппроксимируя координаты x и y (x и z), полученные геодезическим методом:

$$y = P_m(x) = a_0 + a_1 x + a_2 x^2 + \dots + a_m x^m. \quad (8)$$

Степень полинома определяется из минимума сумм квадратов разностей $S_m = \min\{S_1; S_2, \dots\}$ [3]:

$$S = \sum_{i=1}^n [P_m(x_i) - y_i]^2. \quad (9)$$

При этом участок газопровода следует разбивать на несколько характерных отрезков, имеющих конфигурацию оси, которая описывается полиномиальной зависимостью с высокой достоверностью (коэффициент достоверности не менее 0,97).

Значения эквивалентных напряжений $\sigma_{\text{экр}}$ рассчитываются по формуле

$$\sigma_{\text{экр}} = \sqrt{\sigma_{\text{кц}}^2 - \sigma_{\text{кц}} \sigma_{\text{пр}} + \sigma_{\text{пр}}^2}. \quad (10)$$

Анализ НДС подводных переходов

Для анализа последствий, вызываемых перемещением трубы вверх, были рассмотрены шесть

ПП головного участка МГ Бованенково – Ухта, на которых после двух лет эксплуатации труба изменила свое начальное положение, переместившись вверх от нескольких десятков сантиметров до нескольких метров (табл. 1). Изменение положения газопровода на одном из ПП приведен на рисунке (а). В результате перемещения трубы вверх произошло уменьшение проектного заглубления газопровода, однако только на двух переходах (через р. Морды-Яха), характеризующихся изменением начальных отметок более 3 м, появились участки, на которых перестало обеспечиваться нормативное заглубление газопровода и возникла реальная опасность оголения трубы. Протяженность таких участков на первой и второй нитках ПП составляет 112 и 31 м соответственно, при этом минимальное заглубление трубы на участках равно 0,11 и 0,70 м соответственно. На других ПП заглубление верха трубы даже после изменения начального положения газопровода существенно превышает (не менее чем в 1,7 раз) минимальное нормативное значение.

Влияние произошедших перемещений трубы на напряженное состояние газопроводов ПП было проанализировано по результатам расчета значений напряжений в сечениях газопровода при начальной и измененной конфигурации его оси. Расчет значений напряжений осуществлялся с использованием зависимостей (1)–(10). Характер изменения изгибных напряжений на ПП после изменения начального положения газопровода показан на рисунке (б). Обобщенные результаты расчета значений механических напряжений

в стенках труб МГ всех рассмотренных ПП сведены в табл. 2.

Результаты проведенных расчетов показывают следующее. Сверхнормативный запас кольцевых напряжений при проектном значении рабочего давления 11,8 МПа равен 4,1 % на ПП категории «С» и 4,7 % на ПП категории «В». При этом значения кольцевых напряжений составляют 57,6 % от нормативного значения предела текучести материала труб на участках ПП категории «С» и 47,4 % – на участках ПП категории «В». Следует отметить, что запас по кольцевым напряжениям не зависит от наличия и величины перемещений газопровода на ПП.

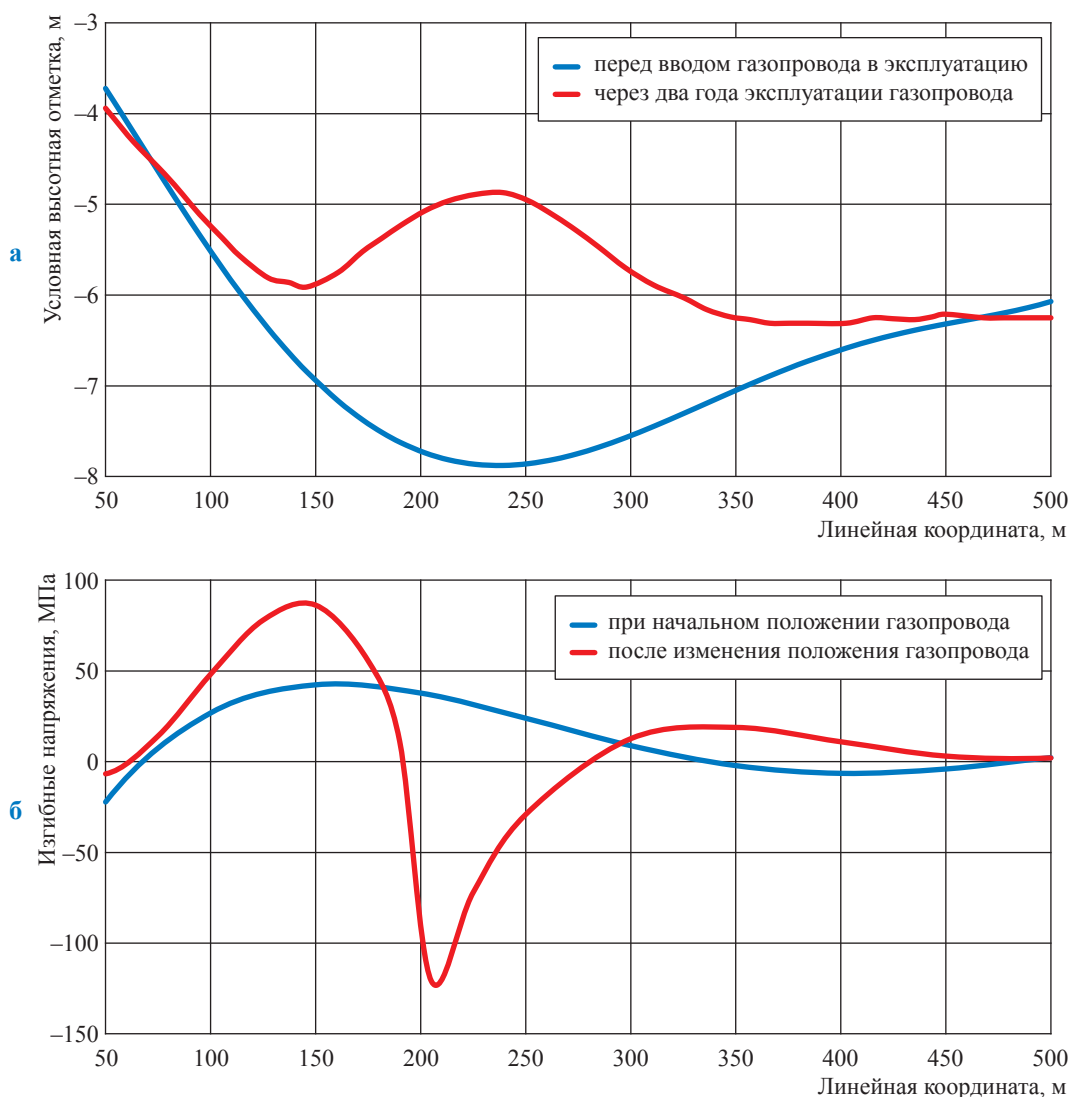
Вследствие изменения начального положения газопровода значения максимальных изгибных напряжений возросли в 1,05...3,55 раз. Наибольшее увеличение напряжений характерно для ПП через р. Морды-Яха, на которых произошло наиболее значительное изменение начального положения трубы. На других ПП с максимальным изменением начальных отметок до 1 м изгибные напряжения увеличились в 1,05...1,31 раз.

Основной вклад в напряженное состояние стенок труб МГ вносит внутреннее давление, именно поэтому произошедший многократный рост изгибных напряжений не вызвал такого же роста общего уровня НДС. Значения максимальных эквивалентных напряжений, характеризующих общий уровень напряженного состояния при наличии кольцевых и продольных напряжений, после деформирования газопроводов увеличились на 18,4...26,2 % на ПП через р. Морды-Яха и на 0,7...6,0 % на остальных ПП.

Таблица 1

Подводные переходы газопровода, изменившие начальное положение

Водная преграда	Ширина водной преграды, м	Протяженность обследованного участка, м	Протяженность участка, переместившегося вверх, м	Максимальное изменение начальной отметки, м	Минимальное заглубление до верха трубы, м
Ручей Большой Лядгей-Яха	35,7	478	67	0,25	1,93
Ручей Малый Лядгей-Яха	48,4	285	77 127	0,58 0,67	1,76
Река Воркута (основная нитка)	118,4	371	80 104	0,10 0,20	1,70
Река Морды-Яха (1-я нитка)	279,6	1120	305	3,17	0,11
Река Морды-Яха (2-я нитка)	271,1	1114	387	3,38	0,70
Река Сыр-Яга	76,0	363	120	0,40	1,93



Профиль газопровода подводного перехода (а) и распределение изгибных напряжений (б)

Значения эквивалентных напряжений после всплытия участков газопроводов не достигают нормативных допустимых значений, что должно гарантировать дальнейшую безопасную эксплуатацию МГ ПП. При этом значения эквивалентных напряжений составляют 61,7... 71,3 % от нормативного значения предела текучести материала труб на участках ПП категории «С» и 53,4...64,4 % – на участках ПП категории «В». Сверхнормативный запас эквивалентных напряжений составляет 1,40...1,69 на участках ПП категории «В» и 1,26...1,46 на участках ПП категории «С». Величина сверхнормативного запаса эквивалентных напряжений после деформирования газопроводов уменьшилась на 15,9...20,5 % на переходе через р. Морды-Яха и на 0,6...5,9 % на переходах через другие реки.

Перемещения вверх (всплытия) участков газопроводов вызывают заметный рост величины изгибных напряжений в стенках труб и, как следствие этого, снижение проектного уровня эксплуатационной надежности объектов. Определение значений изгибных напряжений в сечениях газопроводов ПП осуществляется на основе конфигурации их оси. Несмотря на рост изгибных напряжений, обусловленный перемещением (всплытием) трубы, общий уровень напряженного состояния газопроводов на ПП может оставаться в рамках нормативных требований. В таких случаях даже после изменения положения газопроводов может быть продолжена их безопасная эксплуатация. Наряду с этим перемещения (всплытия) участков газопроводов указывают

Таблица 2
Значения параметров, характеризующих НДС участков МГ Бованенково – Ухта на подводных переходах через реки

Водная преграда	Положение газопровода	$\sigma_{\text{нр}}$, МПа	$[\sigma_{\text{нр}}]/\sigma_{\text{нр}}^*$	$\sigma_{\text{нр}}$, МПа	$\sigma_{\text{нр}} > 0$		$\sigma_{\text{нр}} < 0$	
					$\sigma_{\text{нр}}$, МПа	$[\sigma]/\sigma_{\text{нр}}^{**}$	$\sigma_{\text{нр}}$, МПа	$\sigma_{\text{нр}}$, МПа
Ручей Большой Лядей-Яха	Перед вводом в эксплуатацию	59,3	1,041	81,1	6,16	-37,6	340,1	1,47
	Через два года эксплуатации	63,4		85,2	5,86	-41,7	342,5	1,46
Ручей Малый Лядей-Яха	Перед вводом в эксплуатацию	125,4	1,041	147,2	3,39	-103,7	382,1	1,31
	Через два года эксплуатации	144,7		166,5	3,00	-123,0	395,8	1,26
Река Воркута (основная нитка)	Перед вводом в эксплуатацию	60,0	1,047	64,7	7,72	-55,3	294,5	1,70
	Через два года эксплуатации	63,1		67,8	7,37	-58,4	296,4	1,69
Река Морды-Яха (1-я нитка)	Перед вводом в эксплуатацию	42,0	1,047	46,7	10,7	-37,3	283,4	1,76
	Через два года эксплуатации	149,0		153,7	3,25	-144,3	357,6	1,40
Река Морды-Яха (2-я нитка)	Перед вводом в эксплуатацию	42,0	1,047	46,7	10,7	-37,3	283,4	1,76
	Через два года эксплуатации	121,0		125,7	3,97	-116,3	336,5	1,48
Река Сыр-Яга	Перед вводом в эксплуатацию	103,8	1,041	125,6	3,98	-82,1	367,7	1,36
	Через два года эксплуатации	136,1		157,9	3,16	-114,4	389,7	1,28

* $[\sigma_{\text{нр}}] = 275,2$ МПа для ПП через реки Морды-Яха и Воркута; $[\sigma_{\text{нр}}] = 332,8$ МПа для ПП через ручьи Большой Лядей-Яха и Малый Лядей-Яха и реку Сыр-Яга.

** $[\sigma] = 0,9\sigma_{\text{т}} = 0,9 \cdot 555 = 499,5$ МПа.

на недостаточную их пригрузку, а наиболее опасным последствием перемещения (всплытия) газопроводов ПП, требующим проведения ремонтно-восстановительных работ, является уменьшение заглубления верха трубы и появление локальных участков, на которых не только не обеспечивается нормативное заглубление газопровода, но и возникает реальная опасность оголения трубы.

Список литературы

1. Велиюлин И.И. Анализ процессов перемещения трубопроводов на участках подводных переходов магистральных газопроводов / И.И. Велиюлин, В.А. Поляков, Э.И. Велиюлин и др. // Газовая промышленность. – 2010. – № 4. – С. 70–72.
2. СТО Газпром 2-2.1-249-2008 Магистральные газопроводы. – М.: ИРЦ Газпром, 2008. – 150 с.
3. Кассандрова О.Н. Обработка результатов наблюдений / О.Н. Кассандрова, В.В. Лебедев. – М.: Наука, 1970. – 104 с.

УДК 622.692.4.074.2

Исследование причин изменения начального положения подводного перехода газопровода

И.Л. Сарычев^{1*}, А.С. Кузьбожев², И.Н. Бирилло², Ю.А. Маянц³, А.В. Елфимов³

¹ ООО «Газпром трансгаз Ухта», Российская Федерация, 169300, Республика Коми, г. Ухта, наб. Газовиков, д. 10/1

² Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Российская Федерация, 169330, Республика Коми, г. Ухта, ул. Севастопольская, д. 1-а

³ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

* E-mail: isarychev@sgp.gazprom.ru

Ключевые слова: газопровод, подводный переход, балластировка, всплытие, разжижение грунта, обмерзание трубы.

Тезисы. Специфической особенностью магистральных газопроводов (МГ) является их значительная протяженность. На своем пути трассы МГ пересекают разнообразные водные преграды. В местах подводных пересечений водных преград выполняют балластировку трубы, которая должна компенсировать выталкивающую силу воды и обеспечить стабилизированное положение газопровода на проектных отметках при его эксплуатации. Опыт эксплуатации МГ показывает, что 60 % случаев вывода подводных переходов в ремонт вызваны существенным изменением начального (проектного) положения газопровода.

В статье показаны особенности подводного перехода МГ через р. Морды-Яха, на котором после ввода газопровода в эксплуатацию было зафиксировано заметное изменение начального положения. Представлены результаты анализа проектной и фактической балластировки подводного перехода, а также результаты численного моделирования всплывших участков подводного перехода, проведенного с целью выявления причин изменения начального положения газопровода на стадии его эксплуатации, и анализ этих результатов.

По длине подводного перехода проектом предусмотрен разный уровень балластировки. Места всплытия подводного перехода, проявившиеся на стадии эксплуатации газопровода, имеют не самую низкую пригрузку, которая обеспечена на других участках подводного перехода, не претерпевших заметных изменений в начальном положении газопровода.

Проведенный анализ показал, что основными причинами, которые могут вызывать изменение начального положения (всплытие) подводных переходов газопроводов, являются: повышенная плотность жидкой среды, окружающей участки газопровода (из-за засоленности воды и (или) вследствие разжижения грунта, в котором находится газопровод), или обмерзание наружной поверхности газопровода вследствие транспортирования газа с отрицательной температурой. При этом было установлено, что даже при наличии вышеназванных причин изменение начального положения газопровода проявляется только на подводных переходах значительной протяженности.

Специфической особенностью магистральных газопроводов (МГ) является их значительная протяженность. На своем пути трассы МГ пересекают разнообразные естественные и искусственные препятствия в виде рек, озер, водохранилищ, болот, автомобильных и железных дорог и т.п. Участки МГ в местах пересечения с такими препятствиями требуют применения специальных технических решений, обеспечивающих надежную работу газопровода на стадии его эксплуатации. При подземном пересечении водных преград к таким специальным техническим решениям относится балластировка трубы, компенсирующая выталкивающую силу воды и обеспечивающая стабилизированное положение газопровода на проектных отметках.

Условие не всплытия газопроводов

Согласно нормативным документам [1–4] устойчивое (против всплытия) положение участка МГ обеспечивается при выполнении следующего условия:

$$Q_{\text{акт}} \leq \frac{1}{k_{\text{н.в}}} Q_{\text{пас}}, \quad (1)$$

где $Q_{\text{акт}}$ – суммарная расчетная нагрузка на МГ, действующая вверх, включая упругий отпор при прокладке свободным изгибом; $Q_{\text{пас}}$ – суммарная расчетная нагрузка, действующая вниз, включая массу (собственный вес); $k_{\text{н.в}}$ – коэффициент надежности устойчивости положения МГ против всплытия, принимаемый равным для участков перехода: через болота, поймы, водоемы при отсутствии течения, обводненные и заливаемые участки в пределах горизонта грунтовых вод 1%-ной обеспеченности – 1,05; через реки шириной до 200 м по среднему меженному уровню, включая прибрежные участки в границах производства подводно-технических работ, – 1,10; через реки и водохранилища шириной свыше 200 м, а также горные реки – 1,15.

Нагрузки $Q_{\text{акт}}$ и $Q_{\text{пас}}$ вычисляются по следующим выражениям:

$$Q_{\text{акт}} = \left(\frac{\pi}{4} D_{\text{н}}^2 g \gamma_{\text{в}} + q_{\text{из}} \right) \ell_{\text{уч}}; \quad (2)$$

$$Q_{\text{пас}} = q_{\text{тр}} \ell_{\text{уч}} + Q_{\text{б}}, \quad (3)$$

где $D_{\text{н}}$ – наружный диаметр трубы с учетом изоляционного покрытия и футеровки, м; g – ускорение свободного падения, м/с²; $\gamma_{\text{в}}$ – плотность воды, принимаемая по данным изысканий, кг/м³; $q_{\text{из}}$ – интенсивность нагрузки от упругого отпора при свободном изгибе, Н/м; $\ell_{\text{уч}}$ – длина обводненного участка МГ, м; $q_{\text{тр}}$ – погонная нагрузка от веса трубы Н/м; $Q_{\text{б}}$ – нагрузка, которая обеспечивается на участке МГ установленными балластирующими устройствами.

Расчетную интенсивность нагрузки $q_{\text{из}}$ от упругого отпора при свободном изгибе МГ вычисляют по формулам

- для выпуклых кривых:

$$q_{\text{из}} = \frac{8E_0 J}{9\beta^2 \rho^3} 10^4; \quad (4)$$

- для вогнутых кривых:

$$q_{\text{из}} = \frac{32E_0 J}{9\beta^2 \rho^3} 10^4, \quad (5)$$

где E_0 – модуль упругости материала трубы, МПа; J – момент инерции сечения труб на рассматриваемом участке МГ, м⁴; β – угол поворота оси МГ, радиан; ρ – радиус кривизны упругого изгиба, м.

Нагрузку $Q_{\text{б}}$ при балластировке участка МГ железобетонными или чугунными утяжелителями вычисляют по формуле

$$Q_{\text{б}} = k_6 (\gamma_6 - \gamma_{\text{в}}) V g n_{\text{пр}}, \quad (6)$$

где k_6 – коэффициент надежности по нагрузке; γ_6 – плотность материала балласта, кг/м³; V – объем одного комплекта балласта, м³; $n_{\text{пр}}$ – количество комплектов балласта на обводненном участке МГ.

Причины изменения начального положения газопровода

Опыт эксплуатации МГ показывает, что проектный объем балластировки на подводном переходе не всегда обеспечивает стабилизированное положение трубы при ее эксплуатации, например, в работе [5] отмечается, что 60 % случаев вывода подводных переходов в ремонт вызван существенным изменением начального (проектного) положения газопровода. Перемещения вверх (всплытие) участков газопроводов обусловлены превышением значения архимедовой силы значения нагрузки, действующей вниз. Такая ситуация возможна вследствие увеличения проектного значения нагрузки, действующей на трубу вверх, либо за счет уменьшения проектного значения нагрузки, действующей на трубу вниз. Возрастание нагрузки, действующей на трубу вверх, может произойти в результате увеличения плотности жидкости вокруг трубопровода или увеличения диаметра трубопровода, например, вследствие обмерзания трубы, по которой транспортируется газ с отрицательной температурой. Уменьшение нагрузки, действующей на трубу вниз, возможно в результате уменьшения фактического количества установленных на участке утяжелителей, а также в результате их массового смещения с мест установки в процессе сооружения перехода.

При $Q_{\text{акт}} > Q_{\text{пас}}$ изменение начального положения газопровода на подводном переходе будет происходить сразу после завершения строительных операций. Так, на подводном переходе МГ Бованенково – Ухта через р. Морды-Яха, расположенном на п-ове Ямал, изменение начального положения было зафиксировано в ходе планового обследования перехода, выполненного через два года после ввода газопровода в эксплуатацию.

Переход газопроводов через р. Морды-Яха

Две нитки газопровода Бованенково – Ухта пересекают два русла р. Морды-Яха и старицу – озеро Халиорахо-То (рис. 1).

Русло 1 р. Морды-Яха при меженном уровне воды имеет ширину 297 м и максимальную глубину 3,4 м, русло 2 – ширину 103 м и максимальную глубину 2,9 м, старица – ширину 116 м и максимальную глубину 3,9 м. В период паводка (при 10%-ном горизонте высоких вод) уровень воды в реке поднимается на 2,74 м, затопливая участок газопровода протяженностью в несколько километров. На участках пересечения водных преград газопровод залегает в текучих или текучепластичных суглинках. Заглубление трубы в русло 1 составляет 3,9...4,5 м, в русло 2 – 4,1...6,4 м, в старице – 2,8...3,9 м.

Результаты проведенных обследований показали, что в русло 1 наблюдается всплытие обеих ниток газопровода (рис. 2).

При этом на участке газопровода 1-й нитки длиной 305 м исполнительные отметки верха трубы изменились на 0,14...3,17 м, а на участке газопровода 2-й нитки длиной 387 м – на 0,20...3,38 м. Результатом всплытия участков газопроводов на переходе является уменьшение заглубления трубы и появление локальных отрезков, на которых не только не обеспечивается нормативное заглубление газопровода, но и возникает реальная опасность оголения трубы, в первую очередь на 1-й нитке перехода.

Дальнейший анализ факторов, которые привели к изменению начального положения

подводного перехода, был выполнен для 1-й нитки газопровода.

Анализ проектной балластировки

Переход 1-й нитки МГ Бованенково – Ухта через р. Морды-Яха выполнен из труб наружным диаметром 1420 мм с толщиной стенки 33,4 мм. Согласно проекту на переходе предусмотрена установка на трубу чугунных утяжелителей диаметром 1630 мм поверх теплоизоляционного покрытия толщиной 100 мм. Чугунный утяжелитель имеет следующие основные параметры: массу 3220 кг, ширину 0,9 м, объем 0,454 м³. Шаг установки утяжелителей изменяется от 2,17 до 2,37 м. Средний шаг установки утяжелителей составляет 2,31 м.

Для участка газопровода протяженностью, равной шагу расстановки утяжелителей, при плотности воды 1000 кг/м³ нагрузка составит: $Q_6 = (7100 - 1000) \cdot 0,454 \cdot 9,81 \cdot 1,1 = 27168$ Н. В этом случае погонная нагрузка равна: $q_6 = 27168 / 2,31 = 11761$ Н/м. Для трубы с толщиной стенки 33,4 мм $q_{тр} = 11368$ Н/м. Выталкивающая сила воды на 1 м трубопровода с теплоизоляцией толщиной 100 мм равна $q_в = 20220$ Н/м. Интенсивность нагрузки от упругого отпора не учитываем, так как ее величина не превышает 0,1 % от вышеприведенных значений. Из условия (1) имеем:

$$k_{н.в} = \frac{Q_{пас}}{Q_{акт}} = \frac{q_{пас}}{q_{акт}} = \frac{11368 + 11761}{20220} = 1,144. \quad (7)$$

Таким образом, при проектной пригрузке МГ Бованенково – Ухта и плотности воды 1000 кг/м³ на переходе через р. Морды-Яха



Рис. 1. Общий вид перехода газопровода Бованенково – Ухта через р. Морды-Яха

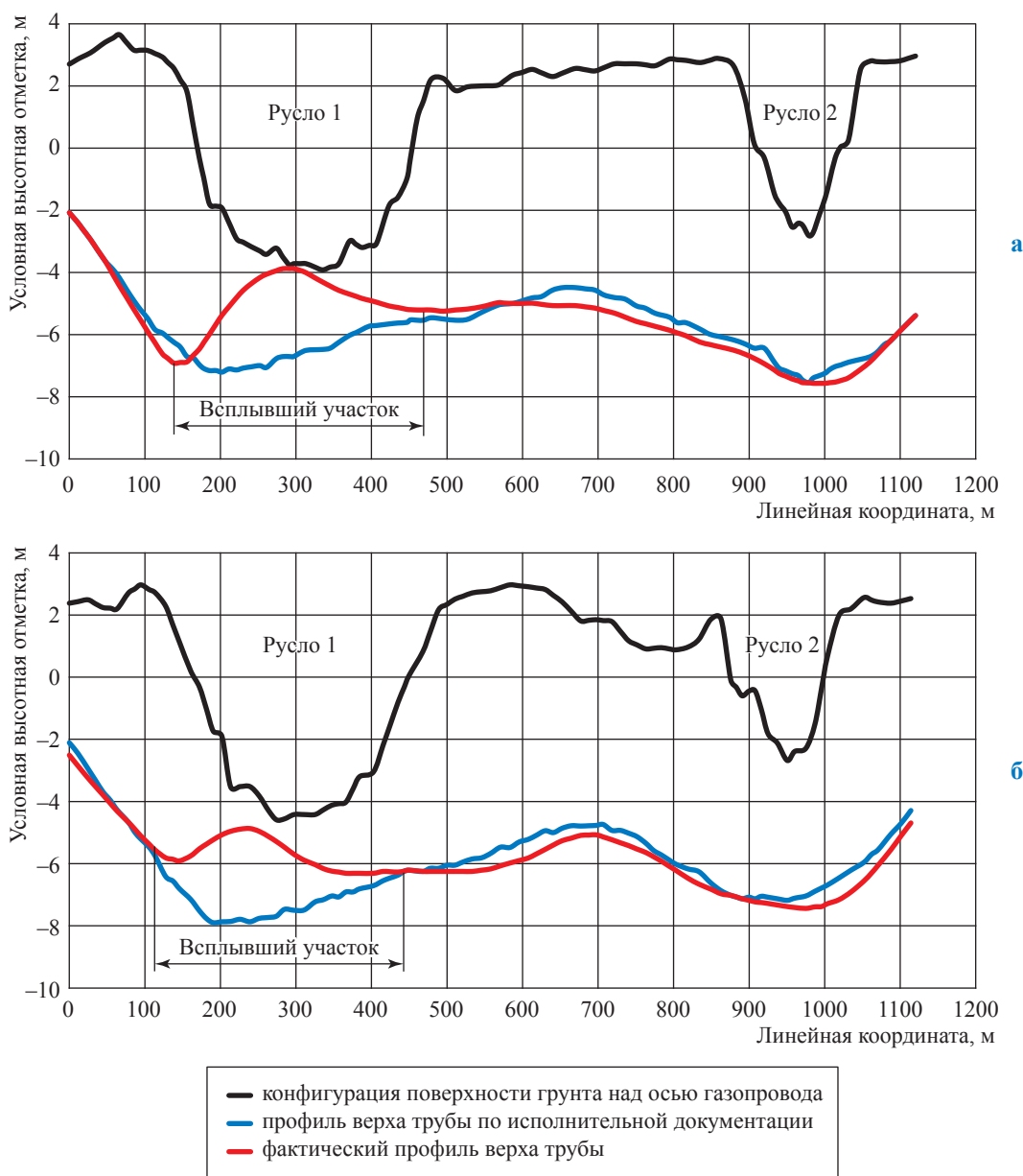


Рис. 2. Результаты обследования 1-й (а) и 2-й (б) ниток МГ Бованенково – Ухта на переходе через р. Морды-Яха

выполняется условие $Q_{акт} < Q_{пас}$. При этом коэффициент надежности устойчивости положения МГ против всплытия практически соответствует нормативному значению, равному 1,15, регламентируемому для переходов через реки и водохранилища шириной свыше 200 м [1–4].

Анализ фактической балластировки

Анализ фактического количества и расположения чугунных утяжелителей, установленных на подводном переходе, проводился на основе данных внутритрубного обследования газопровода, выполненного в феврале 2015 г. НПО ЗАО «Спецнефтегаз». Согласно данным

внутритрубного диагностирования, на участке 1-й нитки перехода протяженностью 1993 м установлены 844 комплекта чугунных утяжелителей (диаметр 1630 мм, масса 3,22 т). Шаг установки утяжелителей изменяется от 2,09 до 2,57 м. Средний шаг установки равен 2,36 м. Фактическое количество установленных утяжелителей на характерных участках подводного перехода отличается от проектного, причем как в меньшую, так и в большую сторону (табл. 1).

Данные табл. 1 свидетельствуют о следующем. Кольцевые чугунные утяжелители установлены на отрезке газопровода общей

Таблица 1

**Обобщенные данные о балластировке участков 1-й нитки МГ Бованенково – Ухта
на переходе через р. Морды-Яха**

Участок газопровода	Протяженность участка, м	Кол-во кольцевых утяжелителей, шт.		Средний фактический шаг расстановки, м	Сравнение фактического количества установленных пригрузов с проектным, %
		по проекту	по результатам ВТД		
Сухопутный участок до русла 1	320	137	132	2,42	-3,6
Русло 1	296	125	126	2,35	0,8
Сухопутный участок между руслами 1 и 2	451	194	216	2,09	11,3
Русло 2	103	45	44	2,34	-2,2
Сухопутный участок между руслом 2 и старицей	501	215	195	2,57	-9,3
Старица (оз. Халиоряха-То)	115	53	47	2,45	-11,3
Сухопутный участок после старицы	207	93	84	2,46	-9,7
Весь участок газопровода, забалластированный чугунными утяжелителями	1993	862	844	2,36	-2,1

протяженностью 1993 м. Этот отрезок газопровода состоит из семи характерных участков: из четырех сухопутных участков протяженностью от 207 до 501 м и из трех русловых участков протяженностью от 103 до 296 м. Фактическое суммарное количество чугунных утяжелителей на рассматриваемом отрезке газопровода составляет 844 шт., что меньше проектного количества на 18 шт., т.е. на 2,1 %. При этом средний фактический шаг расстановки утяжелителей равен 2,36 м. На наиболее протяженном русловом участке перехода под руслом 1, имеющем длину 296 м, фактический объем балластировки превышает проектный на 0,8 %. Средний фактический шаг расстановки утяжелителей на этом участке газопровода составляет 2,35 м. На двух других русловых участках объем фактической балластировки меньше проектного. При этом на участке перехода под руслом 2, имеющем длину 103 м, объем фактической балластировки меньше проектного на 2,2 %, а на участке перехода под старицей (оз. Халиоряха-То), имеющем длину 115 м, объем фактической балластировки меньше проектного на 11,3 %. Средний фактический шаг расстановки утяжелителей на участке газопровода под руслом 2 составляет 2,34 м, а на участке газопровода под старицей – 2,45 м. Следует отметить, что, несмотря на уменьшение проектного объема

балластировки на участке газопровода под руслом 2, средний фактический шаг расстановки утяжелителей на этом участке на 0,01 м меньше среднего шага расстановки утяжелителей на участке газопровода под руслом 1, где фактический объем балластировки превышает проектный, т.е. значение удельной балластирующей нагрузки на участке газопровода под руслом 2 превышает значение удельной балластирующей нагрузки на участке газопровода под руслом 1.

На трех сухопутных участках (участок до русла 1, участок между руслом 2 и старицей, участок после старицы) объем фактической балластировки меньше проектного на 3,6; 9,3 и 9,7 % соответственно. Средний фактический шаг расстановки утяжелителей на этих участках газопровода составляет 2,42; 2,57 и 2,46 м соответственно. На сухопутном участке между руслом 1 и руслом 2 объем фактической балластировки превышает проектный на 11,3 %. Этому участку газопровода присуще минимальное значение среднего фактического шага расстановки утяжелителей, равное 2,09 м.

Расчетное моделирование газопровода в русле 1

Расчет деформирования подводного перехода выполняли в универсальном конечно-элементном пакете ANSYS. Для моделирования

использовались балочные элементы типа PIPE, имеющие три узла и девять степеней свободы. Моделировался участок перехода протяженностью 330 м, включавший участок газопровода в русле 1 протяженностью 296 м, на котором были зафиксированы перемещения трубы вверх, и два прилегающих участка с северной и южной стороны, которые принимались жестко заземленными в мерзлом грунте. В качестве пассивных нагрузок рассматривались собственный вес трубы, вес изоляции и футеровки, а также вес балластирующих устройств. Активная нагрузка формировалась из выталкивающей силы воды. Моделирование балластирующих устройств осуществлялось путем «наложения» распределенной массы на линию (балку). Архимедову (выталкивающую) силу воды моделировали распределенной нагрузкой, определяемой по формуле

$$P_{\text{выт}} = \gamma_{\text{в}} V_{\text{эф}} g, \quad (8)$$

где $\gamma_{\text{в}}$ – плотность воды, кг/м^3 ; $V_{\text{эф}}$ – эффективный объем, принимаемый равным объему трубопровода протяженностью 1 м, оснащенного изоляцией толщиной 100 мм и футеровкой толщиной 30 мм, и объему расположенных на нем балластирующих устройств.

Значения выталкивающей силы для отрезков расчетной модели приведены в табл. 2.

Найденные значения выталкивающей силы поочередно задавались для конечно-элементной модели перехода. В результате расчетов были получены значения узловых перемещений для каждого отдельного случая (рис. 3). Результаты расчетов показали, что при плотности воды 1080 кг/м^3 максимальная стрела прогиба составляет 3,3 м, что близко к фактически зафиксированным перемещениям. Увеличение плотности воды может быть вызвано либо наличием естественных солей и минералов, растворенных в речной воде, либо разжижением грунта, который в пределах перехода сложен суглинками (текучепластичными,

мягкопластичными и текучими). После обратной засыпки траншеи грунты могли образовать полужидкую среду со слабой несущей способностью, которая не только перестала препятствовать перемещениям трубы вверх, но и, обладая свойством жидкости (пульпы) и высокой плотностью, способствовала перемещению трубы вверх (всплытию).

В соответствии с выражением (8) выталкивающая сила также зависит от величины эффективного объема $V_{\text{эф}}$, представляющего собой суммарный объем тела, погруженного в воду. В рамках рассматриваемого объекта эффективный объем представляет собой суммарный объем самой трубы с учетом изоляции и футеровки и установленных на трубу утяжелителей. В связи с тем, что по газопроводу транспортируется газ с отрицательной температурой (на участке перехода температура газа не повышается выше минус $3 \text{ }^\circ\text{C}$) на поверхности трубы, несмотря на наличие теплоизоляции, может намерзнуть слой льда, вызывающий увеличение эффективного объема.

Прирост выталкивающей силы при образовании слоя льда вокруг газопровода может быть определен по формуле

$$\Delta P_{\text{выт}} = \pi D \delta_{\text{л}} (\gamma_{\text{в}} - \gamma_{\text{л}}) g, \quad (9)$$

где D – диаметр трубы с учетом теплоизоляции и футеровки, м; $\delta_{\text{л}}$ – толщина образовавшегося слоя льда, м; $\gamma_{\text{в}}$ – плотность воды, кг/м^3 ; $\gamma_{\text{л}}$ – плотность льда, кг/м^3 (в расчетах принималось $\gamma_{\text{л}} = 900 \text{ кг/м}^3$).

Результаты расчета увеличения выталкивающей силы вследствие образования вокруг трубы слоя льда сведены в табл. 3.

Значения суммарной величины выталкивающей силы поочередно задавались для конечно-элементной модели газопровода на подводном переходе через р. Морды-Яха. Результаты расчета узловых перемещений для каждого случая в зависимости от толщины намерзшего слоя представлены на рис. 4.

Таблица 2

Значения выталкивающей силы, Н/м, действующей на газопровод

Номер участка	Длина участка, м	Плотность воды, кг/м^3								
		1000	1010	1020	1030	1040	1050	1060	1070	1080
1	20	23492	23727	23962	24197	24432	24667	24902	25137	25372
2	106	23602	23838	24074	24310	24546	24782	25018	25254	25490
3	190	23609	23846	24087	24318	24554	24790	25026	25262	25498
4	14	23302	23535	23768	24001	24234	24467	24700	24933	25166

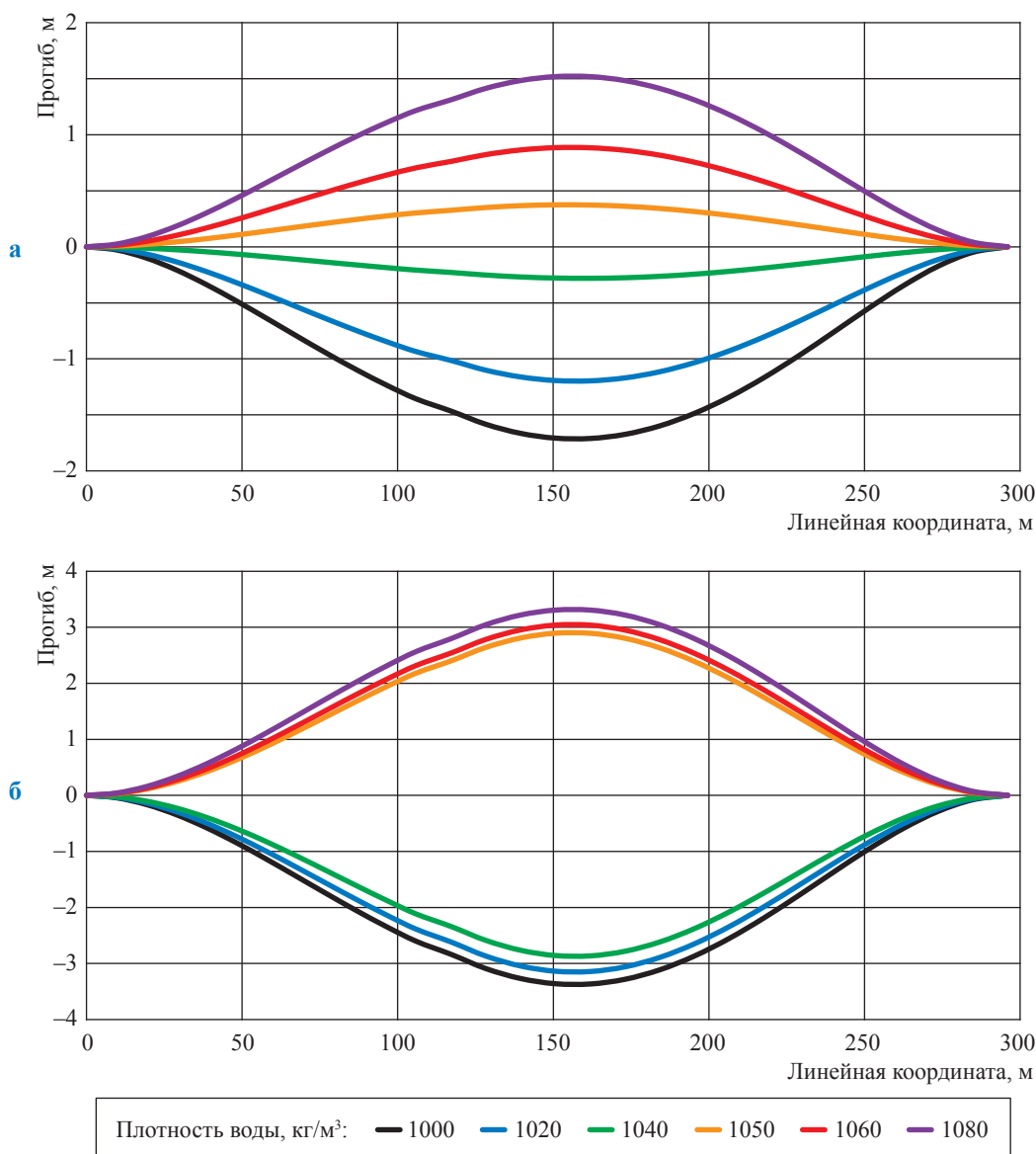


Рис. 3. Распределение узловых перемещений конечно-элементной модели газопровода в зависимости от плотности воды:

а – без учета внутреннего давления и температурных деформаций;
 б – с учетом внутреннего давления и температурных деформаций

Таблица 3

Увеличение выталкивающей силы при обледенении трубы

Толщина слоя льда вокруг трубы, м	0,05	0,10	0,15	0,20	0,25	0,30
Прирост выталкивающей силы, Н/м	259	517	775	1034	1292	1551

Результаты расчетов показывают, что перемещения, соответствующие фактическому положению оси, возникают при образовании слоя льда толщиной около 0,3 м.

Расчетное моделирование газопровода в русле 2

Согласно проектной документации русло 2 имеет ширину 103 м и максимальную глубину 2,9 м. Модель перехода газопровода под руслом 2 р. Морды-Яха состояла из четырех участков: два участка длиной 36 и 67 м в пределах русла реки и два участка длиной по 20 м,

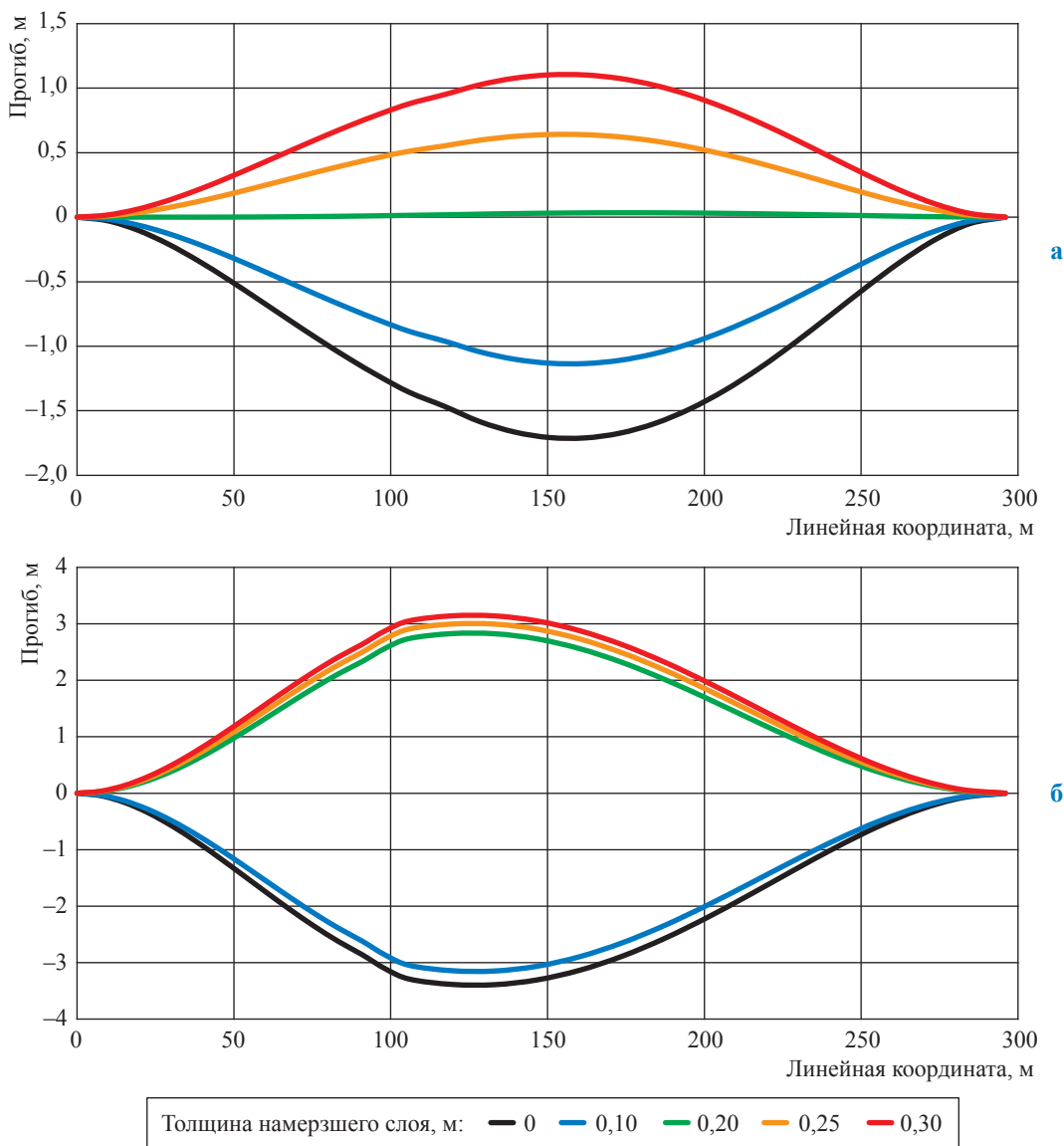


Рис. 4. Распределение узловых перемещений в зависимости от толщины намерзшего слоя: а – без учета внутреннего давления и температурных деформаций; б – с учетом внутреннего давления и температурных деформаций

примыкающих к русловым участкам. За пределами рассматриваемых участков было принято мерзлое состояние грунта, т.е. у крайних точек расчетной модели отсутствуют перемещения. Кроме того, было принято, что труба не испытывает воздействия от течения реки.

Для модели участка газопровода рассмотрены критические условия, при которых наблюдалось всплытие трубопровода в пределах русла 1:

- плотность среды, окружающей трубу, равна 1070 кг/м³;
- толщина намерзшего слоя льда вокруг трубы составляет 0,3 м.

Результаты моделирования показали следующее:

- при плотности среды 1070 кг/м³ перемещения узлов трубопровода в вертикальной плоскости на участке перехода газопровода через русло 2 не превысят 8,9 см;
- при намерзании вокруг трубы слоя льда толщиной 0,3 м перемещения узлов трубопровода в вертикальной плоскости на участке перехода газопровода через русло 2 не превысят 7,3 см.

Таким образом, при однотипных условиях расчета участков перехода газопровода в руслах 1 и 2 р. Морды-Яха, которые вызывают заметное перемещение (всплытие) трубы

в русле 1, не произойдет существенных перемещений трубопровода в пределах второго русла за счет меньшей протяженности участка. При этом расчетные значения перемещений в русле 2 сопоставимы с погрешностью приборов, используемых для определения фактической конфигурации оси газопровода, т.е. трудно выявляемы на реальном объекте.

На отрезках протяженного участка подводного перехода проект может предусматривать разный уровень балластировки. На стадии эксплуатации газопровода места всплытия подводного перехода могут иметь меньший шаг расстановки утяжелителей, чем места подводного перехода, где начальное положение газопровода не претерпело заметных изменений.

Проведенные исследования показали, что основными факторами, которые могут вызывать изменение начального положения (всплытие) подводных переходов газопроводов, являются:

- повышенная плотность жидкой среды, окружающей участки газопровода (из-за засоленности воды и (или) вследствие разжижения грунта, в котором находится газопровод);

- обмерзание наружной поверхности газопровода вследствие транспортирования газа с отрицательной температурой.

Даже при наличии вышеназванных факторов изменение начального положения газопровода проявляется только на подводных переходах значительной протяженности.

Список литературы

1. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы (актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*). – М.: Госстрой, ФАУ ФЦС, 2012. – 93 с.
2. ВСН 010-88 Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы. – М.: ВНИИСТ, 1990. – 103 с.
3. СП 107-34-96 Балластировка, обеспечение устойчивости положения газопроводов на проектных отметках. – М., 1996. – 47 с.
4. ВСН 39-1.9-003-98 Конструкции и способы балластировки и закрепления подземных газопроводов. – М: ИРЦ Газпром, 1998. – 50 с.
5. Велиюлин И.И. Анализ процессов перемещения трубопроводов на участках подводных переходов магистральных газопроводов / И.И. Велиюлин, В.А. Поляков, Э.И. Велиюлин и др. // Газовая промышленность. – 2010. – № 4. – С. 70–72.

УДК 622.692.4.076:62-533.65

Повышение эффективности теплообменников подогревателей газа газораспределительной станции за счет использования труб с внутренним оребрением

В.М. Янчук^{1*}, И.В. Шишкин², П.А. Кузьбожев², А.В. Сальников³

¹ ООО «Газпром трансгаз Ухта», Российская Федерация, 169300, Республика Коми, г. Ухта, наб. Газовиков, д. 10/1

² Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Российская Федерация, 169330, Республика Коми, г. Ухта, ул. Севастопольская, д. 1-а

³ ООО «Транснефть – Порт Приморск», Российская Федерация, 188910, Ленинградская обл., Выборгский р-он, пр. Портовый (Приморская тер.), д. 7

* E-mail: v.yanchuk@sgp.gazprom.ru

Тезисы. Теплообменное оборудование подогревателей газа с промежуточным теплоносителем, как правило, выполнено по стандартной схеме и представляет собой трубные сборки (пучки), погруженные в общий объем промежуточного теплоносителя.

С целью интенсификации режима теплопередачи между двумя средами, находящимися в разном агрегатном состоянии, предлагается использование труб с повышенной площадью поверхностей теплообмена. Для анализа и оценки полей распределения температур и параметров теплопереноса через стенку трубы с повышенной площадью поверхностей теплообмена (внутреннее оребрение) были выполнены расчетные модели.

По результатам проведенного расчетного моделирования установлено, что применение в теплогенераторе подогревателя труб с внутренними ребрами позволяет интенсифицировать процесс теплопередачи от продуктов сгорания промежуточному теплоносителю. Так, при прохождении потока через дымогарную трубу с десятью внутренними пирамидальными ребрами максимальная температура продуктов сгорания на 48...50 °С ниже температуры продуктов сгорания на выходе трубы без ребер (310 °С).

Теплообменное оборудование подогревателей газа с промежуточным теплоносителем, как правило, выполнено по стандартной схеме и представляет собой трубные сборки (пучки), погруженные в общий объем промежуточного теплоносителя.

Газовый теплообменник выполняется из стальных трубок, удерживаемых двумя противоположно расположенными трубными досками, одна из которых присоединяется к камере подключения (оснащенной двумя патрубками с фланцами и разделенной на два изолированных объема), а вторая к поворотной камере.

К недостаткам газового теплообменника следует отнести следующие особенности конструкции:

- плотная укладка трубок (обусловленная размерами приемной и поворотной камер), вследствие чего нагрев газа во внутренних трубках сборки происходит с меньшей эффективностью;
- необходимость использования узлов сложной формы (поворотной и разделительной камер), имеющих значительный вес и материалоемкость;
- необходимость выполнения большого объема сварочных работ при сборке теплообменника.

Для повышения эффективности работы газового теплообменника подогревателя ГТМ-ПТПГ-30 специалистами предприятия ООО «Завод «Газпромаш» (А.Г. Маслин, П.В. Хворостян) предложен газовый U-образный теплообменник новой конструкции.

В результате предлагаемой модернизации достигается:

- снижение трудоемкости изготовления (уменьшение объема сварочных работ в два раза);
- снижение веса конструкции за счет отказа от использования толстостенных деталей сложной формы (поворотных камер);

Ключевые слова: подогреватель газа, теплообмен, расчетное моделирование.

- повышение надежности (снижение количества сварных соединений);
- снижение гидравлических сопротивлений;
- повышение эффективности работы теплообменника за счет уменьшения плотности укладки труб в сборке.

В дальнейшем в качестве совершенствования конструкции газового теплообменника может стать использование труб с повышенной площадью поверхностей теплообмена. Основная достигаемая при этом цель – интенсификация режима теплопередачи между двумя средами, находящимися в разном агрегатном состоянии.

Повышение интенсивности теплообмена между сжатым газом и стенкой трубы может быть выполнено за счет использования в газовом теплообменнике труб с внутренними ребрами (продольными или винтовыми).

Использование внутренних ребер в трубах теплообменника обеспечивает увеличение площади поверхности теплообмена со стороны теплоносителя с меньшей теплоотдачей, в результате чего достигается повышение теплопередачи. При использовании внутренних ребер имеет место искажение режима движения нагреваемой (охлаждаемой) среды в пристенной зоне, сопровождающееся общим замедлением потока и, как следствие, повышением интенсивности его нагрева. В итоге при использовании внутренних ребер повышается как теплообмен, так и гидравлическое сопротивление теплообменника.

Конструкция оребренных труб может быть различной. Например, для снижения трудоемкости исполнения трубы могут быть использованы вставные ребра, выполненные в виде трубчатых вставок с внутренними

ребрами из теплопроводного материала (рис. 1а). Основным недостатком данной конструкции – значительное увеличение металлоемкости получаемых труб. Пример технологии изготовления теплообменных труб со спиральными ребрами продемонстрирован на рис. 1б. Технология предполагает последовательное деформирование (обжатие и винтовое скручивание) в специальном устройстве трубной заготовки с внутренними продольными выступами. Применение указанных труб является предпочтительным, так как при наличии развитой внутренней поверхности теплообмена они будут характеризоваться металлоемкостью, близкой к гладким трубам.

Использование оребренных труб в теплогенераторе подогревателя газа также может быть оправданным решением. Оценка эффективности применения в теплообменниках труб с внутренними продольными ребрами показана в работе [1]. Исследования выполнены для теплообменника, используемого при нагреве воды за счет сжигания природного газа или пропана с воздухом. В принятой расчетной модели продукты сгорания проходят по трубам с внутренними ребрами, а нагреваемая среда взаимодействует с их наружной стенкой.

По результатам проведенных исследований авторами [1] было установлено, что лучшей эффективностью будет обладать теплообменник, снабженный сплошными продольными ребрами высотой $0,08d$ (d – наружный диаметр трубы) и шириной основания $0,025d$.

Расчетная модель

Теплогенератор подогревателя газа типа ПТПГ-30 стандартно оснащен стальными дымогарными трубами наружным диаметром 76 мм, с толщиной стенки 4 мм. Теплообмен

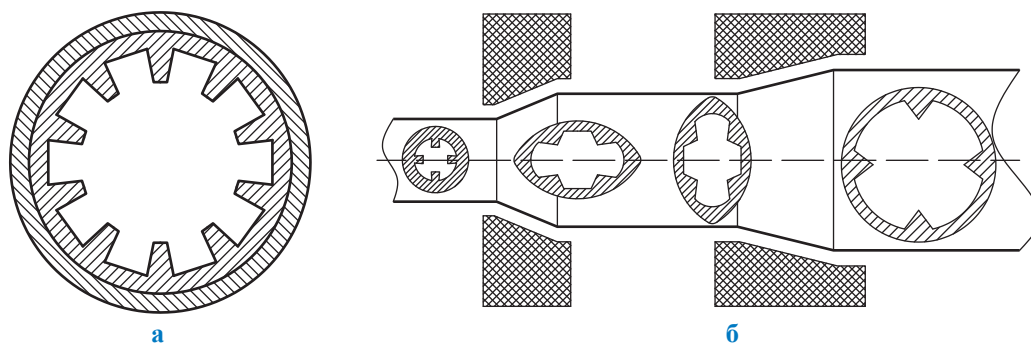


Рис. 1. Исполнение труб с внутренними ребрами: а – составная конструкция; б – технология исполнения труб с винтовыми внутренними ребрами

в системе «продукты сгорания – стенка трубы – промежуточный теплоноситель» осуществляется за счет конвекции (тепломассопереноса).

Оценка эффективности применения в дымогарных трубах внутренних ребер выполнена по результатам расчетного моделирования процесса теплопередачи между средами, находящимися в разном агрегатном состоянии (газообразном и жидком), через стальную стенку сложной формы. Для проведения анализа использован расчетный комплекс Ansys Thermal (стационарный теплообмен). Коэффициент теплоотдачи в системе «продукты сгорания – стенка трубы» принимается равным $70 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$, в системе «стенка трубы – промежуточный теплоноситель» – $4000 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$. Теплопроводность стали составляет $50 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$.

При выполнении анализа использованы три расчетные модели:

- исходная модель, представляющая собой фрагмент дымогарной трубы диаметром 76 мм, с толщиной стенки 4 мм;
- модель, содержащая 10 внутренних пирамидальных ребер, высотой $0,04D_{\text{в}}$ ($D_{\text{в}}$ – внутренний диаметр трубы), с шириной основания $0,08D_{\text{в}}$;
- модель, содержащая 20 внутренних пирамидальных ребер, высотой $0,04D_{\text{в}}$, с шириной основания $0,08D_{\text{в}}$.

Внешний вид расчетных моделей показан на рис. 2. Для труб с внутренними ребрами подбор геотермических параметров внутренней поверхности стенки выполнялся с учетом сохранения площади проходного сечения трубы, а также площади поперечного сечения стенки (за счет некоторого утонения в промежутках между ребрами).

Геометрические характеристики труб приведены в таблице. Форма ребра принимается

из условия минимизации накапливаемых в пространстве между ребрами твердых продуктов сгорания, препятствующих теплообмену.

Результаты расчетного моделирования процесса теплообмена между газообразными продуктами сгорания природного газа и жидким промежуточным теплоносителем через стенку трубы с внутренними пирамидальными ребрами показаны на рис. 3.

Установлено, что увеличение площади внутренней поверхности стенки дымогарной трубы на 10,5 % (от $0,2136$ до $0,2360 \text{ м}^2$ на 1 м длины) способствует увеличению теплоотдачи на 15,5 %. При увеличении площади поверхности теплообмена на 20,8 % (от $0,2136$ до $0,2581 \text{ м}^2$ на 1 м длины) теплоотдача возрастает на 22,5 %.

Особенности распределения температур в поперечном сечении дымогарной трубы с внутренними ребрами, а также параметры теплоотдачи через стенку трубы показаны на рис. 4.

При температуре $1200 \text{ }^\circ\text{C}$ наиболее термонагруженными участками трубы являются вершины ребер, температура которых на $7 \text{ }^\circ\text{C}$ превышает температуру внутренней поверхности стенки трубы без оребрения. Теплоотдача с внешней поверхности трубы распределена неравномерно и имеет максимум в основании ребер.

Для оценки особенностей теплообмена в потоке, проходящем по трубе сгорания, выполнено расчетное моделирование процесса истечения разогретой газообразной среды (дымового газа) через дымогарную трубу протяженностью 3,8 м (стандартная длина дымогарной трубы подогревателя типа ПТПГ-30) с площадью проходного сечения $\approx 0,00365 \text{ м}^2$. Расчет выполнен в программном комплексе конечно-элементного анализа Ansys Fluent.

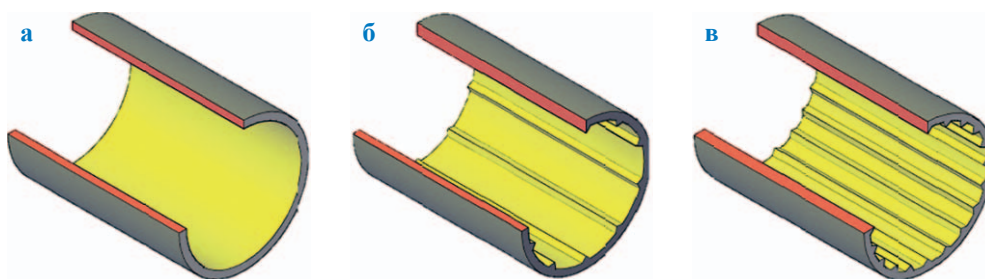
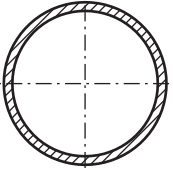
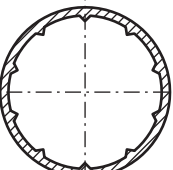
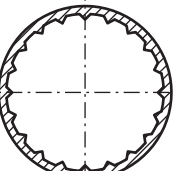


Рис. 2. Принимаемые к анализу расчетные модели:

- а – гладкая труба; б – труба с 10 внутренними пирамидальными ребрами;
в – труба с 20 пирамидальными ребрами

Геометрические характеристики расчетных моделей дымогарных труб теплогенератора

Схема	Геометрические характеристики, вес
	<p>Площадь проходного сечения трубы – 0,003632 м². Площадь поперечного сечения стенки – 0,0009045 м². Вес трубы (фрагмента длиной 1 м) – 7,1 кг. Площадь внутренней поверхности теплообмена (на 1 м длины трубы) – 0,2136 м²</p>
	<p>Площадь проходного сечения трубы – 0,0036352 м². Площадь поперечного сечения стенки – 0,0009013 м². Вес трубы (фрагмента длиной 1 м) – 7,1 кг. Площадь внутренней поверхности теплообмена (на 1 м длины трубы) – 0,2360 м²</p>
	<p>Площадь проходного сечения трубы – 0,0036376 м². Площадь поперечного сечения стенки – 0,0008989 м². Вес трубы (фрагмента длиной 1 м) – 7,1 кг. Площадь внутренней поверхности теплообмена (на 1 м длины трубы) – 0,2581 м²</p>

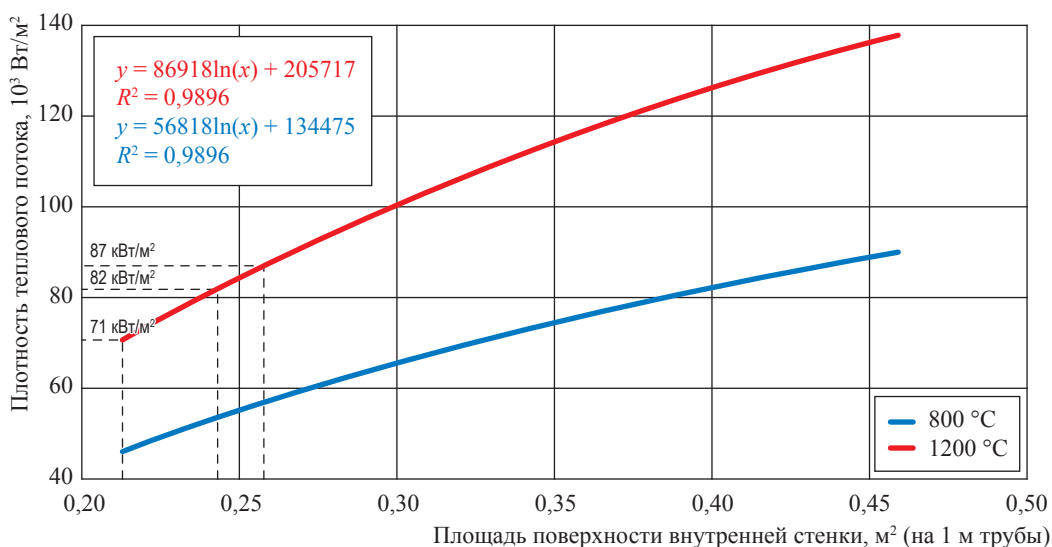


Рис. 3. Результаты расчетного моделирования процесса теплообмена между продуктами сгорания топливного газа и промежуточным теплоносителем через стенку трубы с внутренним оребрением

Исходные данные для расчета следующие:

- расход топливного газа – 30 $\text{нм}^3/\text{ч}$ (загрузка 40 % – среднестатистический режим работы стандартного подогревателя типа ПТПГ-30);
- объем продуктов сгорания (на 1 нм^3 природного газа) – 12,0 нм^3 ;

- скорость потока продуктов сгорания в дымогарной трубе при рассматриваемом режиме работы – 0,55 м/с;
- режим теплообмена между продуктами сгорания и стенкой дымогарной трубы – конвективный, коэффициент теплоотдачи – 70 $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$, температура стенки – 45 °C;

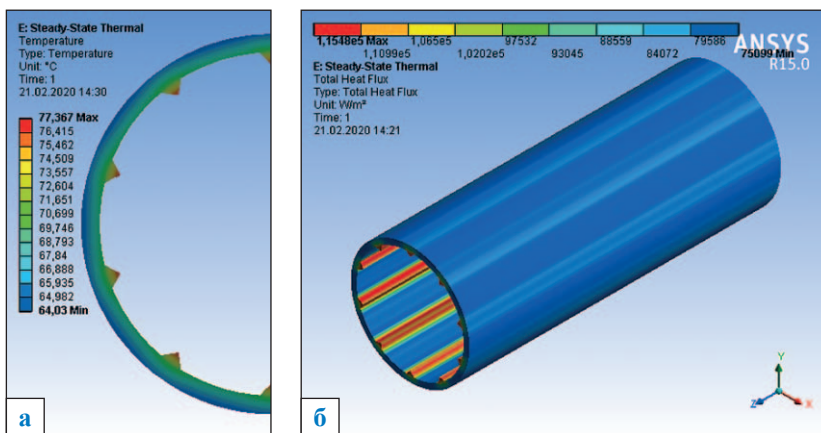


Рис. 4. Поле температур (а) и параметры теплопереноса через стенку трубы с внутренними ребрами (б) при температуре продуктов сгорания 1200 °С

• температура дымовых газов на входе дымогарной трубы – 1200 °С.

Результаты расчетного моделирования (поле температур в потоке продуктов сгорания) приведены на рис. 5 и 6.

Для оценки эффективности применения в газовом теплообменнике подогревателя ПТПГ-30 труб с внутренними ребрами выполнено расчетное моделирование процесса теплопередачи между жидким промежуточным теплоносителем и сжатым природным газом через стенку трубы теплообменника.

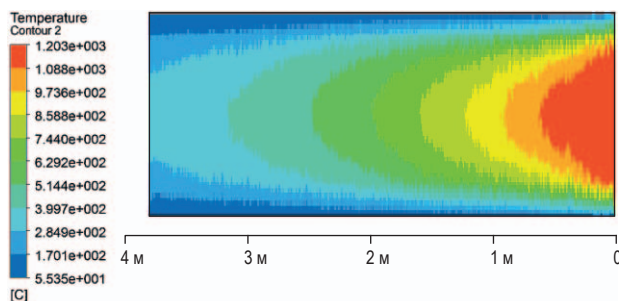


Рис. 5. Поле распределения температур в потоке продуктов сгорания, проходящих через дымогарную трубу

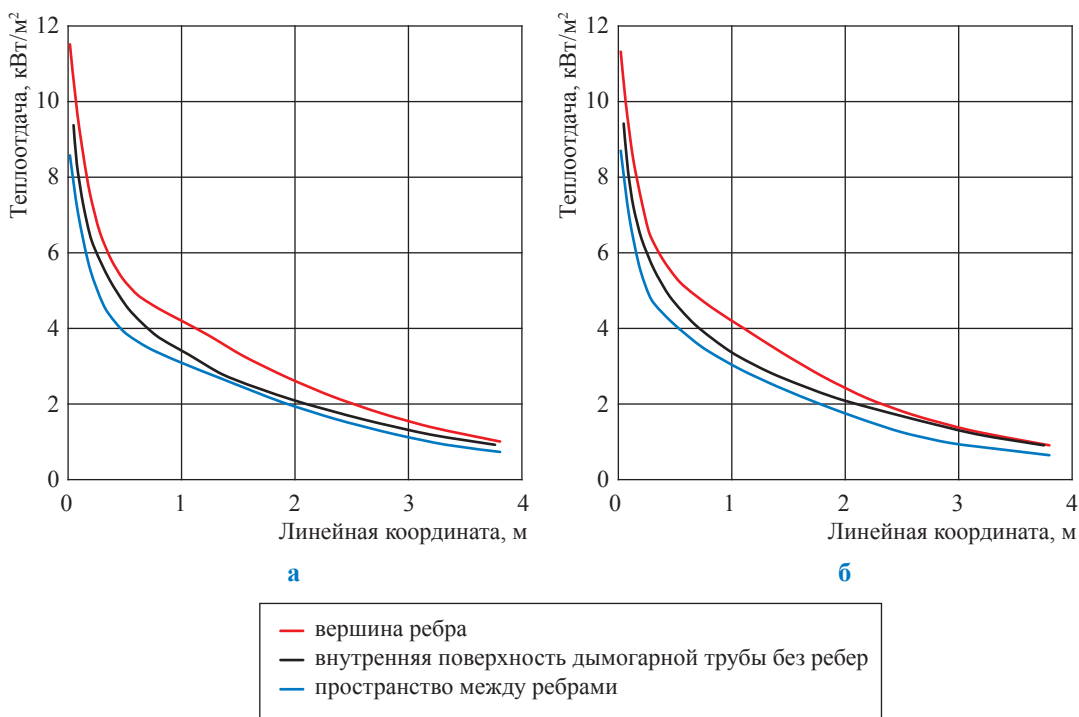


Рис. 6. Плотность теплового потока на внутренней (орезренной) поверхности дымогарной трубы: а – 10 ребер; б – 20 ребер

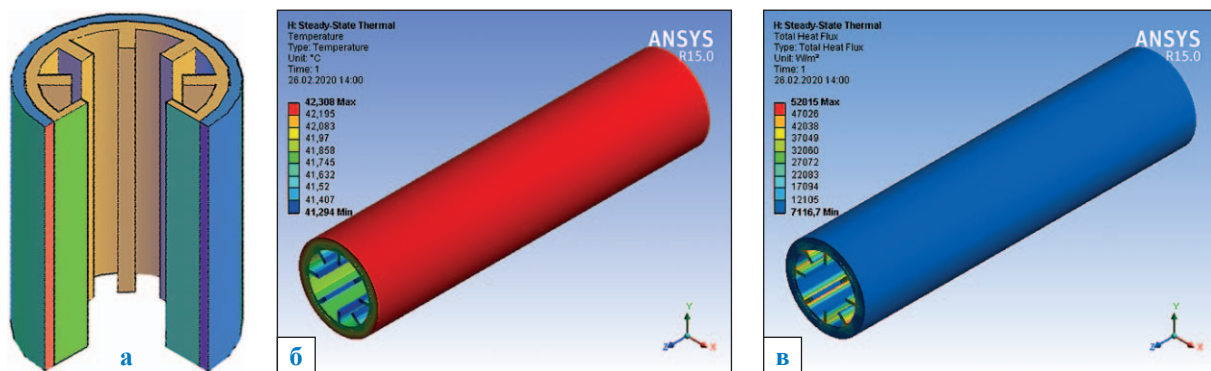


Рис. 7. Результаты расчетного моделирования процесса теплообмена между промежуточным теплоносителем и сжатым газом:

а – расчетная модель; б – поле распределения температур; в – плотность теплового потока

Для повышения теплопередачи в системе «стенка трубы – сжатый газ» предлагается использовать трубы комбинированной конструкции с внешней несущей трубкой из нержавеющей стали и внутренней цилиндрической алюминиевой вставкой с оребренной внутренней поверхностью.

Для проведения анализа использован расчетный комплекс Ansys Thermal (стационарный теплообмен). Исходные данные для расчета следующие:

- тип теплообмена – конвективный (температура промежуточного теплоносителя – 45 °С, температура газа – 10 °С);
- коэффициент теплоотдачи «стенка трубы – сжатый газ» – 250 Вт/(м²·К);
- коэффициент теплоотдачи «стенка трубы – промежуточный теплоноситель» – 4000 Вт/(м²·К).

Результаты расчетного моделирования представлены на рис. 7. В качестве исходного варианта рассматривается труба из нержавеющей стали с внутренним диаметром 20 мм. Несущая труба в предлагаемом варианте имеет внутренний диаметр 22 мм.

По результатам приведенного расчетного моделирования установлено, что применение в теплогенераторе подогревателя труб с внутренними ребрами позволяет интенсифицировать процесс теплопередачи от продуктов сгорания промежуточному теплоносителю.

При прохождении потока через дымогарную трубу с десятью внутренними пирамидальными ребрами максимальная температура продуктов сгорания на 48...50 °С ниже температуры продуктов сгорания на выходе трубы без ребер (310 °С). При наличии в трубе 20 пирамидальных ребер температура дымовых газов на выходе трубы составляет 240 °С, что на 70 °С ниже температуры на выходе трубы с гладкой внутренней стенкой.

При отсутствии оребрения внутренней поверхности стенки теплоотдача дымогарной трубы (для заданного режима работы) составляет 2,2 кВт. При использовании труб с внутренним оребрением указанный параметр повышается до 2,5 кВт (10 ребер, площадь поверхности теплообмена «продукты сгорания – стенка» – 0,9 м²) или 2,7 кВт (20 ребер, площадь поверхности теплообмена «продукты сгорания – стенка» – 1,0 м²). Увеличение теплоотдачи составляет ≈ 15 % при наличии 10 ребер и ≈ 23 % при наличии 20 ребер.

Совершенствование трубок газового теплообменника за счет использования оребренных теплопроводящих вставок (10 прямоугольных ребер высотой 0,4D и шириной 0,1D) обеспечивает повышение теплоотдачи нагреваемому газу не менее чем на 7,5 % (с 6,6 до 7,1 кВт/м²).

Список литературы

1. Жукова Ю.В. Численное моделирование теплообмена при течении теплоносителя в круглой трубе с внутренним оребрением / Ю.В. Жукова, А.Д. Чорный. – <https://www.researchgate.net>.

УДК 622.692.4.076:62-533.65

Определение тепловых потерь подогревателя газа газораспределительной станции с промежуточным теплоносителем

В.М. Янчук^{1*}, И.В. Шишкин², С.А. Шкулов², Д.В. Федотов²,
П.А. Кузьбожев², А.В. Сальников³

¹ ООО «Газпром трансгаз Ухта», Российская Федерация, 169300, Республика Коми, г. Ухта, наб. Газовиков, д. 10/1

² Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Российская Федерация, 169330, Республика Коми, г. Ухта, ул. Севастопольская, д. 1-а

³ ООО «Транснефть – Порт Приморск», Российская Федерация, 188910, Ленинградская обл., Выборгский р-он, пр. Портовый (Приморская тер.), д. 7

* E-mail: v.yanchuk@sgp.gazprom.ru

Тезисы. В качестве устройств подогрева газа газораспределительной станции (ГРС) наибольшее распространение получили подогреватели газа с промежуточным теплоносителем. В соответствии с данными производителей, коэффициент полезного действия подогревателей рассматриваемого типа в номинальном режиме работы составляет 82 % (87 % у современных моделей). Фактически, эффективность работы устройств может быть значительно ниже обозначенного уровня, что обусловлено рядом негативных факторов, к которым могут быть отнесены тепловые потери в окружающую среду вследствие недостаточной эффективности мероприятий по теплоизоляции корпуса подогревателя.

С целью определения особенностей теплообмена между действующими подогревателями газа и окружающей средой было выполнено детальное тепловизионное обследование и расчетное моделирование подогревающего оборудования ГРС. В результате анализа полученных сведений установлено:

- общие тепловые потери тепловой энергии в подогревателе ранней конструкции достигают 4,1 % от общей генерируемой тепловой мощности устройства;
- в зимний период, в режиме высокой производительности теплогенератора, до 2,6 % получаемой тепловой мощности приходится на тепловые потери через теплоизоляционный слой корпуса, до 0,5 % на тепловые потери через опоры корпуса и до 1 % на тепловые потери с открытых поверхностей приемной камеры дымовой трубы.

В качестве устройств подогрева газа газораспределительной станции (ГРС) наибольшее распространение получили подогреватели газа с промежуточным теплоносителем, включающие следующие основные узлы:

- стальной корпус (резервуар) с теплоизолированными стенками, заполненный промежуточным теплоносителем (вода, диэтиленгликоль);
- блок нагрева, состоящий из жаровой трубы с поворотным коробом и блоком дымогарных труб;
- блок сжигания топливного газа, включающий размещаемые в жаровой трубе основную и запальную горелки, трубопроводы топливного газа, управляющее и регулирующее оборудование;
- теплообменник для нагрева газа, выполненный в виде трубной сборки, присоединенной к поворотной и разделительной двухобъемной камере с двумя патрубками с фланцами для присоединения подводящего и отводящего трубопроводов нагреваемого газа;
- блок автоматики.

При работе подогревателя высокотемпературные продукты сгорания природного газа последовательно проходят через жаровую и дымогарные трубы, передавая за счет конвективного теплообмена тепловую энергию промежуточному теплоносителю, который далее передает тепло проходящему по теплообменнику и нагреваемому природному газу.

Ключевые слова: подогреватель газа, теплообмен, тепловизионное обследование.

В соответствии с данными производителей коэффициент полезного действия (КПД) подогревателей рассматриваемого типа в номинальном режиме работы составляет 82 % (87 % у современных моделей). Фактически, эффективность работы устройств может быть значительно ниже обозначенного уровня, что обусловлено рядом негативных факторов, к которым могут быть отнесены теплотери в окружающую среду вследствие недостаточной эффективности теплоизоляции корпуса подогревателя.

В качестве средства теплоизоляции корпуса подогревателя типа ПТПГ-30 (ранней конструкции) применялись маты, имеющие оболочку из стеклоткани, заполняемые минеральной (базальтовой) ватой. Толщина теплоизоляционного слоя составляла 20...30 мм (рис. 1).

Опыт применения в качестве теплоизоляции материалов на основе минеральных нитей или волокон показывает, что с течением времени при относительно малом тепловом потоке через теплоизоляционный слой (в периоды отключения подогревателей) происходит его постепенное водонасыщение атмосферной влагой и уплотнение под собственным весом. В результате происходит снижение эксплуатационных характеристик теплоизоляции с увеличением коэффициента теплопроводности материала.

Для устранения основных недостатков теплоизоляционного слоя (водонасыщение, уплотнение) в современных устройствах используются твердые негорючие пористые теплоизоляционные материалы (например, пенополиуретан), показывающие при эксплуатации меньшую интенсивность снижения характеристик.

Также для повышения эффективности теплоизоляции толщина ее слоя в современных подогревателях значительно увеличена (в 3 раза и выше) до 100...110 мм.

Результаты тепловизионного контроля, расчетное моделирование

С целью определения особенностей теплообмена между действующими подогревателями газа и окружающей средой было выполнено детальное тепловизионное обследование подогревающего оборудования ГРС. В качестве объекта контроля выступали подогреватели газа типа ПТПГ-30 ранних версий (срок эксплуатации – 25 лет) и усовершенствованной конструкции (срок эксплуатации – до 8 лет), характеризующиеся сходной теплопроизводительностью и имеющие отличия по организации теплоизоляции корпуса.

Фрагмент протокола, содержащего результаты тепловизионного контроля подогревателя газа ПТПГ-30 ранней конструкции, показан на рис. 2. Установлено, что теплоизоляция корпуса устройства недостаточна и при температуре промежуточного теплоносителя 55 °С и температуре воздуха минус 12 °С температура облицовочного стального слоя достигает 7 °С. К зонам интенсивного теплоотвода также относятся опоры (температура в зоне стыковки с корпусом достигает 40 °С), узел соединения теплогенератора с корпусом (присоединительный фланец), открытые части приемной камеры дымовой трубы.

Теплоизоляция корпуса подогревателя выполнена из минеральной ваты, в исходном состоянии имеющей коэффициент теплопроводности приблизительно 0,05 Вт/(м·К).



Рис. 1. Характерные нарушения теплоизоляционного покрытия корпуса подогревателя ПТПГ-30 с длительным сроком эксплуатации

Для условий эксплуатации обследуемого подогревателя температура поверхности при исправном состоянии теплоизоляции должна составлять не больше минус 7 °С, при этом плотность теплового потока с поверхности корпуса приблизительно составляет 120 Вт/м² (рис. 3). Фактически, зафиксированная температура поверхности корпуса (7 °С) обеспечивается при условии увеличения коэффициента теплопроводности теплоизоляционного материала до $\lambda \approx 0,2$ Вт/(м·К), при этом плотность теплового потока примерно возрастает до 360 Вт/м² (увеличивается примерно в три раза).

Общая площадь поверхности корпуса подогревателя составляет примерно 24 м², соответственно, объем теплопотерь приблизительно составит 9 кВт.

В соответствии с данными эксплуатирующей организации, секундный расход топливного природного газа составляет примерно 0,011 м³/с. При условии полной утилизации получаемого тепла (что недостижимо в реальных условиях) тепловая мощность устройства составит не менее 350 кВт, из которых 2,6 % составляют тепловые потери через корпус.

Для оценки теплопотерь через опоры корпуса (выполненные из стали и не имеющие теплоизоляционного слоя) выполнено расчетное

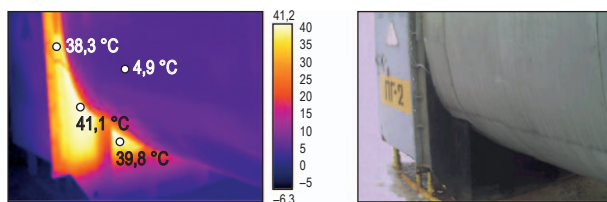


Рис. 2. Результаты тепловизионного обследования подогревателя газа с промежуточным теплоносителем ранней конструкции

моделирование процессов теплообмена, происходящих в подогревателе при заданном режиме работы (рис. 4), по результатам которого установлено следующее [1]:

- плотность теплового потока проходящего через металл опоры в месте присоединения к корпусу приблизительно составляет 33 кВт/м²;
- при условии, что общая площадь поверхности контакта двух опор с корпусом составляет 0,05 м², объем теплопотерь через опоры составит 1,7 кВт или примерно 0,5 % от тепловой мощности теплогенератора.

Плотность теплового потока, отводимого в воздух от поверхности металла приемной камеры дымовой трубы, составляет примерно 1 кВт/м². При полной площади поверхности

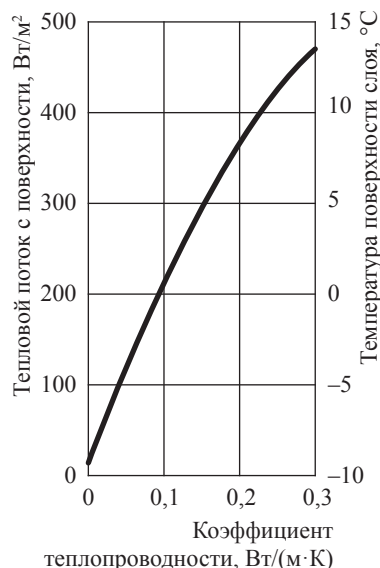
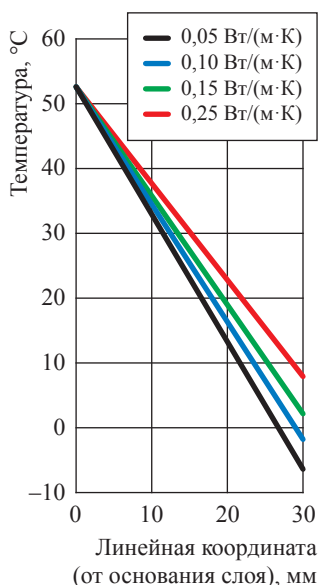
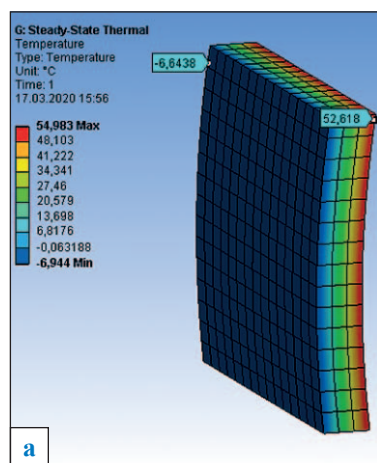


Рис. 3. Оценка теплопотерь подогревателя типа ПТПГ-30 ранней конструкции (температура воздуха минус 12 °С, температура промежуточного теплоносителя 55 °С): а – поле распределения температур; б – график распределения температур по толщине слоя теплоизоляции в зависимости от коэффициента теплопроводности; в – тепловой поток с поверхности теплоизоляционного слоя при различном коэффициенте теплопроводности материала

теплообмена, приблизительно составляющей 2,7 м², теплопотери составят 2,7 кВт, или примерно 1 % от общей генерируемой тепловой мощности.

Тепловизионное обследование подогревателя усовершенствованной конструкции показало следующее:

- теплоизоляция корпуса достаточно эффективна, температура облицовочного слоя примерно соответствует или немного превышает температуру воздуха;
- поверхность приемной камеры дымовой трубы оснащена теплоизоляционным слоем с внешней облицовкой из стального листа с минимальными теплопотерями;
- наибольшая интенсивность излучения зафиксирована на опорах корпуса

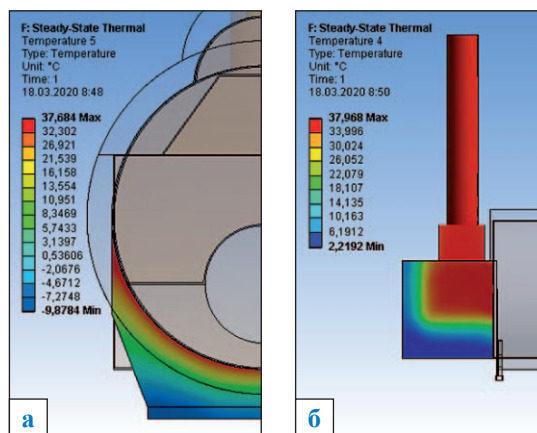


Рис. 4. Температура опор (а) и приемного короба дымовой трубы (б) в рабочем режиме работы контролируемого устройства (подогревателя типа ПТПГ-30 ранней конструкции)

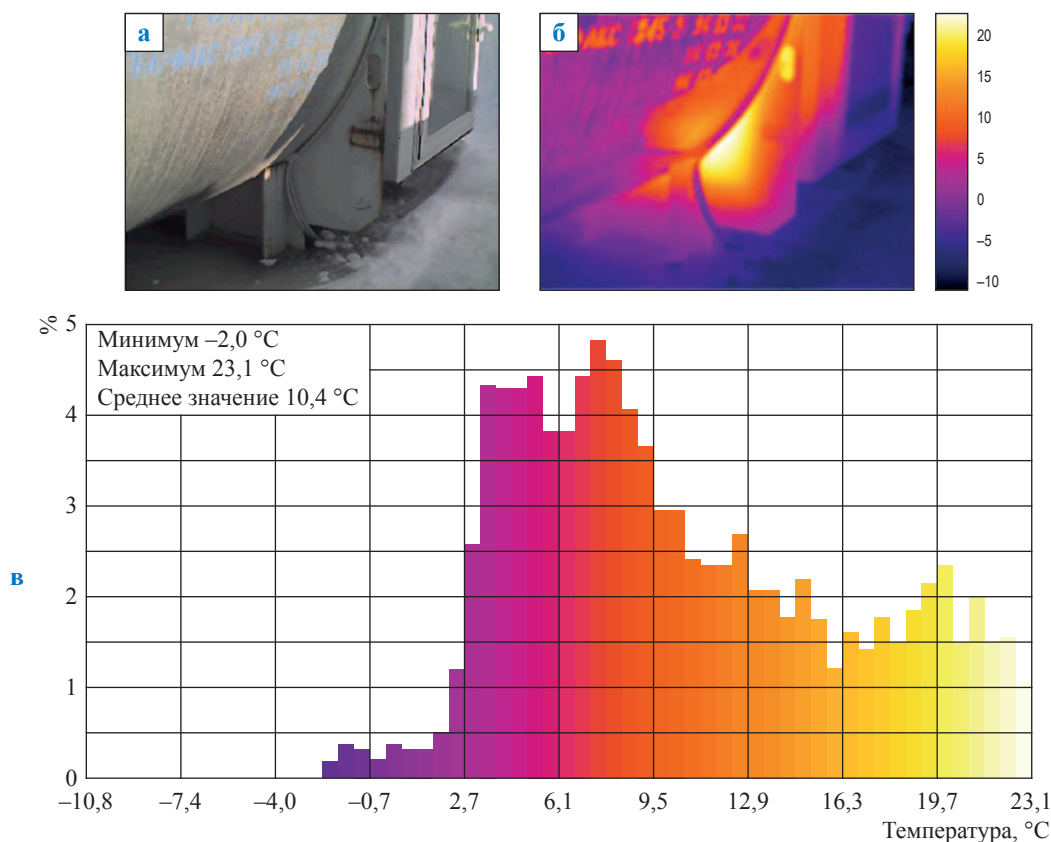


Рис. 5. Температура опоры подогревателя газа типа ПТПГ-30 новой конструкции (температура промежуточного теплоносителя – 32 °С, температура воздуха – минус 15 °С): а – общий вид устройства; б – тепловизионный снимок; в – распределение температуры по видимой поверхности опоры

и присоединительном фланце теплогенератора к корпусу (температура нагрева достигает 23 °С при температуре промежуточного теплоносителя 38 °С, рис. 4).

Результаты тепловизионного контроля и расчетного моделирования показывают, что в подогревателе типа ПТПГ-30 ранней конструкции имеют место значительные теплопотери:

- установлено, что в зимний период, в режиме высокой производительности теплогенератора, до 2,6 % получаемой тепловой мощности приходится на тепловые потери через теплоизоляционный слой корпуса, до 0,5 % на тепловые потери через опоры корпуса и до 1 % на тепловые потери с открытых поверхностей приемной камеры дымовой трубы;
- общие тепловые потери тепловой энергии в подогревателе ранней конструкции достигают 4,1 % от общей генерируемой тепловой мощности устройства.

В подогревателях новой конструкции имеет место снижение тепловых потерь, но оно незначительно, так как основные узлы теплоотвода (опоры корпуса, присоединительный

фланец теплогенератора) остаются так же, как и в подогревателях ранней конструкции открытыми и общие тепловые потери с теплоизлучающих поверхностей могут достигать 2 % (рис. 5).

Одним из условий обеспечения высокой эффективности нагрева газа в подогревателях с промежуточным теплоносителем является минимизация тепловых потерь в окружающую среду, что может быть обеспечено, в том числе, за счет качественной теплоизоляции поверхностей теплоотвода. Реализация подобных решений позволит повысить КПД устройств без внедрения существенных изменений в конструкцию.

Список литературы

1. Чигарев А.В. ANSYS для инженеров: справ. пособие / А.В. Чигарев, А.С. Кравчук, А.Ф. Смалюк. – М.: Машиностроение-1, 2004. – 512 с.

УДК 622.692.4.076:662.998

Диагностирование устойчивости теплоизолированных газопроводов при эксплуатации на мерзлых грунтах

А.С. Кузьбожев^{1*}, Т.И. Работинская¹, И.В. Шишкин¹, И.Н. Бирилло¹, П.А. Кузьбожев¹

¹ Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Российская Федерация, 169330, Республика Коми, г. Ухта, ул. Севастопольская, д. 1-а

* E-mail: a.kuzbozhev@sng.vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: магистральный газопровод, мерзлый грунт, пучинистый грунт, теплоизоляция.

Тезисы. Северные участки магистрального газопровода (МГ) Бованенково – Ухта эксплуатируются в сложных геокриологических условиях, для которых характерно повсеместное распространение мерзлых и талых пучинистых грунтов. Для снижения интенсивности теплового воздействия газопровода на мерзлые грунты, а также ограничения промерзания талых грунтов, контактирующих с холодным газопроводом, предусмотрена теплоизоляция труб газопровода. Механическое взаимодействие газопровода с мерзлыми грунтами, взаимные перемещения грунта и газопровода могут привести к развитию дефектов теплоизоляционных покрытий.

Важным направлением поддержания надежной эксплуатации газопроводов, обеспечения их устойчивого положения в мерзлых грунтах является диагностирование, оценка состояния теплоизоляционных конструкций.

Для разработки процедур диагностирования теплоизолированных участков газопроводов по заданию ООО «Газпром трансгаз Ухта» филиалом ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта была реализована научно-исследовательская работа, результатом которой стал стандарт Общества «Газпром трансгаз Ухта» «Методы восстановления устойчивости магистральных газопроводов при образовании эксплуатационных нарушений теплоизоляционных покрытий в многолетнемерзлых грунтах».

Разработанный алгоритм позволяет выполнить комплексное диагностирование устойчивости теплоизолированных участков МГ, выявить дефектные участки и принять решение о необходимости ремонта теплоизоляции и восстановления проектного положения участка газопровода. Опыт применения на практике вышеуказанного стандарта ООО «Газпром трансгаз Ухта» показывает, что нормативный документ может быть рекомендован для использования в других дочерних обществах, эксплуатирующих газопроводы, пролегающие по территории распространения мерзлых грунтов.

Северные участки магистрального газопровода (МГ) Бованенково – Ухта эксплуатируются в сложных геокриологических условиях, для которых характерно повсеместное распространение мерзлых и талых пучинистых грунтов. Для снижения интенсивности теплового воздействия газопровода на мерзлые грунты, а также ограничения промерзания талых грунтов, контактирующих с холодным газопроводом, предусмотрена теплоизоляция труб газопровода. Для сохранения температурного режима мерзлого грунта в основании насыпей участков наземной прокладки газопровода, стенок и дна траншеи подземного газопровода, в основании средств инженерной защиты (георешетки, водопропускные и перепускные лотки и др.) проектом на сооружение МГ Бованенково – Ухта предусмотрено применение различных видов теплоизоляционных экранов. В соответствии с проектным обоснованием бездефектное кольцевое теплоизоляционное покрытие труб или теплоизоляция в основании насыпи линейного объекта МГ исключает критическое изменение температурного режима мерзлых или талых грунтов, сопровождающееся снижением их несущей способности или увеличением объема при промерзании. Однако механическое взаимодействие газопровода с мерзлыми грунтами, взаимные перемещения грунта и газопровода могут привести к развитию дефектов теплоизоляционных покрытий. Поэтому важным направлением поддержания надежной эксплуатации газопроводов, обеспечения их устойчивого положения в мерзлых грунтах является диагностирование и оценка состояния теплоизоляционных конструкций. При этом общепринятые методы диагностирования газопроводов, как правило, не позволяют напрямую определить дефектное состояние и эффективность теплоизоляционных покрытий. Поэтому разработка и уточнение процедур диагностирования теплоизолированных газопроводов, предполагающих комплексные исследования с использованием различных

методов контроля, является актуальной задачей, реализация которой позволит обеспечить безаварийную эксплуатацию МГ в течение всего срока службы.

Методы диагностирования

Для разработки процедур диагностирования теплоизолированных участков газопроводов по заданию ООО «Газпром трансгаз Ухта» филиалом ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта была реализована научно-исследовательская

работа, результатом которой стал стандарт «Методы восстановления устойчивости магистральных газопроводов при образовании эксплуатационных нарушений теплоизоляционных покрытий в многолетнемерзлых грунтах».

Диагностирование устойчивого положения теплоизолированных участков МГ при формировании эксплуатационных повреждений теплоизоляции включало три этапа выполнения (рис. 1):

1) первичная оценка состояния теплоизолированных участков МГ;

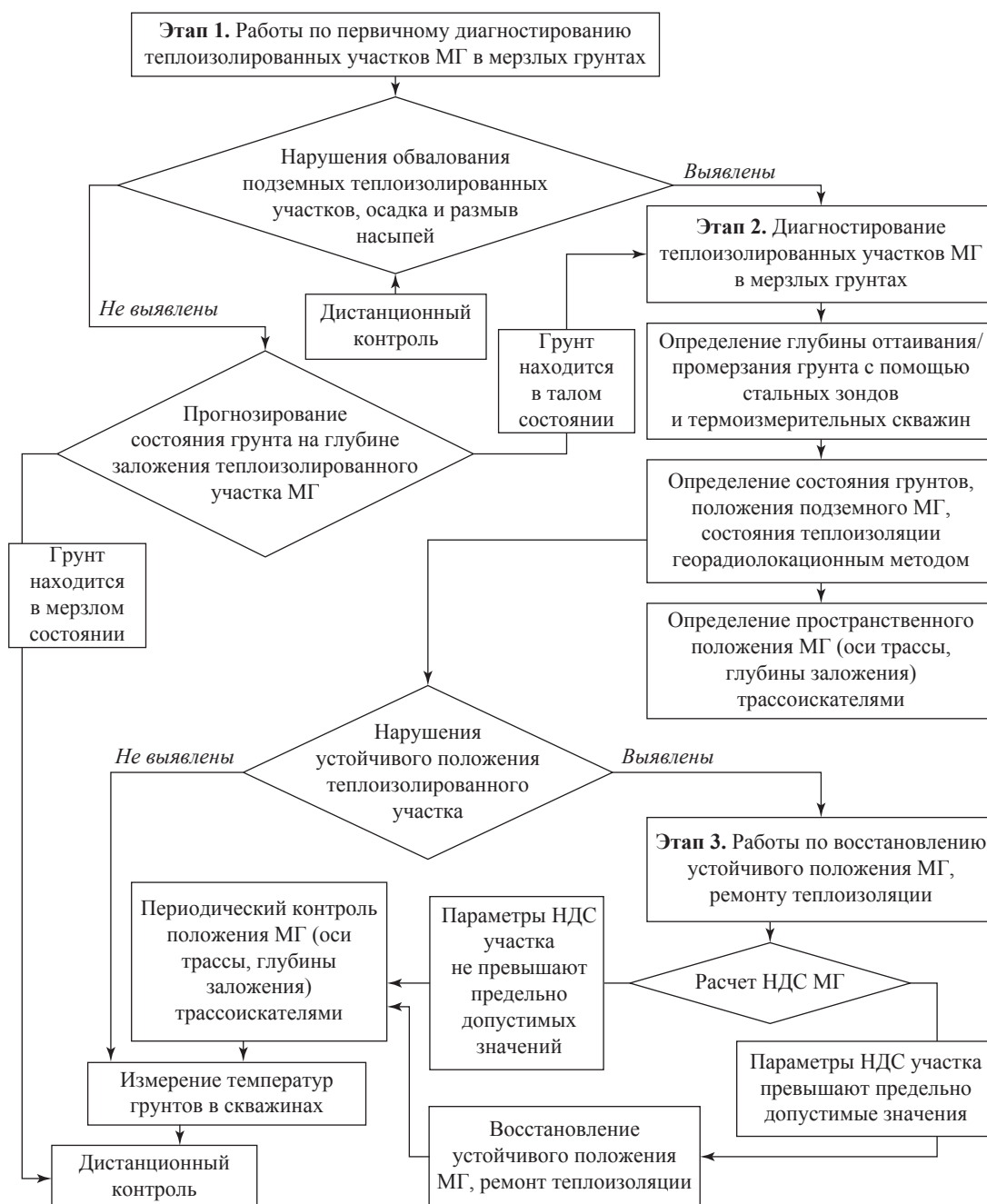


Рис. 1. Схема организационно-технических мероприятий по диагностированию теплоизолированных участков МГ

2) диагностирование теплоизолированных участков МГ;

3) восстановление устойчивого положения газопровода.

Первичную оценку состояния теплоизолированных участков МГ выполняли по результатам дистанционного контроля и последующего прогнозирования условий теплового взаимодействия теплоизолированных участков МГ с мерзлыми грунтами. В ходе диагностирования теплоизоляции МГ выполняли оценку ореолов оттаивания и промерзания грунта, определение состояния теплоизоляции, определяли пространственное положение теплоизолированных участков МГ.

Дистанционный контроль теплоизолированных участков МГ выполняли с борта вертолета либо с помощью беспилотного аппарата, оснащенного фото- и видеоаппаратурой высокого разрешения. Прогнозирование параметров теплового взаимодействия теплоизолированных участков МГ с мерзлыми грунтами выполняли в соответствии с расчетными алгоритмами, с учетом температуры транспортируемого газа и температуры мерзлых грунтов с помощью специализированных программ для теплотехнических расчетов, а также расчетными методами согласно рекомендациям СП 41-103-2000 [1] и СП 25.13330.2012 [2].

Для наземного диагностирования теплоизоляции участков МГ применяли следующие методы:

- измерение глубины сезонного оттаивания грунта;
- измерение температуры грунтов в скважинах (предусмотренных проектом на сооружение теплоизолированных участков, а также дополнительно обустроенных в процессе диагностирования);
 - георадиолокационный метод;
 - определение пространственного положения теплоизолированного участка газопровода с помощью приборов для поиска трассы.

По результатам диагностирования определяли:

- глубину сезонного оттаивания грунта обвалования теплоизолированных участков МГ, геометрию нижней границы талого слоя;
 - температуры грунта засыпки теплоизолированных участков МГ на различных глубинах;
 - положение границ мерзлых и талых грунтов в пределах контрольных сечений,

положение МГ, состояние теплоизоляции траншеи и в основании насыпей;

- состояние теплоизоляции в основании насыпей и средств инженерной защиты, теплоизоляции стенок траншей, кольцевой теплоизоляции для труб.

По результатам анализа данных, полученных в ходе диагностирования, определяли:

- положение возможных нарушений теплоизоляции (по искажениям границ мерзлых и талых грунтов, положению областей оттаивания и промерзания);
- схемы развития нарушений устойчивого положения теплоизолированных участков МГ;
- исходные данные для расчета параметров напряженно-деформированного состояния (НДС) теплоизолированного участка газопровода при наличии нарушений устойчивого положения.

Прогнозирование состояния околотрубного грунта

Расчетное моделирование теплового взаимодействия участков теплоизолированного МГ с мерзлыми и талыми грунтами выполняли с помощью специализированных программ для проведения теплотехнических расчетов (компьютерное моделирование). Для этого выполняли построение двух- или трехмерной расчетной модели, содержащей участок теплоизолированной трубы (трехмерная модель) или поперечное сечение теплоизолированной трубы (двухмерная модель), область (объем) талого или мерзлого грунта (окружающего участок МГ), разделение компонентов расчетной модели на элементарные области или объемы заданной формы и размера, определение теплофизических параметров компонентов расчетной модели. В расчете использовали следующие исходные данные:

- для металла трубы, защитного покрытия, теплоизоляции – плотность, теплоемкость, теплопроводность;
- для грунта – плотность, теплоемкость, теплопроводность в мерзлом и талом состоянии;
- условия теплообмена на границах расчетной модели с учетом температуры газа, температуры грунта (на начало эксплуатации участка МГ), температуры атмосферного воздуха (для расчетного периода).

Дополнительно при проведении компьютерного моделирования теплового взаимодействия участка теплоизолированного МГ

с мерзлыми или тальми грунтами учитывали теплоту замерзания (таяния) грунта, влияние снегового покрова на интенсивность охлаждения грунта в зимний период, влияние солнечного излучения и растительного слоя на интенсивность нагрева грунта в летний период и др.

В результате расчета получали графические зависимости, определяющие изменения температуры в контрольных точках расчетной модели и распределения изолиний температурного поля в контрольных сечениях расчетной модели, например, для участка газопровода, транспортирующего природный газ с температурой минус 10 и минус 18 °С, имеющего

теплоизоляцию верхней половины трубы, проложенного в мерзлом суглинке с начальной температурой минус 4 °С (рис. 2). Расчетная модель показывает, что в течение первых двух месяцев расчетного периода происходит интенсивное охлаждение грунта в основании МГ с последующей стабилизацией температуры на уровне от минус 9 до минус 15 °С (в зависимости от температуры газа) в течение оставшихся десяти месяцев.

В зимний период в окрестности МГ формируется область пониженных значений температуры грунта. Над осью МГ на глубине 0,5 м при температуре газа минус 10 °С температура

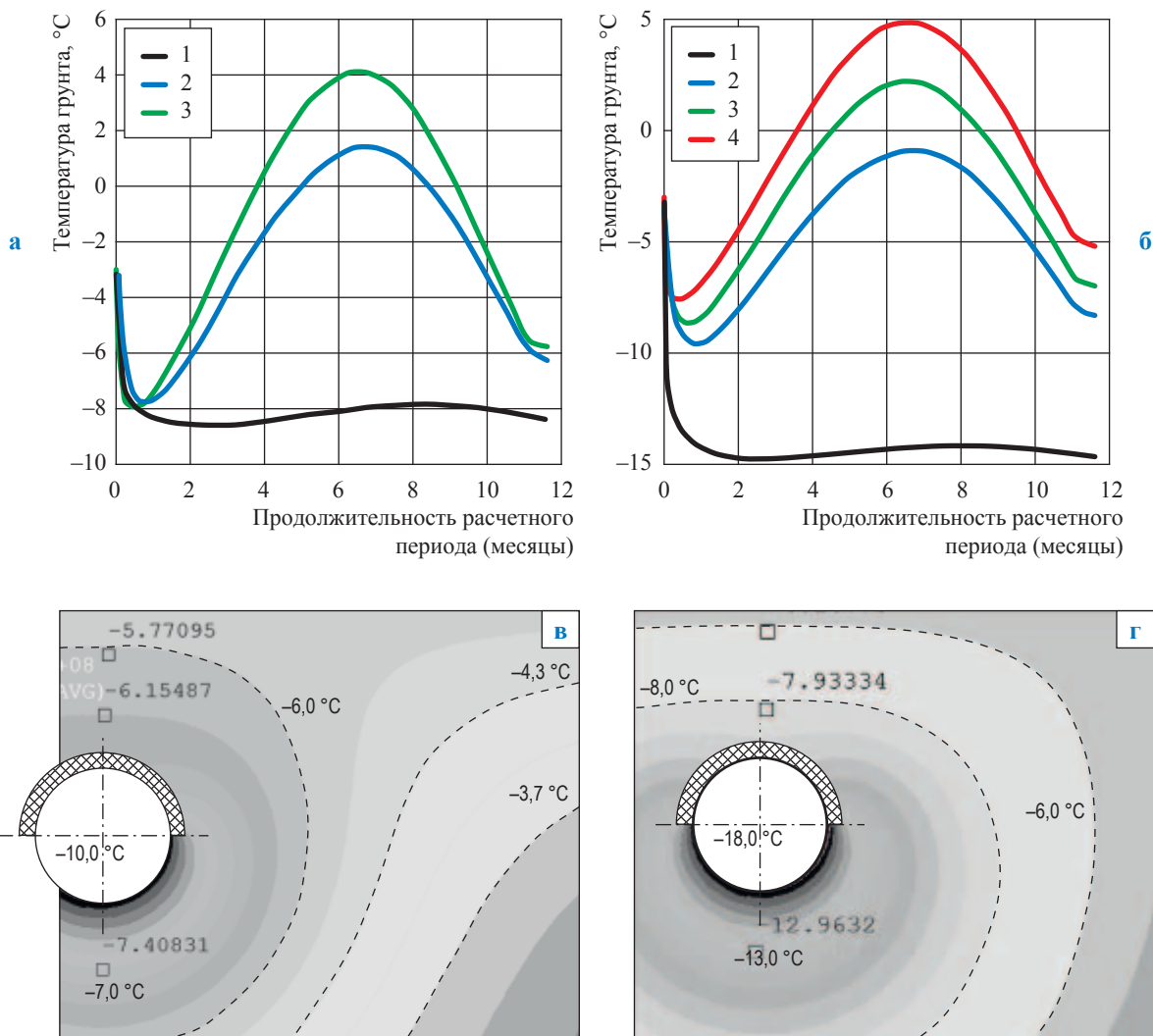


Рис. 2. Динамика изменения температуры мерзлого грунта в контрольных точках расчетной области и температурные поля в мерзлом грунте, в окрестности участка подземного МГ в завершении расчетного периода: при температуре газа минус 10 °С (а, в); при температуре газа минус 18 °С (б, г), где 1 – температура грунта в основании траншеи; 2 – на глубине 1 м над осью МГ; 3 – на глубине 0,5 м над осью МГ; 4 – на глубине 0,5 м в грунте с ненарушенной структурой

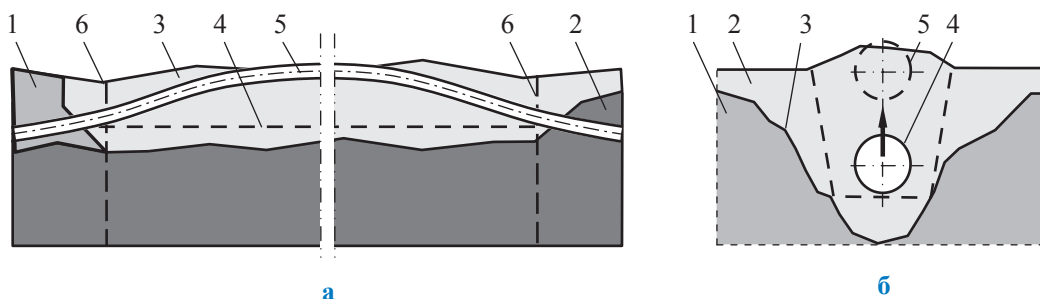


Рис. 3. Расчетная схема нарушения устойчивого положения теплоизолированных участков МГ: грунт на границах участка МГ талый необводненный (а); грунт на границах участка талый обводненный (б); поперечное сечение участка МГ с нарушением устойчивого положения (в), где 1 – талый необводненный грунт; 2 – мерзлый грунт; 3 – талый обводненный грунт; 4 – проектное положение теплоизолированного участка МГ, 5 – положение участка после перемещения; 6 – границы участка перемещения

грунта составляет минус 6...7 °С. При температуре газа минус 18 °С грунт на глубине 0,5 м над осью МГ охлаждается до минус 8,0...8,5 °С. В летний период происходит сезонное оттаивание грунтов в приповерхностном слое. В сентябре глубина оттаивания грунта над осью МГ составляет не менее 1 м при температуре газа минус 10 °С и не менее 0,7 м при температуре газа минус 18 °С. Глубина оттаивания грунта с ненарушенной структурой в данном случае составляет не менее 1,6 м.

Диагностирование теплоизолированных газопроводов

Первичное диагностирование теплоизолированных газопроводов выполняли путем высокоточной аэрофотосъемки, в ходе которой определяли положение (линейные координаты) и основные геометрические размеры (линейную протяженность, ширину) осадки, размывов обвалования газопровода, средств его инженерной защиты, областей заболачивания и обводнения, нарушений устойчивого положения (всплытие, выпучивание участка МГ с оголением труб).

По результатам расчетного моделирования и прогнозирования условий теплового взаимодействия теплоизолированного участка МГ с мерзлыми грунтами и первичного дистанционного диагностирования определяли перечень теплоизолированных участков для наземного диагностирования, выполняемого, в том числе, с применением георадиолокационного обследования. Возможность применения георадиолокации уточняли исходя из фактического состояния теплоизолированного участка газопровода (метод затруднен в реализации

на пересеченной местности, при низкой несущей способности талых грунтов, в условиях заболачивания). По результатам георадиолокационного обследования теплоизолированных участков МГ определяли положение границ мерзлых и талых грунтов, пространственное положение теплоизолированного участка, положение балластирующих устройств, состояние теплоизоляции в основании насыпей, дна траншеи, состояние кольцевой теплоизоляции труб. В процессе диагностирования применяли непрерывный режим перемещения антенного модуля георадара с постоянной заданной скоростью по профилю и дискретный режим с определенным шагом по профилю (по точкам вдоль профиля).

Мониторинг устойчивости газопроводов

Нарушения устойчивого положения теплоизолированных участков МГ, проложенных в условиях распространения мерзлых грунтов, в большинстве случаев выражаются в их перемещении вверх (всплытии, выпучивании) под воздействием выталкивающей силы воды или обводненного грунта, а также сжимающих сил, обусловленных внутренним давлением и температурой транспортируемого газа. Условием перемещения теплоизолированного участка МГ вверх (всплытие, выпучивание) будет являться слияние в летний период приповерхностного слоя сезонно оттаявшего грунта с областью талого грунта, окружающего теплоизолированный участок МГ. Факторами, способствующими формированию нарушений устойчивого положения, является уменьшение балластирующей способности грунта засыпки участка МГ (при оттаивании или обводнении)

Значения предельных длин деформированных участков МГ Бованенково – Ухта

Температура газа (температурный перепад), °С	Предельные длины деформированных участков МГ, м, при рабочих давлениях, МПа				
	9,0	9,7	10,4	11,1	11,8
Талое необводненное состояние грунта вокруг трубы за пределами деформированного участка					
0 (20)	64,0	63,0	62,1	61,2	60,3
3 (23)	62,0	61,1	60,3	59,9	58,7
6 (26)	60,2	59,4	58,6	57,9	57,2
9 (29)	58,5	57,8	57,1	56,4	55,7
12 (32)	57,0	56,3	55,7	55,0	54,4
15 (35)	55,5	54,9	54,3	53,7	53,1
Мерзлое состояние грунта вокруг трубы за пределами деформированного участка					
0 (20)	111,4	109,9	108,4	107,0	105,6
3 (23)	108,4	107,1	105,8	104,6	103,3
6 (26)	105,6	104,4	103,2	102,0	100,9
9 (29)	103,0	101,9	100,8	99,7	98,6
12 (32)	100,6	99,5	98,5	97,5	96,5
15 (35)	98,3	97,3	96,4	95,4	94,5

или смещение или нарушение средств балластировки газопровода. Предварительную оценку НДС теплоизолированного участка при его всплытии или выпучивании определяют в зависимости от линейной протяженности деформированного участка, давления и температуры транспортируемого газа в соответствии с расчетной схемой (рис. 3).

Значения предельных длин деформированных участков МГ Бованенково – Ухта приведены в таблице. При предельной длине деформированного участка МГ максимальные механические напряжения в стенках труб достигают предельно допустимых значений, установленных СТО Газпром 2-2.1-249 [3].

Устранение нарушений устойчивого положения теплоизолированных участков МГ выполняют при всплытии (выпучивании) теплоизолированного участка, в случаях превышения предельно допустимых значений механических напряжений (обусловленных внутренним давлением, температурными

и изгибными деформациями), установленных СТО Газпром 2-2.1-249 [3].

Разработанный алгоритм позволяет выполнить комплексное диагностирование устойчивости теплоизолированных участков МГ, выявить дефектные участки и принять решение о необходимости ремонта теплоизоляции и восстановления проектного положения участка газопровода. Опыт применения на практике стандарта ООО «Газпром трансгаз Ухта» «Методы восстановления устойчивости магистральных газопроводов при образовании эксплуатационных нарушений теплоизоляционных покрытий в многолетнемерзлых грунтах» показывает, что нормативный документ может быть рекомендован для использования в других дочерних обществах, эксплуатирующих газопроводы, пролегающие по территории распространения мерзлых грунтов.

Список литературы

1. СП 41-103-2000 Проектирование тепловой изоляции оборудования и трубопроводов (утв. постановлением Госстроя РФ от 16.08.2000 № 81). – М.: ФГУП ЦПП, 2001. – 41 с.
2. СП 25.13330.2012 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003 (утв. приказом Министерства регионального развития РФ от 27.12.2011 № 608). – М.: Изд-во МГСУ, 2013. – 46 с.
3. СТО Газпром 2-2.1-249 Магистральные газопроводы (утв. распоряжением ОАО «Газпром» от 26.08.2008 № 258). – М.: ИРЦ Газпром, 2008. – 150 с.

Сведения об авторах

<i>Ананьева Елена Анатольевна</i>	ведущий инженер отдела добычи газа и технологий строительства скважин филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Тел.: +7(8216)75-18-05. E-mail: e.ananyeva@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Артеменков Валерий Юрьевич</i>	заместитель начальника Управления ПАО «Газпром». Тел.: +7(812)413-73-36. E-mail: V.Artemenkov@adm.gazprom.ru
<i>Балашова Валентина Дмитриевна</i>	начальник отдела добычи газа и технологий строительства скважин филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Тел.: +7(8216)75-18-05. E-mail: v.balashova@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Бирилло Игорь Николаевич</i>	к.т.н., начальник лаборатории надежности объектов газотранспортной системы отдела надежности и ресурса Северного коридора ГТС филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Тел.: +7(8216)74-10-95. E-mail: i.birillo@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Богданович Татьяна Ивановна</i>	к.т.н., ведущий научный сотрудник лаборатории разработки месторождений отдела геологии и разработки месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Тел.: +7(8216)75-14-94. E-mail: t.bogdanovich@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Голованов Анатолий Евгеньевич</i>	начальник лаборатории разработки месторождений отдела геологии и разработки месторождений филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Тел.: +7(8216)75-21-97. E-mail: a.golovanov@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Жданов Кирилл Юрьевич</i>	инженер 2 категории лаборатории комплексных промысловых исследований отдела комплексных исследований скважин и пластовых систем филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Тел.: +7(8216)74-61-59. E-mail: k.zhdanov@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Качурин Павел Леонидович</i>	главный технолог ПАО «Газпром». Тел.: +7(812)413-73-45. E-mail: P.Katchurin@adm.gazprom.ru
<i>Квачантирадзе Галина Михайловна</i>	ведущий инженер отдела добычи газа и технологий строительства скважин филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Тел.: +7(8216)75-18-05. E-mail: g.kvachantiradze@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Ксёنز Татьяна Геннадиевна</i>	к.т.н., ведущий научный сотрудник лаборатории разработки месторождений отдела геологии и разработки месторождений филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Тел.: +7(8216)75-21-97. E-mail: t.ksyonz@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Кузьбожев Александр Сергеевич</i>	д.т.н., начальник отдела надежности и ресурса Северного коридора ГТС филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Тел.: +7(8216)74-10-95. E-mail: a.kuzbozhev@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Кузьбожев Павел Александрович</i>	к.т.н., научный сотрудник лаборатории надежности объектов газотранспортной системы отдела надежности и ресурса Северного коридора ГТС филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Тел.: +7(8216)74-10-95. E-mail: p.kuzbozhev@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Маслов Александр Александрович</i>	главный специалист отдела добычи газа и технологий строительства скважин филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Тел.: +7(8216)75-17-76. E-mail: a.maslov@sng.vniigaz.gazprom.ru

<i>Мачулин Лев Викторович</i>	к.т.н., старший научный сотрудник лаборатории физико-химических исследований пластовых флюидов отдела комплексных исследований скважин и пластовых систем филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Тел.: +7(8216)74-68-33. E-mail: l.machulin@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Павловский Геннадий Евгеньевич</i>	начальник технического отдела филиала ООО «Газпром переработка» – Сосногорский ГПЗ. Тел.: +7(8216)75-52-68. E-mail: PavlovskyGE@smpz.gpp.gazprom.ru
<i>Панкратова Елена Ивановна</i>	ведущий инженер лаборатории комплексных промышленных исследований отдела комплексных исследований скважин и пластовых систем филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Тел.: +7(8216)75-30-19. E-mail: e.pankratova@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Работинская Татьяна Ивановна</i>	инженер 1 категории лаборатории надежности объектов газотранспортной системы отдела надежности и ресурса Северного коридора ГТС филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Тел.: +7(8216)74-10-95. E-mail: t.rabotinskaja@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Роганов Роман Викторович</i>	главный специалист отдела добычи газа и технологий строительства скважин филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Тел.: +7(8216)75-18-05. E-mail: r.roganov@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Сальников Александр Викторович</i>	к.т.н., начальник технологической службы ООО «Транснефть – Порт Приморск». Тел.: +7(912)86-41-785. E-mail: ugtusovet@yandex.ru
<i>Сарычев Игорь Леонидович</i>	начальник производственного отдела по эксплуатации магистральных газопроводов ООО «Газпром трансгаз Ухта». Тел.: +7(8216)74-10-95. E-mail: isarychev@sng.gazprom.ru
<i>Труфанов Сергей Валерьевич</i>	ведущий научный сотрудник лаборатории разработки месторождений отдела геологии и разработки месторождений филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Тел.: +7(8216)75-21-97. E-mail: s.trufanov@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Тяжких Сергей Валерьевич</i>	главный геолог филиала ООО «Газпром добыча Краснодар» – Вуктыльское ГПУ. Тел.: +7(8214)62-16-76. E-mail: s.tyazhkih@kuban.gazprom.ru
<i>Федотов Дмитрий Владимирович</i>	ведущий инженер лаборатории исследований объектов газотранспортной системы отдела надежности и ресурса Северного коридора ГТС филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Тел.: +7(8216)75-25-81. E-mail: d.fedotov@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Швецов Михаил Витальевич</i>	и.о. заместителя начальника филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Тел.: +7(8216)74-04-83. E-mail: m.shvetsov@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Шшишкин Иван Владимирович</i>	к.т.н., ведущий научный сотрудник лаборатории надежности объектов газотранспортной системы отдела надежности и ресурса Северного коридора ГТС филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Тел.: +7(8216)74-10-95. E-mail: i.shishkin@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Шкулов Сергей Анатольевич</i>	начальник лаборатории исследований объектов газотранспортной системы отдела надежности и ресурса Северного коридора ГТС филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Тел.: +7(8216)75-25-81. E-mail: s.shkulov@sng.vniigaz.gazprom.ru

<i>Шульц Евгения Васильевна</i>	к.э.н., старший научный сотрудник лаборатории разработки месторождений отдела геологии и разработки месторождений филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Тел.: +7(8216)75-20-87. E-mail: e.shulc@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Юнусов Ринат Юрисович</i>	к.т.н., начальник филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Тел.: +7(8216)75-15-11. E-mail: r.yunusov@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Юнусова Людмила Валентиновна</i>	начальник лаборатории комплексных промысловых исследований отдела комплексных исследований скважин и пластовых систем филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Тел.: +7(8216)75-30-19. E-mail: l.yunusova@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Янчук Виталий Михайлович</i>	начальник производственного отдела по эксплуатации газораспределительных станций ООО «Газпром трансгаз Ухта». Тел.: +7(8216)74-10-95. E-mail: v.yanchuk@sgp.gazprom.ru

В 38

Вести газовой науки: науч.-тех. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2020. – Спецвыпуск: Актуальные вопросы комплексного изучения и освоения месторождений Европейского Севера России. – 106 с.

В публикациях сборника анализируются новые особенности сбора и промысловой подготовки газа и газового конденсата на различных стадиях разработки месторождений, научно-технические решения в области предупреждения технологических осложнений в промысловых системах, а также предлагаются конструктивные решения в области надежности эксплуатации магистральных газопроводов в мерзлых грунтах.

Сборник рассчитан на широкий круг специалистов топливно-энергетического комплекса, а также студентов, магистрантов и аспирантов нефтегазовых специальностей высших учебных заведений.