

ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ

ПУТЬ ИННОВАЦИЙ И НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ:
К 70-ЛЕТИЮ ООО «ГАЗПРОМ ВНИИГАЗ»

2019

Научно-технический
сборник

«Вести газовой науки»

Спецвыпуск Путь инноваций и новые технологии в газовой промышленности:
к 70-летию ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

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

Научный редактор *В.С. Сафонов*, д.т.н., профессор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Над номером работали

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

Адрес редакции 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, 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 __. __. 2019 г. Тираж 500 экз.

Подписной индекс по каталогу ОАО Агентство «Роспечать» № 58685.

Отпечатано в ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

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

© ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2019

Цена свободная.

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

Содержание

Материалы II Международной конференции ПАО «Газпром» «Путь инноваций и новые технологии в газовой промышленности» (INNOTECH-2018)

- 2 **Недзвецкий М.Ю.**
О роли ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в инновационном развитии ПАО «Газпром»
- 4 **Черепанов В.В., Ахмедсафин С.К., Хабибуллин Д.Я.**
О ключевых задачах развития минерально-сырьевой базы ПАО «Газпром»
- 10 **Черепанов В.В., Рыжов А.Е., Жирнов Р.А.**
Пути повышения эффективности разработки месторождений ПАО «Газпром»
- 17 **Михаленко В.А., Бронников А.Н., Нефедов С.В., Сальников С.Ю.**
Современное состояние и перспективные направления развития технологии магистрального транспорта газа
- 25 **Недзвецкий М.Ю., Арабей А.Б., Егоров В.А., Симаков М.В., Есиев Т.С., Войдер К.А., Яковлев С.Е.**
Место и роль трубной продукции в развитии газовой промышленности России
- 30 **Хан С.А., Шайхутдинов А.З., Чугунов А.В., Михайловский А.А.**
Актуальные направления научных исследований в области технологий хранения газов в пластах-коллекторах
- 38 **Мамаев А.В., Сиротин С.А., Мирошниченко Д.А.**
Вклад ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в технологическое развитие газопереработки ПАО «Газпром»
- 43 **Мансуров М.Н.**
Научные задачи освоения морских месторождений нефти и газа

- 53 **Ишков А.Г., Шайхутдинов А.З., Пыстина Н.Б.**
Прикладные научные исследования для целей обеспечения экологической безопасности и энергоэффективности нефтегазовой компании
- 57 **Недзвецкий М.Ю., Мамаев А.В., Сафонов В.С., Долгов С.И.**
Идентификация и анализ рисков функционирования и развития производственно-технологического комплекса ПАО «Газпром»

Материалы юбилейного заседания ученого совета ООО «Газпром ВНИИГАЗ» 8 июня 2018 г.

- 70 **Скоробогатов В.А.**
Вклад ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в развитие минерально-сырьевой базы газодобычи России и ПАО «Газпром»
- 85 **Потапов А.Г.**
Вклад ученых ВНИИГАЗа в повышение качества и эксплуатационной надежности скважин
- 90 **Нефёдов С.В.**
Опыт ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в создании научных основ и научно-техническом сопровождении развития и эксплуатации газотранспортных систем
- 101 **Одишария Г.Э.**
Технико-технологические решения по обеспечению устойчивости и надежности магистральных газопроводов северных районов страны
- 115 **Сведения об авторах**

В 38

Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – Спецвыпуск: Путь инноваций и новые технологии в газовой промышленности: к 70-летию ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – 116 с. – ISSN 2306-8949.

Вошедшие в сборник статьи в совокупности системно характеризуют стратегические задачи Группы Газпром на ближайшую и среднесрочную перспективу, а также наиболее актуальные на современном этапе направления деятельности Научно-исследовательского института природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗа как головного научно-исследовательского центра ПАО «Газпром».

Издание подготовлено по материалам Международной конференции INNOTECH-2018, состоявшейся в рамках VIII Петербургского международного газового форума, и юбилейного заседания ученого совета ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и предназначено работникам нефтегазовой промышленности России, в первую очередь – ученым и инженерам, деятельность которых связана с поисками, разведкой, добычей, переработкой, хранением и транспортом углеводородного сырья, а также магистрантам и аспирантам, обучающимся по соответствующим специальностям.

МАТЕРИАЛЫ II МЕЖДУНАРОДНОЙ КОНФЕРЕНЦИИ ПАО «ГАЗПРОМ» «ПУТЬ ИННОВАЦИЙ И НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ» (INNOTECH-2018)

УДК 622.32:001

О роли ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в инновационном развитии ПАО «Газпром»

М.Ю. Недзвецкий^{1,2}

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

² ПАО «Газпром», Российская Федерация, 190900, г. Санкт-Петербург, BOX 1255
E-mail: M_Nedzvetskiy@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова:
ООО «Газпром ВНИИГАЗ», головной научно-исследовательский центр ПАО «Газпром», развитие газовой промышленности и отраслевой науки, амбициозные задачи.

В настоящее время Россия сталкивается с глобальными вызовами и угрозами, связанными с появлением новых рынков, технологий и продуктов, преобразованием традиционных отраслей, в том числе энергетической. Эти факторы вызвали ряд значимых для научно-технологического развития Российской Федерации внутренних тенденций, среди которых [1–3]:

- сжатие инновационного цикла, т.е. времени между получением новых знаний и созданием технологий, продуктов и услуг, их выходом на рынок;
- размывание дисциплинарных и отраслевых границ в исследованиях и разработках;
- резкое увеличение объема научно-технологической информации, возникновение принципиально новых способов работы с ней и изменение форм организации аппаратных и программных инструментов проведения исследований и разработок;
- рост требований к квалификации исследователей с учетом международной конкуренции за талантливых высококвалифицированных работников и привлечение их в науку, инженерно, технологическое предпринимательство;
- существенное обострение конкуренции за рынки сбыта, повышение рисков реализации крупных многопрофильных проектов;
- возрастание роли международных стандартов, выделение ограниченной группы стран, доминирующих в исследованиях и разработках, и формирование научно-технологической периферии, утрачивающей научную идентичность, превращаясь в кадрового «донора».

Руководством страны поставлена стратегическая задача обеспечения уже в среднесрочной перспективе технологических прорывов в базовых отраслях экономики. Известно, что одним из основных движителей экономики служат предприятия энергетического сектора, несомненный лидер которого – газовая отрасль в лице ПАО «Газпром».

С момента начала добычи газа в промышленных масштабах, строительства первого магистрального газопровода и в ходе последующего развития газовая отрасль всегда сталкивалась с необходимостью решения ранее не решенных задач. Опыт и знания специалисты получали, осваивая новые месторождения, сооружая магистральные газопроводы, создавая подземные хранилища газа, развивая предприятия по переработке газа и газового конденсата. Практически синхронно формированию газо-

вой промышленности в стране активно развивались атомная и космическая отрасли, очевидные успехи которых в первую очередь обуславливались первоочередным развитием профильных научных организаций. Именно поэтому и газовики в 1948 г. создали комплексный отраслевой технологический центр – ВНИИГАЗ.

История становления и роста Института неразрывно связана с прогрессом газовой промышленности страны, начиная от строительства первого газопровода Саратов – Москва, последующего освоения месторождений Средней Азии, Северного Кавказа, Прикаспия, Надым-Пур-Газовского региона и сооружения первых экспортных газотранспортных коридоров и вплоть до выхода на месторождения п-ова Ямал, шельфовые месторождения арктических и дальневосточных морей, расширения минерально-сырьевой базы, создания крупнейших газохимических комплексов и газотранспортной системы в Восточной Сибири. Все технологические решения, используемые на объектах бывшего СССР, рождены в стенах уникального отраслевого научного комплекса – ВНИИГАЗа.

Одним из значимых факторов многолетней успешной деятельности Института стало тесное взаимодействие с предприятиями производственного цикла, внедрявшими его разработки. На всех объектах газовой отрасли – от разведочной скважины на месторождении до конечного терминала газораспределительной сети, где осуществляется передача газа потребителям, – единым коллективом трудились производственники и ученые.

Результаты деятельности Института регулярно отмечаются высокими корпоративными и государственными наградами. Его сотрудники 79 раз были удостоены государственных премий. В 2014 г. группа сотрудников ВНИИГАЗа в составе большого коллектива специалистов отрасли стала лауреатом премии Правительства Российской Федерации в области науки и техники за разработку и внедрение комплекса научно-технических решений при строительстве и вводе в эксплуатацию Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения.

Принимая во внимание особую роль и достижения ВНИИГАЗа в развитии газовой промышленности и отраслевой науки, в августе 2010 г. Правительственная комиссия РФ по высоким технологиям и инновациям провела

в Институте выездное заседание с участием Председателя Правительства Российской Федерации В.В. Путина, который, ознакомившись с результатами деятельности Института, отметил, что «...ВНИИГАЗ демонстрирует самые яркие примеры разработки и внедрений инноваций».

Несомненно, газовая промышленность развивается непрерывно. Специфика этого эволюционного процесса заключается в усложнении условий добычи, ужесточении требований к надежности поставок газа потребителям, изменении условий транспортировки продукции, необходимости повышения содержания в газе ценных компонентов. Поэтому в последние годы существенно возросла роль отечественной науки и собственных научных исследований в обеспечении технологической независимости страны и ее конкурентоспособности на мировом рынке.

Сегодня Институт – это головной научно-исследовательский центр ПАО «Газпром», принимающий самое активное участие в создании инновационных технологий по всем базовым видам отраслевой деятельности. В Институте примерно 1400 сотрудников, в том числе более 40 докторов наук (включая 14 профессоров), 248 кандидатов наук и 2 члена-корреспондента РАН.

Поиск перспективных направлений дальнейшего развития отрасли, обеспечивающих максимальную отдачу – как технологическую, так и финансовую, является для ВНИИГАЗа приоритетной задачей, решение которой позволит ПАО «Газпром» достигать больших результатов меньшими усилиями.

Список литературы

1. Глобальные тренды и перспективы научно-технологического развития Российской Федерации // Материалы XVIII Апрельской международной научной конференции по проблемам развития экономики и общества. – М.: Высшая школа экономики, 2017.
2. Указ Президента РФ от 01.12.2016 № 642 «О стратегии научно-технологического развития Российской Федерации».
3. Указ Президента РФ от 07.07.2011 № 899 (ред. от 16.12.2015) «Об утверждении приоритетных направлений развития науки, технологий и техники в Российской Федерации и перечня критических технологий Российской Федерации».

УДК 553.04::553.98

О ключевых задачах развития минерально-сырьевой базы ПАО «Газпром»

В.В. Черепанов¹, С.К. Ахмедсафин¹, Д.Я. Хабибуллин^{1*}

¹ ПАО «Газпром», Российская Федерация, 190900, г. Санкт-Петербург, BOX 1255

* E-mail: D.Khabibullin@adm.gazprom.ru

Ключевые слова:
ПАО «Газпром»,
углеводородное
сырье,
минерально-
сырьевая база.

Любая компания – оператор в области добычи различных видов полезных ископаемых должна обладать необходимой минерально-сырьевой базой (МСБ), чтобы развиваться эффективно. В структуре МСБ выделяют следующие элементы: запасы (начальные, текущие), в том числе разведанные (кат. $A + B_1 + C_1$) и предварительные (кат. $B_2 + C_2$), требующие дальнейшей разведки (и доразведки эксплуатируемых залежей); прогнозные – неоткрытые либо неопиcканные ресурсы, приуроченные к объектам в пределах контролируемых лицензионных участков (ЛТУ); добыча (прошлая, текущая, будущая – планируемая). Важнейшей составной частью МСБ углеводородного сырья являются будущие запасы, определяемые преимущественно в ходе поисково-разведочных работ (ПРР). В свою очередь, каждый из этих крупных элементов МСБ имеет собственную сложную структуру, т.е. состоит из ряда элементов. Например, запасы углеводородного сырья (УВС) распределяются по величине отдельных месторождений и залежей, фазовому состоянию (газ, газовый конденсат, нефть), глубине локализации, географической приуроченности (суша, шельф и т.д.), добывным возможностям, степени освоенности и др.

По состоянию на 31.12.2017 «Газпрому» и его дочерним обществам на территории Российской Федерации принадлежало 219 лицензий на пользование участками недр, в том числе на разведку и добычу УВС – 119 шт., на геологическое изучение, разведку и добычу УВС – 47 шт., на геологическое изучение – 8 шт., для целей подземного хранения газа – 45 шт. основополагающим документом в области планирования и управления развитием МСБ «Газпрома» является решение Совета директоров «Газпрома» (№ 872 от 12.07.2006), которым утверждены уровни стратегических целевых показателей развития Компании первого уровня:

- величина общих запасов природного газа не менее 29 трлн m^3 ;
- коэффициент восполнения запасов не менее 100 %.

В целях исполнения решений руководства в «Газпроме» реализуется Программа развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности на период до 2040 года. Программа разработана в 2002 г. и ежегодно корректируется (разработчик – ООО «Газпром ВНИИГАЗ»). Реализация Программы предусматривает три этапа:

- 1) 2002–2005 гг. – наращивание объемов геологоразведочных работ (ГРР) и достижение паритета между объемами отбора углеводородов и их приростами;
- 2) 2006–2010 гг. – стабилизация прироста запасов, наращивание объемов ГРР, создание базы для перехода к расширенному воспроизводству;
- 3) 2011–2040 гг. – расширенное воспроизводство МСБ.

«Газпром» в полном объеме выполнил задачи двух этапов Программы и в настоящее время успешно реализует третий этап. В период с 2002-го по 2017 г. запасы Общества по категориям AB_1C_1 увеличились на 8,7 трлн m^3 – с 26,0 трлн m^3 в 2002 г. до 34,7 трлн m^3 в 2017 г. За период реализации Программы развития МСБ произошли следующие изменения:

- уменьшились запасы месторождений, обеспечивающие стабильную добычу в ареале действующей Единой системы газоснабжения (ЕСГ);

- увеличилась доля месторождений и залежей УВС с падающей добычей, глубокозалегающих объектов, удаленных от зон с развитой инфраструктурой, шельфовых объектов.

За период 2002–2017 гг. включительно структура запасов свободного газа (СГ) Общества существенно усложнилась, в частности, текущие запасы уменьшились в ареале ЕСГ с 10,7 до 7,8 трлн м³, но увеличились на месторождениях с падающей добычей (с 3,3 до 4,8 трлн м³), резко возросли запасы удаленных регионов суши и шельфа (с 7,8 до 15,8 трлн м³ и т.д.). Разведка и освоение таких запасов являются капиталоемкими и требуют применения инновационных методов и технологий.

Анализ современного состояния МСБ Общества свидетельствует о существенном усложнении внешних условий и среды геологоразведочной деятельности:

- все более сложными становятся горно-геологические условия участков недр (увеличивается глубина залегания целевых горизонтов, уменьшаются размеры месторождений, ухудшаются фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов и усложняется фазовое состояние пластовых флюидов);
- состоялся выход в удаленные, малоизученные и труднодоступные регионы с неразвитой, ограниченной инфраструктурой (арктический шельф, Восточная Сибирь);
- появилась необходимость изучения и оценки ресурсов нетрадиционных источников УВС и технологии их добычи;
- возросла конкуренция за перспективные ресурсы и наиболее «выигрышные» ЛУ, качественные подрядные мощности, профессиональные кадры.

Началом современного этапа развития ПРР в России можно считать 2001–2002 гг., когда вертикально интегрированные нефтяные компании и «Газпром» возобновили активные поиски нефти и газа. В 2005 г. приросты новых разведанных запасов газа превысили годовую добычу – началось расширенное восполнение (воспроизводство) запасов, которое продолжается и до настоящего времени (2018 г.). Главными задачами первого десятилетия XXI в. (так называемых «нулевых» годов) стали быстрое восстановление ПРР в основных регионах суши и увеличение приростов запасов, компенсирующих отборы УВС из недр, расширение работ на шельфах (баренцевоморском,

карском и охотоморском). Большинству нефтегазодобывающих компаний это удалось сделать к 2006–2010 гг. [1, 2].

В период с 01.01.2002 по 01.01.2018 разведанные запасы Общества увеличились на 8,7 трлн м³: при добыче 11,8 трлн м³ прирост за счет ГРР составил 9,2 трлн м³, за счет приобретения активов – 4,1 трлн м³, по лицензионной деятельности – 7,2 трлн м³, т.е. общий баланс оказался положительным.

Проекты ГРР реализуются как в рамках текущих задач и целей «Газпрома», так и на перспективу:

- в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке для создания новых центров газодобычи. Это прежде всего доразведка Чайнинского, Ковыгинского, Южно-Кириинского месторождений;
- в зоне ЕСГ для поддержания уровней добычи действующих месторождений. Основные проекты ГРР сконцентрированы на разведке глубокозалегающих ачимовских и юрских отложений, а также надсеноманских залежей;
- на арктическом и дальневосточном шельфах Российской Федерации для обеспечения прироста запасов на перспективу.

Необходимо отметить, что приросты запасов СГ кат. В₁ + С₁ в 2017–2018 гг. по России превышали 1 трлн м³, по ПАО «Газпром» – 0,8 трлн м³ с коэффициентом восполнения запасов более 1,8.

Структура современных запасов СГ ПАО «Газпром» такова, трлн м³:

- Ямало-Ненецкий автономный округ (ЯНАО) – 19,8;
- шельф – 7,6;
- Восточная Сибирь, включая Якутию – 3,3;
- прочие регионы – 4,0.

По состоянию на 01.01.2018 «доказанные плюс вероятные» запасы газа Группы Газпром, по оценке компании D&M¹, составили 23,6 трлн м³, жидких углеводородов – 1,16 млрд т. Текущая стоимость проаудированных запасов суммарной категории «доказанные + вероятные» составила 115,3 млрд долл. США.

В средней и дальней перспективах производство углеводородов определяется неоткрытыми, прогнозными, ресурсами в регионах действия и приоритетными интересами Компании. Современные запасы, как правило, обеспечивают добычу УВС только на ближнюю, отчасти –

¹ DeGolyer and MacNaughton.

на среднюю перспективу (на шельфе – часто и на дальною). Согласно официальным оценкам (приняты в 2012 г. по состоянию материалов на 01.01.2009), начальные потенциальные геологические ресурсы СГ осадочных бассейнов Северной Евразии (России и окружающих морей) составляют 287,5 трлн м³, неоткрытые – 195,5 трлн м³ [1].

Одной из основных задач в рамках реализации Программы развития минерально-сырьевой базы ПАО «Газпром» является подготовка к промышленному освоению запасов углеводородов, достаточных для организации новых центров газодобычи, обеспечивающих внутренние потребности восточных регионов России и экспортные поставки в страны Азиатско-Тихоокеанского региона. ПАО «Газпром» ведет ГРП в Иркутской области, Республике Саха (Якутии), Красноярском крае [3, 4]:

- в Иркутской области ПАО «Газпром» проводит работы на Ковыктинском, Хандинском, Чиканском и Южно-Усть-Кутском ЛУ. На Ковыктинском месторождении выполняются работы по строительству разведочных скважин и 3D-сейсморазведочные работы. Начаты работы по организации строительства разведочных скважин, предназначенных для пробной эксплуатации и отработки технических и технологических решений по оптимизации конструкции эксплуатационных скважин Ковыктинского месторождения;

- в Республике Саха (Якутии) продолжают работы по доразведке Чайндинского, Тас-Юряхского, Верхневилучанского, Соболюх-Неджелинского и Среднетюнгского месторождений. На всех месторождениях завершены 3D-сейсморазведочные работы. Чайндинское месторождение подготовлено к разработке.

Главный мировой тренд проведения ПРП целевым назначением на открытие значительных по запасам месторождений углеводородов – шельфовый. За период 1995–2017 гг. «Газпром» в ходе ГРП на шельфе РФ открыл 11 новых месторождений углеводородов, в том числе уникальные по запасам Северо-Каменномыское, Каменномыское-море и Южно-Кириновское, запасы газа которых по сумме промышленных категорий составляют в настоящее время 1,8 трлн м³; при этом Южно-Кириновское месторождение – самое крупное открытие со времен СССР (0,7 трлн м³) [4–6].

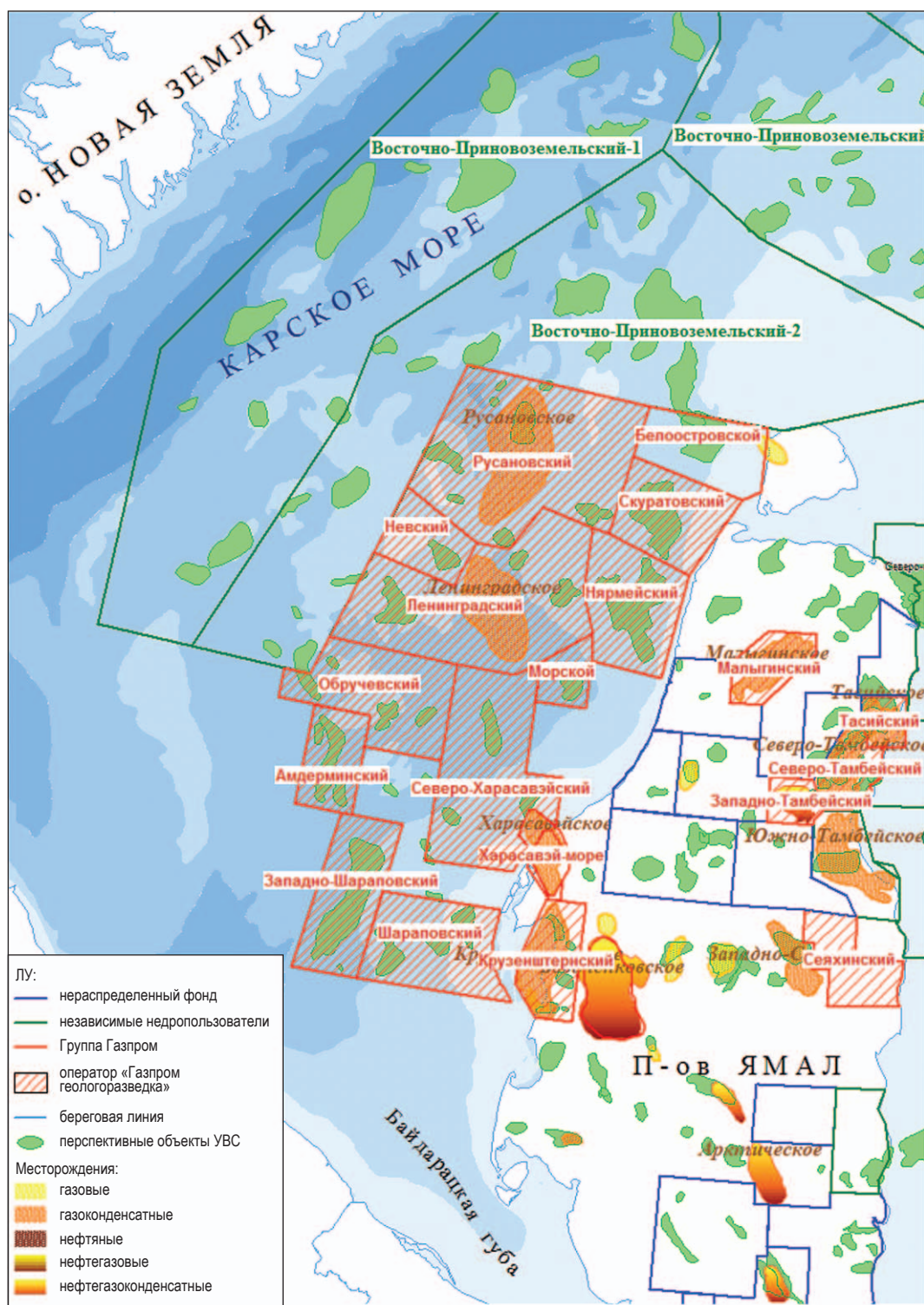
В 2017 г. пробурены скв. 3 на Ленинградском месторождении и скв. 1 Восточная в пределах Кириновского перспективного участка и закончено испытание наклонно-направленной скв. 2 на Крузенштернском месторождении. Выполнены 3D-сейсморазведочные работы на Ленинградском, Скуратовском, Невском, Ферсмановском ЛУ (рисунок).

В текущих условиях для повышения эффективности ГРП проводится необходимая работа как на этапе среднего и долгосрочного планирования, так и при организации текущей производственной деятельности. Это особенно актуально в отношении планирования ГРП на шельфе, где работы очень сложные и наиболее капиталоемкие.

Первостепенная задача – на этапе планирования выстроить приоритеты и очередность реализации Программы на шельфе исходя из сроков ввода месторождений. Особого внимания заслуживает строительство поисково-оценочной скважины на Крузенштернском месторождении с искусственного острова, расположенного в акватории Карского моря (2019–2021 гг.). Строительство скважины запланировано на 2021 г.

Первоначально, согласно условиям пользования недрами, на Крузенштернском участке необходимо было пробурить восемь поисково-оценочных и разведочных скважин. По результатам обработки и интерпретации материалов 3D-сейсморазведочных работ и строительства скв. 2 большая часть запасов переведена в промышленные категории. Строительство скважины с насыпного острова позволит подготовить месторождение к разработке, сократив необходимое количество скважин до двух. Кроме того, данный проект является пилотным для ПАО «Газпром». В будущем по результатам мониторинга состояния острова планируется применять технологии строительства подобных островов при разведке и разработке месторождений, расположенных в мелководной части континентального шельфа РФ.

Главным объектом ПРП в ближайшие годы становится приямальский шельф в составе Няремейского, Скуратовского, а также Ленинградского и Русановского участков (см. рисунок).



Месторождения и ЛУ ПАО «Газпром» в Ямало-Карском регионе

С целью оптимизации ГРП на этапе реализации программ ГРП на шельфе организована работа по следующим направлениям:

- разработка оптимального комплекса геофизических исследований скважин (ГИС), включающего применение модульного

динамического испытателя пластов MDT² и методик обработки и интерпретации сейсмической информации;

- изменение конструкции разведочных скважин.

² англ. Modular Formation Dynamics Tester.

В результате создана уникальная методика постановки на государственный учет запасов УВС для шельфовых месторождений без испытаний скважин в колонне, что позволяет значительно снизить сроки проведения работ и повысить эффективность ГРП в целом по проекту.

Традиционно газодобывающие предприятия, ведущие производственную деятельность, в основном проводят геологоразведку перспективных пластов, залегающих ниже основных эксплуатационных объектов. Для Надым-Пур-Тазовского региона это такие весьма сложные геологические объекты, как ачимовские и юрские отложения, залегающие на глубинах от 3300 до 3700...4500 м в жестких термобароглубинных условиях [7, 8].

Продуктивность ачимовско-юрского комплекса установлена на многих месторождениях ЯНАО в зоне деятельности предприятий «Газпром добыча Уренгой», «Газпром добыча Ямбург», «Газпром добыча Надым», «Газпром добыча Ноябрьск», «Севернефтегазпром», а также на ямальских ЛУ «Газпрома» (Тамбейская группа месторождений). В настоящее время ачимовский и юрский комплексы недостаточно изучены глубоким бурением. Из ачимовских отложений только на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении ведется добыча газа и газового конденсата.

Для повышения эффективности бурения и испытания поисково-разведочных скважин на ачимовскую толщу и юрский комплекс на севере Западной Сибири пересмотрены традиционные подходы к строительству скважин. Проработаны следующие технологии:

- применения передовых ГИС;
- применения геомеханического моделирования;
- строительства скважин с пилотным стволом и горизонтальным окончанием;
- многостадийного гидроразрыва пластов;
- оптимизации количества поисковых и разведочных скважин;
- смещения сроков строительства скважин с целью совмещения этапов разведки, до-разведки, опытно-промышленной эксплуатации и ввода месторождений в эксплуатацию;
- последующего ввода в эксплуатацию поисковых и разведочных скважин.

Из всех видов газа в нетрадиционных коллекторах первым будет масштабно востребован

газ, скопления которого залегают в низкопроницаемых горизонтах большинства гигантских газосодержащих месторождений (Уренгойского, Ямбургского, Заполярного, Харасавэйского и др.) ниже промышленно газоносного интервала (обычно глубже 3300...3500 м).

В развитие вопросов подготовки запасов в зоне ЕСГ отдельного внимания требует проблематика надсеноманского газового комплекса, работы по доразведке которого вступили в активную фазу. Этот комплекс представляет значительный интерес, особенно на месторождениях с падающей добычей. В период с 2012 г. по настоящее время ООО «Газпром добыча Надым» в пределах Медвежьего нефтегазоконденсатного месторождения проводит ГРП, направленные на оценку перспектив надсеноманского газового комплекса в ЯНАО. На месторождении пробурены четыре поисково-оценочные скв. 1С, 2С, 3С и 4С; расконсервированы и испытаны на продуктивность четыре ранее пробуренные разведочные скважины; проводятся 3D-сейсморазведочные работы широкоазимутальным методом. Выполненный комплекс ГРП уже сейчас подтверждает продуктивность надсеноманского комплекса. Наиболее успешными можно считать результаты строительства скв. 3С, в которой после проведения многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальном стволе получен приток газа со среднесуточным дебитом 83 тыс. м³/сут, максимальный дебит достигал значений – 107,6 тыс. м³/сут.

По результатам ГРП Государственной комиссией по запасам углеводородов на государственный баланс впервые в «Газпроме» поставлены запасы газа по сенонским отложениям в объеме 9,9 млрд м³.

С учетом результатов ГРП на месторождении Медвежьем перспективно оценивается надсеноманский комплекс по месторождениям Ямбургское, Заполярное, Вынгапурское, Вынгаяхинское, Комсомольское, Южно-Русское, Губкинское и Северо-Губкинское, Етыпуровское. Подготовка к освоению запасов надсеноманских отложений позволит использовать действующую инфраструктуру, продлить сроки эксплуатации месторождений и, как следствие, отодвинуть сроки их ликвидации.

Поддержание добычи в зоне ЕСГ в перспективе в значительной степени связано с запасами газа ачимовских, юрских отложений и надсеноманских залежей, имеющих

сложное геологическое строение и низкие фильтрационно-емкостные свойства. Вовлечение в разработку месторождений с многокомпонентными составами пластовой смеси и сложными горно-геологическими условиями залегания продуктивных залежей обуславливает необходимость создания новых технических решений и внедрения инновационных технологий.

Таким образом, ПАО «Газпром» в период 2019–2040 гг. будет развивать свою МСБ как по традиционным направлениям (на суше), так и по новым, к которым следует отнести арктический шельф, а также дальнейшее освоение «пограничных» (по добычным возможностям – ачимовская толща и средняя юра) и нетрадиционных ресурсов (сенон, средние и нижние горизонты юры в Надым-Пур-Тазовском регионе).

Список литературы

1. Варламов А.И. Количественная оценка ресурсного потенциала углеводородного сырья России и ближайшие перспективы наращивания его разведанной части / А.И. Варламов, А.П. Афанасенков, М.И. Лоджевская и др. // Геология нефти и газа. – 2013. – Спецвыпуск. – С. 4–13.
2. Черепанов В.В. Российский газ в XXI веке / В.В. Черепанов, С.М. Карнаухов, В.А. Скоробогатов // Теоретические основы и технологии поисков и разведки нефти и газа. – М.: РГУНГ, 2012. – № 1. – С. 20–23.
3. Крючков В.Е. Подготовка и освоение сырьевой базы газодобычи в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке: проблемы и перспективы / В.Е. Крючков, Ю.Б. Силантьев, В.А. Скоробогатов // Геология нефти и газа. – 2015. – № 5. – С. 12–17.
4. Рыбальченко В.В. Поиски и разведка месторождений и залежей углеводородов предприятиями ПАО «Газпром» в России / В.В. Рыбальченко, А.Е. Рыжов, В.А. Скоробогатов и др. // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – 2018. – № 3 (35). – С. 46–57.
5. Крекнин С.Г. Перспективы освоения залежей углеводородов на объектах деятельности ПАО «Газпром» в Карском море / С.Г. Крекнин, Р.Н. Окишев, А.Ф. Огнев // Геология нефти и газа. – 2016. – № 6. – С. 25–32.
6. Черепанов В.В. Минерально-сырьевая база газодобычи России и ПАО «Газпром»: современное состояние и перспективы развития в XXI веке / В.В. Черепанов, Д.В. Люгай // Геология нефти и газа. – 2018. – Спецвыпуск, посвященный 70-летию ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – С. 17–30.
7. Гулев В.Л. Нетрадиционные ресурсы газа и нефти / В.Л. Гулев, Н.А. Гафаров, В.И. Высоцкий и др. – М.: Недра, 2014. – 284 с.
8. Пятницкая Г.Р. Изучение и освоение углеводородного потенциала нижне-среднеюрской толщи северных областей Западной Сибири: итоги и перспективы / Г.Р. Пятницкая, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. – 2018. – № 3 (35). – С. 86–104.

УДК 622.276+622.279

Пути повышения эффективности разработки месторождений ПАО «Газпром»

В.В. Черепанов¹, А.Е. Рыжов², Р.А. Жирнов^{2*}

¹ ПАО «Газпром», Российская Федерация, 190900, г. Санкт-Петербург, BOX 1255

² ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

* E-mail: R_Jirnov@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова:

добыча углеводородов, повышение компонентоотдачи пласта, освоение сероводородсодержащих месторождений, трудноизвлекаемые запасы, разработка истощенных месторождений, поверхностно-активные вещества, освоение шельфа, подводные добычные системы, автоматизированные средства телеметрии.

В последние годы все более актуальным становится вопрос будущего дефицита энергоресурсов и истощения запасов «дешевого» углеводородного сырья (УВС). Повсеместно в мире растет доля запасов, освоение которых требует повышенных затрат. В связи с этим крайне важной задачей является обоснование альтернативных технологических решений, направленных на повышение эффективности разработки месторождений, в том числе компонентоотдачи.

Одно из перспективных направлений развития добычи углеводородов – освоение сероводородсодержащих месторождений, рентабельность разработки которых в значительной степени зависит от технологического прогресса в этой области. На примере Астраханского газоконденсатного месторождения (АГКМ) становится очевидным, что разработка на истощение газоконденсатных месторождений с повышенным содержанием кислых компонентов позволяет экономически обоснованно извлечь не более 60 % газа и 45 % газового конденсата, который является наиболее ценным (с экономической точки зрения) компонентом пластовой смеси.

В целях повышения конечной углеводородоотдачи и экономической эффективности освоения АГКМ предложен альтернативный способ разработки этого месторождения, предусматривающий обратную закачку в пласт наименее ценных (с финансовой точки зрения) неуглеводородных компонентов пластовой смеси.

Анализ реализованной на Астраханском газовом комплексе производственной цепочки (рис. 1) показывает, что наиболее просто и дешево организовать закачку всех кислых газов. В этом случае получаемые после установок аминовой очистки кислые газы направляются не на установки производства серы, а на компрессорные установки, после которых транспортируются в жидком виде до нагнетательных скважин, где дожимаются с помощью устьевых насосов до требуемого давления и закачиваются в пласт. В результате реализации такой схемы, с одной стороны, агент для закачки получают с минимальными затратами, с другой – значительно сокращают эксплуатационные затраты, связанные с производством газовой серы. В случае же строительства новых мощностей происходит также значительная экономия капитальных затрат, связанных как собственно с производством серы, так и с очисткой хвостовых газов от загрязняющих атмосферу веществ, количество которых строго лимитировано законодательством.

Для закачки CO₂ потребуется организация его дополнительного селективного извлечения либо из кислых газов, выходящих из установок аминовой очистки, либо из хвостовых газов установки производства серы. Экспресс-оценка технико-экономических перспектив различных вариантов селективного извлечения диоксида углерода показала, что потребуются значительные дополнительные инвестиции, при этом степень селективности не превысит 80 %.

Таким образом, совершенно очевидно, что организация закачки диоксида углерода значительно затратнее и сложнее по сравнению с закачкой всех кислых газов при приблизительно одинаковой технологической эффективности. При этом количество

агента, получаемого с кубометра пластового газа для закачки, примерно в 2,5 раза меньше по сравнению с кислыми газами.

Большая роль уделяется в ПАО «Газпром» разработке технологий извлечения трудноизвлекаемых запасов; так, например, на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении (ОНГКМ) предлагается к применению

технология повышения нефтеотдачи с помощью закачки углекислого газа (рис. 2).

Преимуществами данной технологии являются:

- возможность выработки значительных количеств на газоперерабатывающем заводе (ГПЗ);

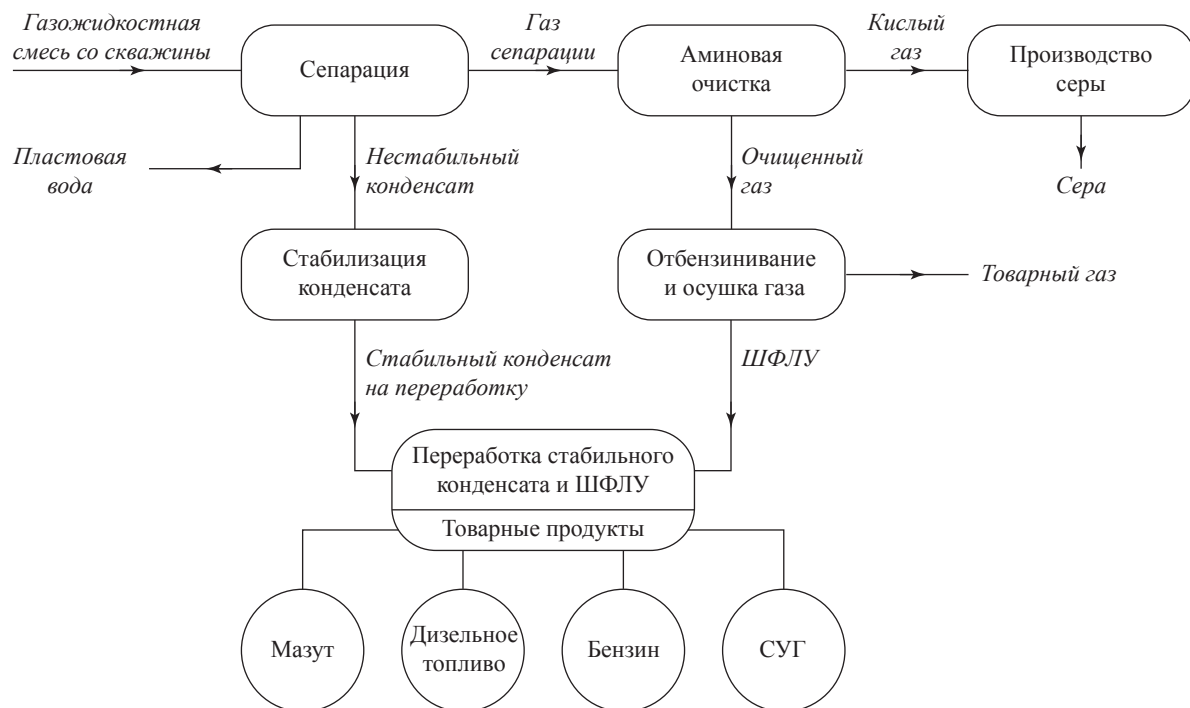


Рис. 1. Принципиальная схема производственной цепочки Астраханского газового комплекса: СУГ – сжиженные углеводородные газы; ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов

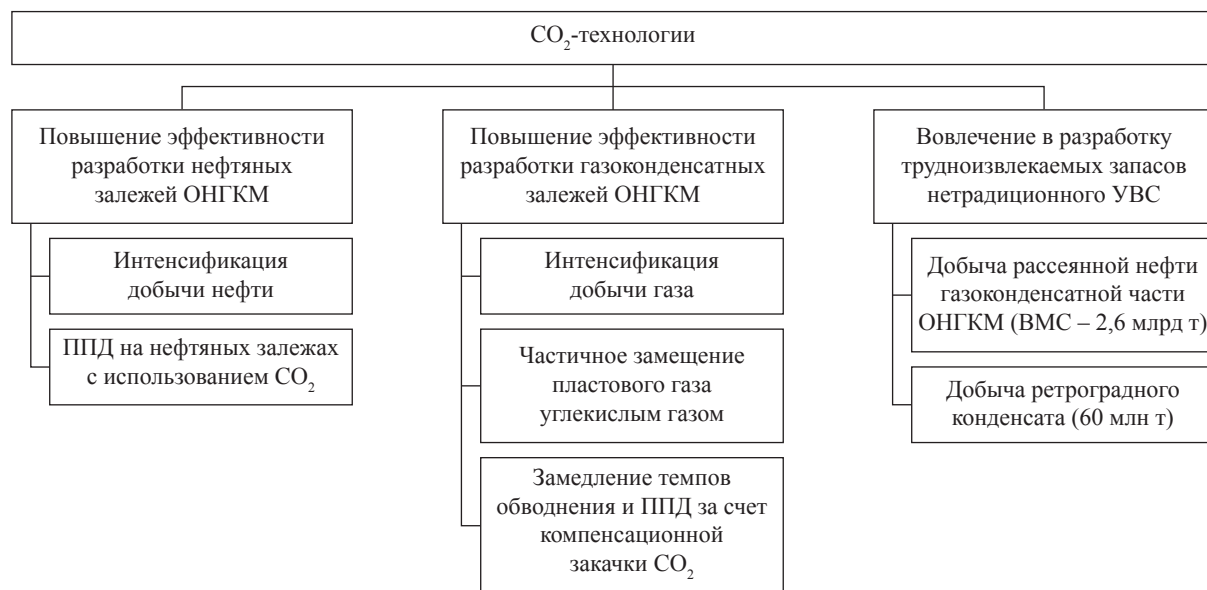


Рис. 2. Направления применения CO₂ для повышения углеводородоотдачи ОНГКМ: ВМС – высокомолекулярное сырье; ППД – поддержание пластового давления

- появление нового ликвидного продукта ГПЗ;
- повышение коэффициента извлечения газа за счет замещения пластового газа углекислым (100...150 млрд м³);
- существенное повышение (на 50 %) коэффициента извлечения нефти из нефтяных залежей – ППД CO₂;
- вовлечение ресурсов ВМС (2,6 млрд т) и сорбированного газа (360 млрд м³);
- вовлечение в разработку ретроградного конденсата (60 млн т);
- замедление темпов обводнения за счет компенсации пластового давления при закачке CO₂;
- развитая инфраструктура;
- колоссальное снижение выбросов парниковых газов за счет утилизации/сохранения CO₂.

После 2020 г. планируется приступить к реализации проекта опытного полигона для испытания технологий добычи рассеянной нефти, скв. 2...6 (рис. 3). Основные этапы внедрения данной технологии (рис. 4):

1) разработка и утверждение новой концепции разработки ОНГКМ с использованием CO₂ и переходом на совместный механизированный способ добычи газа, конденсата и нефти;

2) разработка и утверждение новой концепции переработки на Оренбургском ГПЗ и Оренбургском гелиевом заводе, связанной с углублением переработки УВС (ВМС), извлечением металлов и выработкой CO₂;

3) придание ОНГКМ статуса национального проекта по внедрению в промышленном масштабе технологий освоения запасов УВС, в том числе и трудноизвлекаемых (ВМС, тонкие подгазовые оторочки, ретроградный конденсат, низконапорный и блокированный обводнением газ и др.) с использованием CO₂.

В настоящее время основные базовые месторождения ПАО «Газпром» находятся в стадии падающей добычи. С одной стороны, сенноманские газовые залежи месторождений Надым-Пур-Тазовского региона (НПТР), такие как Ямбургская, Уренгойская, Ен-Яхинская площади и месторождение Медвежье, в значительной степени выработаны (в среднем на 75 %). С другой стороны, величина текущих запасов газа в них сопоставима с запасами крупнейших газовых месторождений. Пластовые давления в залежах снизились до 1...2 МПа и продолжают снижаться, дебиты скважин снизились на 80...90 %.

Заключительный период эксплуатации месторождений характеризуется следующими

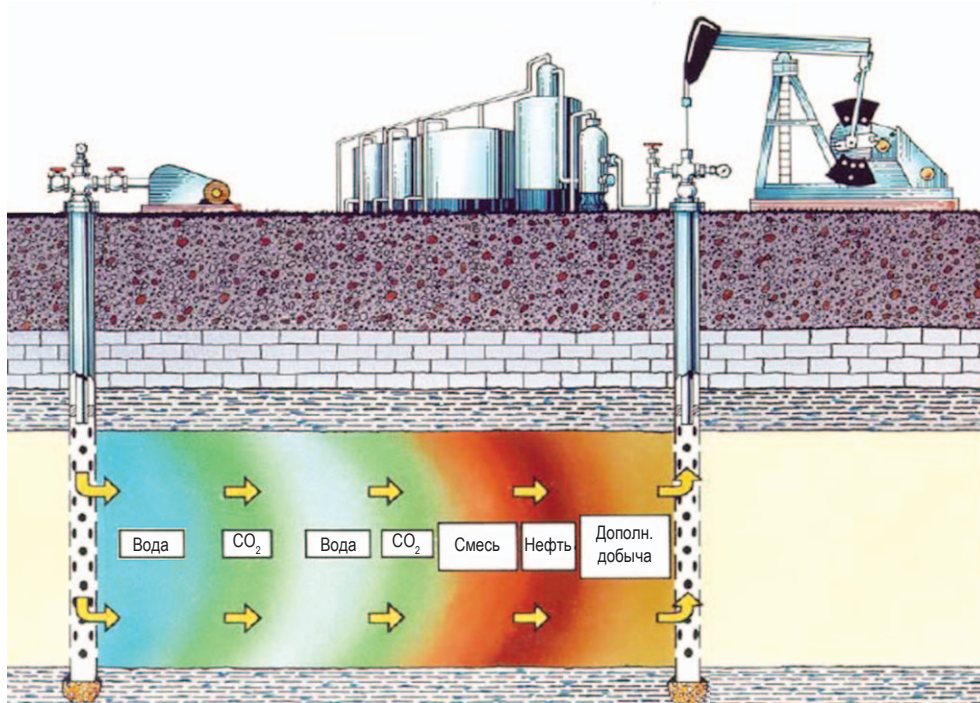


Рис. 3. Опытный полигон для добычи нефти газоконденсатной залежи (ВМС) с ретроградным конденсатом

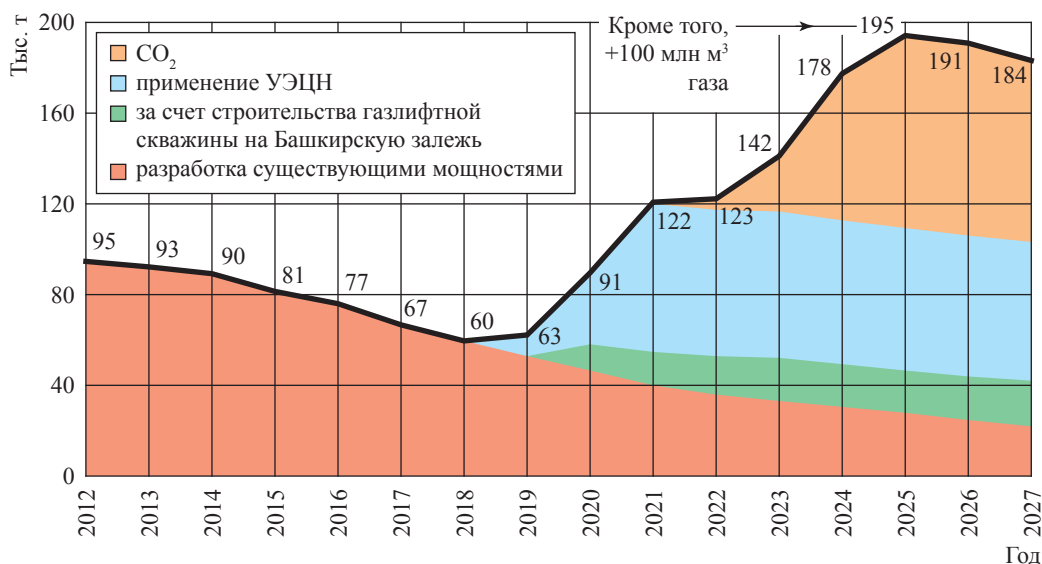


Рис. 4. Прогноз добычи нефти по Ассельской залежи в зависимости от реализации дополнительных мероприятий: УЭЦН – установка электроприводного центробежного насоса

особенностями: малыми дебитами скважин и суммарными отборами газа, осложненной эксплуатацией объектов добычи на фоне водопескопроявлений и низких термобарических условий. В связи с этим возрастает потребность в реконструкции и техническом перевооружении основных средств, что повышает себестоимость добычи газа.

Решение вопроса повышения эффективности разработки месторождений, находящихся на поздней и завершающей стадиях добычи, требует комплексного подхода, включающего применение и развитие технологий эксплуатации скважин в условиях низких пластовых давлений, обводнения, разрушения призабойной зоны, технологического развития дожимного комплекса и технологий использования низконапорного газа.

Основными технологиями эксплуатации скважин в условиях низких пластовых давлений, обводнения, разрушения призабойной зоны являются:

- газлифтная. Позволяет поддерживать в лифтовой колонне минимально необходимую скорость газа для выноса жидкости за счет подачи в затрубное пространство газа по специальному нагнетательному шлейфу. Оптимальный режим создают с помощью автоматизированного комплекса, установленного на устье скважины. При закачке газа в скважину должен обеспечиваться вынос жидкости, а объем закачиваемого газа не должен превышать значений, при которых будут происходить потери в пласт.

- использование концентрических лифтовых колонн (КЛК, рис. 5). КЛК предназначены для постоянного или периодического подъема жидкости к устью по лифтовой колонне меньшего диаметра и отбора газа в межтрубном кольцевом пространстве;

- замена насосно-компрессорных труб (НКТ) лифтовых колонн больших диаметров на трубы меньшего диаметра. Создает условия для постоянного выноса жидкости из ствола скважины. Приоритетна реализация без глушения скважины (спуск гибкой НКТ);

- применение поверхностно-активных веществ (ПАВ) для удаления жидкости из ствола скважин за счет создания пены и снижения плотности газожидкостного потока. В качестве ПАВ могут служить жидкие и твердые химические реагенты;

- с помощью плунжерного лифта, который предназначен для периодического или



Рис. 5. Использование КЛК

постоянного выноса жидкости за счет подъема плунжера потоком восходящего газа;

- применение малогабаритных компрессорных установок (МКУ) для увеличения производительности скважин и обеспечения условий выноса жидкости путем уменьшения давления в газосборной сети;
- забуривание боковых стволов для увеличения производительности скважин и обеспечения условий выноса жидкости путем увеличения площади фильтрации.

Из-за снижения отборов газа на истощаемых месторождениях происходит разгрузка технологического оборудования по промышленной подготовке газа – установок комплексной подготовки газа (УКПГ) и дожимных компрессорных станций (ДКС). Для стабильной работы промыслов необходимо разработать программы реконструкции дожимного комплекса. Они должны предусматривать:

- оценку предельных сроков эксплуатации дожимных комплексов при существующих конфигурациях оборудования ДКС;
- поэтапную замену физически и морально устаревшего оборудования для обеспечения надежности добычи и промышленной и экологической безопасности;
- в условиях увеличения в продукции скважин воды и механических примесей возможность модернизации сепарационного оборудования и реконструкции системы сепарации газожидкостной смеси;
- повышение степени сжатия;
- централизацию дожимных мощностей на основе совместной подготовки и транспорта газа с нескольких УКПГ;
- замену оборудования дожимного комплекса на малорасходное по причине разгрузки мощностей.

Концентрация компрессорных мощностей на отдельных промыслах, отключение ряда компрессорных цехов и перераспределение потоков газа подразумевает изменение технологических схем осушки газа на ряде УКПГ и вывод из эксплуатации части технологического оборудования.

Перспективным способом извлечения газа из истощенных залежей является технология распределенного компримирования. Включение в состав газосборной системы Ямбургского, Вынгапуровского, Комсомольского и Западно-Таркосалинского месторождений МКУ, каждая из которых будет

компримировать газ нескольких кустов скважин, позволит поднять давление на входе в ДКС до 0,75...0,9 МПа и обеспечит проектные объемы добычи газа в завершающий период разработки месторождений.

К достоинствам данной технологии можно отнести: возможность увеличения накопленной добычи, снижение негативных последствий обводнения скважин и шлейфов, возможность регулировки разработки залежей в случае разбалансировки давлений по пластам (перераспределение отборов газа по кустам при менее жестких технологических ограничениях на устьевое давление), стабилизацию давления на входах существующих ДКС, сокращение количества компрессорных цехов.

Проблема использования больших объемов газа при низком пластовом давлении на территории, удаленной от центров потребления, ранее не возникала, и ее решение является в высшей степени сложной технико-экономической задачей. Необходимо рассмотреть различные способы:

- подачу в магистральные газопроводы (возможно, с понижением давления);
 - создание энергоемких производств непосредственно в районе промыслов.
- В регионе НПТР, текущие запасы газа истощенных залежей которого исчисляются более чем 4 трлн м³, предлагается создать различные производства, использующие газ с низким пластовым давлением, по выработке:
- электро- и теплоэнергии;
 - синтетических жидких топлив;
 - метанола;
 - сжиженного природного газа;
 - азота;
 - кормового белка;
 - газомоторного топлива.

Эффективность разработки месторождений углеводородов, в том числе шельфовых, определяется достижением максимально возможных и экономически целесообразных коэффициентов извлечения углеводородов (газа, конденсата, нефти). В состав общекорпоративных задач, решение которых направлено на повышение эффективности разработки морских месторождений, входят:

- применение передовых технологий разработки месторождений при максимальном использовании энергии пласта;
- оптимизация вскрытия продуктивных пластов и их объединение в эксплуатационные

объекты для максимального охвата месторождения дренированием;

- оптимизация количества добывающих скважин при максимальном охвате дренированием многопластового месторождения;

- применение инновационных конструкций скважин при оптимальном количестве и профиле стволов для обеспечения высокой производительности;

- создание и совершенствование интеллектуальных технологий контроля и регулирования процессов разработки на основе применения телеметрии и телемеханики и оснащения скважин высокотехнологичным внутрискважинным оборудованием;

- повышение информативности первичных комплексных исследований скважин на стадии их освоения и ввода в эксплуатацию;

- широкое применение передовых методов гидродинамического моделирования разработки месторождений для прогнозирования степени извлечения запасов углеводородов при использовании различных технологий;

- постоянное научное сопровождение реализации инвестиционных проектов морской добычи углеводородов.

Специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разрабатываются технические требования и параметры работы подводных добычных систем, необходимых для эффективного освоения шельфа России, а именно требования:

- к устьевой обвязке и фонтанной арматуре;
- системам управления;
- сборным манифольдам.

Проектируются подводные компрессорные системы, включающие:

- сепарационный модуль;
- компрессор;

- систему удаления песка и воды;
- систему энергоснабжения.

Созданы также инновационные технологии освоения УВС на шельфе:

- ледостойкий блок-кондуктор (ЛБК), обеспечивающий эксплуатацию в автоматизированном режиме без участия персонала;

- мобильная ледостойкая буровая установка (МЛБУ, рис. 6), позволяющая осуществлять круглогодичное бурение в ледовых условиях Обской и Тазовской губ.

Широко распространенные в мире подходы к освоению месторождений шельфа на основе применения надводных нефтегазопромысловых сооружений в природно-климатических условиях российского шельфа являются трудно реализуемыми. В этих условиях предпочтительно использовать подводные добычные системы. Такой подход в настоящее время реализуется при освоении месторождений Киринского перспективного участка недр.

Отсутствие опыта длительной эксплуатации морских сооружений на шельфе Северного Ледовитого океана и дальневосточных морей обуславливает концепцию формирования продолжительности разработки месторождения с учетом ограничений по сроку службы морских сооружений. При этом проблематичными являются вопросы реконструкции отдельных подводных объектов (сборных сетей, ДКС, систем ингибирования) в связи с окончанием гарантированного изготовителем срока службы, а также их модернизации при изменении условий разработки – снижении пластового давления, выпадении газового конденсата в пласте, скважине и сборных сетях, появлении и увеличении объемов пластовой воды в продукции скважин. Указанные факторы приводят к необходимости решения задачи максимального извлечения углеводородов в условиях ограниченного срока разработки.

Высокая стоимость нефтегазопромысловых сооружений и морских скважин делает актуальной задачу обеспечения дренирования месторождения ограниченным числом высокопроизводительных добывающих скважин. Современные технологии бурения позволяют строить горизонтальные скважины сложной траектории в пласте, в том числе многозабойные, что особенно важно для освоения морских месторождений России в условиях ограничений, накладываемых продолжительностью межледового периода.



Рис. 6. МЛБУ для бурения через ЛБК

В мировой практике получили широкое применение интеллектуальные системы контроля и регулирования добычи углеводородов из скважин. Для морских месторождений России системы контроля разработки должны формироваться на основе безлюдных технологий. Необходимо обеспечить максимум измерений в скважинах и на промысловых объектах (дебит из разных зон пласта, состав пластового флюида, давление, температура), в том числе в режиме реального времени. Внедрение автоматизированных средств телеметрии должно быть направлено на обеспечение оптимального режима работы системы «пласт – скважина – объекты обустройства».

Возможность уверенного прогнозирования технологических показателей разработки возрастает при применении передовых методов гидродинамического моделирования разработки. При проектировании разработки морских месторождений обязательным условием должно быть создание и последующее сопровождение интегрированных геолого-технологических моделей «пласт – скважина – объекты обустройства». Использование таких моделей позволит в дальнейшем уточнять условия разработки месторождения: отслеживать зоны выработки запасов, определять места образования депрессионных воронок, оценивать проводимость

разломов, фиксировать изменение положения флюидных контактов. Применение интегрированных моделей даст возможность своевременно оптимизировать технологические режимы работы скважин, предотвращать их преждевременное обводнение и разрушение призабойной зоны, решать задачу обеспечения выноса жидкости и механических примесей с забоя.

Повысить качество прогноза можно путем «интеллектуализации» принятия технико-технологических решений при проектировании разработки, проводке стволов скважин в продуктивных отложениях, первичных исследованиях скважин, контроле и регулировании параметров эксплуатации скважин, выработке запасов углеводородов. Таким образом, необходимо осуществлять постоянное научное сопровождение разработки морских месторождений углеводородов, включающее, в частности, создание и постоянное обновление алгоритмов обработки промысловой информации.

Подытоживая вышеизложенное, можно отметить, что накопленный на сегодняшний день научный потенциал ПАО «Газпром» позволяет решать самые сложные и ответственные задачи в области разработки месторождений, обеспечивая тем самым стабильное развитие Общества.

УДК 622.691.4.053

Современное состояние и перспективные направления развития технологии магистрального транспорта газа

В.А. Михаленко¹, А.Н. Бронников¹, С.В. Нефедов², С.Ю. Сальников^{2*}

¹ ПАО «Газпром», Российская Федерация, 190900, г. Санкт-Петербург, ВОХ 1255

² ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

* E-mail: S_Salnikov@vniigaz.gazprom.ru

Единая система газоснабжения (ЕСГ) России развивается в сложных условиях:

- истощаются мощные источники газодобычи Надым-Пур-Тазовского региона (НПТР);
- центры добычи перемещаются на Ямал и шельф;
- осуществляется диверсификация экспортных потоков газа;
- создается система газоснабжения Восточной Сибири и Дальнего Востока;
- стареющая газотранспортная система (ГТС) требует поддержания работоспособности и повышения эффективности.

ГТС России является составной частью ЕСГ и связующим звеном между источниками добычи и потребителями газа различных уровней; по протяженности она занимает второе место после ГТС США, а по мощности потоков газа и энерговооруженности значительно превосходит газопроводы всех промышленно развитых стран.

Суммарная протяженность ГТС России составляет более 180 тыс. км, включая газопроводы длиной от нескольких сотен до четырех-пяти тысяч километров. Количество параллельных ниток трубопроводов достигает десяти. Такими мощными являются системы, транспортирующие газ с п-ова Ямал и из НПТР к западным границам бывшего СССР.

На собственные нужды расходуется около 8 % объема транспортируемого газа, при этом в год в атмосферу выбрасываются примерно 140 тыс. т оксидов азота и 190 тыс. т оксида углерода. Диаметры магистральных газопроводов составляют 400...1420 мм, рабочие давления – 5,45; 7,45; 8,35; 9,8; 11,8 МПа.

Газотранспортные мегапроекты продолжают формирование северного и восточного направлений транспортировки и поставок газа (рис. 1 и 2).

Одной из ключевых задач, реализуемых сегодня ПАО «Газпром», является обеспечение эффективной и надежной работы системы транспорта газа Ямал – Европа для выполнения своих обязательств по поставкам газа европейским потребителям. Уникальный проект Ямал – Европа реализует многие из самых современных технологий транспортировки газа, ориентированные на достижение максимальной эффективности поставок. Именно поэтому выбран кратчайший маршрут транспортировки газа с п-ова Ямал через арктические и северные регионы России. Проектные технологические параметры также ориентированы на достижение высокой эффективности транспорта газа: уровень рабочего давления – до 11,8 МПа; диаметр трубопроводов – до 1420 мм.

Главным инструментом системной надежности поставок газа является эксплуатация в едином гидравлическом режиме многониточных систем газопроводов. Сеть технологических межниточных и межсистемных переемычек обеспечивает гибкость системы и возможность бесперебойных поставок газа в нештатных ситуациях.

Увеличение двух ключевых параметров магистрального газопровода (МГ) Бованенково – Ухта, а именно рабочего давления до 11,8 МПа и класса прочности труб до К65, обусловило освоение производства труб с качественно новыми служебными

Ключевые слова:

ПАО «Газпром», магистральный транспорт газа, газотранспортная система, Единая система газоснабжения России, трубная продукция, система подземного хранения газа, волоконно-оптические сенсоры, внутритрубная диагностика.

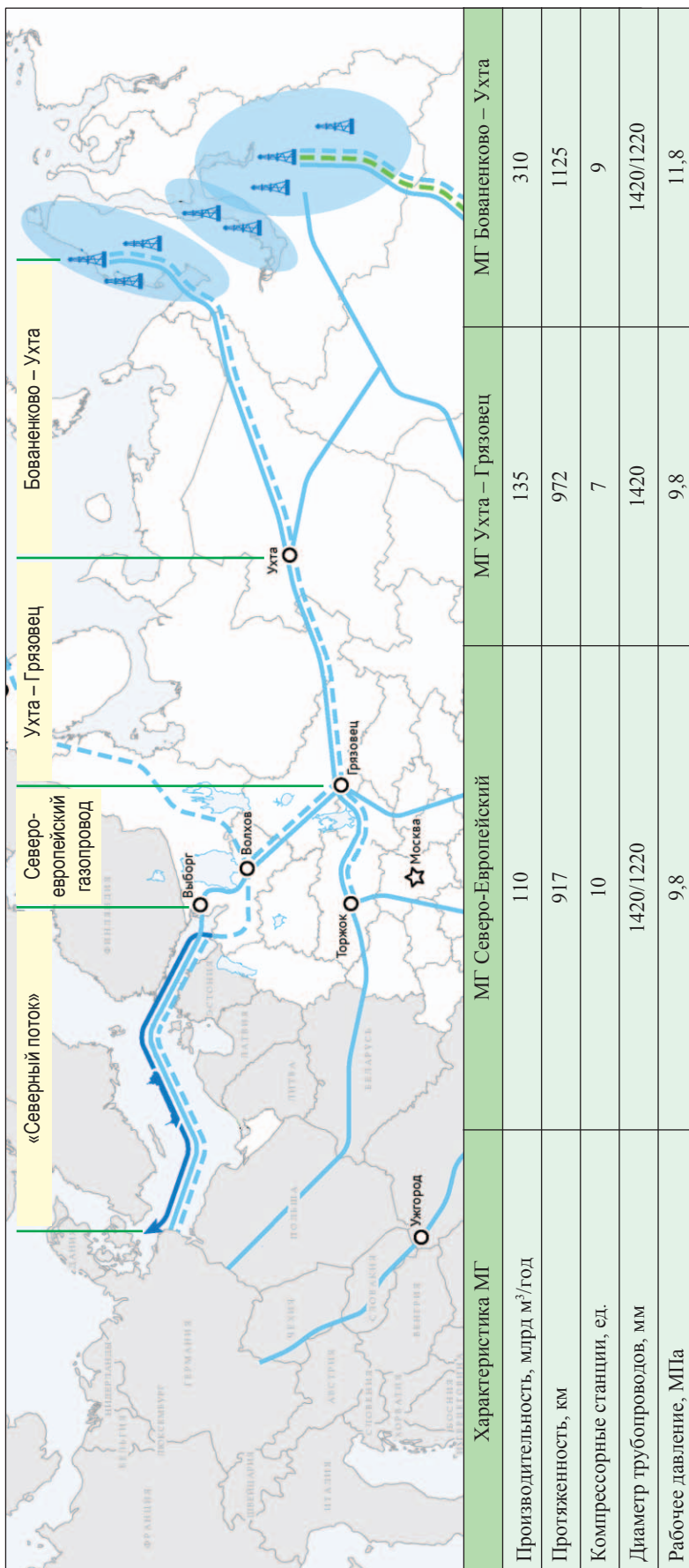


Рис. 1. Система северных газопроводов

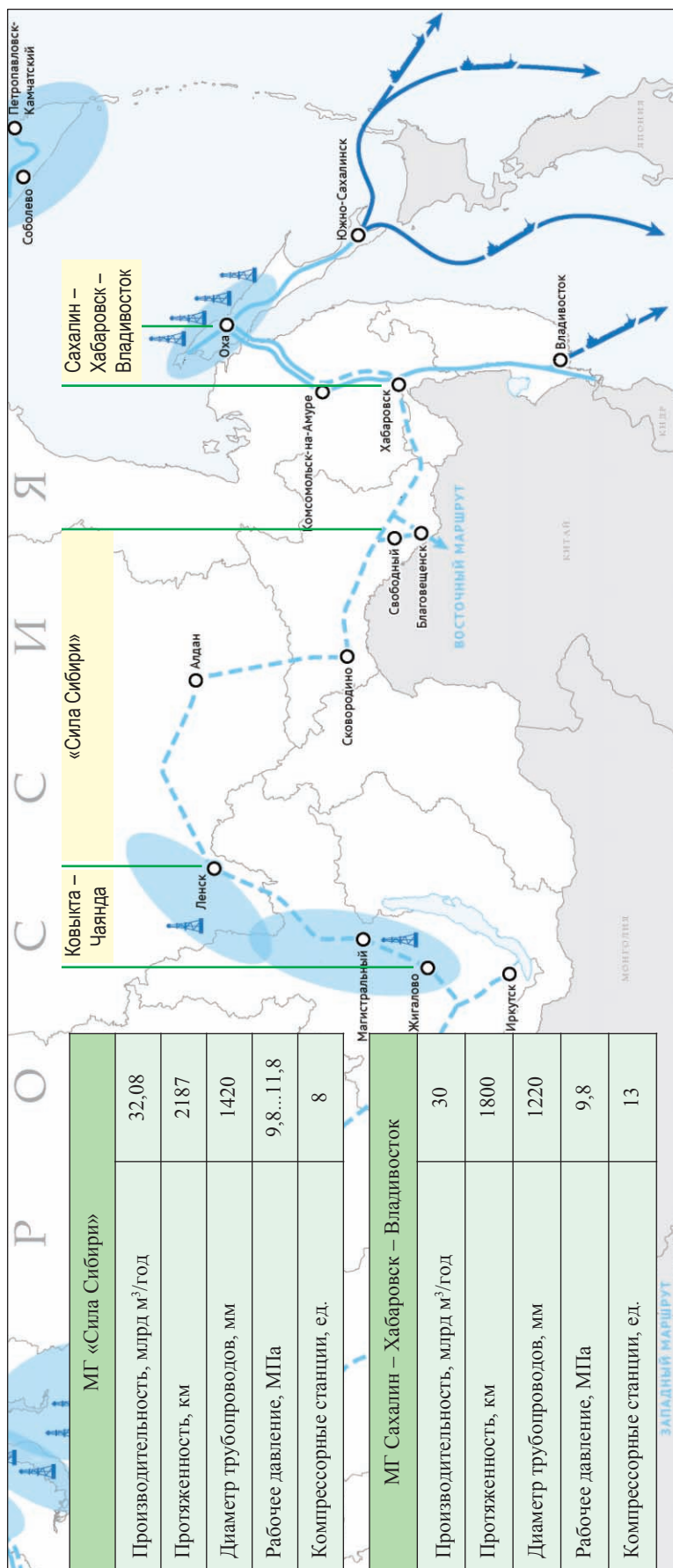


Рис. 2. Система восточных газопроводов

характеристиками, внедрение инновационных решений в технологии строительства и эксплуатации. Масштабная модернизация производственных линий, реализованная отечественными трубными компаниями в период 2005–2011 гг., позволила практически полностью отказаться от импорта в поставках высококачественной трубной продукции для МГ Ухта – Торжок I, Ухта – Торжок II, «Северный поток». Российские компании ПАО «ОМК», ПАО «ЧТПЗ» и АО «ТМК» обеспечивают значительную часть поставок труб для подводного участка экспортного газопровода «Северный поток» (рис. 3).

В 2009 г. при строительстве МГ Сахалин – Хабаровск – Владивосток впервые в отечественной практике реализованы проектные решения, предполагающие подземный способ пересечения участков трассы с активными тектоническими разломами. На указанных участках применены специальные трубы японского производства, обладающие повышенной деформационной способностью.

При строительстве МГ «Сила Сибири» все участки трассы с активными тектоническими разломами, а также участки, сочетающие многолетнемерзлые грунты и сейсмическую интенсивность свыше 8 баллов по шкале MSK-64, были сооружены из высокодеформируемых труб, изготовленных российскими компаниями ЗАО «Северсталь», ПАО «ОМК», ПАО «ЧТПЗ», АО «ТМК».

Внутренний рынок газа в России фактически разделен на два неравнозначных сегмента. Потребители, получающие газ от независимых поставщиков (в основном это промышленность), характеризуются равномерным спросом



Рис. 3. Трубы с наружным и внутренним гладкостным покрытием

в течение года. В то же время потребители ПАО «Газпром» подвержены кратному сезонному изменению объемов потребления газа.

Для снижения пиковых нагрузок на добычу и транспорт газа, обеспечения гибкости и надежности поставок газа в России создана развитая система подземного хранения газа, которая выполняет следующие функции:

- регулирования сезонной неравномерности газопотребления;
- создания и хранения резервов газа на случай аномально холодных зим;
- обеспечения подачи газа в случае нештатных ситуаций в ЕСГ;
- создания долгосрочных резервов газа на случай форс-мажорных обстоятельств при добыче и транспортировке газа.

На территории РФ ПАО «Газпром» эксплуатирует 22 подземных хранилища газа (ПХГ), которые включают в себя 26 объектов хранения газа, в том числе 17 созданы в истощенных газовых месторождениях, восемь – в водоносных структурах и одно – в отложениях соли. ПХГ расположены в основных районах потребления и в отопительный период обеспечивают от 20 до 40 % всех поставок газа ПАО «Газпром».

На протяжении последних лет система подземного хранения газа развивается ускоренным темпом в рамках мероприятий по строительству, реконструкции и вводу объектов. Принятие решения об ускоренном развитии ПХГ продиктовано острой необходимостью дополнительных мощностей газохранилищ России во время пикового спроса на газ в осенне-зимние периоды эксплуатации и обеспечения надежного газоснабжения потребителей России и поставок газа на экспорт.

Карта зон влияния ПХГ (рис. 4) показывает, что инерционность транспортировки газа в значительной степени ограничивает и не позволяет использовать для компенсации краткосрочной неравномерности потребления газа месторождения и ПХГ, размещенные на значительном удалении от центров потребления. ПАО «Газпром» на постоянной основе проводит мониторинг влияния неравномерности поставок газа на показатели эффективности работы Общества и при необходимости внедряет передовые технические решения, компенсирующие негативное влияние данного фактора на надежность поставок газа и эффективность работы Общества.

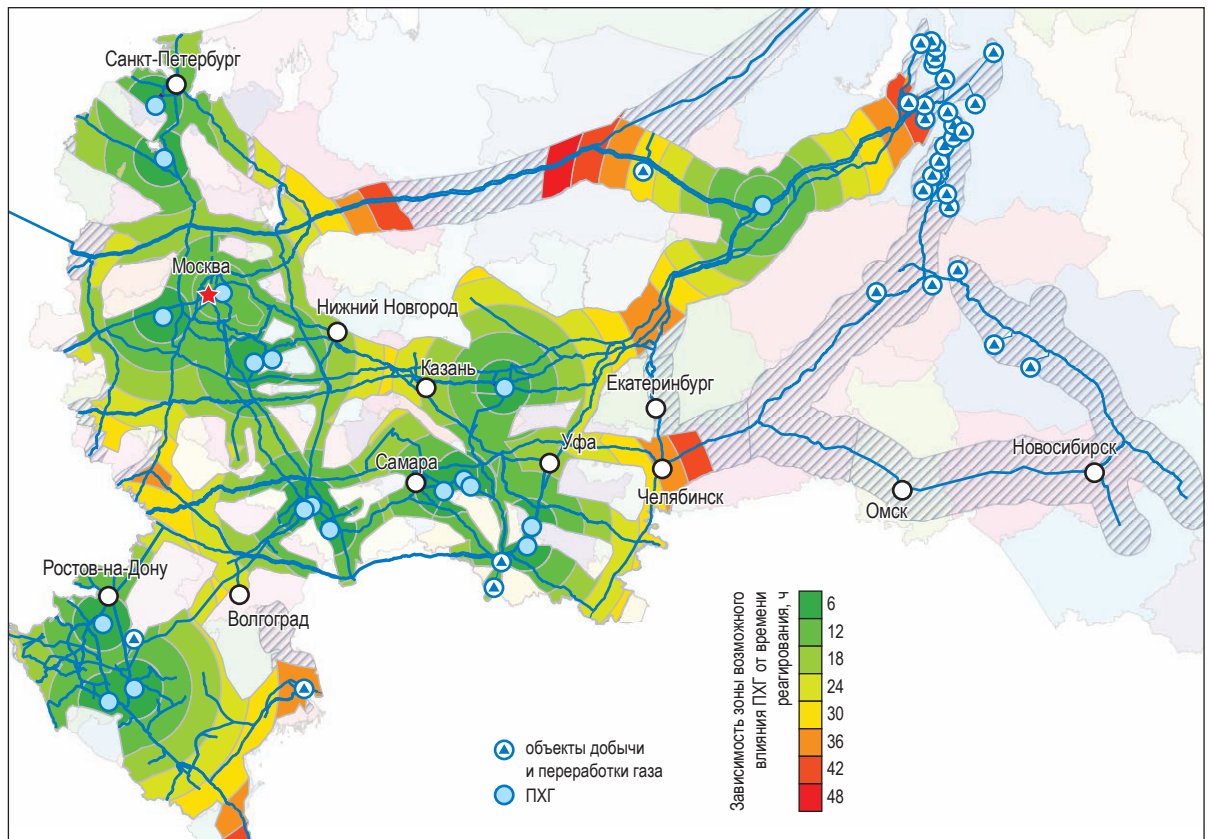


Рис. 4. Зоны влияния ПХГ при компенсации краткосрочной неравномерности потребления газа

В настоящее время ПАО «Газпром» инициирована научно-исследовательская работа по технико-экономическому анализу проблем неравномерности поставок газа по ЕСГ, в рамках которой планируется выполнить комплексную оценку влияния неравномерности потребления газа на показатели эффективности работы ПАО «Газпром».

Освоенные российскими трубными компаниями трубы с повышенной деформационной способностью должны обеспечивать восприятие дополнительных «непроектных» нагрузок и сохранять целостность и герметичность газопровода даже при значительных пластических деформациях. В перспективе применение труб с повышенной деформационной способностью целесообразно не только в районах повышенной сейсмической активности и на участках перехода через активные тектонические разломы, но и в зонах пересечения многолетнемерзлых и слабонесущих грунтов, а также для изготовления отводов холодного гнутья с повышенными угламигиба.

Одно из потенциально перспективных технических решений связано с применением систем мониторинга на основе волоконно-

оптических сенсоров (рис. 5). К настоящему времени имеются примеры построения системы мониторинга деформированного и температурного состояния элементов газопроводов на базе так называемых распределенных и точечных датчиков. Существуют также системы контроля динамической активности и загазованности в зоне размещения газопровода. Необходимо признать, что применение оптоволоконных систем сопряжено с преодолением целого ряда методических и технических



Рис. 5. Оптоволоконные системы контроля напряжений

сложностей, которые вызваны в первую очередь технической новизной систем, сложностью инсталляции компонентов системы в полевых условиях, необходимостью развития специализированных методов анализа, интерпретации и последующего применения получаемых данных.

Тоннельный переход МГ «Сила Сибири» через р. Амур является уникальной конструкцией как с точки зрения протяженности, так и с точки зрения особенностей реализации (рис. 6). В ходе анализа конструктивных решений рассматривались различные вопросы строительства и эксплуатации данной конструкции, в том числе нагрузки при пропуске внутритрубных устройств, напряженно-деформированное состояние при эксплуатации и гидроиспытаниях, возможность компенсации температурных деформаций.

Развивающееся с конца 1980-х гг. и успешно применяемое на объектах ПАО «Газпром» оборудование внутритрубной диагностики (ВТД), основанное на магнитном методе, в техническом плане достигло предельных возможностей в рамках используемого метода контроля. Будущее ВТД видится в создании комбинированных диагностических снарядов, совмещающих в себе различные технологии. Это позволит сократить количество пропусков и повысить качество получаемой диагностической информации. Одним из таких перспективных направлений развития ВТД является разработка снарядов нового поколения, представляющих собой многоканальные акустические инспекционные приборы, совмещенные с магнитными системами высокого разрешения.

В целях периодического контроля расширяется применение роботизированных комплексов: беспилотных летательных аппаратов, подводных роботов. Широко внедряются новые беспроводные телекоммуникационные системы контроля и управления.

Для автономного электроснабжения объектов линейной части МГ (электрохимической защиты, связи, телемеханики), в том числе удаленных, требующих минимального технического обслуживания, применяются комбинированные системы электроснабжения, использующие энергию ветра и солнца одновременно (рис. 7).

Технологические инновации могут быть проиллюстрированы на примере системы Бованенково – Ухта. Впервые в отечественной (да и мировой) практике решена задача технологическими средствами обеспечивать температурный режим участка, включающего переход через Байдарацкую губу и зоны многолетнемерзлых грунтов, (для предотвращения обмерзания подводного трубопровода, растепления вечной мерзлоты и обеспечения устойчивости трубы) с учетом постепенного ввода мощностей. Для этой цели:

- компрессорная станция (КС) «Байдарацкая» оснащена агрегатами меньшей мощности, здесь предусмотрена возможность регулировать температуру на выходе КС цеховым аппаратом воздушного охлаждения газа (АВОГ) и байпасированием;
- КС «Ярынская» выполнена по компрессорно-турбодетандерно-рекуперативной схеме. Созданы соответствующее оборудование и система автоматизированного управления.



Рис. 6. Тоннельный переход под р. Амур



Рис. 7. Автономный источник электроснабжения

Для газопроводов классов 9,8 и 11,8 МПа сформирован следующий технологический облик КС (рис. 8):

- безшлейфовое размещение узла подключения в пределах промышленной площадки (уменьшение капитальных и энергетических затрат, сокращение зоны возможных коррозионных проявлений и диагностических потребностей);

- технологический модуль, включающий газоперекачивающий агрегат (ГПА), АВОГ и агрегатную систему топливного газа;

- цеховая установка очистки газа;

- унифицированная технологическая схема компрессорного цеха без кольцевых коллекторов и с возможностью работы цехов в едином гидравлическом режиме, унификацией схемы и размерностей обвязки ГПА.

Для обеспечения надежности трубопроводной системы КС решен ряд задач, направленных на стабилизацию положения подземных конструкций КС путем стабилизации грунтов и создания специальных опор подземных трубопроводов. Разработаны технологические опоры специальной конструкции, обеспечивающие сохранение проектного положения трубопроводов, трубопроводной арматуры и технологических элементов крановых узлов при наземной и подземной прокладке.

ВТД с использованием диагностических комплексов является составной частью комплекса диагностических и расчетных работ по оценке технического состояния и сроков безопасной эксплуатации технологических трубопроводов КС.

В структуре парка ГПА основными являются газотурбинный двигатель и центробежный газовый компрессор (ЦБК). В современных ГПА применяются передовые технические решения в области технологического оборудования:

- газомасляные теплообменники;
- утилизационные теплообменники (на полном или частичном расходном байпасе).

Экологические характеристики и эффективность ГПА повышены за счет:

- применения малоэмиссионных камер сгорания, выполненных на базе «сухого» (DLN, DLE) метода сжигания;

- снижения расхода масла смазки до 0,2...0,3 кг/ч, в том числе с применением безмасляных опорных и уплотнительных узлов;

- повышения шумозащищенности ГПА;
 - интегрированной для газотурбинной установки (ГТУ), ЦБК, аппарата воздушного охлаждения масла (и АВОГ при модульной компоновке КС) системы автоматизированного управления ГПА на основе цифровых систем общепромышленного назначения.

Перспективным техническим решением является применение генератора собственных нужд для электроснабжения основных и вспомогательных систем, включая агрегатный АВОГ, в том числе совмещение функции электростартера и электрогенератора в едином узле заводской готовности.

КС нового поколения имеют высокую степень автоматизации, позволяющую реально перейти к применению малолюдных технологий. Системы автоматического управления выполнены на основе цифровых систем общепромышленного назначения и обеспечивают дистанционное управление технологическим оборудованием и КС в целом с центрального пульта. Перспективное направление развития систем автоматизированного управления – обеспечение функциональной диагностики оборудования и самодиагностики электрооборудования, оперативное обнаружение и предотвращение аварийных ситуаций.

Реализация Федерального закона от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ» обусловила необходимость формирования новых подходов к управлению энергосбережением, в том числе и в ПАО «Газпром». Одним из приоритетных направлений совершенствования системы



Рис. 8. Современная КС



Рис. 9. КС с установкой подготовки газа к транспорту через морской переход

управления энергосбережением и повышению энергоэффективности является применение автоматизированных информационных систем. В настоящее время образцы таких систем успешно проходят опытную эксплуатацию в дочерних обществах ПАО «Газпром».

ПАО «Газпром» освоил новый класс уникальных сооружаемых перед морскими газопроводами «береговых» КС, которые отличаются повышенным рабочим давлением до 28 МПа и степенью сжатия до 2,8, уникальными мощностями компрессорных цехов и ГПА, наличием установки осушки газа, систем безопасности внутри цеха и защиты по давлению и температуре газа на выходе. В качестве примера можно привести

КС «Портовую» Северо-Европейского газопровода: производительность – 55,0 млрд м³/год, давление на выходе – 22,0 МПа (рис. 9). В составе КС применены агрегаты единичной мощностью 50 МВт, оснащенные двухсекционными ЦБК с промежуточным и конечным охлаждением газа в АВОГ; установленная мощность – 350 МВт. Агрегаты подключены по модульной схеме, отличаются высокой надежностью, энергоэффективностью и низкой эмиссией вредных выбросов.

Новые технологии магистрального транспорта (повышение рабочего давления, внутреннее покрытие труб, повышение мощности и КПД энергопривода и компримирования) обладают существенными технико-экономическими преимуществами. Влияние инноваций в проектах распределяется следующим образом:

- внутреннее покрытие труб и повышение давления служат для увеличения товарной производительности МГ и в меньшей степени для энергосбережения,
- энергоэффективность и экологичность МГ обеспечивается главным образом (на 70 %) за счет повышения экономичности ГТУ и ЦБК.

В системные эффекты вносит свой вклад и инновационная продукция малых и средних предприятий, созданная по заказам и (или) при поддержке ПАО «Газпром» и научно-методическом обеспечении ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

УДК 621.774

Место и роль трубной продукции в развитии газовой промышленности России

**М.Ю. Недзвецкий^{1,2}, А.Б. Арабей¹, В.А. Егоров^{2*}, М.В. Симаков², Т.С. Есиев²,
К.А. Войдер², С.Е. Яковлев²**

¹ ПАО «Газпром», Российская Федерация, 190900, г. Санкт-Петербург, ВОХ 1255

² ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

* E-mail: V_Egorov@vniigaz.gazprom.ru

В настоящее время Единая система газоснабжения (ЕСГ) является производственно-технологической основой всей газовой промышленности России, комплексно обеспечивающей ее функционирование. За последние 70 лет ЕСГ прошла большой путь от первых одноточечных маломощных газопроводов, решающих локальные задачи газоснабжения крупных городов, до сверхмощной системы магистрального транспорта газа высокого и сверхвысокого давления, способной доставить газ за тысячи километров, в том числе экспортировать его в Европу и Китай.

Проектирование и строительство существующих газопроводов диаметром до 1420 мм и рабочим давлением до 300 атмосфер с обеспечением их безусловной безопасности, надежности и долговечности было бы невозможно без глубоких научных исследований в области материаловедения, механики разрушений, сварки, нацеленных на создание новых видов трубной продукции, а также без усилий трубопрокатчиков, строителей и коллективов эксплуатирующих организаций.

Еще в 2000 г. в России не было налажено массовое производство труб диаметром 1420 мм, нарезных труб с газогерметичными резьбами. Трубные заводы не имели возможности наносить на трубы изоляционные покрытия. Новые, разработанные и внедренные в производство, виды трубной продукции стали основой для наращивания мощностей ЕСГ.

Современная ЕСГ объединяет: 154 месторождения углеводородов, где эксплуатируются более 7400 скважин; транспортную сеть, охватывающую свыше 200 тыс. км промысловых и 172 тыс. км магистральных трубопроводов; 254 компрессорные станции и 22 подземных хранилища газа. По самым скромным оценкам, для сооружения вышеперечисленных действующих объектов использовано больше 63,5 млн т трубной продукции.

Трубная продукция представляет собой широкий номенклатурный ряд изделий, применяемых на всех стадиях производственного цикла газового бизнеса – при разведке, добыче, транспорте, хранении и переработке газа. В структуре затрат газопроводного проекта она составляет 35...40 %. Соответственно, с развитием системы усложняются и растут требования к функциональным и эксплуатационным характеристикам трубной продукции, ее материальному и конструктивному исполнению.

В 1960-х гг., когда параметры транспортировки газа ограничивались диаметром газопроводов 1220 мм и рабочим давлением 55 кгс/см², в условиях товарного дефицита социалистической экономики требования к металлу труб в основном определялись возможностями металлургической промышленности страны и предъявлялись только в аспекте прочностных и ряда пластических свойств, что в дальнейшем предопределило недостаточный уровень надежности таких газопроводов.

Необходимость повышения мощности газотранспортной системы СССР в 1970-е гг. и связанный с этим переход на газопроводы диаметром 1420 мм и рабочее давление 7,4 МПа [1] потребовали применения трубной продукции с более

Ключевые слова:
ПАО «Газпром», Единая система газоснабжения, газопровод, качество трубной продукции, прочностные свойства трубных сталей, коррозионная стойкость, хладостойкость, требования к соединительным деталям, газогерметичность.

высоким и нормативно закрепленным уровнем свойств и характеристик. Вместе с тем возможности металлургической промышленности ограничивались в тот период поставками труб из листа (рулона), горячекатаного и прошедшего термическую обработку (нормализация, нормализация с отпуском, закалка с отпуском). Металл труб все еще характеризовался весьма высоким содержанием вредных примесей (самые низкие нормативные значения по сере – до 0,025 %, по фосфору – до 0,025 %), прочностные свойства трубных сталей обеспечивались за счет относительно высокого содержания углерода и легирующих элементов (в основном марганца и кремния). Отсутствовали требования к ударной вязкости на образцах с острым надрезом, не применялись испытания падающим грузом, сплошность листа не контролировали неразрушающими методами, а дефектность сварных швов не подвергалась 100%-ному неразрушающему контролю. Для устранения поверхностных дефектов основного металла допускался ремонт сваркой. Формовка труб проводилась со значительными отклонениями по геометрии (например, допуск по диаметру на трубе 1220 мм по торцам составлял 4,0 мм, по телу трубы – 7,0 мм), а экспандирование труб не применялось или было гидравлическим.

Это приводило к тому, что металл обладал весьма низкими хладостойкостью (около 0 °С) и стойкостью к протяженным аварийным разрушениям. Значения углеродного эквивалента могли достигать уровней вплоть до 0,48, что отрицательно сказывалось на свариваемости трубных сталей и несло риск растрескивания сварных швов как при изготовлении труб, так и при строительстве трубопроводов. Допускалось применение труб со значительными геометрическими отклонениями формы и неравномерным распределением технологических деформаций.

Данные факторы становились причиной усложнения монтажных операций и увеличения временных затрат при строительстве газопроводов, а в дальнейшем при их эксплуатации – отказов из-за низкого металлургического качества и повышенной дефектности основного металла и металла сварных швов, недостаточного уровня хладноломкости, потери продольной устойчивости трубопровода из-за геометрических отклонений труб и т.п. [2].

К началу 1970-х гг. мировой опыт профилактики протяженных аварийных разрушений

газопроводов, наблюдавшихся при переходе на более высокие давления, классы прочности металла и диаметры труб, подтвердил неполноту регламентированного комплекса свойств трубной продукции с точки зрения исключения рисков таких разрушений. Необходимость решения указанных проблем стала причиной проведения во второй половине 1970-х гг. комплекса научно-исследовательских работ, включающих полномасштабные пневматические испытания труб, по результатам которых были скорректированы требования к основному металлу и сварным соединениям, в частности:

- повышены требования к вязко-пластическим характеристикам (ударной вязкости);
- введены дополнительные требования к химическому составу стали с целью повышения ее качества и улучшения свариваемости;
- введена оценка свариваемости стали для газопроводных труб по эквиваленту углерода, учитывающему суммарное содержание углерода и других легирующих элементов, влияющих на склонность сварных соединений к растрескиванию;
- увеличен объем неразрушающего контроля металла труб физическими методами, в том числе введен 100%-ный ультразвуковой контроль листовой стали, применяемой для изготовления труб, а также автоматический ультразвуковой контроль зон сварного соединения труб.

Стратегическая важность развития газовой промышленности для народного хозяйства страны потребовала коренного технического перевооружения отечественной металлургии, а именно кардинального изменения технологии выплавки и прокатки стали, производства труб. Своевременно принятые решения позволили обеспечить создание мощной системы магистральных газопроводов (МГ) диаметром 1420 мм на рабочее давление 75 кгс/см², в том числе из стали класса прочности К60, ставшей основой Единой системы газоснабжения страны. Был заложен потенциал дальнейшего развития ЕСГ в направлении повышения рабочего давления до 100 кгс/см².

Параллельно с 1970-х гг. в целях импортозамещения, а также для нужд газодобывающих предприятий выполнялись исследования по обеспечению повышенными характеристиками насосно-компрессорных и обсадных труб, в том числе в коррозионностойком исполнении, теплоизолированных лифтовых

труб, коррозионностойких материалов для промышленных труб и арматуры. Результаты исследований получили применение на месторождениях по всей территории добычи углеводородов в СССР (и затем в РФ), и в первую очередь на уникальных по сложности Астраханском и Оренбургском месторождениях и континентальном шельфе.

Соединительные детали трубопроводов (СДТ) вплоть до 2000-х гг. имели в основном сварную конструкцию – секторные отводы, сварные тройники, в том числе с усиливающими накладками. Часто такие детали кустарно изготавливались прямо на трассе из магистральных труб. При данном способе изготовления в полевых условиях сложно обеспечить необходимое качество изделий, гарантировать отсутствие недопустимых дефектов сварного шва. Надежность самой конструкции таких изделий была существенно ниже, чем у продукции, изготавливаемой в заводских условиях методами горячей штамповки с термической обработкой. Отсутствие в стране заводского производства штампованных СДТ в необходимых объемах, вынуждавшее применять менее надежные изделия, в том числе кустарного производства, позднее привело к необходимости массовой вырезки на трубопроводах тройников с усиливающими накладками.

Данные обстоятельства послужили толчком к развитию требований к соединительным деталям. В СНиП III-42-80¹ впервые были установлены новые требования к расчету соединительных деталей. Ввод в действие этого документа привел к внедрению новых современных способов производства соединительных деталей, в первую очередь горячей штамповки. При этом методика расчета СНиП III-42-80 предполагала меньшую толщину стенки для штампованных деталей. В целом развитие технологий производства соединительных деталей и требований к ним повысило надежность этого вида трубной продукции.

С конца 1990-х и в первой половине 2000-х гг. в связи с необходимостью освоения новых месторождений, расположенных в сложных климатических и геологических условиях, возникла потребность в повышении рабочего давления МГ, а также в трубах из сталей с повышенным уровнем хладостойкости [3], более

чистых с точки зрения допустимого содержания вредных примесей. В стране на тот период существовал дефицит мощностей по производству прямошовных труб диаметром 1420 мм. Фактически отсутствовало производство прямошовных одношовных труб данного сортамента, а объемы производства двухшовных труб не удовлетворяли текущим потребностям. В связи с этим широкое применение нашли спиральношовные трубы диаметром 1420 мм, которые выдерживали рабочее давления до 9,8 МПа включительно, отличаясь относительно низкой стоимостью и технологичностью в производстве.

С началом реализации в середине 2000-х гг. проекта МГ Бованенково – Ухта, не имеющего по характеристикам мировых аналогов, к трубной продукции для его строительства были предъявлены требования, которые зафиксировали уровень свойств, являющийся на сегодня ориентиром для всех трубопроводных проектов с высокими и сверхвысокими рабочими давлениями [4].

Указанные обстоятельства выявили необходимость масштабной модернизации существующих и создания новых производственных линий на отечественных заводах-изготовителях трубной продукции, что и было завершено к концу 2000-х гг. на ведущих предприятиях. Проведенные совместно «Газпромом», производителями трубной продукции и ведущими институтами исследования, испытания, модернизация производств позволили создать нормативный, методический и технологический заделы и полностью обеспечить потребности в трубной продукции с заданными эксплуатационными параметрами не только проекта МГ Бованенково – Ухта, но и в дальнейшем проектов СЕГ-1, СЕГ-2, МГ Сахалин – Хабаровск – Владивосток, компрессорной станции «Портовая», МГ «Сила Сибири», системы МГ «Южный газовый коридор» [5].

Необходимость повышения давления, пропускной способности трубопроводов, прокладки их в районах Крайнего Севера и вечной мерзлоты, экономическая целесообразность снижения металлоемкости и повышения энергоэффективности транспорта газа стали побудительной причиной для освоения трубной продукции, в первую очередь больших диаметров, с целым рядом уникальных характеристик:

- из сталей классов прочности до К65;

¹ См. СНиП III-42-80. Магистральные газопроводы. – М.: Госстрой, 1980.

- с диапазонами рабочих температур эксплуатации $-60...+200$ °С;
- повышенной деформационной способностью;
- особо толстыми стенками – до 38...45 мм.

К настоящему времени для трубной продукции, поставляемой на объекты ПАО «Газпром», установлен высокий уровень прочностных и вязко-пластических свойств, хладостойкости, характеристик вязкости разрушения, свариваемости и чистоты металла от вредных примесей при обеспечении высоких требований к неразрушающему контролю в производстве труб и СДТ². В равной мере это относится и к объектам добычи газа и газового конденсата.

В дополнение к перечисленным требованиям к объектам добычи при необходимости предъявляются жесткие требования с точки зрения материального и конструктивного исполнения – повышенной стойкости к агрессивным коррозионным средам и газогерметичности резьбовых соединений с повышенными эксплуатационными характеристиками. Такие трубы обеспечивают надежную работу подземного оборудования и промышленный транспорт продукта, добываемого в районах Крайнего Севера и на морском шельфе (в том числе с применением наклонно-направленного бурения, горизонтальных скважин для закачки в пласт гелийсодержащего пермеата) и содержащего повышенные концентрации сероводорода и CO₂ [6].

Потребность в постоянном совершенствовании качества трубной продукции для газовой промышленности определяет важность комплексных научных исследований, разработки методик и проведения большого комплекса испытаний, в частности, полноразмерных стендовых и полигонных. В тесном сотрудничестве с ВНИИГАЗом актуальные научно-исследовательские работы в данной области проводили и проводят в настоящее время специализированные научные организации (РосНИТИ, МИСиС, ВНИИСТ, ВНИТИ, ЦНИИЧермет, ИМЕТ РАН и др.). И сегодня отечественные предприятия, изготавливающие трубную продукцию для нужд газовой отрасли и имеющие большой технологический опыт,

по праву считаются одними из самых современных и передовых в мире.

Действенным инструментом в сфере обеспечения потребностей ПАО «Газпром» в новых видах трубной продукции стало научно-техническое сотрудничество с ведущими трубными и металлургическими компаниями – Объединенной металлургической компанией, «Северсталью», Челябинским трубопрокатным заводом, Трубной металлургической компанией, Загорским трубным заводом, Магнитогорским металлургическим комбинатом. Общее научно-методическое сопровождение программ научно-технического сотрудничества осуществляется головным научным центром ПАО «Газпром» – ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

В рамках этих программ решаются многие задачи создания инновационных продуктов, в первую очередь с целью импортозамещения трубной продукции. На сегодняшний день в ПАО «Газпром» достигнут 100%-ный уровень потребления отечественных труб (15 лет назад это 26 %). Действующие программы нацелены уже на импортоопережение и создание видов трубной продукции, либо не имеющих аналогов в мире, либо значительно превосходящих мировые аналоги по уровню эксплуатационных характеристик.

Выступая координатором научно-методического сопровождения программ научно-технического сотрудничества, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»:

- определяет приоритеты научно-технологического развития, разрабатывает перспективные планы исследований и инновационных разработок в области материалов, трубопроводного оборудования и технологий, предназначенных для использования в газовой отрасли;
- координирует научно-исследовательские работы в области создания высоконадежной трубной продукции, устойчивой к температурному и коррозионному воздействию, высоким нагрузкам и деформациям;
- разрабатывает корпоративные технические требования к трубной продукции, как общие, так и «объектовые», учитывающие особенности конкретных проектов добычи и транспортировки газа;
- организует комплекс инжиниринговых работ по аттестации и приемке новых видов трубной продукции;

² СТО Газпром 2-4.1-713-2013. Технические требования к трубам и соединительным деталям. – М.: Газпром экспо, 2014.

- разрабатывает и совершенствует методы оценки соответствия трубной продукции требованиям ПАО «Газпром»;

- проводит экспертизу проектных решений в области применения труб и СДТ, участвует в рабочих группах по техническому регулированию и стандартизации.

Перечисленные функции осуществляются в рамках замкнутого цикла «база знаний и компетентность персонала – исследования – технические решения – применение и мониторинг», что позволяет в едином подходе реализовывать техническую политику в области применения трубной продукции на объектах ПАО «Газпром» и минимизировать риски, связанные с отсутствием знаний и должного обоснования и некомпетентностью при принятии решений.

Результаты проведенных работ ложатся в основу нормативных документов, регламентирующих требования к трубной продукции на национальном уровне и для объектов ЕСГ ПАО «Газпром».

Значимость работ, проведенных ПАО «Газпром» и его дочерними обществами совместно с производителями трубной продукции, отражается в достигнутых результатах. В частности, с 2005 г. освоены и допущены к применению на объектах ПАО «Газпром» более

400 новых видов трубной продукции (более 80 отечественных предприятий-изготовителей), в том числе с различными защитными и технологическими покрытиями. Проведены 27 полигонных пневматических испытаний плетей труб, более 450 стендовых гидравлических испытаний полноразмерных образцов и свыше 150 тысяч испытаний образцов в лабораторных условиях.

Результаты работ воплощены в трубопроводах объектов добычи и транспортировки газа и обеспечивают надежные поставки газа потребителям из районов Крайнего Севера, с морского шельфа (в условиях повышенных геокриологических, сейсмических, коррозионных нагрузок, при сверхвысоких рабочих давлениях, на морских глубинах до 2500 м).

Таким образом, динамика и уровень развития отечественной газовой промышленности на этапах проектирования, строительства и эксплуатации трубопроводов, добычи и транспорта газа неразрывно связаны с научными исследованиями по обеспечению постоянно возрастающих требований к эксплуатационным характеристикам и качеству трубной продукции. Своевременное внедрение результатов этих исследований обеспечивает надежность ЕСГ страны.

Список литературы

1. Иванцов О.М. Сооружение трубопроводных газовых магистралей / О.М. Иванцов // Газовая промышленность России. Исторические очерки / под ред. В.В. Ремизова. – М.: Газойл Пресс, 2000.
2. Анучкин М.П. Трубы для магистральных трубопроводов / М.П. Анучкин, В.Н. Горицкий, Б.И. Мирошниченко. – М.: Недра, 1986.
3. Матросов Ю.И. Стали для магистральных газопроводов / Ю.И. Матросов, Д.А. Литвиненко, С.А. Голованенко. – М.: Металлургия, 1989.
4. Морозов Ю.Д. Высокопрочные трубные стали нового поколения с феррито-бейнитной структурой / Ю.Д. Морозов, М.Ю. Матросов, С.Ю. Настич и др. // Металлург. – 2008. – № 8. – С. 39–42.
5. Арабей А.Б. Развитие технических требований к металлу труб магистральных газопроводов / А.Б. Арабей // Известия высших учебных заведений. Черная металлургия. – 2010. – № 10. – С. 3–10.
6. Арабей А.Б. О ходе освоения производства новых видов трубной продукции для объектов добычи / А.Б. Арабей, К.Б. Конищев // Материалы VI Международной конференции «Современные технические инновационные решения, направленные на повышение эффективности реконструкции и технического перевооружения объектов добычи углеводородного сырья», 10–12.10.2018.

УДК 622.691.24

Актуальные направления научных исследований в области технологий хранения газов в пластах-коллекторах

С.А. Хан¹, А.З. Шайхутдинов², А.В. Чугунов², А.А. Михайловский^{2*}

¹ ПАО «Газпром», Российская Федерация, 190900, г. Санкт-Петербург, BOX 1255

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

* E-mail: A_Mikhailovsky@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова:

ПАО «Газпром», газоснабжение, подземное хранение газа, технологии циклической эксплуатации, совместное геомеханическое и гидродинамическое моделирование, оптимизация Единой системы газоснабжения, зарубежные хранилища газа, низкопроницаемые коллекторы истощенных месторождений, малоамплитудные ловушки водоносных пластов, комбинированный буферный газ, интеллектуальный контроль искусственной залежи, попутный нефтяной газ, гелий, водород.

Успешное создание ПАО «Газпром» надежной и эффективной системы подземного хранения газа в России и за рубежом в целях регулирования неравномерности газо-потребления и резервирования газоснабжения в значительной степени обусловлено результатами базовых теоретических и экспериментальных исследований, которые проводились в отрасли на протяжении 70 лет (см., например, рис. 1).

В развивающейся системе газоснабжения перед подземными хранилищами газа (ПХГ) встают новые задачи, связанные с расширением функциональности и маневренности, усилением пиковости и цикличности, увеличением суточной производительности, повышением надежности, эффективности и безопасности функционирования, а также хранения неуглеводородных газов. Новые задачи определяют направления дальнейших научных исследований в области технологий хранения природного и попутно добываемых газов в пластах-коллекторах и в целом развития газовой энергетики. Необходимость продолжения таких исследований обуславливается также освоением новых объектов для создания ПХГ. Новые объекты в истощенных газовых месторождениях характеризуются увеличением глубин залегания до 3...3,5 км, более сложными горно-геологическими условиями и геологическим строением, высокой неоднородностью и низкими фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов, аномально низкими пластовыми давлениями. В существующих геологических условиях для создания новых ПХГ в водоносных пластах используются малоамплитудные структурные ловушки, в которых создаются «тонкие» искусственные водоплавающие газовые залежи, сложные в эксплуатации.

К актуальным направлениям научных исследований в области технологий хранения газов в пластах-коллекторах можно отнести:

1) развитие теории проектирования и хранения газа в пластах-коллекторах при «нециклических» режимах эксплуатации ПХГ в условиях проявления водонапорного режима;



Рис. 1. Эксперимент по закачке воздуха в пористые пласты

2) совершенствование и разработка новых технологий совместного геомеханического и гидродинамического моделирования процессов и явлений в скважинах и пластах ПХГ;

3) оптимизацию способов, объемов и мощностей регулирования и резервирования газоснабжения в развивающейся Единой системе газоснабжения (ЕСГ), включая Западную Сибирь и Дальний Восток;

4) геолого-технологическое и технико-экономическое обоснование расширения действующих и создания новых ПХГ для ПАО «Газпром» в ближнем зарубежье, Европе и Китае;

5) создание научно-методических основ проектирования и хранения газа в неоднородных низкопроницаемых (до нескольких миллиардов) коллекторах истощенных нефтегазоконденсатных месторождений сложного геологического строения;

6) развитие способов и технологий регулирования формирования искусственных газовых залежей при создании и циклической эксплуатации ПХГ в малоамплитудных ловушках неоднородных водоносных пластов;

7) разработку комплекса технологий создания и эксплуатации ПХГ с комбинированным буферным газом, включая частичную замену буферного природного метанового газа неуглеводородными газами и создание ПХГ в месторождениях с высоким содержанием (несколько десятков процентов) неуглеводородных компонентов – азота, углекислого газа, их смеси;

8) продолжение исследований в области интеллектуализации контроля искусственной газовой залежи современными высокоточными методами и управления технологическими процессами эксплуатации ПХГ;

9) развитие технологий и методов многолетней закачки и хранения попутного нефтяного газа в пластах-коллекторах;

10) совершенствование технологий долгосрочного хранения природного газа, обогащенного гелием, в разрабатываемых гелийсодержащих месторождениях;

11) теоретические, лабораторные и промысловые исследования технологий хранения водорода в ПХГ.

Краткая характеристика актуальных исследований

Классический подход к *технологии многолетней циклической эксплуатации*, разработанный

С.Н. Бузиновым и Е.В. Левыкиным, рассматривает одноцикличные ПХГ, на которых принимается гармонический закон изменения расхода газа с периодом один год [1]. Теоретически доказано, что при гармоническом изменении расхода газа на ПХГ в водоносном пласте изменение давления и расхода воды на границе газовой залежи происходит также по гармоническому закону со сдвигом по фазе. При этом все технологические показатели, включая объемы закачек и отборов газа в сезонах, максимальные и минимальные объемы газа в пласте, размеры и давления в залежи остаются неизменными по годам и априори соответствуют условиям многолетней установившейся циклической эксплуатации искусственной газовой залежи ПХГ.

Практика, особенно последних лет, показывает, что в подавляющем большинстве случаев фактические технологические условия эксплуатации ПХГ по требованиям газопотребления и газоснабжения могут существенно диссонировать с классическим подходом к технологическому проектированию ПХГ. При газовом режиме залежи отклонения от циклического режима эксплуатации ПХГ в каком-либо году не оказывают существенного влияния на показатели эксплуатации. При активном водонапорном режиме залежи такие отклонения могут вызывать критические нарушения циклической эксплуатации ПХГ.

Современный подход предполагает изучение влияния «нециклического» режима на многолетнюю стабильную эксплуатацию искусственной газовой залежи ПХГ и обоснование допустимого диапазона отклонений от проектного режима закачки и отбора активного газа в теплые и холодные зимы [2].

Технологии *совместного геомеханического и гидродинамического моделирования* скважин и пластов на объектах ПХГ ПАО «Газпром» нацелены на совершенствование технических и технологических решений по строительству, повышению надежности и эффективности эксплуатации скважин. До настоящего времени остаются актуальными следующие исследования:

- изменения распределения фаз в пласте с учетом гистерезиса капиллярного давления и фазовых проницаемостей;
- влияния изменения напряженно-деформированного состояния пластовых систем на механические и фильтрационные свойства околоскважинной области;

- влияния динамических фильтрационных процессов на прочностные свойства пластов-коллекторов в околоскважинной области.

Дальнейшее изучение этих вопросов позволит развивать существующие и создавать новые способы повышения производительности скважин на ПХГ по следующим направлениям:

- повышения продуктивности скважин путем совершенствования технологий вскрытия пластов, применения открытого забоя, установки гравийных фильтров, селективной эксплуатации пластов, физико-химических методов осушки призабойной зоны пласта, использования горизонтальных скважин и многостадийного гидроразрыва пласта;
- строительства скважин большого диаметра с использованием лифтовых колонн диаметром 168 мм и более для снижения потерь давления;
- создания новых видов фильтров и технологий по заканчиванию скважин.

Задачи дальнейшего развития системы ПХГ связаны со значительными *изменениями в ЕСГ* (рис. 2). В последние годы это в основном освоение новых газодобывающих районов в крайне сложных природно-климатических и геологических условиях, изменение газотранспортных потоков внутри страны и на экспорт, реструктуризация внутренних потребителей и усиление суточной неравномерности добычи, транспортировки и потребления газа. Кроме того, к основным изменениям можно отнести подключение в единую газотранспортную систему независимых производителей природного газа и поставщиков попутного нефтяного газа, увеличение объема ремонтных работ на основных магистральных газопроводах в связи с их «старением».

Важнейшей задачей развивающейся ЕСГ является оптимизация размещения оперативных и долгосрочных резервов газа, а также мощностей ПХГ в пластах-коллекторах, соляных кавернах, строительство заводов сжижения природного газа.

В настоящее время ПАО «Газпром» имеет собственные *мощности ПХГ в странах Европы* ($\approx 2,5$ % годового объема экспорта), расположенные на основных экспортных направлениях. В перспективе в 2025–2030 гг. за счет создания дополнительных мощностей ПХГ возможно доведение собственных активных объемов газа в Европе до 8...9 млрд м³,

а максимальной суточной производительности – до 120 млн м³ и выше.

Наличие собственных многофункциональных ПХГ ПАО «Газпром» в зонах «влияния» экспортных газопроводов и возможность их оперативного использования по своему усмотрению в условиях периодически возникающего дефицита свободных мощностей обеспечивают надежность и гибкость экспортных поставок газа [3] (рис. 3).

В современных условиях газоснабжения повышение эффективности использования ПХГ за рубежом возможно путем разделения их технологических и коммерческо-страховых функций. К основным технологическим функциям можно отнести регулирование сезонной и суточной неравномерности газопотребления и резервирование поставок российского газа, увеличение годовых объемов транспортировки и экспортных фьючерсных поставок газа, обеспечение совместно с хранилищами на территории России номинальной в течение года загрузки стратегических магистральных и транзитных экспортных газопроводов.

Коммерческо-страховые функции заключаются в повышении прибыли и устойчивости финансовых поступлений от продаж газа, проведении дополнительных разовых продаж газа на спотовых рынках в периоды пикового спроса, минимизации рисков и сокращения штрафов в случае недопоставок газа, снижении инвестиций ПАО «Газпром» в создание и развитие зарубежных газотранспортных сетей, усилении российских позиций на мировых традиционных и новых газовых рынках в среднесрочной и долгосрочной перспективе.

До недавнего времени существовала возможность выбора для ПХГ объектов простого геологического строения проницаемостью от 0,5 Д и выше. С выходом на Азиатско-Тихоокеанский регион (в том числе на северо-восток Китая) возникла задача использования для создания ПХГ продуктивных отложений частично выработанных нефтегазоконденсатных месторождений сложного и очень сложного строения на глубинах порядка 3,5 км с коллекторами пористостью, не превышающей 15 %, и проницаемостью в несколько миллиардари.

ПАО «Газпром» в лице ООО «Газпром ВНИИГАЗ» обладает опытом проектирования *ПХГ в частично выработанных газовых и нефтегазоконденсатных месторождениях* в сложных горно-геологических условиях



Рис. 2. Схема расположения ПХГ в ЕСГ РФ

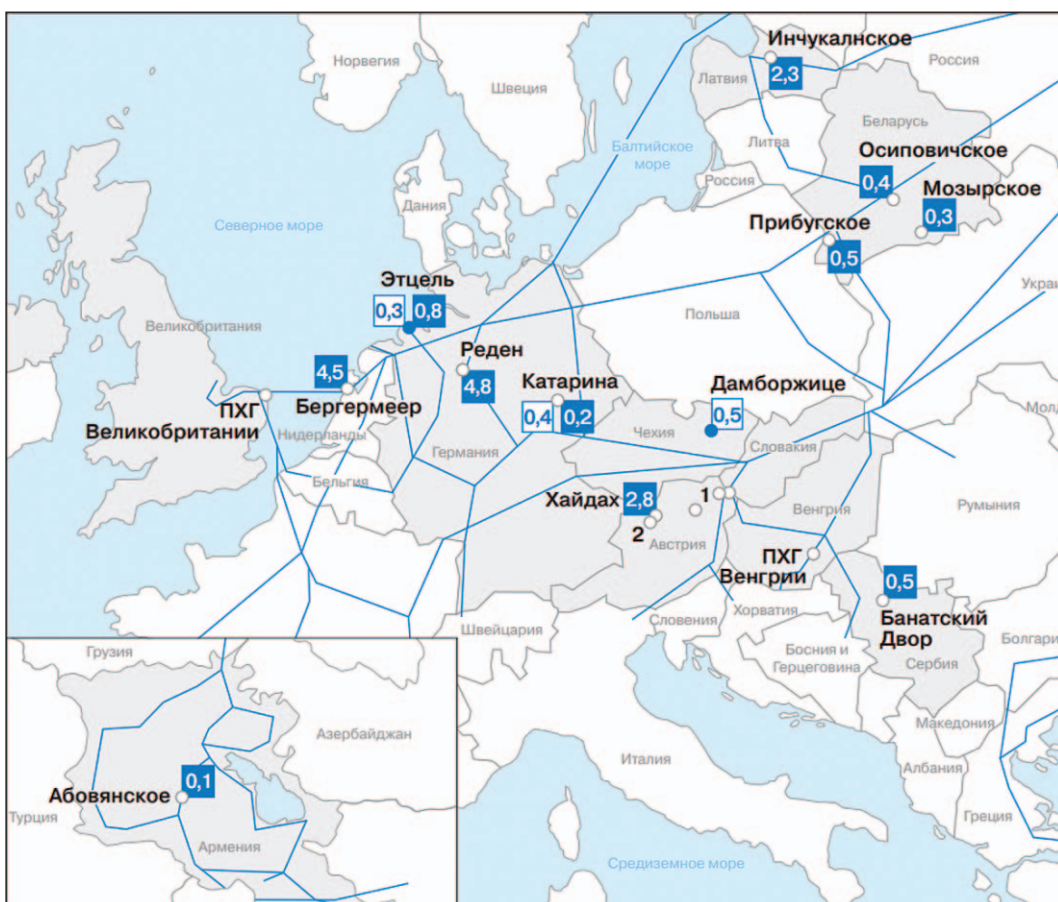


Рис. 3. Расположение в Европе ПХГ с долевой участием ПАО «Газпром»

(например, ПХГ «Карадаг» в Азербайджане и ПХГ «Солтфлитби» в Англии). При проектировании подобных ПХГ необходимо учитывать наиболее важные особенности эксплуатации пластов, а именно: очень слабую фронтальную активность краевых вод; существенную в условиях проявления газового режима разработки нелинейность зависимости между средним пластовым давлением по скважинам и нарастающей добычей; необходимость уточнения начальных и остаточных запасов газа месторождения для определения газонасыщенного порового объема плотных коллекторов. Кроме того, к таким особенностям относятся: повышенные риски «прорывов» краевых вод через нефтяную оторочку при аномально низком пластовом давлении и избирательных «уходов» газа за пределы залежи по зонам тектонического разуплотнения в случаях ускоренного создания ПХГ; существенное усиление неравномерности дренирования коллекторов и образование «застойных» зон, приводящих к увеличению необходимого буферного объема газа; повышенный для газового режима водный фактор. Эксплуатацию скважин

в неоднородных низкопроницаемых коллекторах отличают необходимость поддержания высоких депрессий для обеспечения рентабельных дебитов, значительная разнедебитность и необходимость учета эффекта «усталости» скважин, связанного со снижением продуктивности при длительном периоде стабилизации линейного коэффициента фильтрационного сопротивления, а также необходимость значительного снижения устьевых давлений для устойчивого выноса породы и жидкости с забоев скважин.

В существующих геологических условиях на территории России и стран ближнего зарубежья 10 ПХГ из 12 в водоносных пластах пришлось создавать в *малоамплитудных и пологозалегающих структурных ловушках*. В таких условиях формирование искусственных газовых залежей характеризуется следующими особенностями: активным «растеканием» газа по площади; неглубоким оттеснением подошвенных вод и небольшими газонасыщенными толщинами в зоне расположения эксплуатационных скважин; образованием «тонких» искусственных газовых залежей водоплавающего

типа; избирательными латеральными перетоками газа от зоны закачки на периферию, приводящими к накоплению слабо дренируемых объемов и пластовым потерям газа [4].

К числу основных направлений развития *технологических способов регулирования искусственных залежей* ПХГ можно отнести исследования влияния палеосводовых зон с повышенными фильтрационно-емкостными свойствами пластов на систему зонально-концентрированного размещения эксплуатационных скважин в сводовых и присводовых частях водоносных структур; изучение влияния темпов и объемов закачки и отбора газа по разрезу слоистого пласта, включая закачку под газовой контакт и слабопроницаемую перемычку (селективное регулирование), на степень использования ловушки. Такими направлениями исследований также можно считать: регулирование латеральных перетоков газа в зонально неоднородных водоносных пластах темпами и объемами закачки и отбора газа по группам скважин (площадное регулирование); оптимизацию технологических режимов закачки и отбора газа на ПХГ.

Буферный газ может в два-три раза превышать по объему активный газ, а на его долю в зависимости от цены на природный газ иногда приходится до 30...40 % общих инвестиций на сооружение ПХГ. *Частичная замена буферного природного газа менее дорогими неуглеводородными газами* – азотом, углекислым газом или их смесью – может существенно снизить затраты на сооружение ПХГ и повысить его технико-экономическую эффективность.

Технологии использования неуглеводородных газов для частичной замены буферного природного метанового газа ПХГ основываются на законах течения смеси разных газов в пористой среде с учетом явлений гидродинамической дисперсии и конвективной диффузии компонентов газовой фазы [5]. К основным исследовательским задачам можно отнести: изучение динамики зоны смешения газов; исследование влияния на процесс смешения геологического строения, термобарических условий пластов, их фильтрационно-емкостных свойств, физико-химических свойств газов замещения и их взаимодействия с горными породами, пластовыми водами, цементом и металлом; изучение влияния технологических режимов циклической эксплуатации ПХГ и режима закачки газов замещения,

систем размещения эксплуатационных и газонагнетательных скважин.

К перспективным объектам для частичной замены буферного природного газа предъявляются следующие основные геолого-технологические требования:

- емкость ловушки должна превосходить объем, необходимый для создания ПХГ с учетом переходной зоны смешения;
- термобарические условия пластов должны соответствовать газообразному или закрытому состоянию газов замещения;
- неуглеводородные газы должны обладать свойством пониженной растворимости в пластовых водах;
- газовый режим или незначительное проявление водонапорного режима;
- существование слабо дренируемых зон, которые рассматриваются в качестве перспективных участков для частичной замены буферного природного газа.

В исследованиях технологий частичной замены буферного метанового газа неуглеводородными газами учитывался опыт 1960-х гг. компании «Рургаз» по переводу хранилищ коксового газа на природный газ, а также опыт 1980-х гг. компании «Газ де Франс» по промышленной реализации частичной замены буферного газа на ПХГ в водоносных пластах. Крайне неудачный выбор «Газ де Франс» объектов с активными водами и интенсивными процессами смешения газов привел к тому, что при замене около 20 % буферного метанового газа рентабельность проектов оказалась практически нулевой. Кроме затрат на получение газов замещения потребовались значительные инвестиции на строительство установок обогащения отбираемого газа.

ООО «Газпром ВНИИГАЗ» на основе исследований пригодности ПХГ определены перспективные объекты на территории России. Объемы частичной замены буферного природного газа суммарно оцениваются ≈ 8 млрд м³. В качестве пионерного объекта выбрана 2-купольная газовая залежь хадумского горизонта Северо-Ставропольского ПХГ. Предварительные расчеты по прогнозу распространения газа замещения в пористом пласте для всех рассмотренных сценариев и вариантов показали возможность замещения на Пелагиадинской площади и в северо-восточной части Северо-Ставропольской площади примерно 6,5 млрд м³ газа.

При сооружении подземных хранилищ природного высокометанового газа на базе неразрабатываемых или частично выработанных газовых месторождений в качестве буферного газа могут использоваться начальные или остаточные извлекаемые запасы. Запасы газа могут содержать до нескольких десятков процентов неуглеводородных составляющих (азота, углекислого газа). В таких случаях существуют риски снижения калорийности или присутствия агрессивных компонентов в отбираемом газе. В связи с этим актуальными являются исследования процесса конвективно-диффузионного смешения хранимого природного газа с неуглеводородными газами месторождений в пластах-коллекторах разных типов при разных термобарических условиях на ПХГ.

Важным направлением работ по повышению пиковости, маневренности ПХГ и эффективности их использования в ЕСГ является интеллектуализация управления технологическими процессами закачки и отбора газа. Актуальность интеллектуализации управления обуславливается следующими особенностями технологических процессов эксплуатации ПХГ: быстротечностью, вероятностным характером, значительным диапазоном изменения термобарических условий, нестационарностью, цикличностью, гистерезисностью.

Интеллектуализация управления ПХГ предусматривает использование разных по сложности гидродинамических моделей пластов, систем скважин и объектов наземного обустройства на разных уровнях управления и этапах функционирования хранилищ (рис. 4). Также необходимо развивать инструментальные методы дистанционного контроля газовой залежи.

Интеллектуализация управления ПХГ позволяет снизить риски влияния «человеческого

фактора» при оперативной подготовке управленческих решений, проводить оперативное диагностирование текущего состояния, определять и устранять «узкие» места в технологических схемах ПХГ, ускорять освоение передовых технологий на действующих и вновь вводимых ПХГ.

В отдаленных малоосвоенных регионах нефтедобычи, где отсутствуют крупные потребители и газотранспортная система для поставок газа потребителям, возможности традиционных способов использования попутного нефтяного газа (ПНГ) существенно ограничены. В таких условиях в ряде случаев многолетняя закачка и хранение ПНГ в пластах-коллекторах является единственно возможным эффективным способом решения проблемы прекращения сжигания попутного газа на факелах, повышения уровня его использования и рациональной разработки нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений до создания газотранспортной инфраструктуры [6].

Для хранения попутного газа могут использоваться пласты-коллекторы, расположенные непосредственно на самих разрабатываемых месторождениях или вблизи от них в следующей приоритетности: неразрабатываемые и находящиеся в разработке газовые и газоконденсатные залежи месторождений; газовые части (шапки) нефтегазоконденсатных месторождений; истощенные нефтяные залежи; водоносные пласты.

В ООО «Газпром ВНИИГАЗ» выполнено несколько технологических проектов создания ПХГ ПНГ для нефтяных компаний в России: «Лукойла», «Роснефти», ТНК ВР, «Газпром нефти». Большая часть данных проектов находится в стадии промышленной реализации. Дальнейшие исследования в этом направлении могут быть нацелены на снижение

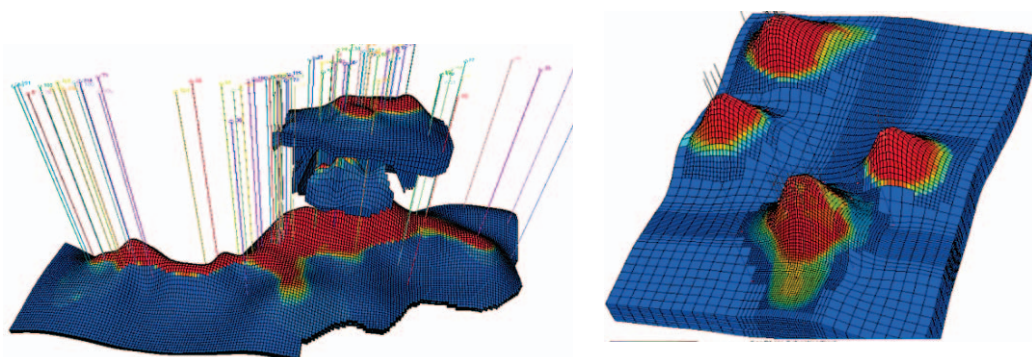


Рис. 4. 3D-модели

рисков нарушения герметичности крышки, ухода газа за пределы ловушки, расформирования нефтяной части, а также многолетней сохранности закачанных объемов попутного газа и высокий коэффициент его извлечения. К основным задачам исследований можно отнести: совершенствование методов расчета максимально допустимого пластового давления по условию герметичности крышки, развитие методов регулирования закачки попутного газа в газовые шапки разрабатываемых нефтегазоконденсатных месторождений для снижения рисков преждевременного прорыва газа к нефтедобычным скважинам.

Технология *закачки и долгосрочного хранения природного газа, обогащенного гелием*, актуальна в связи с разработкой месторождений Восточной Сибири с промышленным содержанием гелия. Эта технология предполагает многолетнюю закачку и хранение природного газа, обогащенного попутно добываемым гелием, в слабодренлируемые области разрабаты-

ваемых газовых залежей. Для создания такой технологии требуются экспериментальные исследования, подготовка и адаптация расчетных моделей фильтрации и смешения гелия и метана в пористой среде.

Новое направление исследований по «водородной» тематике заключается в изучении *возможности хранения водорода с метаном в пластах-коллекторах ПХГ* [7]. К основным задачам дальнейших исследований в этой области можно отнести:

- экспериментальное изучение герметичности крышек;
- изучение диффузионных процессов и уточнение характеристик фильтрации водорода, его смешения и взаимодействия с природным газом в пористой среде;
- определение степени воздействия водорода на технологическое оборудование;
- создание и адаптацию расчетных моделей фильтрации и смешения водорода с метаном.

Список литературы

1. Бузинов С.Н. Методика расчета основных параметров подземных хранилищ газа / С.Н. Бузинов, Е.В. Левыкин // Газовая промышленность. – 1961. – № 11. – С. 39–46.
2. Аксютин О.Е., Хан С.А. Современные требования к совершенствованию теории проектирования ПХГ в водоносных пластах / О.Е. Аксютин, С.А. Хан // Газовая промышленность. – 2009. – № 3. – С. 48–49.
3. Михайловский А.А. Актуальные научно-технические задачи развития ПХГ ПАО «Газпром» за рубежом / А.А. Михайловский, А.В. Чугунов, А.В. Григорьев // Газовая промышленность. – 2016. – № 12. – С. 52–56.
4. Бузинов С.Н. Щелковское подземное хранилище газа: проблемы, решения и перспективы / С.Н. Бузинов, А.А. Михайловский, А.Н. Соловьёв и др. – М.: ИРЦ Газпром, 2003. – 58 с.
5. Михайловский А.А. Совершенствование технологий частичной замены буферного метанового газа ПХГ неуглеводородными газами / А.А. Михайловский, С.А. Хан, Н.А. Исаева // Газовая промышленность. – 2014. – № 1. – С. 62–65.
6. Михайловский А.А. Решение проблемы рационального использования нефтяного газа за счет временного хранения в пластах-коллекторах / А.А. Михайловский, С.Н. Бузинов, Ф.А. Бочков // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 8. – С. 91–95.
7. Panfilov M. Physicochemical fluid dynamics in porous media: Applications in Geosciences and Petroleum Engineering / M. Panfilov. – John Wiley & Sons Limited, 2018. – 416 с.

УДК 665.72

Вклад ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в технологическое развитие газопереработки ПАО «Газпром»

А.В. Мамаев¹, С.А. Сиротин¹, Д.А. Мирошниченко^{1*}

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

* E-mail: D_Miroshnichenko@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова:

очистка и переработка природного газа, сжиженный природный газ, синтетическое жидкое топливо, гелиевый концентрат, селективное разделение газоконденсатного сырья, производство материалов на основе газовой серы.

Технологии очистки природного газа и его переработки с целью извлечения сопутствующих ценных компонентов – этановой и пропан-бутановой фракций, гелия и жидких углеводородов, а также производства сжиженного природного газа (СПГ), серы и других высококичидных продуктов являются основными направлениями научно-технологических исследований ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Ученые и специалисты института выполняют весь комплекс исследований и работ, необходимых для устойчивого функционирования и планомерного развития газоперерабатывающей отрасли, включая разработку долгосрочных стратегий и программ, мониторинг и оперативное решение технических проблем на объектах переработки газа и газового конденсата, создание инновационных и импортозамещающих технологий.

В последние годы по заказу ПАО «Газпром» проведены технологические разработки в области переработки углеводородного сырья по наиболее актуальным направлениям, таким как:

- сжижение природного газа;
- извлечение гелия и этана из природного газа с высоким содержанием азота;
- производство синтетических жидких топлив (СЖТ);
- очистка природного газа от сернистых соединений;
- очистка сжиженных углеводородных газов от оксигенатов;
- селективное разделение газоконденсатного сырья;
- производство строительных и дорожных материалов на основе газовой серы.

Разработанная ООО «Газпром ВНИИГАЗ» технология сжижения природного газа (рис. 1) характеризуется низкими удельными энергетическими затратами – менее 300 кВт·ч/т СПГ, сравнимыми с наиболее экономичными холодильными циклами, реализованными в мире (DMR – компаний Shell и Statoil; C3MR – компании Air Products; MFC – компании Linde).

Отличительными особенностями технологии являются:

- предварительное охлаждение и сжижение газа с использованием многокомпонентного хладагента оригинальной рецептуры (аналогично циклу SMR);
- переохлаждение по газовому азотному циклу;
- сбалансированное распределение мощности компрессорного оборудования с возможностью использования однотипных газотурбинных приводов.

На данный момент разработана концепция крупнотоннажной установки сжижения газа производительностью более 5 млн т в год и проводятся работы по созданию пилотной установки для экспериментальной отработки технологии. Основные технические решения защищены российским [1] и японским (№ 5985752) патентами.

Для гелиеносного газа Восточной Сибири Собинского газоконденсатного месторождения с высоким начальным содержанием азота разработана технология деазотирования, выделения этановой и пропан-бутановой фракций и получения гелиевого концентрата (рис. 2). Охлаждение в данной технологии организовано за счет холодильного цикла на природном газе. Процесс имеет сопоставимые с мировыми аналогами показатели: энергозатраты на выделение гелия составляют 15 кВт·ч/норм. м³ ге-

лия, общие энергозатраты на переработку 5 млрд норм. м³ газа в год – 50 МВт. Технология защищена патентом [2].

Одним из возможных направлений монетизации природного газа и повышения гибкости газоперерабатывающей отрасли является развитие технологий конверсии газа в жидкие (или легкосжижаемые) углеводороды. ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разработало технологию получения СЖТ с использованием уникального экспериментального оборудования. Испытания позволили добиться стабильной работы катализатора и реактора. При этом полученные экспериментальные показатели позволяют говорить о достижении сравнимых с зарубежными аналогами значений конверсии сырья и выхода жидких углеводородов (таблица).

На основе результатов опытных испытаний разработаны и защищены патентами [3, 4] технологические решения по отечественной технологии производства СЖТ, которые позволяют производить высококачественную продукцию топливного и нефтехимического назначения.

Для повышения энергоэффективности Астраханского газоперерабатывающего завода и достижения стабильных показателей работы установок сероочистки разработана технология очистки газа от сероводорода, позволяющая выпускать товарный газ по СТО Газпром 089 при минимальных затратах на реконструкцию. Тонкая очистка газа от H₂S достигается благодаря более глубокой регенерации раствора амина и сведения к минимуму остаточного насыщения регенерированного раствора.

С целью повышения конкурентоспособности продукции разработана и реализована на Пуровском заводе по переработке конденсата новая технология очистки сжиженных углеводородных газов (СУГ), позволяющая достичь показателей качества, соответствующих зарубежным стандартам (рис. 3). Технологический процесс подразумевает экстракционные процессы, гидрофобную и гидрофильную фильтрацию, а также адсорбционную доочистку,

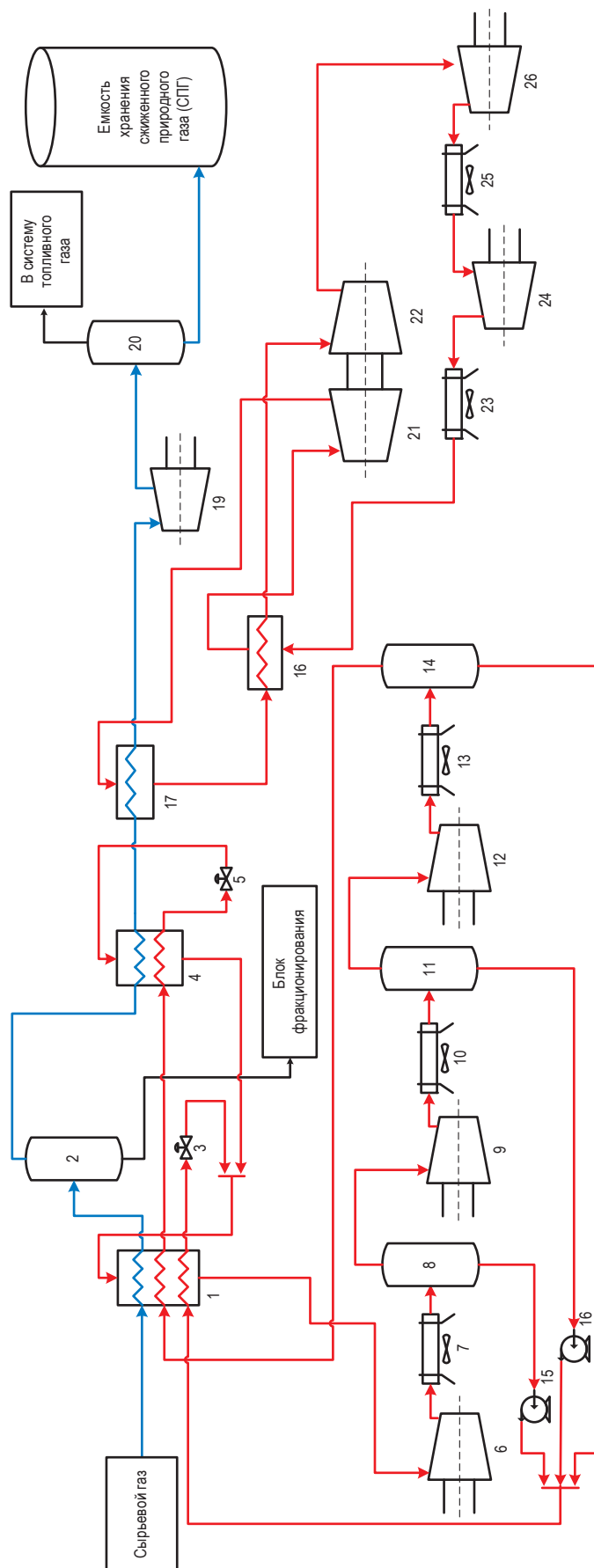


Рис. 1. Принципиальная схема процесса сжижения природного газа «Газпром MR», разработанного ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

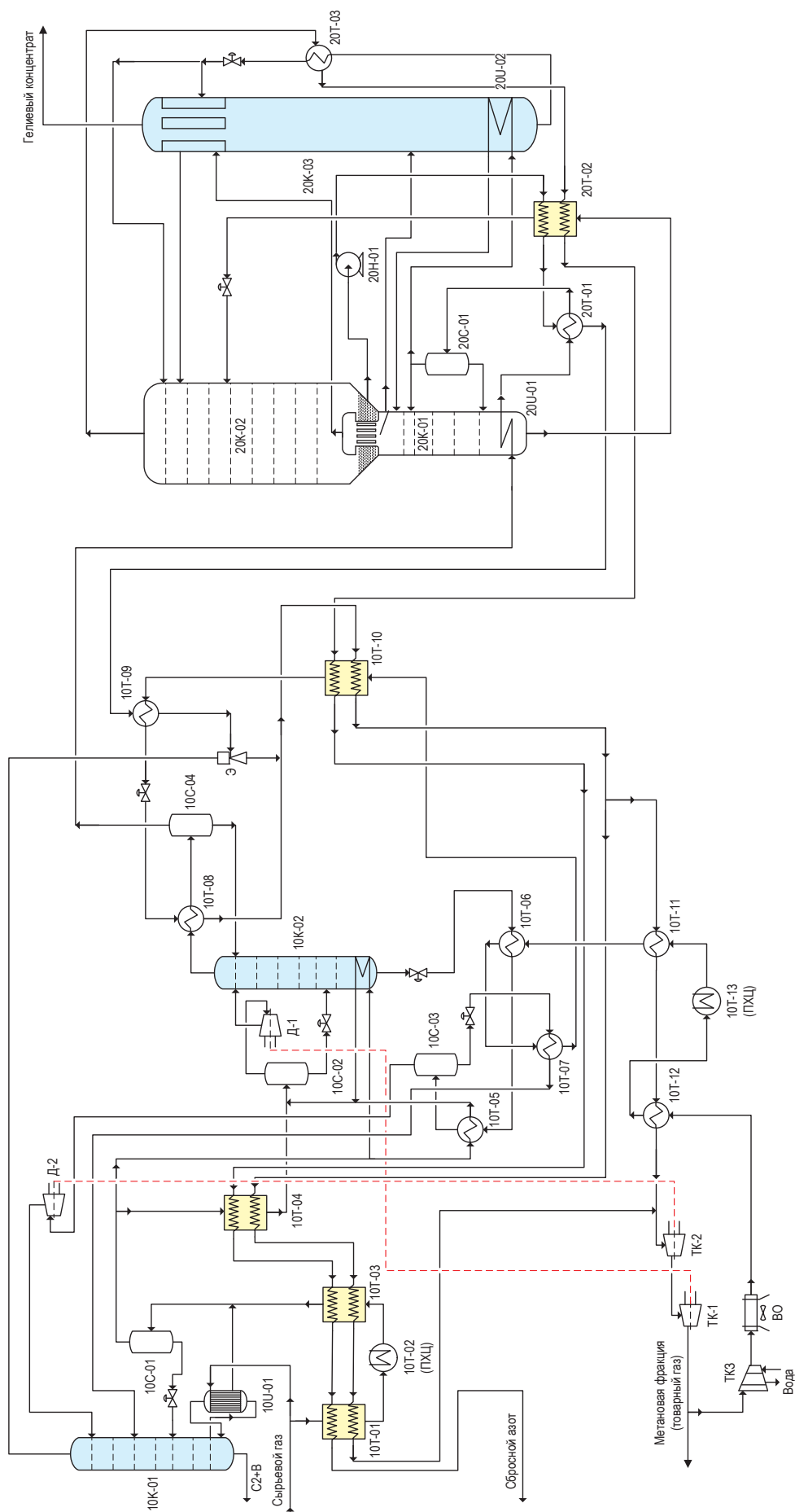


Рис. 2. Технологическая схема глубокой криогенной переработки природного газа с извлечением гелия, этана и азота

Сравнительные показатели технологий получения СЖТ

Показатель	Технология ВНИИГАЗа	Зарубежные аналоги
Степень конверсии СО в жидкие углеводороды, %	≤ 85	80...87
Выход жидких углеводородов, кг/м ³ природного газа	≤ 0,42	0,38...0,45



Рис. 3. Блок-схема очистки СУГ

что позволяет снизить содержание метанола в СУГ практически в 400 раз. Технология прошла все стадии отработки – от лабораторных испытаний до промышленного внедрения – и в настоящее время реализуется на Сургутском заводе стабилизации конденсата (ЗСК).

В связи с прогнозируемым увеличением объема добычи жидкого углеводородного сырья ачимовских залежей Надым-Пур-Тазовского региона в перспективе потребуются переработка дополнительных объемов конденсата на Уренгойском заводе по подготовке конденсата к транспорту. При этом возникнет проблема снабжения Сургутского ЗСК сырьем, максимально схожим по составу с конденсатами валанжинских залежей, что обусловлено необходимостью сохранения уровня производства моторных топлив, и прежде всего – дизельного топлива.

Для решения указанной задачи создана уникальная технология стабилизации конденсата с фракционированием на легкую и тяжелую фракции и обогащением деэтанализованного ачимовского конденсата дизельной фракцией. В настоящее время установка стабилизации по указанной технологии находится в стадии строительства.

Разработки ВНИИГАЗа в области производства серы позволяют компаниям Группы Газпром осуществлять сбыт новых видов продукции на внутреннем рынке дорожных и строительных материалов. С использованием модифицированной серы реализованы и запатентованы [5, 6] технологии производства сероасфальтобетонных смесей для дорожных покрытий, а также серобетонных изделий и конструкций различного назначения. Новые материалы обеспечивают надежную долговечную

работу в условиях переменных температур, агрессивного воздействия окружающей среды, в том числе со стороны дорожных противогололедных реагентов, имеют высокие физико-механические характеристики и отличаются более низкой себестоимостью при производстве по сравнению с аналогами.

В рамках выполнения поручения Правительства России 2013 г. ПАО «Газпром» и ООО «Газпром ВНИИГАЗ» совместно с подразделениями Московского автомобильно-дорожного государственного технического университета и Росавтодора реализованы пилотные проекты строительства опытных участков дорог в различных регионах России с применением инновационных дорожных материалов на основе серы. Первый этап мониторинга дорожных покрытий показал, что после двух-трех лет интенсивной эксплуатации все участки находятся в рабочем состоянии. Исходя из опыта мониторинга подобных дорожных покрытий срок их эксплуатации может составить не менее 10 лет.

Помимо разработки новых технологий ООО «Газпром ВНИИГАЗ» выполняет ряд оперативных работ в области переработки газа:

- термодинамическое и технологическое моделирование применяемых и перспективных технологических процессов переработки углеводородного сырья, производства СЖТ, СПГ и газоочистки;
- имитационное моделирование последствий чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера для действующих объектов газопереработки;
- управление системными рисками функционирования и развития производственного комплекса;

- исследования качественных характеристик СПГ, СУГ и широких фракций легких углеводородов, газов дезтанизации и стабилизации, стабильных и нестабильных конденсатов, механических примесей и пирофорных соединений;

- разработку нормативной документации для продукции, выпускаемой на действующих или вновь проектируемых объектах;

- входной контроль качества адсорбентов и катализаторов с целью подтверждения заявленных характеристик и определения возможности их использования;

- испытания адсорбентов по осушке и очистке природного газа, измерения адсорбционной емкости по влаге и углеводородам под давлением.

В условиях высокой конкуренции на рынке и постоянно ужесточающихся требований к качеству выпускаемой продукции приоритетным направлением для ООО «Газпром ВНИИГАЗ» является разработка инновационных технологий и технических решений с использованием отечественных материалов и оборудования, что в будущем обеспечит технологическую независимость и конкурентоспособность газовой отрасли.

Список литературы

1. RU 2538192. Способ сжижения природного газа и установка для его осуществления / А.В. Мамаев, С.А. Сиротин, Д.П. Копша и др.; заявка: 2013149401/06 от 07.11.2013; опубл.: 10.01.2015, бюл. № 1.
2. RU 2502545. Способ переработки природного газа и устройство для его осуществления / Ю.В. Лебедев, Д.В. Новиков, А.Б. Юмашев и др.; заявка: 2012134078/05 от 08.08.2012; опубл.: 27.12.2013, бюл. № 36.
3. RU 2614956. Установка получения синтетического жидкого топлива / И.П. Афанасьев, Ю.В. Лебедев, В.А. Логинов и др.
4. RU 2620795. Установка облагораживания синтетических нефтяных фракций / И.П. Афанасьев, Ю.В. Лебедев, А.В. Мамаев и др.
5. RU 2455157. Способ литья изделий из серобетона / А.В. Мамаев, Н.В. Мотин, М.Н. Алехина и др.
6. RU 2197445. Способ приготовления литой асфальтобетонной смеси / С.З. Алексеев, Ю.Э. Васильев, В.И. Гераськин и др.; заявка: 16.07.2001; опубл.: 27.01.2003.

УДК 553.98:551.462.32

Научные задачи освоения морских месторождений нефти и газа

М.Н. Мансуров

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1
E-mail: M_Mansurov@vniigaz.gazprom.ru

Проблемами освоения морских нефтегазовых месторождений институт ВНИИГАЗ начал заниматься с 1973 г. после создания по приказу министра газовой промышленности СССР С.А. Оруджева лаборатории морского газопромыслового дела под руководством Д.А. Мирзоева, которая проводила исследования ледовых воздействий на первой в стране экспериментальной ледостойкой платформе, построенной в Азовском море. После ряда организационных преобразований (1994 и 2003 гг.) в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» был образован Научно-технический центр (НТЦ) «Морские нефтегазовые месторождения» и практически замкнут комплекс научно-технического обеспечения и сопровождения целевых программ и проектов «Газпрома» по поиску и освоению углеводородных месторождений континентального шельфа.

К научным достижениям Центра можно отнести разработку и постоянный мониторинг Программы развития ПАО «Газпром» на шельфе морей РФ, технологические документы на освоение Приразломного нефтяного месторождения, проекты поисково-разведочных работ на структурах печороморского шельфа и Обской и Тазовской губ, работы по созданию технологических схем разработки, выбору и обоснованию технико-технологических решений освоения Штокмановского газоконденсатного месторождения. Среди технических достижений – проектирование ледостойких стационарных платформ «Беркут», ПА-Б и ЛУН-А, а также подводное обустройство газоконденсатного месторождения Кириного.

Ключевым преимуществом ООО «Газпром ВНИИГАЗ» при освоении морских месторождений является комплексный и системный подход к выполнению научно-исследовательских и инженерно-технических работ в области геологии, разработки и обустройства морских месторождений, промысловой подготовки и транспорта продукции, технико-экономических оценок и нормативного обеспечения работ.

ПАО «Газпром» с целью развития компетенций в области освоения морских нефтегазовых месторождений в 2014 г. преобразовало НТЦ «Морские нефтегазовые месторождения» ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в Корпоративный научно-технический центр освоения морских месторождений, а в 2015 г. утвердило разработанную ВНИИГАЗом Единую политику Группы Газпром по освоению шельфа Российской Федерации, являющуюся основополагающим документом системы управления шельфовыми проектами Группы Газпром и определяющую стратегические приоритеты, главные цели, основные задачи, ключевые принципы, структуру и механизмы ее реализации в области освоения месторождений углеводородов (УВ) на шельфе Российской Федерации.

Как известно, освоение углеводородных месторождений континентального шельфа представляет собой комплексную наукоемкую техническую проблему, связанную с проведением геофизических и геологоразведочных работ, бурением скважин, добычей нефти и газа, промысловой подготовкой и транспортом УВ потребителям. Поскольку континентальный шельф России характеризуется крайне непростыми природно-климатическими условиями, добавляющими новый уровень сложности

Ключевые слова: освоение морских месторождений углеводородов, континентальный шельф, Арктика, дальневосточные моря, ледостойкие морские сооружения, моделирование разработки морских месторождений, надежность расчетных показателей разработки, опытные стенды и полигоны, научно-техническое прогнозирование.

в проблемах освоения морских углеводородных месторождений, стратегия работ на шельфе должна основываться на новых эффективных технико-технологических решениях, обеспечивающих рациональное использование природных ресурсов, снижение капитальных вложений, выполнение требований безопасности и охраны окружающей среды.

Принятые в последние годы США и странами ЕС ограничительные санкции против России, предусматривающие, помимо прочего, запрет на поставки современного оборудования и технологий, привели к фактической приостановке участия ряда иностранных нефтяных и сервисных компаний в разработке морских ресурсов УВ Арктики и дальневосточного шельфа и существенным образом усложнили задачи реализации российских шельфовых проектов.

Поэтому представляется, что для разработки конкретных морских месторождений актуальны следующие направления научных исследований:

- создание постоянно действующих геологических и гидродинамических моделей месторождений, совершенствование методов их построения и актуализации;
- разработка и совершенствование методов, обеспечивающих надежность расчетных показателей разработки морских месторождений для краткосрочной, среднесрочной и долгосрочной перспективы;
- разработка принципиально новых схем обустройства морских месторождений в условиях Арктики, включая подводные комплексы и морские платформы, в том числе платформы, функционирующие по безлюдной технологии.

Состояние моделирования разработки морских газоконденсатных месторождений

Целостность процесса разработки месторождения – от моделирования пласта до выбора схемы заканчивания скважин, получения первой продукции и последующей эксплуатации месторождения – обуславливает необходимую гибкость и адаптивность проектных решений, поскольку любая новая информация о продуктивном пласте, совершенствование технологий применительно к реальным условиям, а также множество других существенных факторов, которые зачастую выявляются лишь в ходе реализации проекта, приводят к расширению и развитию представлений об оптимальной разработке месторождения, игнорирование которых почти всегда имеет

негативные последствия, в частности, приводит к неоправданно завышенным капитальным затратам и эксплуатационным расходам, а иногда и к потере углеводородного сырья.

Морским месторождениям, в отличие от месторождений суши, присущи малые объемы поисково-разведочного бурения и отсутствие этапа опытно-промышленной эксплуатации. Указанные обстоятельства, наряду с объективной ограниченностью существующих знаний об истинных процессах, происходящих в пласте и стволе скважины, ограничивают области внедрения цифровых технологий на нефтегазовых месторождениях шельфа. Взаимосвязь методов исследования и обработки исходных данных (рис. 1) [1] демонстрирует сложность построения репрезентативных геологической и фильтрационной моделей, а также условность принимаемых критериев.

По мнению А.Х. Мирзаджанзаде и др. [2], низкая степень обоснованности технологических режимов в основном связана с тем, что для большинства определяющих факторов соответствующие теоретические основы, доступные для промысловиков, практически отсутствуют, а существующие теоретические подходы не всегда достаточно адекватно отражают во всей полноте совокупность реальных физических процессов, происходящих в пласте и стволе скважины. Хотя характерной чертой современных процессов освоения месторождений УВ является внедрение информационно-коммуникационных технологий по всей цепочке производственного цикла, а принятие решений на иерархических уровнях от низшего до высшего базируется на результатах моделирования конкретных ситуаций или процессов, цифровизация морского месторождения в условиях недостаточности и неопределенности исходных данных, характерных для состояния их изученности, наряду с отсутствием точного математического описания множества промысловых задач (пространственное изменение параметров пластов: толщин, пористости, проницаемости, нефти- и газонасыщенности и др.) может приводить к ошибкам в расчетах.

Есть и другие объективные факторы, препятствующие внедрению таких технологий, например [3]:

- 1) если в прискважинной зоне информация о структуре и особенностях углеводородных пластов достаточно полна, то вдали от скважин

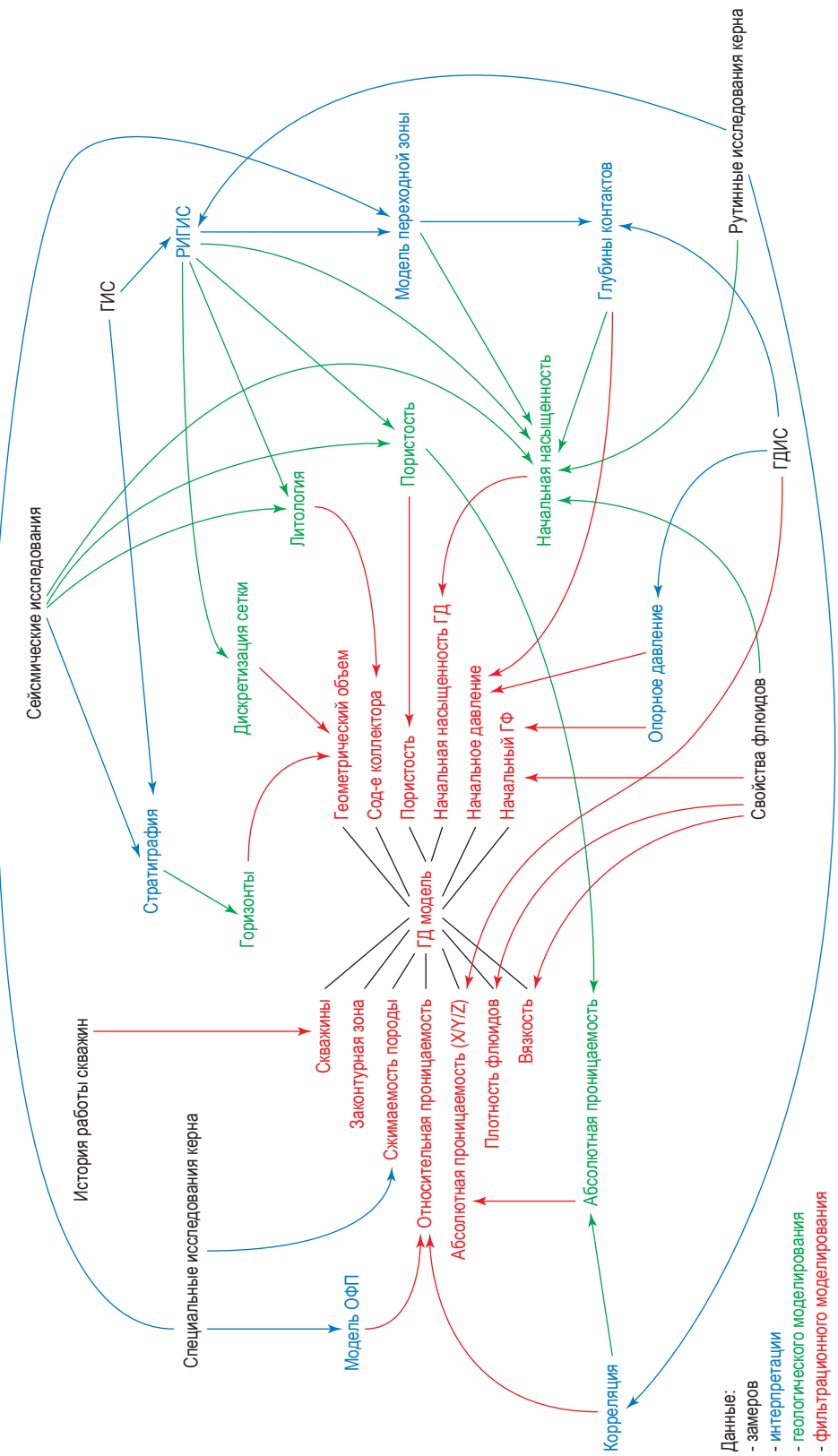


Рис. 1. **Схема взаимодействия источников данных и методов построения моделей** (по данным Н. Боженок и А. Стрелалова, ТГТУ) [1]:
 ГД – газодинамическая модель; ГДИС – гидродинамические исследования скважин; ГИС – геофизические исследования скважин; ГФ – газовый фактор;
 ОФП – относительная фазовая проницаемость; РИГИС – результаты интерпретации геофизических исследований скважин

фильтрационно-емкостные характеристики пластов и реальный потенциал добычи из них достоверно не известны. Как правило, плотность разведочного бурения на море составляет 100...200 км² на скважину, а тонкая (несколько сантиметров) прослойка глины, расположенная между двумя скважинами и не заметная на сейсмическом кубе, может кардинально поменять структуру потоков в пласте;

2) трехмерные изображения ядра ограничены в разрешении или размере сканируемого образца, что создает проблемы с разрешением субмикронных пор и репрезентативностью образцов;

3) задача экстраполяции данных, полученных на масштабе ядра (~1 см), на призабойную зону имеет множество практических решений, основывающихся в большинстве случаев на опыте петрофизиков и геологов, а единая обоснованная математическая модель масштабирования отсутствует.

Имеются и другие причины, негативно влияющие на достоверность прогнозных показателей. В качестве такого примера на рис. 2 показано влияние технического ограничения диапазона допускаемого дебита газовой скважины (до 1,2 млн м³/сут) при первичных газодинамических исследованиях на буровой платформе на погрешность определения расчетной продуктивности газовой скважины, которая может составлять 9...12 млн м³/сут или более.

На рис. 3 приведены результаты расчета влагосодержания пластового газа газокон-

денсатного месторождения при возможных вариантах отклонения (ошибки) определения величин термобарических параметров пласта от реальных значений [4], поскольку репрезентативность и точность определения данного параметра в значительной степени влияют на процессы разработки газоконденсатного месторождения, подготовки скважинной продукции и утилизации добываемой попутной воды. Результаты расчетов показывают: при наличии погрешности в определении термобарических параметров пласта только ± 5 % ошибка в определении расчетного влагосодержания газа может достигать 48,6 %.

Таким образом, можно заключить, что существующие знания в области внедрения цифровых технологий на нефтегазовых месторождениях шельфа достаточно ограничены, а модели разработки морских газоконденсатных месторождений создают у лиц, принимающих решения, ошибочное представление об их полноте и завершенности.

Обеспечение надежности расчетных показателей разработки морского месторождения на средне- и долгосрочную перспективу

Ключевым аспектом снижения рисков является достижение существенно более детального понимания фундаментальных физических и химических свойств горных пород и флюидов, которые оказывают решающее влияние на увеличение суммарной добычи

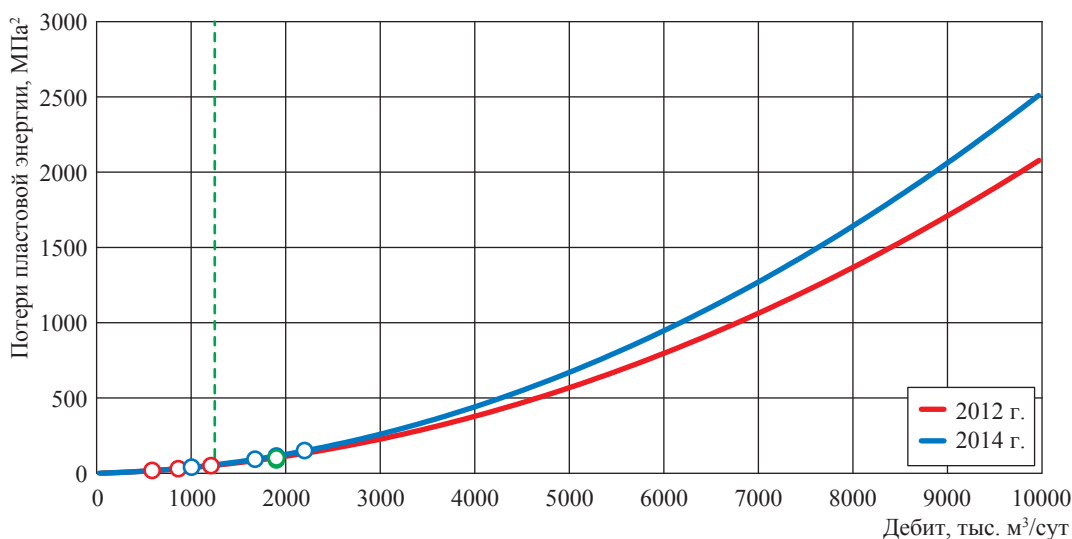


Рис. 2. Пример влияния допускаемого диапазона дебита (зеленый пунктир) при первичных газодинамических исследованиях разведочной скважины на погрешность определения расчетной продуктивности газовой скважины

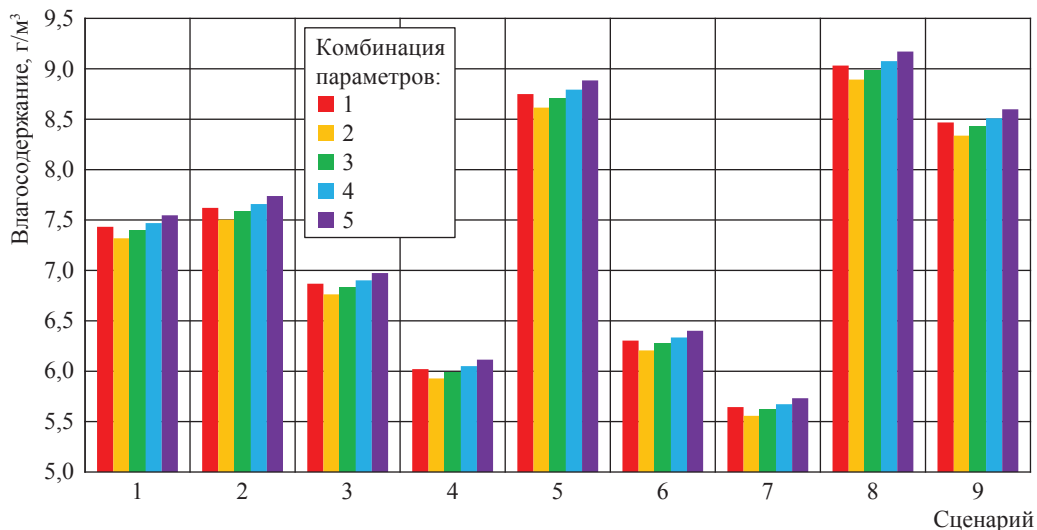


Рис. 3. Расчетное влагосодержание для разных комбинаций значений пластовой температуры, давления, относительной плотности газа и солёности пластовой воды при погрешности измерения давления и температуры пласта $\pm 5\%$ от начальных значений [4]

и повышение экономических показателей проекта. Это требует существенного наращивания *экспериментальных возможностей* для понимания процессов фильтрации и течения, а также точного прогнозирования физических и химических параметров.

Мировой опыт подтверждает эффективность такого инструмента испытания технологий и разработок, как опытные стенды и полигоны. Известны следующие полигоны:

- *Rocky Mountain Oilfield Testing Center* (США), созданный совместными усилиями Министерства энергетики США, отраслевых компаний и научных организаций. В составе полигона находятся 700 скважин месторождения Teapot Dome, на базе которых тестируются технологии по всей цепочке – от бурения и методов увеличения нефтеотдачи до сепарации газов и утилизации CO_2 . Недавно полигон был продан добывающей компании, что подтверждает ценность его инфраструктуры и наработок;

- *ProlabNL B.V.* (Нидерланды). Включает в себя полномасштабный буровой комплекс, используемый на морских буровых платформах, и позволяет испытывать широкий спектр технологий на доступных для пользователей семи скважинах различного типа и богатой наземной инфраструктуре (например, для тестирования технологий транспортировки). Полигон максимально открыт для независимых игроков, которые могут испытать и сертифицировать технологии работ на шельфе;

- *Ullrigg Drilling and Well Centre* (Норвегия). Предлагает качественные крупномасштабные испытательные площадки с использованием настоящих УВ (газ и сырая нефть) под высоким давлением для моделирования условий добычи и подготовки добываемой продукции реального месторождения. Гидравлические испытательные стенды замкнутого типа (*англ. flowloops*) полигона широко используются для оценки новых технологий, разрабатываемых нефтегазовыми компаниями для подводных программ добычи УВ.

Хотя, по мнению некоторых специалистов, стендовых испытаний не достаточно для подтверждения всех характеристик и параметров, представляется, что отработка технологий добычи продукции в модельных условиях конкретного морского месторождения с учетом вариаций параметров геологической и гидродинамической неопределенности позволяет существенным образом снизить реальные риски. Естественно, что для испытания нового оборудования и технологий морской нефтегазодобычи необходимо создавать пилотные полигоны.

Практическими условиями для создания испытательного полигона в России обладает ООО «Газпром ВНИИГАЗ», в котором с 1960-х гг. эксплуатируются модельные стенды для исследований вертикальных, наклонных и субгоризонтальных потоков, диагностики газо-жидкостных потоков в призабойной зоне скважин и трубопроводах сложной

конфигурации и др. Комплексные исследования технологий на экспериментальных установках позволяют минимизировать риски, связанные с надежностью прогнозирования и обеспечения проектной добычи, а полученные результаты использовать на всех стадиях проектирования разработки и обустройства, выбора конструкции скважин и элементов промышленного обустройства, определения режимов эксплуатации и алгоритмов управления промышленными системами в конкретных геолого-промысловых условиях реального месторождения.

В качестве примера недостаточной точности модельных расчетов на рис. 4 приведена экспериментально полученная гидравлическая характеристика скважины при течении газоконденсатной смеси в сравнении с расчетами по гомогенной модели газожидкостной смеси и модели сухого газа.

Результаты экспериментальных исследований на стендах позволят создать и адаптировать расчетные математические модели, а также обеспечить их необходимую точность. Полученные массивы экспериментальных данных обеспечат расширение спектра математических методов многофазной гидродинамики, а также разработку новых программных комплексов для расчетов технологических режимов работы скважин, шлейфов, установок комплексной подготовки газа конкретных морских месторождений. Проведенные ранее

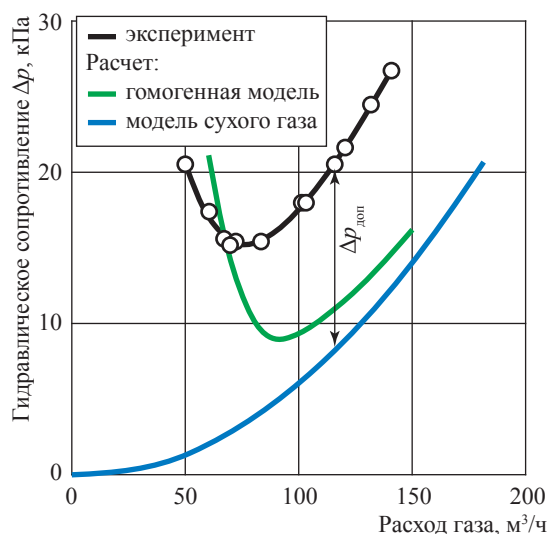


Рис. 4. Сравнение экспериментальных результатов течения газоконденсатной смеси в скважине с расчетами по гомогенной модели газожидкостной смеси и модели сухого газа

в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» комплексные и аналитические исследования для месторождений суши способствовали повышению прогнозной эффективности эксплуатации скважин и промысловых систем при наличии в продукции скважин жидкой фазы [5].

Эффективное дренирование продуктивного пласта на морских месторождениях – с использованием минимально возможного количества скважин для добычи максимального объема нефти и газа с выгодным темпом отбора – играет ключевую роль в обеспечении рентабельности при планировании работ. Однако комплексный подход включает в себя больше, чем простое обеспечение максимальной площади контакта вскрытого участка ствола скважины с пластом-коллектором, являющееся наиболее распространенным решением при строительстве скважин с большими отходами от вертикали. Схемы заканчивания таких скважин должны также учитывать оптимальный дебит в долгосрочной перспективе, для чего необходимы экспериментальные исследования, обеспечивающие баланс между накопленной добычей и общей прибылью. Хорошо спланированная стратегия разработки и обустройства всего месторождения, основанная на надежных экспериментальных данных и включающая конфигурации заканчивания и местоположения скважин, типов и размеров промысловых объектов и технологического оборудования, а также решения о проведении внутрискважинных работ, играет ключевую роль в обеспечении эффективного конечного суммарного извлечения нефти и газа.

Лица, принимающие стратегические решения с временным горизонтом влияния на добычу, достигающим десятков лет, должны учитывать риски, связанные с неопределенностями модельных расчетов. Разработка и внедрение прогнозных систем на основе анализа экспериментальных данных позволит эффективно снижать неопределенности и соответствующие финансовые риски, а также обеспечить надежную эксплуатацию морских нефтегазоконденсатных месторождений.

Научные задачи и состояние технической обеспеченности освоения месторождений арктического и дальневосточного шельфа

Состав, содержание и стоимость предынвестиционных научно-исследовательских и опытно-конструкторских разработок (НИОКР), предваряющих проекты освоения конкретных

морских месторождений, в основном определяются условиями природно-географического, геолого-геофизического, метео-климатического и инженерно-океанологического размещения морских месторождений. Поэтому программы НИОКР при одинаковых функциональных задачах для месторождений разных акваторий будут отличаться друг от друга.

Для подобных НИОКР важен этап научно-технического прогнозирования. Отечественным и мировым опытом установлено, что прогнозно-аналитические работы являются необходимым направлением инновационной деятельности и служат информационной базой подготовки научно обоснованных проектных решений, подразумевая выработку целей и различных сценариев реализации проекта. Для конкретного проекта объект прогнозирования – это морское месторождение, которое рассматривается как сложная технологическо-экономическая система, включающая полный производственный цикл от разведки и разработки месторождения до поставки продукции потребителю.

Следует отметить, что если разработка специализированных прогнозов по видам деятельности, включая геологический и экологический прогнозы, для морских проектов не вызывает особых сложностей, разработка прогнозов по направлениям производственной деятельности (выбор систем разработки и обустройства месторождения, конструкции скважин, профиля добычи продукции и т.п.) требует многовариантных квалифицированных технико-экономических расчетов, обусловленных объективными неопределенностями в исходных данных и связанным с этим требованием обеспечения необходимой гибкости проектных решений.

Другой проблемой является отбор критически важных технологий и оценка их влияния на конечные показатели морской нефтегазодобычи. Многие традиционные направления отраслевой нефтегазовой науки, ориентированные на достижение эффективных, но частных целей (например, рост проходки на долото, повышение единичной производительности промыслового оборудования и др.), не оказывают существенного влияния на конечную эффективность основных процессов морской нефтегазодобычи. Заметные конечные результаты могут быть получены только при комплексном решении возникающих научно-технических задач.

Поскольку принципиальная концепция освоения месторождения разрабатывается на стадии предпроектных исследований до начала реального проектирования, программа НИОКР выявляет узкие места будущего проекта и требует, в свою очередь, опережающего финансирования. Отказ от такого финансирования НИОКР обычно приводит к неадекватному увеличению сроков и стоимости проектных работ.

Основными особенностями проектирования, строительства и эксплуатации объектов морского нефтегазового проекта являются их уникальность (объекты проекта представляют собой сложные многопрофильные наукоемкие системы), распределенный между подрядчиками характер работ по разработке и реализации проекта, высокая капиталоемкость реализации проекта, а также длительность эксплуатации промысловых сооружений (около 50 лет), которая накладывает особые требования к надежности и безопасности объектов.

Мировой опыт демонстрирует, что современный уровень морской нефтегазодобычи достигнут только благодаря научно-техническому прогрессу, внедрению новых прогрессивных технологий на всех стадиях освоения – в ходе разведки, разработки, добычи и транспорта. Ведущую роль наукоемких технологий наиболее ярко демонстрирует практика освоения месторождений Северного моря и реализации сахалинских проектов.

Так, продолжительность подготовки и ввода в разработку месторождений британского сектора Северного моря в девяностых годах прошлого века сократилась в два раза по сравнению с аналогичными по запасам месторождениями, введенными в разработку на 20 лет ранее, почти в два раза снизилась и себестоимость добычи. Вместо применения стационарных платформ переход к использованию подводных добычных комплексов и плавучих платформ типа TLP и SPAR позволил осваивать нефтегазовые месторождения при глубинах моря более 1000 м и снизить издержки обустройства месторождений.

По мере освоения ресурсов в труднодоступных и отдаленных районах новые технологии становятся одним из определяющих факторов. Сахалинские проекты – хороший пример эффективного применения наукоемких технологий на всех этапах разработки морских месторождений.

Для ПАО «Газпром» на дальневосточном и арктическом шельфе основным

конкурентным преимуществом является наличие значительной минерально-сырьевой базы, а основным недостатком – отсутствие технологий морской газодобычи. Поэтому для обеспечения и поддержания необходимого технологического уровня Компании требуется создавать и развивать собственные технологии. Хотя задачи импортозамещения в России были актуализированы задолго до введения санкций, проблема налаживания российского производства до настоящего времени не решена, причем зависимость от импорта в нефтегазовом оборудовании составляет 60 %, а в энергетическом – 50 %. Более того, развитые страны постепенно все возвращают себе, даже производство, которое ранее выводили в другие страны, чтобы не отдавать новые технологии третьим лицам. Это является серьезной проблемой в контексте отсутствия достаточных средств на отраслевую науку и оперативной реакции на внедрение прогрессивных решений.

Комплекс работ по освоению морских месторождений нефти и газа в наиболее общем виде можно классифицировать следующим образом: геофизические работы, поисково-разведочное и эксплуатационное бурение, обустройство месторождений и создание транспортной системы для доставки продукции скважин потребителям. Анализ состояния технических средств производства указанных работ в контексте их применимости в тяжелых ледовых условиях позволяет констатировать следующее.

Техническое оснащение морской геофизической разведки и высокая производительность геофизических судов обеспечивает в безледный период возможность проведения работ по изучению геологического строения акватории, выявлению и подготовке локальных объектов для постановки поискового бурения.

Для бурения поисково-разведочных скважин используются в основном мобильные буровые установки различных типов. Накопленный отечественный опыт поисково-разведочного бурения на континентальном шельфе показывает: на глубинах 20...75 м могут применяться самоподъемные установки с выдвигными опорами; на глубинах 50...200 м – полупогружные установки с якорной системой позиционирования; на глубинах 50...300 м – буровые суда с динамической системой позиционирования. В результате весь диапазон глубин моря от 20 до 300 м не только перекрыт, но и частично продублирован. Следует отметить, что

применение буровых судов обеспечивает проходку скважин с меньшими затратами, а технически доступные для бурения глубины моря могут быть увеличены за счет использования дополнительной водоотделяющей колонны.

Практически не обеспечена техническими средствами поискового и эксплуатационного бурения мелководная часть акватории от 0 до 20 м. Опыт бурения при малых глубинах ограничен использованием плавучего бурового комплекса «Обский». Зарубежный опыт значительно богаче. В море Бофорта сооружен целый ряд искусственных островов и оснований различного типа. Наиболее приемлемыми из них для поисково-разведочного и эксплуатационного бурения представляются кессоны, обеспечивающие проходку скважин на глубинах моря от 6 до 30 м. Бесспорным преимуществом данных систем является возможность их многократного использования.

Особо выделяется проблема глубокого разведочного бурения при значительных глубинах, когда продолжительность безледного периода не позволяет за один сезон выполнить проводку скважины. Хотя современные технические средства обеспечивают возврат буровой установки на точку бурения, практическая реализация такого метода в труднодоступных районах Арктики связана с рядом проблем экономического и экологического характера. В целом современный уровень развития техники и технологии морской нефтегазодобычи не поддерживает полномасштабных поисков, разведки и разработки шельфовых месторождений в высокоширотных и глубоководных районах Арктики (северных акваториях Карского моря, Восточно-Сибирском, Лаптева и Чукотском морях), хотя географическое положение некоторых месторождений, например Ленинградского и Рusanовского, весьма благоприятно с точки зрения сокращения транспортных линий до действующих газовых магистральных трубопроводов.

Концепции обустройства месторождения путем создания системы, обеспечивающей эффективную добычу его запасов, основаны на трех принципах: 1) наиболее традиционном – применении стационарных оснований различного типа; 2) использовании мобильных установок; 3) применении подводных эксплуатационных систем.

Освоение месторождений в средних и тяжелых ледовых условиях с помощью

стационарных оснований наиболее реально с точки зрения технической осуществимости, но ограничено глубинами моря 30...50 м. Это условие позволяет обустроить только месторождения и структуры Печорского моря, губы и заливы Карского моря. Применение мобильных установок допустимо только на свободной ото льда акватории, поэтому география их использования в Арктике ограничена.

Весьма активно в мире пользуются подводными системами. Общее число скважин с подводным устьевым оборудованием приближается к 6 тысячам. В Арктике подобных скважин нет, не рассматриваются они и в зарубежных проектах обустройства, хотя чрезвычайно высокая стоимость стационарных платформ должна стимулировать использование подводных систем. ПАО «Газпром» впервые опыт применения подводных добычных комплексов приобрело при эксплуатации Киринского газоконденсатного месторождения.

Основная проблема применения подводных комплексов заключается в необходимости обеспечении их круглогодичного технического обслуживания и контроля, в том числе аварийного, например, при выбросах или фонтанировании скважин. Решить это можно только с помощью подводных систем технологического обслуживания, которые требуют опережающего создания.

Сложной представляется проблема надежности, контроля и обслуживания трубопроводов, проложенных в акваториях с ледовым покровом. Для ее решения реализуемы три направления: 1) создания судов обслуживания ледокольного класса, способных обеспечить круглогодичный доступ к трубе; 2) дублирования (резервирования) участков трубопроводов, расположенных в ледовитых акваториях, которое обеспечит возможность обслуживания и ремонта трубопровода в наиболее благоприятный период года; 3) создания автономных подводных технических средств, поддерживающих круглогодичное обслуживание и ремонт морских трубопроводов.

Обобщая информацию о состоянии технических средств обустройства морских месторождений, можно сделать следующий вывод: проектные решения обустройства и эксплуатации морских месторождений основываются на результатах научных исследований большого объема как фундаментального, так

и прикладного характера. Наиболее перспективно направление создания подводных технологий.

Подводно-подледные нефтегазовые промыслы включают в себя широкую номенклатуру технологического оборудования: подводные сепараторы, насосы и компрессоры, буровые установки, технические средства их обслуживания и ремонта. Главная черта оборудования для шельфа – это резко выраженная конструктивная и технологическая уникальность почти каждого устройства, сочетающаяся с разнообразием используемых материалов, энергооборужения, систем контроля и управления.

Бытующее сегодня мнение, что технико-технологическое отставание можно ликвидировать путем быстрой модернизации или перепрофилирования существующих предприятий с целью создания специализированной индустрии, представляется ошибочным. Производство средств освоения морских месторождений – весьма непростая задача, и надо трезво оценивать перспективы ее воплощения в жизнь. Хотя основные технические решения уже известны и проверены практикой, следует понимать, что невозможно решить эту задачу путем копирования, поскольку неизвестны технологии изготовления ключевых элементов оборудования, алгоритмы работы программного обеспечения и систем управления, свойства материалов и покрытий, технические требования к элементам конструкций и т.д.

Необходимые рекомендации и требования могут быть сформулированы только на основании длительного опыта изготовления и эксплуатации узлов и деталей, научных исследований. Нужно понимать, что для создания нового высокотехнологичного оборудования с должным уровнем эксплуатационных показателей потребуются немалые инвестиции и годы напряженной работы отечественных конструкторских, технологических и производственных коллективов.

Очевидно, что ПАО «Газпром» как производственная корпорация, допущенная к работам на континентальном шельфе России, должно лоббировать финансирование необходимых научно-технических исследований на государственном уровне и обеспечивать в достаточной мере финансирование собственных научных исследований в области освоения шельфовых месторождений.

Список литературы

1. Боженюк Н.Н. Параметры неопределенности гидродинамических моделей – допустимость варьирования и степень влияния на конечный результат / Н.Н. Боженюк, А.В. Стрекалов // Бурение и нефть. – 2016. – № 7–8. – С. 18–22.
2. Мирзаджанзаде А.Х. Основы технологии добычи газа / А.Х. Мирзаджанзаде, О.Л. Кузнецов, К.С. Басниев и др. – М.: Недра, 2003. – 880 с.
3. Актуальные технологические направления в разработке и добыче нефти и газа: публичный аналитический доклад / под ред. И.Г. Дежиной. – М.: БиТуБи, 2017. – 220 с.
4. Гереш Г.М. Влияние на оценку влагосодержания пластового газа погрешностей определения термобарических параметров и состава пластового флюида / Г.М. Гереш, О.Ю. Яценко // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 4 (36): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения месторождений российского шельфа. – С. 31–34.
5. Федулов Д.М. Изменение свойств нестабильного углеводородного конденсата при движении флюида газоконденсатных месторождений в системе «пласт – скважина – шлейф» / Д.М. Федулов, В.А. Истомин, О.В. Николаев и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – № 2 (30): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 132–138.

УДК 622/32:[502+330.131.52]

Прикладные научные исследования для целей обеспечения экологической безопасности и энергоэффективности нефтегазовой компании

А.Г. Ишков¹, А.З. Шайхутдинов², Н.Б. Пыстина^{2*}

¹ ПАО «Газпром», Российская Федерация, 190900, г. Санкт-Петербург, BOX 1255

² ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

* E-mail: N_Pystina@vniigaz@gazprom.ru

Для крупнейших мировых энергетических компаний насущной необходимостью является адекватное реагирование на глобальные проблемы, такие как изменение климата, перенаселение и рост потребления энергетических ресурсов, истощение и загрязнение окружающей среды. В современных реалиях новые инвестиционные проекты Группы Газпром – это и новые вызовы, связанные с расширением географии присутствия, в том числе и на шельфе, с возможными климатическими изменениями в регионах, необходимостью более глубокой переработки сырья и получения оригинальных продуктов, в частности, из отходов. В связи с этим усилия Компании нацелены на разработку высокоэффективных и энергосберегающих технологий, минимизирующих воздействие на климат и окружающую среду.

При этом в последнее время зарубежные страны ведут активную политику «экологического протекционизма», выраженную в необъективной оценке роли метана в изменении климата и продвижении зарубежных источников природного газа на основе заведомо ложных предпосылок, что вызвало перераспределение инвестиций в пользу возобновляемой энергетики и активизацию действий по возможному изменению «углеродного регулирования» энергетики (углеродный налог, углеродные квоты).

Задачи отраслевой науки напрямую связаны со спецификой функционирования крупной энергетической компании. В силу объективных причин производственные процессы характеризуются высокой степенью инертности, вызванной длительной эксплуатацией значительной части парка оборудования, а именно: магистральных трубопроводных систем – сроком 30...40 лет; нефтегазохимических комплексов и заводов – сроком 60 лет и более. При этом повышение эффективности производства, снижение энерго- и углеродоемкости, а также эксплуатационных затрат, ведущее к росту конкурентоспособности и капитализации компании, возможно только за счет внедрения инноваций.

Прикладные направления фундаментальной науки, разработка новых технологических и технических решений, определяющих техническую политику «Газпрома» как в отношении реализации крупных инвестиционных проектов, так и применительно к текущей операционной деятельности, на протяжении 70 лет формировались в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и других корпоративных научно-исследовательских и проектных институтах. Отраслевой наукой созданы и поддерживаются методология определения ресурсной базы добычи природного газа и проекты освоения крупнейших месторождений, техническая политика развития не имеющей мировых аналогов газотранспортной системы и научно-методические основы создания подземных хранилищ газа, технологии глубокой переработки углеводородного сырья, сопровождение перехода компаний Группы Газпром на принципы наилучших доступных технологий (НДТ), определение углеродного следа природного газа. Развитие направлений

Ключевые слова:

ПАО «Газпром», энергоэффективность, экологическая безопасность, природный газ, природоподобные технологии, адиабатическая конверсия метана, метано-водородная смесь, сорбированный метан, газовые гидраты, переработка и утилизация отходов, ликвидация последствий углеводородных загрязнений.

исследований для повышения энергоэффективности и охраны окружающей среды идет в мировом тренде и нацелено на создание методических, организационных, технических, технологических решений в следующих основных направлениях:

- повышения энергоэффективности и снижения углеродоемкости производственных процессов;
- развития методологии оценки потенциала энергетической эффективности и оценки углеродного и токсического следа технологических процессов;
- создания природоподобных технологий, родственных экосистемам, не образующих отходов и не приводящих к вторичному загрязнению;
- разработки и внедрения природоохранных и ресурсосберегающих технологий, компенсирующих негативное воздействие на окружающую среду.

В современных реалиях перед корпоративной наукой стоит задача научными методами системного анализа обосновать значимую роль природного газа для реализации целей устойчивого развития, принятых Генеральной Ассамблеей ООН в 2015 г. Влияние природного газа на устойчивое развитие прослеживается по главным составляющим: экономическому развитию, социальной сфере и охране окружающей среды. Из всех видов топлива и нетопливных источников энергии природный газ является самым мощным средством реализации целей устойчивого развития в настоящем, а в сочетании с природоподобными технологиями – гарантом устойчивого развития человеческой цивилизации в будущем.

Развитие биотехнологий – одно из приоритетных инновационных направлений науки. Это в полном смысле слова природоподобные технологии, использование которых для очистки компонентов окружающей среды позволяет получить хороший эффект без образования вторичных загрязнений. Корпоративной наукой созданы и используются технологии санации нефтезагрязненных вод и почв, в результате применения которых содержание нефтепродуктов снижается до 85 %, а конечными продуктами процесса являются углекислый газ и вода. В настоящее время ведется разработка биотехнологического способа восстановления функциональных свойств строительных материалов для повышения эксплуатационной надежности

бетонных конструкций. Суть исследования состоит в создании биопрепарата на основе культур уробактерий для восстановления бетонных конструкций. Перспективна также разработка современной высокоэффективной технологии получения кормового белка из природного газа. Производство может быть ориентировано на вовлечение в промышленный оборот ресурсов углеводородов и другого непищевого сырья, в том числе попутного нефтяного газа, природного газа удаленных и малых месторождений, остаточного газа месторождений на поздних стадиях их разработки, угольного метана, биометана.

На современном этапе научные разработки должны обеспечить лидирующую роль природного газа при переходе к низкоуглеродной энергии. В частности, есть все предпосылки для формирования концепции развития новой энергетической модели на основе водорода, предполагающей использование в качестве топлива метано-водородной смеси (содержание водорода до 48 %), получаемой из природного газа адиабатической конверсией метана. Более экономичная по сравнению с существующими технологиями может применяться на объектах газовой отрасли, например на компрессорных станциях магистральной транспортировки газа. Интеграция технологий утилизации теплоты уходящих газов и низкотемпературной адиабатической конверсии метана позволяет создать газотурбинную установку нового типа с высокими энергетическими и экологическими показателями. В этом случае увеличение мощности газотурбинной установки и снижение расхода топлива по сравнению с традиционным образцом могут составить соответственно до 70...80 и 35...40 % при одновременном снижении выбросов в атмосферу загрязняющих веществ: оксидов азота (NO_x) – в 4...8 раз; оксида углерода (CO) – до 10 раз; диоксида углерода (CO_2), одного из основных парниковых газов, – на 30 %. В перспективе возможно использовать энергию, производимую возобновляемыми источниками, для получения метано-водородной смеси из природного газа.

В настоящее время для «Газпрома» актуальны вопросы диверсификации способов хранения и транспортировки природного газа. Активно ведутся исследования в области создания технологии хранения метана в сорбированном состоянии на природных

модифицированных сорбентах. Существенными преимуществами сорбентов, на которых газ находится в пористой системе в связанном состоянии, являются их безопасность и предотвращение риска взрыва и возгорания газа. Основные научные проблемы – повышение сорбционной емкости носителей и накопителей метана и получение адсорбентов с оптимальными экономическими параметрами.

Несмотря на хорошую ресурсную базу «Газпрома», перспективной задачей для корпоративной науки является создание методов разработки нетрадиционных ресурсов метана. В частности, для обеспечения готовности к «газогидратной революции» стратегически важно развивать исследования для создания технологий безопасной транспортировки и хранения метана в гидратированном состоянии, технологии получения искусственных метаногидратов.

Необходимо продолжать работы по энергосбережению, рассматривая этот процесс как инновационный источник энергии и наиболее продуктивный путь снижения выбросов парниковых газов. В практику производства внедрены такие мероприятия, как:

- использование мобильных компрессорных станций для предотвращения выбросов метана при проведении ремонтных работ на магистральных газопроводах ПАО «Газпром», что позволяет в год экономить 30 млн м³ газа и предотвращать выброс в атмосферу 500 тыс. т CO₂-эквивалента;
- оптимизация за счет замены сменной проточной части центробежных компрессоров (экономия – 6,5 млн м³ природного газа в год);
- утилизация газа при ремонте и обследовании скважин (годовая экономия – 2088,1 млн м³ газа).

В целом новые технологии, реализованные при создании современных газотранспортных систем (ГТС), позволяют существенно повысить их энергоэффективность: ГТС северного газотранспортного коридора снижает расход газа на собственные нужды транспорта в 6 раз в сравнении с ГТС, рассчитанными на рабочее давление 5,5 МПа, и в 3 раза по сравнению с ГТС, рассчитанными на 7,5 МПа.

Проводятся перспективные опытно-конструкторские работы, направленные на повышение энергоэффективности, например, разрабатываются следующие технологии:

- охлаждения воздуха, подаваемого в газотурбинный двигатель, с применением абсорбционной бромисто-литиевой холодильной машины;
- утилизации газов выветривания их улавливанием и рекуперацией;
- утилизации энергии высоких давлений природного газа на газораспределительной станции в процессе его поставок потребителям;
- утилизации потенциальной энергии топливного газа газоперекачивающих агрегатов за счет применения детандер-генераторной установки на магнитных подшипниках и др.

Несмотря на приоритет превентивных методов, современный уровень науки и техники не позволяет полностью исключить отрицательное влияние техногенеза на окружающую среду. Работа в области создания эффективных компенсационных природоохранных и ресурсосберегающих технологий сосредоточена на разработках, имеющих потенциальный существенный эффект в виде сокращения потребления природных ресурсов, снижения размещения отходов в природной среде, получения из отходов полезных продуктов. Проектируется мобильная установка для переработки отходов бурения на объектах добычи углеводородного сырья, в том числе на шельфе, позволяющая организовать повторное использование буровых растворов, очистить буровые сточные воды до требуемых нормативов, а также получить из твердых буровых отходов товарный продукт в виде грунта для строительства или рекультивации. На стадии опытно-промышленных испытаний находится система селективного каталитического восстановления оксидов азота отходящих газов газоперекачивающих агрегатов, позволяющая обеспечить содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах агрегата в соответствии с нормами, действующим в Европейском союзе. Начаты работы по созданию отечественных импортозамещающих технологий и реагентов для ликвидации последствий углеводородных загрязнений акватории и береговой линии при реализации проектов по освоению шельфовых месторождений.

В Российской Федерации приняты принципиальные решения о включении во все документы стратегического планирования целей по переходу к модели экологически устойчивого развития, обеспечивающего эффективное

использование природного капитала. Для корпоративной науки «Газпрома» вырисовываются стратегические задачи, которые необходимо решить, а именно:

- оценка и обоснование роли природного газа и газовой отрасли в декарбонизации и переходе к низкоуглеродной энергии;
- объективная оценка роли метана в изменении климата;
- развитие инновационных технологий использования газа с учетом новой индустриальной революции;

- создание и внедрение технологий, обеспечивающих энергоэффективное и дружелюбное окружающей среде развитие глобальной энергетической компании.

Кроме того, необходимостью является популяризация преимуществ природного газа как природного ресурса, обеспечивающего в настоящее время и на перспективу основу экологической и энергетической безопасности для устойчивого развития общества.

УДК 622.32:004.413.4

Идентификация и анализ рисков функционирования и развития производственно-технологического комплекса ПАО «Газпром»

М.Ю. Недзвецкий^{1,2}, А.В. Мамаев¹, В.С. Сафонов¹, С.И. Долгов^{1*}

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

² ПАО «Газпром», Российская Федерация, 190900, г. Санкт-Петербург, BOX 1255

* E-mail: S_Dolgov@vniigaz.gazprom.ru

В настоящее время к числу основных инструментов решения задач стратегического развития крупных интегрированных компаний нефтегазового комплекса можно отнести подходы (принципы, методы, модели, инструменты) современной методологии управления проектами, основанной на анализе и управлении показателями риска¹ и портфелями проектов. Так, например, в компании ПАО «Роснефть» в целях оценки экономической эффективности инвестиций в технологические инновации и обоснования основных вариантов управленческих решений (например, реализации проектов стадиями) используются модель «стадия – ворота», метод реальных опционов [1], а также балльно-факторный метод оценки вероятностей реализации рисков событий [2]. Это позволило компании выполнять количественную оценку экономической эффективности инновационных проектов с учетом факторов неопределенности, формировать портфели инновационных проектов с учетом как ресурсных ограничений, так и возможностей получения отрицательного результата по отдельным проектам, что в итоге повысило обоснованность принимаемых инвестиционных решений и привело к снижению рисков.

В известной нефтегазовой компании Petrobras [3] используются инструменты анализа рисков и оценки экономической эффективности инвестиционных проектов в области разведки и добычи энергоресурсов с учетом факторов неопределенности. Компания внедрила основанный на методе реальных опционов подход к оценке экономических рисков для крупных инвестиционных проектов. Ключевые интересы для компании представляют риски, связанные с добычей нефти и природного газа, спросом на производные финансовые инструменты, ценами на сырье, сроками операций и изменением капитальных и эксплуатационных затрат. При выполнении анализа этих рисков компания оценивает несколько ключевых показателей: ожидаемый чистый дисконтированный доход (ЧДД), стандартное отклонение ЧДД, вероятность отрицательного ЧДД или финансовых потерь, минимальную денежную сумму, которую компания может потерять с заданной вероятностью.

В компании Statoil также широко применяют современные инструменты риск-анализа, в том числе метод построения дерева решений и метод Монте-Карло, что позволяет принимать эффективные инвестиционные решения с учетом геологической и рыночной неопределенности.

В современных условиях быстро и зачастую непредсказуемо меняется конъюнктура рынков и активной конкуренции; использование инструментов анализа рисков, управления проектами, проектными рисками и портфелями проектов является

Ключевые слова: разведка и добыча углеводородов, ПАО «Газпром», производственно-технологический комплекс, управление проектами, анализ рисков, оценка экономической эффективности инвестиционных проектов, фактор неопределенности, метод реальных опционов, система управления рисками, Единая система газоснабжения России.

¹ См.: Руководство к Своду знаний по управлению проектами (Руководство PMBOK). – 5-е изд. – Pennsylvania: PMI, 2013. – http://pm-files.com/sites/default/files/file/C/C-1/C-1-1/pmbok_5th_2013_rus.pdf; ISO 31000:2009. Risk management – Principles and guidelines; IEC/ISO 31010:2009. Risk management – Risk assessment techniques; ISO GUIDE 73:2009. Risk Management – Vocabulary; The Standard for Portfolio Management. – 3rd ed. – Pennsylvania: PMI, 2012; Enterprise Risk Management – Integrated Framework. – COSO, 2004. – <https://www.coso.org/Documents/COSO-ERM-Executive-Summary.pdf>

необходимым фактором стратегического управления развитием производственно-технологического комплекса ПАО «Газпром». Такой инструментарий позволяет решать ряд важных взаимосвязанных задач, к числу которых относятся:

- оценка рисков и возможностей поддержания технического состояния, реконструкции и развития производственно-технологического комплекса;
- разработка гибкой (с учетом факторов неопределенности) стратегии развития Компании;
- разработка системы мониторинга реализации стратегии развития Компании на основе ключевых индикаторов риска и т.п.

В ПАО «Газпром» как в одной из системообразующих компаний топливно-энергетического комплекса России решению рассматриваемой проблемы уделяется большое внимание. Разработаны и активно используются в деятельности Компании целый ряд специальных нормативных документов.

Так, Политикой по управлению рисками и внутреннему контролю ПАО «Газпром» (далее – Политика) устанавливаются цели, задачи и принципы организации системы управления рисками (СУР). Положение о системе управления рисками Группы Газпром уточняет и детализирует общие принципы организации СУР, определяет основы терминологической базы СУР, детализирует задачи, решаемые участниками СУР на различных этапах процесса управления рисками, распределяет функции и ответственность между участниками СУР, описывает характер их взаимодействия, расширяет и уточняет область применения определенных Политикой принципов и общих подходов к организации СУР.

Положением о системе управления рисками Группы Газпром определены следующие этапы процесса управления рисками:

- 1) формирование внутренней среды;
- 2) постановка целей;
- 3) идентификация рисков;
- 4) оценка рисков;
- 5) реагирование на риски;
- 6) разработка и реализация мероприятий по управлению рисками;
- 7) мониторинг рисков и статуса мероприятий по управлению рисками;
- 8) отчетность, обмен информацией и коммуникации.

Рекомендации по разработке регламента взаимодействия участников системы управления рисками в дочерних обществах и организациях ПАО «Газпром» (далее – Регламент) определяют типовую структуру и содержание Регламента. Временный классификатор рисков ПАО «Газпром», его дочерних обществ и организаций содержит классификационные признаки, порядок классификации основных рисков и присвоения им классификационного кода.

Перечень владельцев/совладельцев рисков по основным группам рисков определяет соответствующее звено системы управления. При этом под владельцем риска понимается структурное подразделение Общества, ответственное за инвентаризацию риска, разработку, реализацию и мониторинг исполнения мероприятий по управлению рисками. Методические рекомендации по управлению рисками с использованием качественных оценок демонстрируют применение стандартных качественных методов и подходов к оценке и управлению рисками, а также включают положения по формированию шкал для определения значимости уровня рисков, ранжированию рисков, документированию информации о них. Следует учитывать, что в сложных производственно-технологических системах выбор «владельца рисков», в отношении которого будет проводиться дальнейший анализ, является сложной и зачастую неоднозначной задачей.

В ПАО «Газпром», как и во многих других мировых энергетических компаниях, производственный блок функционирует в неразрывной связи с финансово-экономическим. При этом очевидно, что два данных блока во многом имеют различные факторы риска, предполагают разные методологии анализа риска и подходы к управлению им. Например, дополнительные инвестиции в развитие объектов производственного блока, безусловно, повышают надежность и устойчивость его функционирования, но с точки зрения финансового блока эти инвестиции представляются весьма рискованными, особенно в условиях высокой волатильности энергетического рынка.

В настоящей статье не ставилась задача обсуждения каких-либо методических аспектов управления показателями проектных рисков, хотя, без сомнения, эта задача весьма актуальна и требует рассмотрения. Авторы

считали важным обратить внимание на некоторые трудно формализуемые аспекты функционирования и развития Единой системы газоснабжения (ЕСГ) России, которые могут быть идентифицированы как факторы риска и которые необходимо учитывать при разработке моделей управления.

Если проследить историю развития газовой отрасли СССР и далее Российской Федерации, можно заметить, как изменялись приоритеты в управлении. В советское время основной задачей газовой отрасли было безусловное бесперебойное снабжение «голубым» топливом народного хозяйства и обеспечение экспортных поставок, что требовало высокой интенсивности вложений в технологический комплекс. Основной объем трубопроводов существующей газотранспортной системы (ГТС) РФ был построен фактически в 15-летний период с 1975-го по 1990 г. Обеспечить такую интенсивность роста только за счет импортных поставок оборудования и материалов было невозможно, и в этот период получили бурное развитие и отечественная газовая наука, и соответствующие отрасли машиностроения, приборостроения и металлургии.

В период до 1990 г. приоритет задач технологического и общесистемного характера в развитии ЕСГ обусловили в совокупности инженерно-технологические и политико-экономические факторы. Среди инженерно-технологических факторов:

- значительное увеличение масштабов системы и усложнение топологии ГТС;
- усложнение структуры потоков, появление альтернативных возможностей поставок газа по различным маршрутам;
- необходимость учета режимно-технологических особенностей взаимодействия и развития существующих и вводимых в эксплуатацию сегментов ЕСГ, работающих под разными рабочими давлениями и построенных с использованием различных технологий, материалов и оборудования, подключение к ГТС дополнительно новых месторождений, подземных хранилищ газа (ПХГ) и потребителей, в том числе зарубежных;
- возрастание сложности оперативного управления, особенно в условиях значительной неравномерности потребления и необходимости проведения масштабных ремонтно-диагностических работ и т.п.

К политико-экономическим факторам относились:

- единое общегосударственное планирование, базирующееся на принципе сбалансированного развития народно-хозяйственного комплекса с учетом финансовых, материально-технических и кадровых ограничений;
- базовый принцип развития газовой промышленности – максимальное удовлетворение потребностей в газе народного хозяйства при минимальной материало- и энергоемкости строительства объектов ЕСГ.

Перевод экономики РФ на рыночные рельсы, создание акционерного общества «Газпром» объективно привели к изменению приоритетов и доминированию экономических аспектов в управлении Компанией. При этом стабилизация объемов потребления газа привела к существенному замедлению развития ЕСГ страны, вследствие чего задачи технологического совершенствования в значительной степени ограничились вопросами поддержания технического состояния (ремонта и реконструкции) оборудования и сооружений.

Приоритеты экономических факторов обусловили переход к проектному управлению и привели к широкому использованию финансово-экономических моделей и критериев при обосновании стратегии развития ЕСГ России. Поскольку попытки одновременного учета всего необходимого спектра технологических факторов в экономических моделях были связаны со значительными методологическими трудностями, это вынуждало вводить существенные технологические упрощения, что в целом ряде случаев приводило к заметным искажениям прогнозируемых показателей эффективности как отдельных инвестиционных проектов, так и их портфелей.

Отмеченные положения проиллюстрированы схематично на рис. 1 и 2.

Одним из дополнительных факторов риска, функционирования и развития как производственного, так и финансового блока Компании является процесс формирования внутреннего рынка газа. Согласно анализу, проведенному ИНЭИ РАН в рамках разработки Генеральной схемы развития газовой отрасли, угрозы и возможности распределяются при этом очень неравномерно между участниками рынка газа при различных сценариях его развития (рис. 3).

С точки зрения производственно-технологического комплекса ПАО «Газпром»

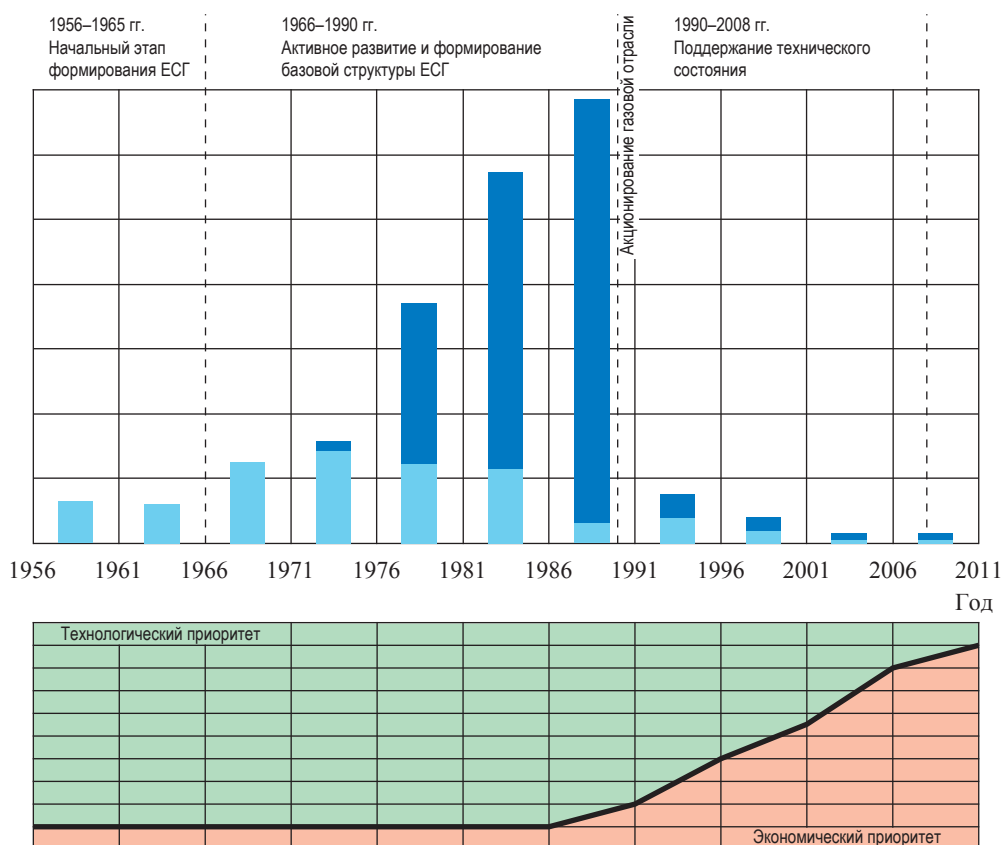


Рис. 1. Динамика развития газотранспортной системы

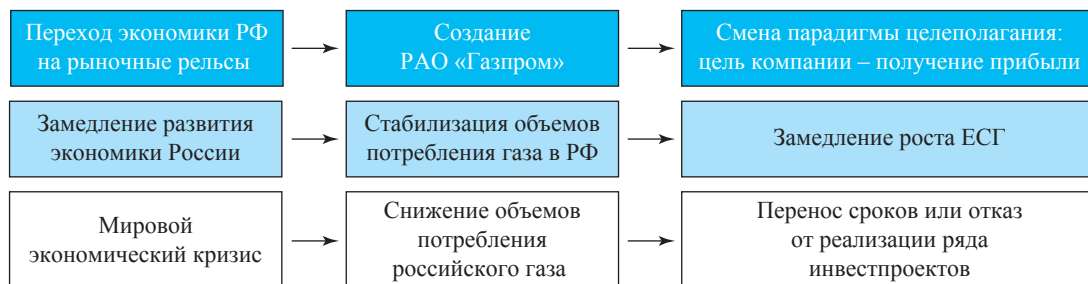


Рис. 2. Факторы, оказавшие влияние на развитие ЕСГ России

и, в первую очередь, газотранспортной системы, на которую приходится 80 % основных фондов, наиболее существенные риски могут реализоваться при либерализации газового рынка по европейскому образцу. Основной механизм реализации рисков связан с технологической неготовностью ГТС обеспечивать запросы либерализованного рынка на поставки и резервирование газа между всеми потенциальными производителями и потребителями голубого топлива, особенно в условиях пиковой зимней загрузки или существенных колебаний спроса.

Для иллюстрации этого положения рассмотрим возможности поставок газа субъектам РФ из различных зон входа в ГТС, ориен-

тируясь на классификацию, определенную приказом Федеральной службы по тарифам.

На рис. 4 показана зона возможных поставок газа от объектов добычи на п-ове Ямал. Несмотря на существенный потенциал добычи газа в этом регионе (сегодня 17 %) и большие перспективы его наращивания в обозримом будущем, возможные зоны поставок газа на внутренний рынок ограничены лишь 21 субъектом РФ из 65, находящимся в зоне действия ГТС. В обобщенном виде топологические ограничения ГТС показаны на рис. 5.

Наибольший выбор источников поставок газа доступен субъектам РФ, расположенным между центральным и южным коридорами

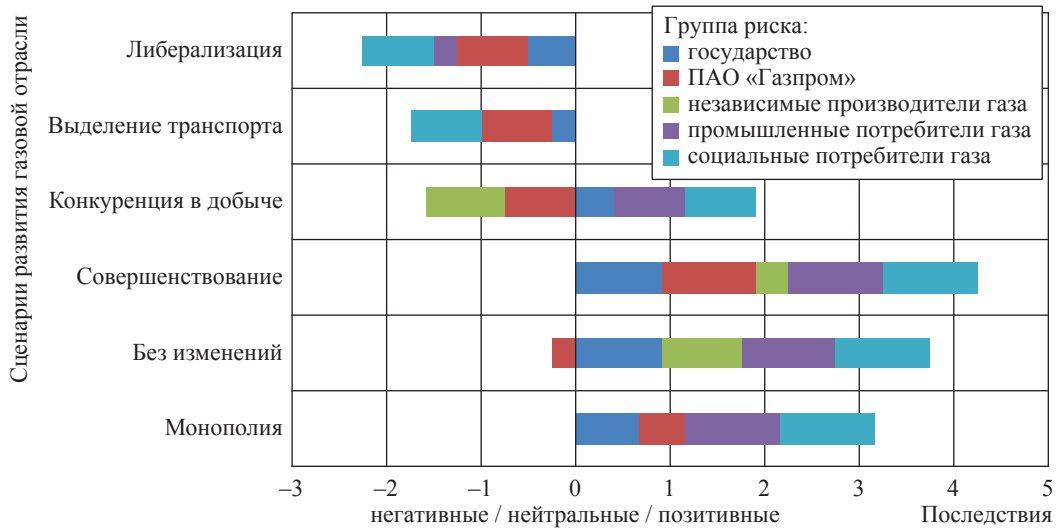


Рис. 3. Потенциальные последствия реформирования рынка газа для различных групп риска

ГТС и вдоль рокадных систем среднеазиатского и северокавказского направлений (на рис. 5 отражены зеленым цветом). Однако ряд субъектов РФ (см. розовый цвет на рис. 5) имеют весьма ограниченные возможности выбора поставщиков газа.

Помимо топологических ограничений доступа к инфраструктуре ГТС существуют также ограничения, связанные со структурой поставок газа от различных поставщиков по зонам входа в ГТС. В первую очередь, имеется в виду различие объемов поставок газа от ПАО «Газпром» и других участников рынка. На рис. 6 видно, что независимые участники рынка обеспечивают поставки только в зонах входа Ямбург, Уренгой, Локосово и Тарко-Сале.

Специфику действующей ГТС иллюстрирует диаграмма на рис. 7. Верхняя часть диаграммы показывает существующий потенциал добычи по зонам входа в ГТС, нижняя часть — число зон выхода (потребления газа), в которые может быть осуществлена поставка. Очевидно, что потенциал добычи большинства зон входа не соответствует широте охвата возможных зон потребления газа.

Помимо топологической специфики действующей ГТС необходимо также учитывать существенную неравномерность потребления газа. На рис. 8 показана динамика потребления газа в разрезе года различными отраслями промышленности и населением РФ. Обращает на себя внимание, что различие в летних и зимних объемах потребления газа достигает 2,6 раза, при этом основной вклад в такую неравномерность вносят объекты

электроэнергетики и коммунально-бытовой сектор (примерно по 42 %).

В зависимости от структуры потребления в отдельных регионах показатель неравномерности может существенно отличаться от среднего значения. Объемы потребления субъектов РФ по сезонам могут отличаться в 1,5...5 раз (рис. 9).

Сегодня в России происходит постепенная либерализация рынка газа, что связано в том числе с функционированием независимой от ПАО «Газпром» группы компаний (прежде всего «Новатэка» и «Роснефти»), осуществляющих самостоятельную добычу газа и его продажу (до 42 % от общего объема внутреннего рынка) различным потребителям с использованием услуг ПАО «Газпром» по транспортировке и резервированию газа.

На сегодняшний день внутренний рынок газа в России по факту поделен на два неравнозначных сегмента. При этом потребители, получающие газ от независимых поставщиков, характеризуются практически равномерным спросом в течение года. Это в основном промышленность. В то же время контрактные потребители ПАО «Газпром» имеют почти пятикратное сезонное изменение объемов потребления газа. Причем ситуация последовательно усугубляется из-за неотрегулированности законодательства и, как следствие, неравных условий работы на рынке газа ПАО «Газпром» и независимых компаний (соответственно полностью регулируемый и рыночный сектора) (рис. 10). Из этого однозначно следует, что дальнейшее наращивание

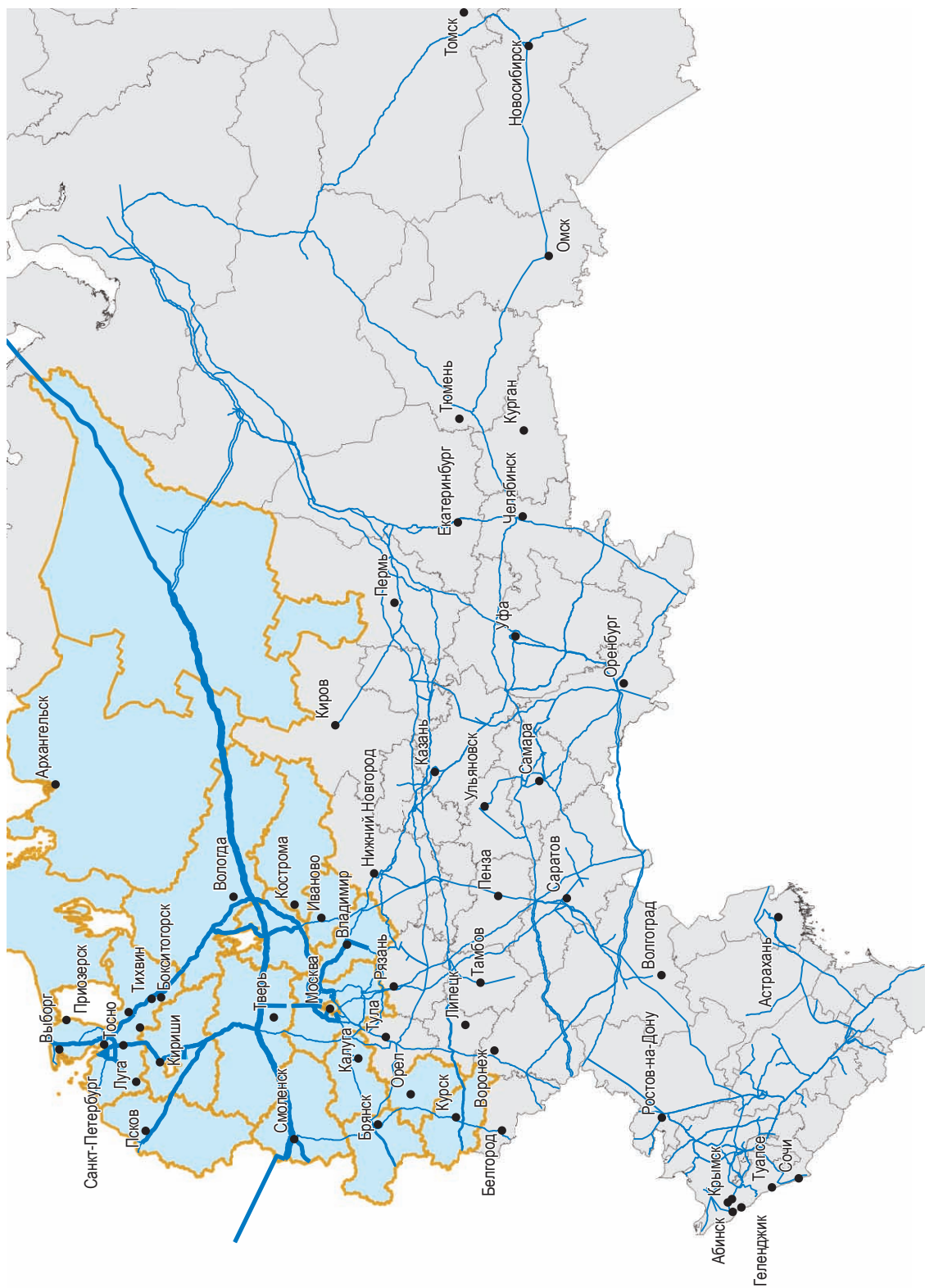


Рис. 4. Зона возможных поставок газа субъектам РФ по числу доступных зон входа: возможные поставки в 21 зону выхода согласно классификации, определенной приказом Федеральной службы по тарифам № 216-э/1 от 08.06.2015

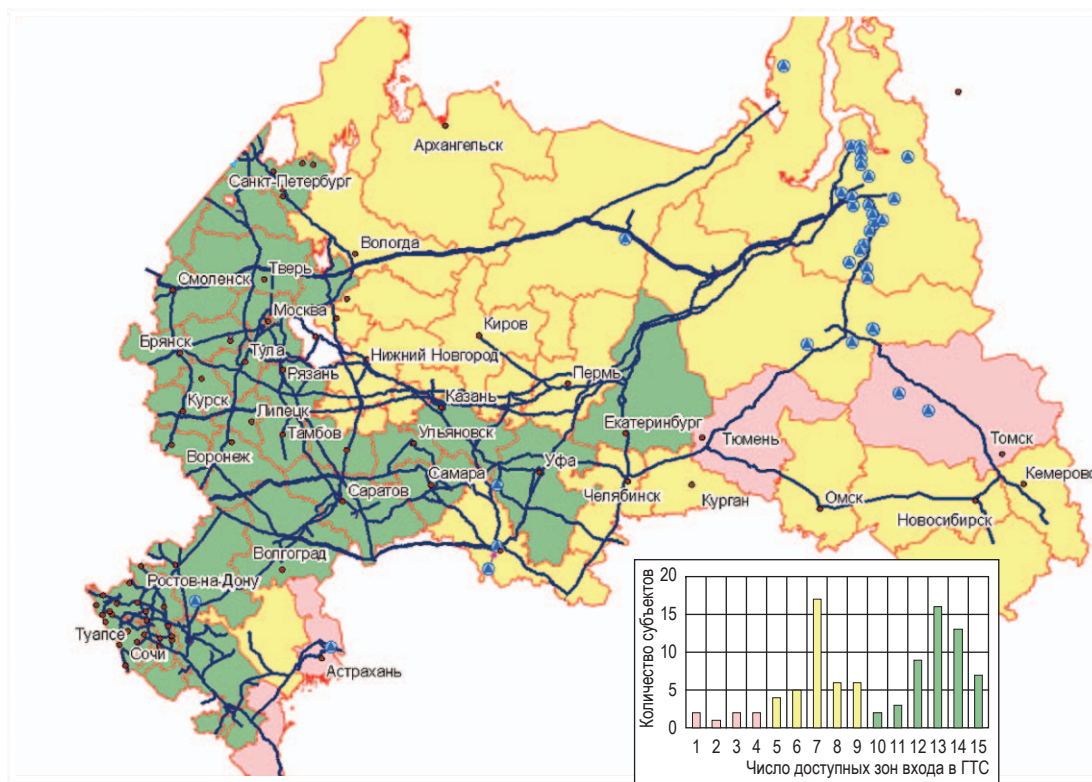


Рис. 5. Доступ субъектов РФ к зонам входа в ГТС (поставщикам газа)

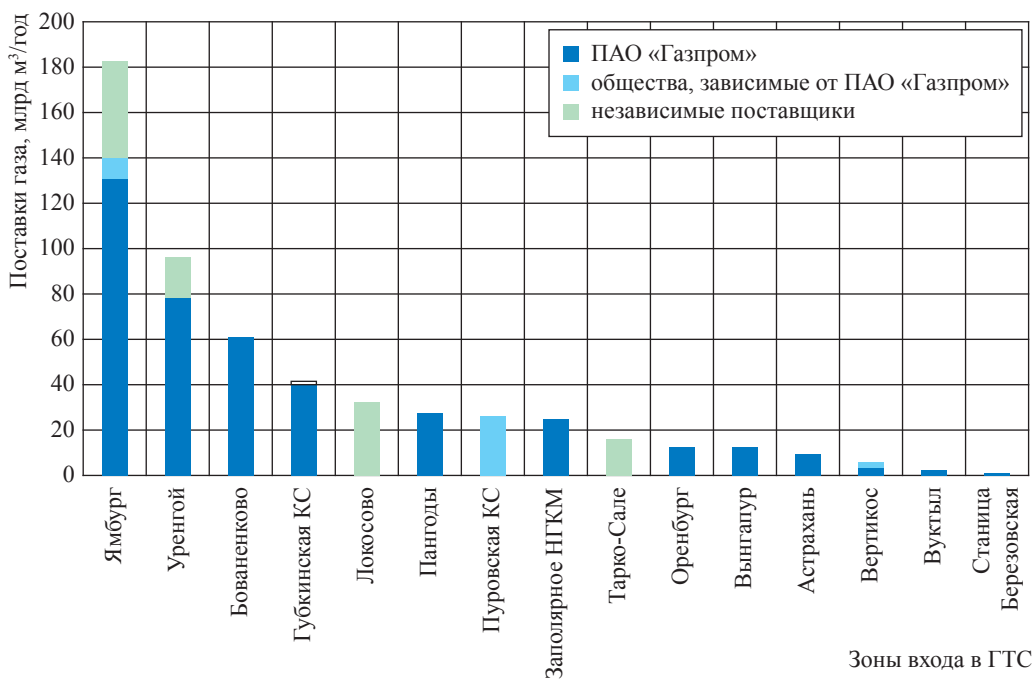


Рис. 6. Зоны входа в ГТС: КС – компрессорная станция; НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение

доли независимых производителей в поставках газа потребует их участия в регулировании сезонной неравномерности потребления.

Для обеспечения надежности поставок газа и компенсации сезонной неравномерности

потребления ПАО «Газпром» приходится использовать значительную часть системных резервов ЕСГ, причем не только закачку и отбор газа из ПХГ, но и существенное изменение объемов добычи по сезонам (рис. 11).

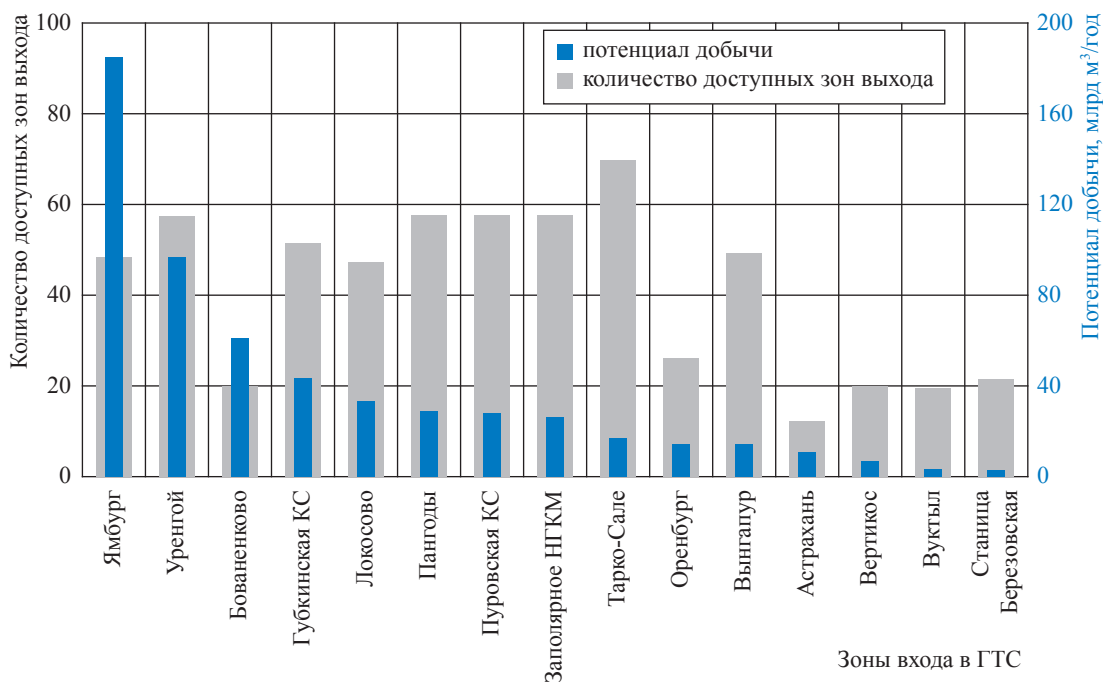


Рис. 7. Показатели соответствия распределения потенциала добычи газа по зонам потребления

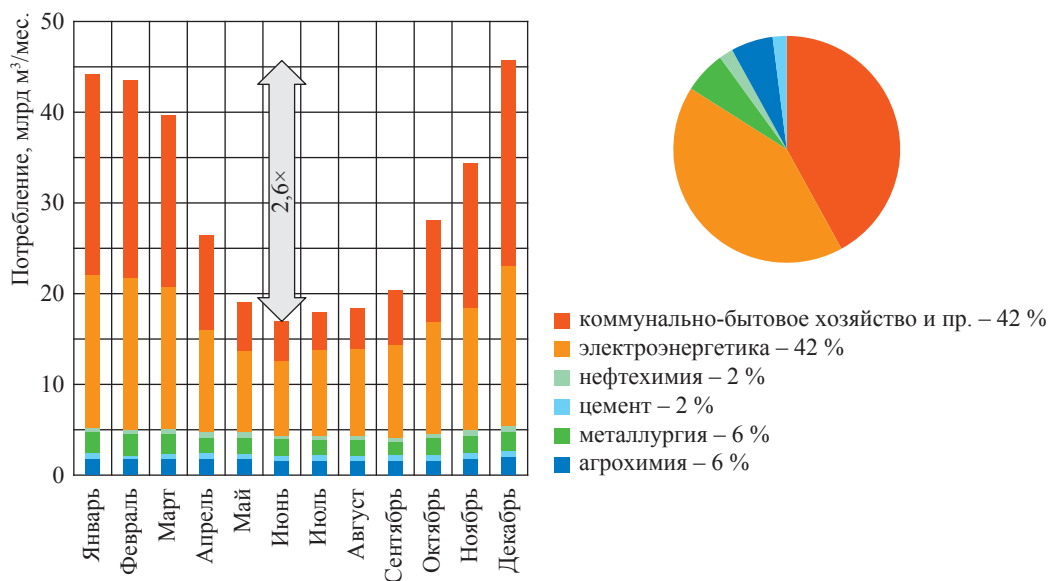


Рис. 8. Специфика потребления газа в РФ в разрезе года

Известно, что региональные возможности создания подземных хранилищ газа ограничены имеющимися геологическими условиями. Как следствие, фактическое расположение и характеристики действующих ПХГ не в полной мере совпадают с потребностями в регулировании неравномерности потребления газа по различным сегментам ЕСГ.

На рис. 12 продемонстрирована территория обслуживания Северо-Ставропольского ПХГ,

которая включает 10 зон выхода из 65 возможных, при этом мощность этого ПХГ по отбору газа составляет около 30 % от максимального суточного отбора газа из всех ПХГ. Характерно, что шесть из 71 зоны выхода по классификации Федеральной службы по тарифам вообще не имеют возможностей поставок газа из ПХГ, а потенциал отбора целого ряда ПХГ не может быть полностью реализован из-за ограничения числа обслуживаемых зон выхода

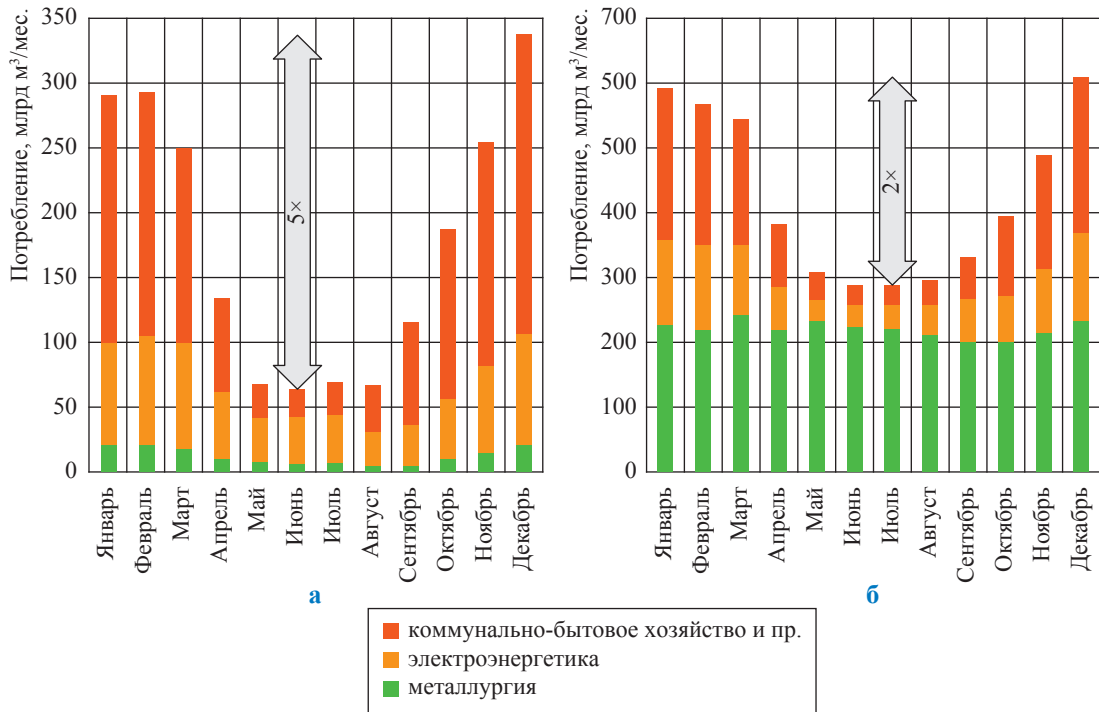


Рис. 9. Специфика потребления газа в отдельных субъектах РФ:
а – Владимирская обл.; б – Вологодская обл.

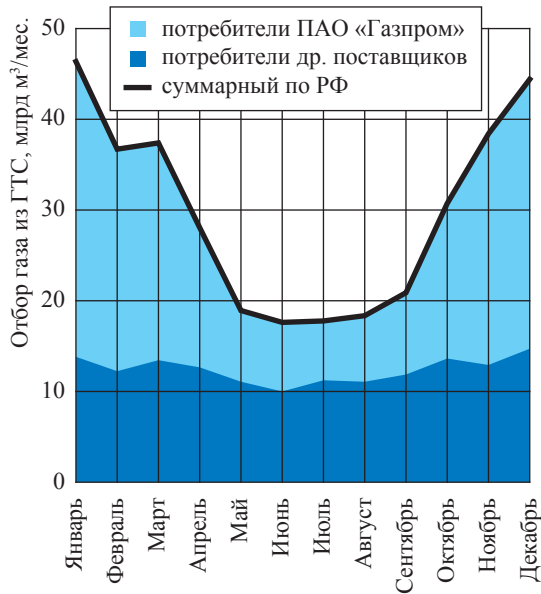
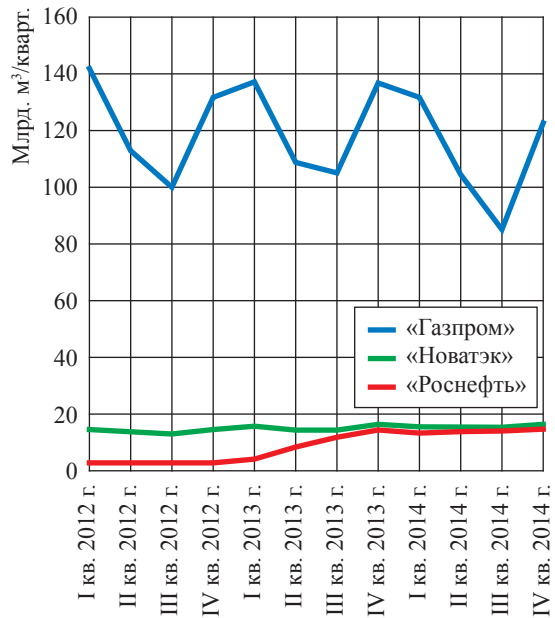


Рис. 10. Специфика поставок газа потребителям в зоне действия ГТС ПАО «Газпром»



Источник: Внутренний рынок газа: как выйти из модели «Бермудского треугольника»? – М.: Фонд национальной энергетической безопасности, 2015.

Рис. 11. Объемы добычи газа различными компаниями

(зон потребления газа). На рис. 13 указанные характеристики обобщены по действующей системе ПХГ ПАО «Газпром» в целом.

Следует также учитывать то обстоятельство, что ПХГ по своим технологическим

характеристикам и назначению предназначены для регулирования сезонных изменений газопотребления и в целом плохо приспособлены, причем вне зоны экономической целесообразности, для регулирования типовых нагрузок,

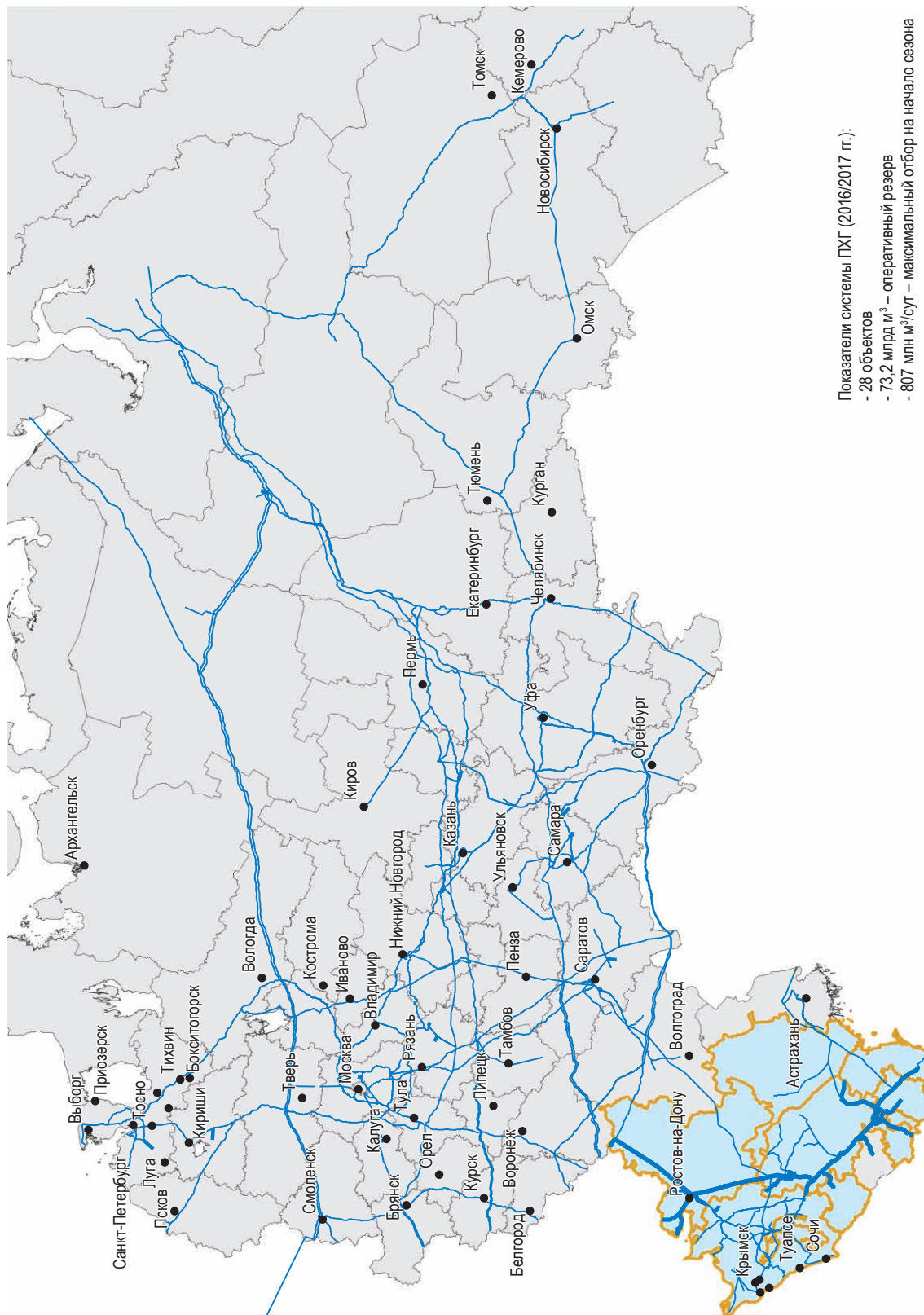


Рис. 12. Потенциальная территория обслуживания Северо-Ставропольского ПХГ

связанных, например, с резким похолоданием (или потеплением) на значительных территориях. Кроме того, географическое расположение большей части ПХГ по отношению к потребителям объективно не позволяет оперативно реагировать на резкое изменение потребления как в силу наличия соответствующего транспортного плеча, так и в силу инерционных газодинамических процессов фильтрации

газа в пластах. При этом важно иметь в виду, что из-за природно-климатических особенностей в целом ряде регионов нашей страны амплитуда типовых нагрузок газопотребления может быть близка к амплитуде сезонных нагрузок. В качестве примера на рис. 14 представлены данные по сезонным и пиковым колебаниям температур воздуха в Северо-Западном регионе России.

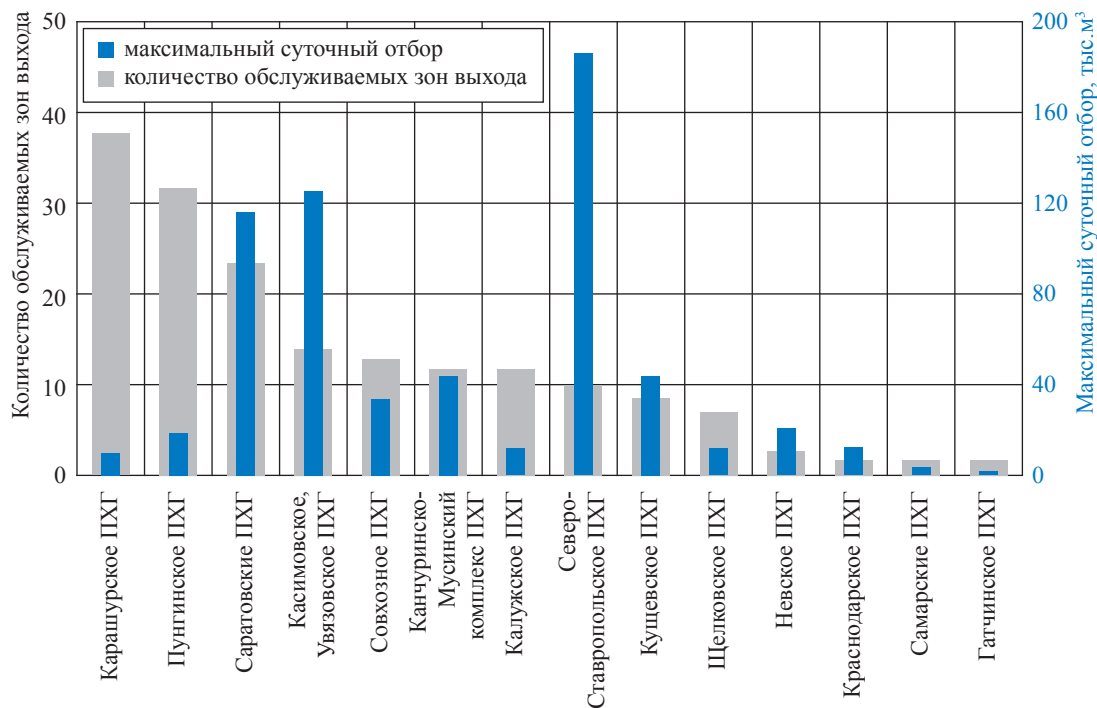


Рис. 13. Характеристики действующих ПХГ ПАО «Газпром»

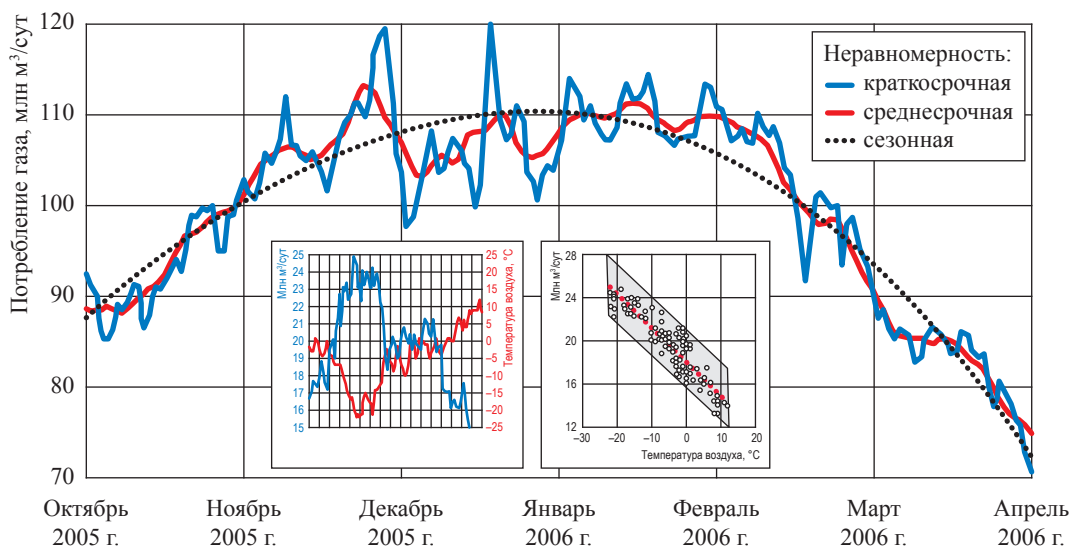


Рис. 14. Статистические колебания газопотребления и температуры воздуха в зоне действия газотранспортной системы Санкт-Петербурга

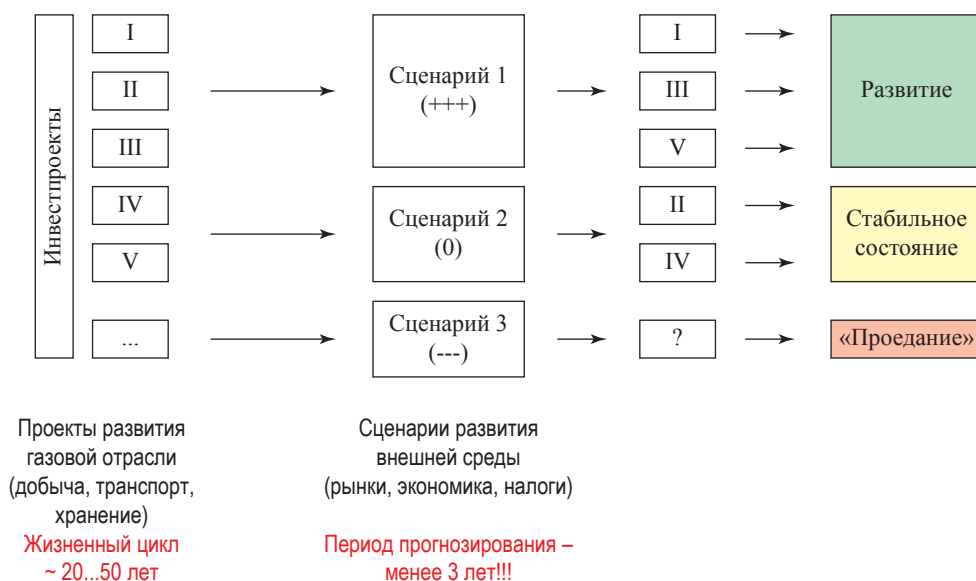


Рис. 15. К анализу развития ПАО «Газпром»



Рис. 16. К обоснованию стратегии развития газовой отрасли

Следствием указанных обстоятельств является практика активного использования запаса газа в трубах для гашения краткосрочного пикового газопотребления, причем как на конечных, так и на последующих участках, что приводит к соответствующим колебаниям давления, неоптимальной работе газотурбинных установок, «пережогу» топливного газа, снижению ресурса агрегатов и трубопровода.

Одним из возможных и, по мнению авторов, наиболее эффективных способов решения этой проблемы могло бы стать сооружение в узлах потребления газа установок типа «пик – шейвинг» (производство, хранение и регазификация сжиженного природного газа). Однако детальное обсуждение этой проблемы выходит за рамки тематики данной статьи.

Вернемся к исходной постановке задачи о существующих «противоречиях» между критериями технологической и экономической эффективности в газовой отрасли, которые условно представлены на рис. 15.

При этом важно учитывать следующие обстоятельства:

- инфраструктурные проекты газовой отрасли (особенно трубопроводные) требуют существенной глубины технико-экономического прогнозирования (от 20 лет и более);
- в то же время в современных условиях выраженной волатильности мировых энергетических и финансовых рынков достоверный период экономического прогнозирования не превышает трех лет;
- переход на преимущественно рыночные принципы развития газовой отрасли может

привести к массовому отказу участников рынка от проектов долгосрочного развития, что может стать серьезным вызовом энергобезопасности страны.

Адекватное реагирование на новые вызовы и угрозы устойчивому развитию ESG России невозможно без системных научных исследований всего комплекса технологических проблем. Отсутствие системной научной проработки возникших проблем является существенным фактором риска и может негативно отразиться на эффективности.

По мнению авторов, в основу формирования стратегии развития газовой отрасли и программы инновационного развития Компании должна быть заложена методология анализа и управления проектными рисками, рассматриваемыми как «алгоритм успеха» многопрофильных мегапроектов, реализуемых в условиях высокой неопределенности, большой продолжительности инновационного цикла и активной конкуренции. Схематично эти положения показаны на рис. 16.

С учетом изложенного высокую актуальность приобретает необходимость разработки и постоянного сопровождения комплекса взаимосвязанных имитационных моделей,

позволяющих агрегировать и учитывать взаимовлияние всего комплекса технологических рисков ПАО «Газпром». Основной задачей такой модели является создание инструментария, позволяющего получать количественные оценки рисков функционирования и развития производственно-технологического комплекса ПАО «Газпром». Получение этих оценок позволит принимать более обоснованные решения по сбалансированному развитию как производственно-технологического, так и финансово-экономического блоков ПАО «Газпром».

Список литературы

1. Copeland T. Real options: a practitioner's guide / T. Copeland, V. Antikarov. – NY: Thompson Texere, 2001. – 645 с.
2. Белкина Е.Ю. Метод экспертной оценки проектных рисков при управлении НИОКР нефтегазовой компании / Е.Ю. Белкина, В.Ф. Дунаев // Нефть, газ и бизнес. – 2012. – № 1–2. – С. 12–17.
3. Hartke R. Risk analysis and real options in upstream projects using @RISK: the Gulf of Mexico case / R. Hartke. – Rio de Janeiro: Petrobras, 2011.

МАТЕРИАЛЫ ЮБИЛЕЙНОГО ЗАСЕДАНИЯ УЧЕНОГО СОВЕТА ООО «ГАЗПРОМ ВНИИГАЗ» 8 ИЮНЯ 2018 г.

УДК 553.04::553.98

Вклад ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в развитие минерально-сырьевой базы газодобычи России и ПАО «Газпром»

В.А. Скоробогатов

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1
E-mail: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова:
ООО «Газпром ВНИИГАЗ», ПАО «Газпром», развитие минерально-сырьевой базы добычи углеводородов.

Создание, функционирование и дальнейшее развитие любой добывающей отрасли промышленности стран и регионов мира, в том числе России, а также крупных компаний-операторов целиком и полностью зависят от состояния минерально-сырьевой базы (МСБ) в виде начальных (с учетом накопленной добычи) и текущих разведанных запасов в недрах (кат. $A+B_1+C_1$), которые и определяют производство того или иного вида полезных ископаемых, в том числе горючих – угля, нефти и газа. От величины и структуры текущих запасов, степени их выработанности зависят уровни добычи в ближайшем будущем (8...10 лет) и в средней перспективе (14...15 лет).

Создание горнорудного производства и дальнейшее развитие добычи любого вида полезных ископаемых требует последовательной реализации следующей технологической цепочки: прогнозирование, поиски и разведка скоплений минерала или органического вещества – промышленное освоение месторождений и залежей, разработка и добыча – транспортирование добытой продукции – переработка – маркетинг.

С начала 1950-х до начала 1990-х гг. проблемами подготовки МСБ газо- и нефтедобычи в России (в РСФСР) занимались предприятия трех союзных министерств: Министерства геологии СССР (Мингео), Министерства нефтяной промышленности СССР (Миннефтепром) и Министерства газовой промышленности СССР (Мингазпром). Научным обеспечением и сопровождением поисково-разведочных работ (ПРР) на нефть и газ занимались мощные коллективы геологов и геофизиков большого числа отраслевых институтов (ВНИГРИ, ВНИГНИ, ЗапСибНИГНИ, СНИИГГиМС и мн. др. – в Мингео; ИГИРГИ и ВНИИнефть – в Миннефтепроме; ВНИИГАЗ и ряд его региональных филиалов – в Мингазпроме). Между ними имели место как деловые и профессионально-дружеские контакты, так и, порой, жесткая конкуренция и противостояние по ряду вопросов. Специалисты Мингео постоянно завышали оценки величины и структуры начальных потенциальных ресурсов (НПР) углеводородов (УВ) и запасов месторождений и залежей, пытаясь передать на баланс добывающих предприятий часто несуществующие в природе запасы, которые потом списывались (в ходе эксплуатационной доразведки) как неподтвердившиеся, бурили очень много лишних глубоких скважин (метраж ради «метража»). Специалисты-геологи добывающих министерств служили своеобразным профессиональным фильтром – «щитом» против, по сути, попыток перенести на смежников ошибки и провалы ПРР геологоразведочных предприятий путем передачи недоразведанных месторождений, некондиционных запасов, некорректно подсчитанных ресурсов в малоизученных регионах, комплексов пород. Достойное место в этих «столкновениях интересов» – по всем республикам СССР и прежде всего по регионам России – занимали и газовые геологи ВНИИГАЗа.

С момента с момента создания в 1948 г. ВНИИГАЗ работал над всеми проблемами развития газовой промышленности. Здесь трудились блистательные ученые мирового и общероссийского уровня, внесшие огромный вклад в решение всего спектра теоретических и научно-методологических проблем развития газовой и нефтяной промышленности, в том числе в создание и развитие МСБ газонефтедобычи. У истоков газонефтяной геологии – геологического направления ВНИИГАЗа – в 1948–1960 гг. стояли выдающиеся геологи: В.Г. Васильев (главный геолог Мингазпрома в 1960-х – начале 1970-х гг.), Н.Д. Елин, В.И. Ермаков, А.Л. Козлов, В.Н. Корценштейн, В.П. Савченко, В.М. Сенюков, В.Л. Соколов, В.П. Ступаков, А.А. Ханин.

В дальнейшем геологическую школу ВНИИГАЗа прошли Г.А. Габриэлянц (будущий – последний! – министр геологии СССР), Ю.Г. Леонов (директор ГИН Академии наук), В.Е. Орёл (заместитель директора ИГИРГИ), Ю.П. Мирончев – ведущий специалист в области развития МСБ (ВНИГНИ) и др. На рис. 1 показана схема взаимодействия специалистов-геологов двух ведущих министерств.

Давно доказано, что без хорошей науки не может быть успешной практики, т.е. промышленного производства, и это касается любых видов человеческой деятельности, особенно в горнодобывающих отраслях

промышленности. Без науки не может быть и дальнейшего развития во всех сферах материальной и духовной жизни.

В историческом плане первые два десятилетия 1948–1967 гг. были периодом становления газовой науки, в частности во ВНИИГАЗе. К концу 1960-х гг. окончательно сформировались четыре основных направления исследований:

1) геология газонефтеносных территорий и оценка реальных ресурсов УВ, поиски и разведка газосодержащих месторождений (с подсчетом запасов и обоснованием МСБ газодобычи);

2) разработка и эксплуатация месторождений и залежей свободного газа и бурение глубоких скважин;

3) дальний транспорт газа и сооружение подземных хранилищ газа;

4) переработка газа и конденсата.

Нефтегазовая/газонефтяная геология (НГГ/ГНГ) – наука фундаментальная, консервативная, одна из сложнейших в спектре естественных наук. Этапность и последовательность действий в рамках создания МСБ показаны на рис. 2 и 3.

Роль отраслевой науки в становлении и развитии МСБ газа

Газовая отрасль промышленности России в начале создавалась на основе открытия и эксплуатации небольших газосодержащих



После 1993 г. и особенно с 1998–2000 гг. поиски месторождений и приросты запасов УВ проводят добывающие компании, а их научное обеспечение и сопровождение осуществляют корпоративные научно-исследовательские институты и центры.

Рис. 1. Функциональная схема создания и развития сырьевой базы газодобычи России в 1951–1992 гг.

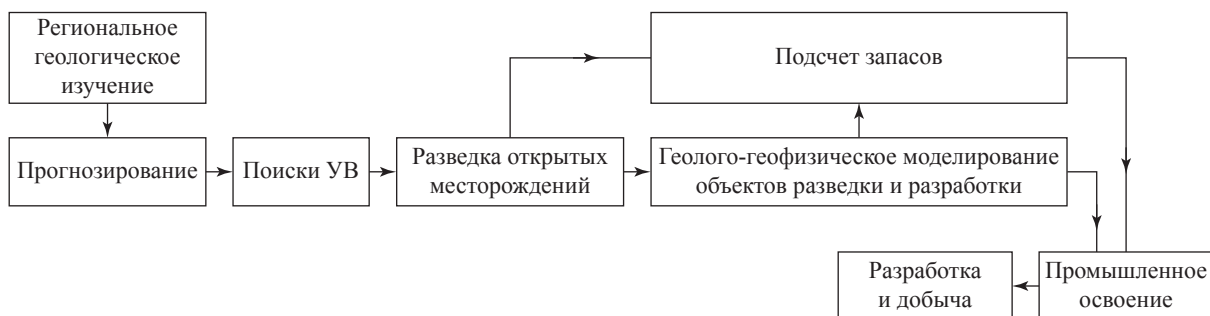


Рис. 2. Логистика формирования МСБ газонефтедобычи



Рис. 3. Дерево познания, целей и последовательности действий в развитии НГГ/ГНГ и МСБ добычи УВ: ГРП – геологоразведочные работы

месторождений в Поволжье и Тимано-Печорской провинции (1940-е гг.), в дальнейшем МСБ газа развивалась на Северном Кавказе (1950-е гг.) и в Западной Сибири (с 1960-х гг. по настоящее время). В 1950 г. все запасы свободного газа (СГ) России составляли 59,7 млрд м³, в 1960 г. – уже 972,3 млрд м³. Малые запасы – малые объемы добычи. Но к 1971 г. запасы увеличились уже до 9,3 трлн м³, в том числе в Западно-Сибирской мегапровинции (ЗСМП) до 7,1 трлн м³, однако на шельфе был разведан только 1 млрд м³ запасов [1–3]. Лиха беда начало... В 1950-х – начале 1960-х гг. закладывались основы геологии природного газа,

но многие идеи и концепции были сформулированы именно в этот период.

Главным достижением в области геологии в период второго 20-летия деятельности ВНИИГАЗа (1968–1988 гг.) стало выяснение и научное объяснение условий формирования скоплений УВ (СГ, конденсата и нефти) в осадочных бассейнах России и всей Северной Евразии (СЕА), т.е. того, как сформировались месторождения и залежи в породах палеозоя, мезозоя, кайнозоя на молодых плитах СЕА и докембрия (в Восточной Сибири), как эволюционировали скопления УВ в ловушках и по каким законам они распределены

в земных недрах. Это позволило перейти к прогнозу газонефтеносности и направленным поискам газосодержащих месторождений, а также к оценке реальных ресурсов УВ на территории России и сопредельных стран.

Основной этап создания МСБ газодобычи России приходится на период 1966–1992 гг., когда были достигнуты грандиозные успехи в деле поисков, разведки и освоения месторождений УВ, в том числе и газосодержащих (с залежами СГ) [4–7]. На начало 1993 г. запасы СГ достигли 49,1 трлн м³ и в дальнейшем до 2002 г. уже не опускались ниже 47,5 трлн м³, несмотря на невысокие приросты новых запасов на фоне продолжающейся масштабной добычи в кризисные 1990-е гг. [3, 4]. По сути, современная МСБ газа на суше России («образца» 2002–2017 гг.) создана до 1992 г. включительно, поскольку в некоторых регионах СЕА поисков и новых открытий практически не было (по ряду причин). Например, на Ямале и Гыдане с 1993 по 2017 г. не открыто ни одного нового месторождения УВ. Производилась только доразведка средней юры на ряде месторождений.

Очень плодотворными для поисков и приростов запасов стали два десятилетия – 1971–1990 гг. – по всем направлениям развития газовой отрасли и ее научного обеспечения и сопровождения, которое осуществлялось ВНИИГАЗом и его филиалами в России, на Украине, в Центральной Азии. К 1991 г. разведанные запасы СГ России достигли 48 трлн м³, общероссийская добыча – 617 млрд м³ (в целом по СССР – 792 млрд м³, что значительно больше, чем в США, где добыча природного газа достигла 800 млрд м³ только в 2017 г., и то за счет сланцевого газа). Именно тогда создана Единая система газоснабжения (ЕСГ) России, связавшая Западную Сибирь и европейские районы страны. На суше были открыты все имеющиеся в природе сверхгигантские (>1 трлн м³) и уникальные (>3 трлн м³) газосодержащие месторождения (в европейских регионах, на севере Западной и на юге Восточной Сибири), началось и успешно проводилось промышленное освоение многих из них. Начато освоение газового потенциала арктических и дальневосточных морей (в середине и конце 1980-х гг.). Роль отраслевой науки в достигнутых успехах газовой промышленности оставалась весомой и незаменимой, ее рекомендации позволяли оптимизировать развитие таких секторов нефтегазового производства, как «разведки и добыча»,

«дальний транспорт газа» и др., преодолевать трудности, кризисные явления, минимизировать всевозможные риски, прежде всего геологические. То же наблюдается и в последние два десятилетия (1999–2018 гг.), уже в XXI в.

Важнейшие достижения ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в области НГГ/ГНГ, создания и развития МСБ газо- и нефтедобычи таковы. За семь десятилетий (1948–2018 гг.) разработаны и обоснованы:

- общая теория формирования горючих ископаемых в осадочных бассейнах различного типа и возраста (парагенезиса угля, газа и нефти);
- теория струйной миграции газа по коллекторским толщам и дифференциального улавливания УВ в ловушках;
- теория формирования газосодержащих месторождений, эволюции и сохранности/разрушения залежей УВ;
- методы раздельного прогнозирования газо- и нефтеносности недр и направленных поисков месторождений газа;
- комплекс методов количественной оценки газонефтеносности недр и подсчета потенциальных и прогнозных (неоткрытых) ресурсов газа, конденсата и нефти. Корпоративные оценки НПР газа были получены во ВНИИГАЗе по состоянию материалов на 01.01.1988, 1993, 2002 гг., газа и нефти – на 2014 г.; оценка величины и структуры мировых запасов природного газа – в 2017–2018 гг.;
- классификация терригенных и карбонатных коллекторов на основе их разделения по пористости и проницаемости (шесть классов);
- метод рациональной разведки гигантских газовых месторождений;
- методы практика опытно-промышленной эксплуатации месторождений и залежей в ходе доразведки;
- методы изучения всех видов нетрадиционных ресурсов газа и нефти, расчет ресурсов газа в низкопроницаемых коллекторах и газогидратах, сланцевых газа и нефти, угольного газа и др.;
- программы развития МСБ газа России и ПАО «Газпром» до 2030, 2035, 2040 гг.

Геологическая школа ВНИИГАЗа являлась передовой в масштабах России в течение последних 50 лет (1969–2018 гг.). В предкризисный период 1989–1992 гг. многое происходило по инерции, в том числе и процессы газо- и нефтедобычи и развития МСБ, хотя

отраслевая наука менее всего «реагировала» на это (кризис 1990-х гг. не затронул газовую отрасль в той степени, как почти все другие отрасли промышленности России [8]).

По-настоящему переходными (во всем!) стали 1991–1992 гг. Необходимо отметить, что все события в рамках развития МСБ газа в России до 1992 г. разворачивались на суше. На арктическом и дальневосточном шельфах были открыты первые, в том числе гигантские, газосодержащие месторождения, но их полноценной разведке воспрепятствовали «события» середины и конца 1990-х гг. В главном газоносном регионе России – Западно-Сибирском – до 1991 г. были открыты все уникальные и гигантские месторождения СГ.

С созданием в феврале 1993 г. «Газпрома», ставшего правопреемником Мингазпрома СССР, под его контроль были переданы государством почти все уникальные и гигантские разрабатываемые и подготовленные к разработке газосодержащие месторождения на суше России (с общими запасами более 20 трлн м³), хотя в нераспределенном фонде еще ряд лет оставались весьма значительные запасы СГ – преимущественно удаленных месторождений на суше.

С 1993-го по 2001 г. включительно развитие МСБ газодобычи происходило малыми темпами, часто объемы новых приростов не восполняли отборы газа из недр эксплуатируемых месторождений во всех европейских районах и ведущем газодобывающем регионе страны – Надым-Пур-Тазовском (НПТР).

В кризисные 1990-е гг. произошло значительное снижение объемов всех видов бурения, а также приростов запасов газа и нефти. В целом по газовой отрасли промышленности падения производства газа не произошло, но воспроизводство разведанных запасов существенно снизилось [7, 9, 10]. В НГГ/ГНГ в десятилетие 1991–2000 гг. происходил процесс обобщения огромного массива фактических данных и научных знаний, осознание достигнутого и анализ достижений и ошибок в деле изучения и освоения недр СЕА.

С момента создания ПАО «Газпром» и по 2001 г. включительно развитие МСБ газонефтедобычи происходило в ограниченных объемах, не восполнявших добываемые объемы УВ. Тем не менее за этот период были открыты 24 новых месторождения (по два-три ежегодно) плюс 19 залежей на ранее открытых

месторождениях. Новый мощный импульс развитию МСБ дало в 2002–2015 гг. географическое расширение поисков и разведки газа и нефти на большинстве перспективных территорий суши и прибрежных арктическом и охотоморском шельфах. С 2003 г. подготовка МСБ приобрела планомерно-упорядоченный характер благодаря разработке в 2002 г. (во ВНИИГАЗе) и утверждению на Правлении ОАО «Газпром» Программы развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности до 2030 г. На начало 2002 г. (к моменту разработки Программы) запасы «Газпрома» составляли 26,1 трлн м³ [11, 12].

Опыт, накопленный за два десятилетия активного развития нефтяной и газовой отраслей России (1971–1990 гг.), позволил сформулировать следующие положения в рамках научно-го обеспечения геологоразведки газа и нефти и развития МСБ:

1) главное в научно-геологической деятельности – аналитически осмысленное и обоснованное предсказание будущих открытий месторождений УВ. Это и есть суть научного прогноза: предсказать, какие месторождения и залежи (по величине запасов и фазовому состоянию), где, на каких глубинах, с какими добычными возможностями и с какой геолого-экономической эффективностью будут открыты, разведаны и освоены для промышленной добычи газа и нефти;

2) проблема ГРП (ПРП) заключается не столько в объемах бурения, сколько в их целевом назначении и, главное, результативности по отношению к новым открытиям и новым приростам запасов газа, конденсата и нефти. Вести их нужно там, где они нужнее всего для обеспечения бескризисного развития добычи УВ на среднюю и дальнюю перспективу (до 2030–2040 гг.). Не стоит бурить лишних поисковых скважин, особенно на большие глубины, и детально разведывать большим числом скважин уже открытые залежи на малых и средних глубинах, особенно когда планируемый и реальный сроки их освоения и начала разработки наступят не ранее чем через 15–20 лет. Такое бывало, и часто... когда месторождения и залежи, детально разведанные, «простаивали» в ожидании пуска в эксплуатацию даже по двадцать-тридцать лет (!). Очень характерные примеры: Заполярное месторождение в НПТР, все месторождения Ямала и Гыдана.

Геологическая наука в области газа должна дать ответы на практические вопросы развития МСБ:

- сколько необходимо держать на балансе предприятий и ПАО «Газпром» в целом запасов газа и жидких УВ для обеспечения добычи на ближнюю, среднюю и дальнюю перспективу, и каковы должны быть объемы приростов разведанных запасов (кат. V_1+C_1) в динамике по годам и пятилетиям?

- где, что и как искать, ориентируясь на поиски прежде всего гигантских и крупнейших (более 100 млн т н.э.) месторождений и залежей УВ, которые становятся базовыми для разработки?

- какие результаты будут получены и какой ценой?

- каковы геологические, природно-экологические, социальные, геополитические и прочие риски проведения ГРП?

Национальный и международный имидж, а также степень влияния в нефтегазовом мире любой нефтегазодобывающей компании определяются ее капитализацией, текущим и планируемым – вероятным – на ближнюю перспективу 8–10 лет уровнем добычи УВ, а также контролируемые текущими разведанными (= доказанными) запасами газа, конденсата и нефти, их величиной и структурой (в том числе долей активных запасов в крупнейших месторождениях на национальной территории и за рубежом). Однако в средней и дальней перспективе производство УВ определяется неоткрытыми-прогнозируемыми ресурсами в регионах действия и приоритетных интересов компаний. Современные запасы, как правило, обеспечивают добычу УВ только на ближнюю перспективу [2, 3, 5, 13].

Подготовка МСБ, ее восполнение, укрепление и расширение – сложнейшая, многоаспектная проблема, решение которой должно быть взаимосвязано со сценариями добычи газа и жидких УВ, геологическими возможностями успешного развития ГРП в малоизученных регионах, развитием дальнего транспорта газа, динамикой конъюнктуры внутреннего, региональных и глобального газового и нефтяного рынков, проблемами экологии и взаимоотношений с местными властями, стратегическими партнерами и конкурентами, и главное – с финансовыми возможностями добывающих компаний и их внешними обязательствами по поставкам УВ на перспективу [4, 5, 8, 11, 12].

В первое десятилетие XXI в. объемы работ постепенно увеличивались для укрепления МСБ, «Газпрому» передавались наиболее крупные по запасам месторождения нераспределенного фонда в регионах Сибири и Дальнего Востока с целью постепенного увеличения объемов газодобычи, экспорта газа, получения валютных поступлений и создания стратегического резерва запасов как в ареале ЕСГ, так и в отдаленных областях суши (Якутия и др.) и шельфа в акваториях Баренцева, Карского и Охотского морей. Это была государственная установка на усиление крупнейшей национальной газодобывающей компании.

При средней ежегодной национальной добыче газа в последнее десятилетие 630...668 млрд m^3 /год и 490...548 млн т газобразных и жидких УВ соответственно приросты разведанных запасов с 2005 г. постоянно превышают добычу с коэффициентом восполнения (K_B) в среднем 1,1...1,4. Максимальные приросты были получены в 2014 г.: газа – 1250 млрд m^3 , нефти – 620 млн т, конденсата – 130 млн т (извлек.), т.е. при суммарной добыче 1,18 млрд т условного топлива (у.т.) прирост составил 2 млрд т у.т. ($K_B = 1,7$). Однако необходимо подчеркнуть, что большая часть приростов получена за счет разведки и доразведки ранее открытых месторождений и залежей УВ, а также в ходе пересчета (уточнения) запасов кат. $V_1+C_1+C_2$.

Благодаря хорошей конъюнктуре на европейском газовом рынке в 2017 г. был достигнут исторический максимум газодобычи – 692 млрд m^3 , в том числе ПАО «Газпром» – 471 млрд m^3 . Прирост новых разведанных запасов СГ превысил 1 трлн m^3 , в том числе по «Газпрому» – 861 млрд m^3 , однако более 90 % прироста опять же было получено за счет доразведки известных месторождений и перевода запасов из кат. V_2+C_2 в V_1+C_1 , в том числе на больших глубинах, причем запасов, которые не будут востребованы в ближайшие два десятилетия (прирост ради прироста, но не добычи даже в средней перспективе – юра Ямала, ачимовская толща Уренгоя и др.). Прирост по «чистым открытиям» составил всего 55 млрд m^3 .

К началу 2017 г. в России насчитывалось 949 газосодержащих месторождений с запасами газовых шапок и СГ 50,8 трлн m^3 . Начальные открытые запасы СГ превысили 92 трлн m^3 , в том числе накопленная добыча – 22,2 трлн m^3 (табл. 1). Текущие разведанные

Таблица 1

Величина и структура запасов газа России (по состоянию на 01.01.2017), трлн м³

Регион	Число месторождений	Накопленная добыча	Запасы	
			кат. A+B ₁ +C ₁	кат. B ₂ +C ₂
Северо-западный федеральный округ	53	0,4	0,7	0,1
Южный федеральный округ	186	0,8	3,3	2,2
Северо-Кавказский федеральный округ	47	0,3	0,1	0,1
Приволжский федеральный округ	225	1,5	0,9	0,1
Уральский федеральный округ,	214	18,4	30,8	7,7
в том числе ЯНАО	151	17,8	30,2	7,6
Сибирский федеральный округ	87	0,2	3,2	3,8
Дальневосточный федеральный округ	93	0,1	2,5	1,0
Шельф, в том числе:	44	0,5	9,3	3,7
• баренцевоморский	7	–	4,2	0,6
• карский	10	0,3	3,1	2,5
Всего по РФ	949	22,2	5,8	18,7

запасы газа России на начало 2018 г. составляют примерно 51 трлн м³, ПАО «Газпром» – 36,8 трлн м³ (геол.).

По новой классификации запасы СГ России на 01.01.2018 составляли 49,3 трлн м³ (с учетом различных коэффициентов извлечения газа), т.е. по сравнению с 2017 г. они снизились незначительно (в динамике: отбор/прирост/пересчет).

ПАО «Газпром» – глобальная энергетическая компания мирового уровня, контролирующая самые большие текущие разведанные запасы (кат. В+С₁) СГ в мире – 36,4/29,0 трлн м³ (геолог./извлеч., на 01.01.2017). Необходимость иметь такие значительные запасы при средней за последние 5 лет добыче 500 млрд м³/год обусловлена следующими причинами:

- огромной территорией страны и значительной разбросанностью газосодержащих месторождений (Западная и Восточная Сибирь, Арктика, морские шельфы – арктический и дальневосточный);

- значительным ухудшением качества и структуры текущих разведанных запасов по сравнению с 2002–2005 гг., существенным снижением объема высокоэффективных запасов газа, прежде всего сеноманского комплекса севера ЗСМП (из уникальной залежи Уренгоя уже добыто 73 % геологических запасов, в Ямбурге – 62 %, на Заполярном газовом месторождении – 46 %). Достаточно сказать, что за период 2002–2017 гг. в России было добыто 9,6 трлн м³ лучших по качеству и добычным возможностям запасов;

- усиливающейся год от года конкурентной борьбой между газопроизводителями

компаниями России: лучшие лицензионные участки на суше и шельфе под поиски и разведку УВ-скоплений и «живые» запасы месторождений нераспределенного фонда если бы не попали под контроль ПАО «Газпром», то достались бы компаниям-конкурентам, в том числе частным, преследующим собственные – не национальные, а корыстные – интересы обогащения их владельцев...

- и самое главное, необходимостью не только поддержания, но и обеспечения роста газодобычи с 470...500 млрд м³ в 2018–2020 гг. до 700...750 млрд м³ и более в период 2036...2040 гг., чего нельзя осуществить без дальнейшего развития МСБ и восполнения запасов путем доразведки имеющихся месторождений, открытия и разведки новых месторождений и залежей УВ на суше и особенно на шельфе.

Добавим, что разведанные запасы в объеме 36,4(36,8¹)/29,0 трлн м³ (геол./извлеч.) – это *стратегически обусловленный и исторически сложившийся текущий объем МСБ* газодобычи ПАО «Газпром».

Существует несколько причин, «вынуждающих» ПАО «Газпром» иметь на своем балансе разведанных запасов газа значительно больше, чем требуется для обеспечения добычи на ближнюю и среднюю перспективу (10–15 лет), а именно:

- 1) ситуация преемственности в газодобывающей отрасли (Мингазпром СССР – ПАО «Газпром»);

¹ По разным данным.

2) сложность современной макроструктуры МСБ газодобычи (удаленность ряда месторождений от современной ЕСГ);

3) разбросанность действующих и планируемых центров газодобычи по огромной территории страны, невозможность быстрой замены одного центра другим в случае изменения условий функционирования газовой отрасли или форс-мажорных обстоятельств;

4) сложное, неоднородное строение многих месторождений и существенная выработанность большинства базовых залежей эксплуатируемых месторождений (Уренгойского, Медвежьего и др.), добыча газа на которых неуклонно снижается;

5) усиление конкурентной борьбы за запасы и ресурсы внутри России (Ямал, Гыдан, Восточная Сибирь, арктический и дальневосточный шельфы).

Уже сейчас ПАО «Газпром» может добывать не менее 550 (до 600) млрд м³/год газа, и все дело только в конъюнктуре мирового газового рынка. В структуре текущих разведанных геологических запасов ПАО «Газпром» их часть, обеспечивающая стабильную добычу в ареале действующей ЕСГ, составляет 13,8 трлн м³ (в 2002 г. было 10,7 трлн м³ – отсутствовали запасы Ямала); по месторождениям с падающей добычей – 7,1 (3,3) трлн м³; удаленным от зон с развитой инфраструктурой – 8,6 (7,8) трлн м³ и т.д. Видно, что при значительном увеличении общих запасов за период с 2002-го по 2017 г. (на 10 трлн м³) их структура несколько ухудшилась, «разбросанность» увеличилась [8, 11, 14].

Проблемы в области развития МСБ газодобычи России и ПАО «Газпром»:

1) дефицит открытий на суше новых крупнейших месторождений СГ с потенциальной добычей не менее 3...5 млрд м³/год. Ежегодно в России открывается 38...40 новых месторождений, преимущественно чисто нефтяных (без залежей СГ), со средними запасами 12 млрд м³ (в диапазоне 0,5...50 млрд м³);

2) увеличение доли поисковой компоненты в ГРП (это касается практически всех компаний);

3) в последнее десятилетие актуальность прогнозирования и поисков новых достаточно крупных газосодержащих месторождений на суше России: в европейской части – не менее 3 млрд м³ каждое; в ЗСМП – от 10...15 до 25...30 млрд м³; в Восточно-Сибирской

мегапровинции – так же. Проблему не решить без отраслевой науки, а вузовская и тем более «академическая» наука далеки от «земли»;

4) потребность прироста разведанных запасов, которые могли бы быть быстро включены в промышленную разработку. Приросты по ачимовской толще и средней юре в НППР и на Ямале не отвечают этим задачам;

5) необходимость продления «эксплуатационной жизни» традиционных центров газодобычи за счет прироста новых запасов СГ, которые можно рентабельно разрабатывать.

Эти и ряд других проблем развития МСБ невозможно решить без науки.

Дальнейшее развитие газовой отрасли промышленности России и ее ведущих добывающих компаний в области разведки и добычи определяется рядом факторов и условий:

- величиной и структурой текущих запасов (геол./извлеч.), выработанностью запасов по важнейшим газодобывающим регионам и комплексам пород, степенью освоенности ресурсов УВ (европейских регионов, сеномана и неокома НППР) как отправной точкой для оценки новых вероятных открытий, динамики доразведки залежей, добычи и дифференцированных приростов новых разведанных запасов;

- геологическими возможностями недр преимущественно газоносных осадочных бассейнов и областей для развития МСБ и добычи газа на среднюю и дальнюю перспективу (до и после 2028–2030 гг.);

- технико-технологическими условиями развития сегмента «разведка и добыча» с учетом применения новейших (инновационных) технологий прогнозирования, поисков, разведки и освоения месторождений УВ-сырья;

- финансовыми возможностями компаний-операторов.

Стратегические цели России в области развития топливно-энергетического комплекса в первой половине XXI в. [11, 14–15]:

- сохранение и поддержание статуса великой энергетической державы мирового значения за счет производства природных (минеральных) энергоносителей (газа, нефти, угля);

- неуклонное увеличение национальной добычи газа и производства электроэнергии;

- поддержание добычи нефти (без учета конденсата) на достигнутом уровне 510...520 млн т/год за счет освоения традиционных и нетрадиционных ресурсов

(сланцевая нефть) на территории России до 2035 г. и далее;

- постепенное увеличение (фактически – восстановление) добычи угля, прежде всего дорогих, дефицитных сортов;
- увеличение экспортного потенциала, диверсификация направлений и регионов экспортных поставок энергоресурсов, прежде всего газа.

Достижение этих целей возможно и реально, но только при условии дальнейшего развития МСБ, в первую очередь газа и нефти, поскольку угольная промышленность России обеспечена запасами и прогнозными ресурсами на многие сотни лет вперед.

К основным проблемам, осложняющим проведение поисков и разведки УВ с целью расширения и укрепления МСБ всеми компаниями-операторами на современном этапе освоения недр России, относятся следующие:

- исчерпание возможностей открытия новых достаточно крупных месторождений и залежей УВ в пределах старых – традиционных – областей и районов (европейская часть России, центр и север Западной Сибири, суша);
- невозможность открытия новых областей крупного газо- и особенно нефтенакопления на суше;
- невысокая достоверность официальных прогнозных ресурсов УВ и низкое качество нераспределенной ресурсной базы в восточных регионах, повсеместное завышение перспективных ресурсов $D_0 = C_3$ (в три-пять раз против реальных, существующих в недрах в виде скоплений УВ);
- сложность поисковых объектов на суше, большие глубины, жесткие термобарические условия локализации залежей УВ, в большинстве случаев низкие добывные возможности по газу и особенно по нефти;
- неверные поисковые парадигмы, используемые для ряда регионов, областей и комплексов пород: искали не то, что нашли (фактически); получили не то, что планировали. Часто открывают по факту действительно не то, что прогнозировали, и не на тех глубинах: проектировали/ожидали на больших глубинах – открыли на малых и средних; предполагали нефть (или нефтегазоконденсатное месторождение) – нашли скопления газового конденсата и т.д. С одной стороны, природные условия сложнее, чем мы думаем о них, с другой, не на высоте оказываются и прогнозисты,

особенно не прошедшие суровую, но высокопрофессиональную геологическую школу 1970–1980-х гг.

Развитие сырьевой базы газа за счет прироста разведанных запасов в ходе ГРП в период 2018–2040 гг. в России, в том числе по предприятиям ПАО «Газпром», должно обеспечить:

- восполнение (полное или в значительной степени) отборов новыми приростами в районах современной газодобычи или тяготеющих территориально к действующей ЕСГ, при этом усредненные ежегодные приросты (например, за 5 лет) должны несколько превышать по новым извлекаемым запасам отборы ($K_b \geq 1,0 \dots 1,05$);
 - организацию новых центров добычи УВ в Арктике, Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, включая шельфовый ареал о. Сахалин, обеспечение их активными запасами;
 - разработку разноуровневой целевой инвестиционной стратегии освоения прогнозных ресурсов УВ посредством проведения дальнейших ПРР, их оптимизации при минимизации хотя бы геологических рисков.
- Эти проблемы невозможно решить без науки, в том числе без инноваций в рамках прогнозирования и проведения ПРР на газ и нефть, а именно без новых:
- методов и способов прогнозирования, в частности количественного (оценка ресурсов), поисков, разведки и освоения месторождений и залежей УВ;
 - концепций, научных парадигм, адекватно объясняющих формирование и размещение УВ-скоплений в земных недрах и позволяющих более точно прогнозировать и искать месторождения нефти и газа с целью оптимизации сроков, стоимости и результативности поисково-оценочных и разведочных работ;
 - «скоростных» малозатратных технологий поискового бурения (проводка поисковых экспресс-скважин, дистанционные методы и др.);
 - технологий и технических средств (аппаратуры) в геофизике, геохимии, гидрогеологии и др. направлениях НГГ/ГНГ (аналитические исследования и т.п.);
 - научных «школ» (научно-интеллектуальных центров).

Важнейшим направлением научного обеспечения развития МСБ является переоценка величины и структуры ННР газа и нефти и их неоткрытой части (перспективных

и прогнозных ресурсов). Никогда не стоит забывать о том, что такие характеристики ресурсов УВ, как достоверность, доверительность и высокая подтверждаемость (в будущих запасах) в ходе ПРР более важны, чем данные об абсолютных показателях. Именно стремление некоторых исследователей – подсчетчиков – к получению больших значений предполагаемых объемов ресурсов приводило в 1984–2012 гг. и приводит сейчас к спекулятивному завышению получаемых оценок против реальных (в два-три раза и более).

Оценка, переоценка и уточнение ресурсов СГ и нефти недр России производятся периодически, начиная с 1974 г. По общему мнению, величины ресурсов СГ, принятые в качестве официальных, были наиболее достоверными, доверительными и реальными (в плане подтверждения в ходе ПРР) по состоянию ресурсно-геологических материалов на 01.01.1988 (приняты Центральной экспертной комиссией по ресурсам в 1989 г. при активном участии газовых геологов). Они составили 212 трлн м³, а в 1993 г. были повышены до 236 трлн м³. В дальнейшем официальные оценки НПР газа России стали неуклонно расти вплоть до 287,5 трлн м³ (данные на 01.01.2009, приняты в 2012 г., действуют до настоящего времени). Последняя корпоративная оценка ресурсов газа России (ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2015 г.) составила 189 трлн м³, ее следует рассматривать в качестве оценки «снизу», хотя автор полагает реальной несколько большую величину НПР в диапазоне 200...205 трлн м³ (возможно, до 210 трлн м³, но ни в коем случае не 287,5 трлн м³, которые не подтвердятся в запасах никогда, сколько ни бури...).

Вообще, результаты ресурсных расчетов (НПР и газа, и нефти) не должны вызывать сомнений у экспертов с точки зрения реальной подтверждаемости. Любые спекуляции в области ресурсов неуместны и даже вредны, они уведут от истины, а не приближают к ней, создают иллюзию наличия реально не существующих в недрах ресурсов.

Школа ресурсных исследований ООО «Газпром ВНИИГАЗ» предусматривает мониторинг изменения и оценок НПР газа не только России, но и мира и его важнейших регионов (В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов, В.И. Старосельский, В.П. Ступаков). В 2016 г. автором рассчитаны величины и структура начальных мировых ресурсов традиционного СГ

(без нефтерастворенного), которая составила около 550 трлн м³, в том числе по осадочным бассейнам России – 200 трлн м³, при официальное оценке НПР газа – 288 трлн м³.

На суше России остается все меньше недостаточно опоскованных или вовсе непоискованных областей и районов. К ним относятся вся восточная половина Гыданской области, восточные районы Енисей-Хатангской области и северная половина Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (в пределах древней Сибирской платформы – Восточно-Сибирский регион). Очевидны три главных (стратегических – геолого-географических) направления развития МСБ газовой и нефтяной отраслей промышленности России на дальнюю перспективу за счет традиционных и «пограничных» (по добычным возможностям) ресурсов:

1) западно-сибирское, имея в виду арктические области суши и одноименной мегапровинции (газ);

2) восточно-сибирское (Сибирская платформа);

3) морское (шельфовое) – западноарктический шельф, а также Охотское море (газ + конденсат).

Даже простое воспроизводство запасов, уменьшающихся в ходе добычи газа разведанных и эксплуатируемых залежей, требует прироста новых геологических запасов с коэффициентом не менее 1,1...1,2 (извлекаемых – не менее 1,05), однако с учетом постоянного ухудшения качества вновь приращиваемых запасов это превышение должно быть больше. Расширенное воспроизводство МСБ газодобычи предопределяет необходимость выхода с поисками в новые районы и области суши, активизацию ГРР в пределах акваторий арктических и дальневосточных морей России, а также обоснование новых перспективных направлений и крупных непоискованных объектов [2, 6, 11, 12, 14, 15].

Основные неоткрытые ресурсы газа на севере Западной Сибири сосредоточены в апте, неокме и средней юре арктических областей мегапровинции, включая Карское море. Среди газосодержащих прогнозируется открытие трех-четырёх сверхгигантских (более 1 трлн м³ каждое, открытый шельф), 22...25 крупнейших и гигантских (0,1...1,0 трлн м³), 70...80 крупных (30...100 млрд м³) и многих сотен средних и мелких месторождений (одно- и многозалежных). В конечном итоге, суммарный

геологически обоснованный прирост разведанных запасов кат. В+С₁ к 2030 г. в целом по Ямальской, Гыданской (суша) и Южно-Карской (шельф) областям оценивается в 15,4...16,5 трлн м³ газа и до 2,5 млрд т нефти и конденсата (всеми компаниями-операторами). В отдаленной перспективе – до и после 2040 г. – достигнутый уровень добычи газа по арктическим месторождениям (380...450 млрд м³ в год) будет поддерживаться за счет месторождений-спутников, вновь открываемых на суше, и морских месторождений на карском шельфе (меловые продуктивные горизонты; в юре, триасе и палеозое – газ в плотных коллекторах, т.е. нетрадиционные ресурсы газа).

Логика дальнейшего развития событий в нефтегазовом мире и МСБ газо- и нефтедобычи России такова: чем дальше – тем сложнее (по всем показателям = прогностическим параметрам), а чем сложнее – тем значительнее должна быть роль науки в этих процессах, тем выше ответственность исследователей за свои рекомендации в области ПРР; ошибки прогноза будут обходиться все дороже (во всех смыслах). В ходе последующих работ необходимо:

- наращивать объемы и диверсифицировать направления ГРР, выходить в новые перспективные регионы суши и шельфа;
- осваивать остаточный УВ-потенциал (прогнозные ресурсы на больших глубинах в нетрадиционных геологических объектах и нетрадиционные ресурсы) в регионах с развитой добывающей инфраструктурой или с наличием потребителей;
- увеличивать объемы научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ в области научного прогнозирования нефтегазоносности территорий, обеспечения и сопровождению ГРР в связи с усложнением ресурсной базы и условий поиска новых месторождений УВ (Арктика, Восточная Сибирь, глубины более 4,5 км и др.) с повышением ответственности ученых за их прогнозы;
- развивать и внедрять новые технологии и технические средства для повышения результативности и информативности, сокращения сроков и снижения стоимости поисково-разведочного бурения на газ и нефть; повышать качество испытания скважин;
- внедрять инновационные решения в области геофизических исследований скважин, мониторинга разработки и эксплуатации месторождений.

Главные цели и задачи научного обеспечения развития сырьевой базы газа и нефти ПАО «Газпром»:

- обобщение мирового и отечественного опыта прогнозирования (в том числе оценки потенциальных ресурсов УВ), поисков, разведки, освоения и разработки месторождений газа и нефти в различных геологических условиях и применительно к различным видам УВ-сырья (традиционные и нетрадиционные ресурсы);
- прогнозирование и обоснование открытия новых зон газонефтенакопления, новых месторождений и залежей УВ, прежде всего крупных: крупномасштабный прогноз нефтегазовых районов, областей, провинций;
- обоснование направлений, объектов и объемов ГРР, а также приростов запасов УВ на ближнюю, среднюю и дальнюю перспективу (до 2020, 2030, 2040 гг.);
- обоснование и прогнозирование (на дальнюю перспективу) лицензионной политики и развития МСБ газонефтедобычи Акционерного общества с целью обеспечения высокого уровня воспроизводства запасов и обеспеченности ПАО «Газпром» сырьевыми ресурсами;
- мониторинг, анализ и обобщение материалов геолого-геофизических исследований недр лицензионных участков Акционерного общества и нераспределенного фонда недр;
- повышение эффективности доразведки и освоения месторождений УВ за счет совершенствования структурно-литолого-флюидальных моделей месторождений и уточнения промышленных запасов;
- геолого-экономический мониторинг запасов и ресурсов УВ и их структуры на лицензионных участках и в зонах приоритетных интересов Акционерного общества;
- обоснование и научное обеспечение внешнеэкономической деятельности в области расширения контролируемой МСБ в странах ближнего и дальнего зарубежья;
- анализ геологических рисков с целью их минимизации.

В связи с общим усложнением условий дальнейшего проведения ПРР в 2019–2040 гг. необходим анализ прежде всего геологических рисков. Он проведен автором для всех регионов Сибири (Западной и Восточной) и для арктического шельфа. В отношении северо-востока ЗСМП результаты анализа отражены в табл. 2.

Геологоразведка на арктическом шельфе пребывает в том состоянии, которое наблюдалось на суше в 1960-е гг., т.е. полстолетия назад. В Обской и Тазовской губах максимальным риском проведения ПРР характеризуется среднеюрский подкомплекс, средним – апт, пониженным – неоком, минимальным – сеноман (север Обской губы).

Для шельфовых поисковых объектов в центрально-восточных районах Южно-Карской области интегральные геологические риски существенно различны для разновозрастных комплексов. Экспертная оценка рисков:

- альб-сеноман – средние;
- апт – низкие (крупнейшие скопления газа ожидаются на всех положительных структурах);
- неоком – пониженные;
- средняя юра – высокие (жесткие термодинамические условия);
- нижняя юра – очень высокие;
- триас и палеозой – чрезмерные (необходим запрет на проведение ПРР, по крайней мере, до 2040 г., результаты будут гарантированно отрицательными).

В связи с оценкой существующих рисков будущие поисковые и оценочные скважины в пределах сводовых частей перспективных структур (локальных поднятий) на карском шельфе должны проводиться до горизонтов

ТП₂₁–ТП₂₂ (БЯ₁–БЯ₂) с попутным опосредованным альб-сеноманского комплекса, специальные поиски на который, впрочем, как и на верхний апт (ТП₁–ТП₁₀), нецелесообразны. То же относится и к юрскому комплексу приамальского шельфа (плотные газонасыщенные коллекторы на глубинах 3,2...4,2 км в области геотемператур 120...180 °С).

Очень трудное и самое ответственное дело в НГГ/ГНГ – прогнозирование новых открытий и новых приростов запасов УВ в малоизученных и неизученных регионах и областях шельфа Арктики и в акватории Охотского моря. Это чисто научная проблема, «работающая» на практику ведения поисков и разведки, требующая не только высокой квалификации и опыта прогнозистов, но и наличия у них профессионального чутья. Авторское мнение по вероятному распространению газосодержащих месторождений-гигантов на шельфе отражено в табл. 3.

Геологи-специалисты в области ресурсов и поисков месторождений УВ просто обязаны периодически оценивать и уточнять динамику дальнейшего развития МСБ как газо-, так и нефтедобычи. Авторский вариант подобных расчетов приведен ниже.

Общий вероятный прирост новых разведанных/доказанных запасов газа за 2018–2040 гг. на суше России и в пределах акваторий СЕА

Таблица 2

**Экспертная оценка геологических рисков проведения ПРР на областном уровне
(по продуктивным комплексам пород в пределах локальных поднятий).
Средне- и малоизученные области ЗСМП**

Риск	Область	
	Гыданская	Енисей-Хатангская
Очень высокий	Альб, ачимовская толща, нижняя юра	Апт-сеноман
Высокий	Сеноман, средняя юра	Готерив-баррем, низы юры
Средний	Апт	Верхняя и средняя юра
Низкий	Неоком	Валанжин

Таблица 3

**Вероятность открытия новых гигантских и сверхгигантских газосодержащих
месторождений на арктическом шельфе России**

Регион	Количество предполагаемых гигантских месторождений	Вероятность открытия
Западноарктический сектор (включая губы и заливы)	4 сверхгигантских (1,0...2,7 трлн м ³)	Средняя
	12 гигантских (300...1000 млрд м ³)	
Восточноарктический сектор	7 гигантских (300...500 млрд м ³)	Высокая
Охотское море	3 гигантских (300...700 млрд м ³). Из них одно – Южно-Кириновское – на 01.01.2017 открыто, но недоразведано	

по ПАО «Газпром» составит до 18,0 трлн м³ ($K_b \approx 1,18 \dots 1,24$). Безусловно, это оптимистический вариант. При этом объемы ГРП в целом по России должны возрасти в 1,5...1,6 раза в 2026–2040 гг. против предыдущих 15 лет (2011–2025 гг.).

Всего по РФ к 2050 г. основной объем приростов должен приходиться на шельф западно-арктических морей: в том числе по Карскому морю необходимо прирастить новых разведанных запасов не менее 9,5 трлн м³; по Баренцеву морю – 7,2 трлн м³; на суше арктических районов Западной Сибири – 8,1 трлн м³, в том числе на Ямале – 2,7 трлн м³, в НПТР – 2,5 трлн м³, на Гыдане – 2,3 трлн м³, в Енисей-Хатангском мегапрогибе – 0,6 трлн м³; в Восточной Сибири – 3,6 трлн м³, в том числе в действующих и новых центрах газодобычи Иркутской области, Красноярского края и Якутии – 3,0 трлн м³, в перспективных центрах (тунгусские области) – 0,6 трлн м³, в акваториях восточно-арктических морей – 1,8 трлн м³, в пределах присахалинского шельфа – 1,5 трлн м³ (всеми компаниями-операторами).

Газовый баланс России до 2050 г.:

- накопленная добыча за 2018–2050 гг. – 27...28 трлн м³;
- прирост в период 2018–2050 гг. – до 32 трлн м³;
- годовая добыча в 2050 г. – 1100...1150 млрд м³, из них, млрд м³: 900...950 – традиционный газ, 150 – нетрадиционный газ, 50 – нефтяной газ;
- текущие запасы к 2051 г. – 54...55/34...35 трлн м³ (геол./извлеч.).

Текущие запасы ПАО «Газпром» в 2040 г. вплотную приблизятся к 40 трлн м³ (геол.), а в 2050 г. – к 41...42 трлн м³. Эти преимущественно новые запасы позволят поддерживать добычу газа в объеме до 1 трлн м³ еще как минимум 20...25 лет (до 2070 г. и далее). Мировая добыча газа в 2050 г. оценивается в 6,5 (до 7,0) трлн м³, в том числе СГ (традиционный и «плотный») – 5,0...5,5 трлн м³ [8, 16].

В заключение отметим следующее.

Геологи «Газпрома», ученые ВНИИГАЗа активно, деятельно и результативно участвовали в обосновании, создании и развитии сырьевой базы газодобычи России все годы существования ее газовой отрасли, в том числе в открытии месторождений и залежей УВ. Грандиозные задачи, сложнейшие проблемы, связанные с дальнейшим развитием МСБ газа,

предстоит решать в последующие десятилетия XXI в. на суше и шельфе арктических морей. В решении проблем научного обеспечения и сопровождения ПРП, безусловно, примут участие и геологи ООО «Газпром ВНИИГАЗ», специалисты в области прогнозирования, поисков и разведки, геомоделирования и подсчета запасов УВ.

Все изложенные в данной статье сведения относятся к сфере российской и мировой газовой геостратегии, которая в настоящее время еще только разрабатывается специалистами в области ресурсов и поисков ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

Среди всех осадочных бассейнов и мегабассейнов мира богатейшими по газу и нефти являются Западно-Сибирский, Арабо-Персидский, в меньшей степени Восточно-Сибирский и бассейн Мексиканского залива (Галф-Кост, суша и шельф). К ним приурочены одноименные мегапровинции (ЗСМП, Арабо-Персидская и др.). Среди перечисленных мегабассейнов в качестве богатейшего (= универсального) по содержанию всех видов горючих ископаемых выделяется Западно-Сибирский (газ, нефть, уголь всех марок).

Недра осадочных бассейнов мегаконтинента Евразия, в том числе его эпиконтинентальные моря, максимально обогащены минеральными энергоресурсами в виде традиционных скоплений нефти, газа и угля, а также всеми видами нетрадиционных ресурсов, прежде всего газа и нефти в низкопроницаемых формациях. Наиболее значительные потенциальные и неоткрытые традиционные ресурсы УВ предполагаются в осадочных мегабассейнах (Западно-Сибирском, Арабо-Персидском, Восточно-Сибирском), газа – в арктических шельфовых бассейнах. Вообще, недра осадочных бассейнов Восточного полушария Земли обогащены углем, газом и традиционной нефтью, Западного – углем и ресурсами нетрадиционных УВ (СГ, свободной нефти, сверхтяжелых нефтей) [3, 14, 16, 17].

Большинство стран и регионов мира обеспечены, частично или полностью, каким-либо одним из видов ископаемых, редко – двумя, чрезвычайно редко – всеми видами, особенно традиционных запасов и ресурсов. К последним относится только Россия, а с учетом

нетрадиционных ресурсов газа и нефти – еще и США, Канада, возможно, Австралия. Все они обладают самыми значительными территориями и богатейшим шельфом, в том числе в Арктике. Именно за счет масштабного освоения циркумарктических бассейнов получит дальнейшее развитие газовая промышленность по крайней мере России, США и Канады.

Евразийское геопространство, значительную часть которого занимает Россия, энергетически самодостаточно и самообеспечено на многие десятилетия XXI в.: страны и регионы, потребляющие минеральные энергоресурсы (с минимальным, недостаточным собственным производством), географически сопряжены с регионами, производящими нефть, газ и уголь в объемах, значительно превосходящих их внутренние потребности.

Традиционный газовый потенциал в большинстве регионов мира, кроме СЕА, к 2051 г. будет в значительной степени исчерпан, начнется эра повсеместного активного освоения всех видов нетрадиционных ресурсов газа, которая продолжится до 2080 г. Дальнейший прогноз характеризуется полной неопределенностью.

Даже после 2050 г. остаточный газовый потенциал недр России (суша и шельф) позволит поддерживать (расширять?) добычу природного газа в объеме 1,0...1,05 трлн м³/год еще не менее 25...30 лет. Даже минимально реальная оценка начального газового потенциала СЕА в 190...200 трлн м³ позволяет делать этот оптимистический вывод, однако доля газа, добываемого из плотных коллекторов больших глубин (3,7...5,5 км), превысит к 2050 г. 30 %, а к 2060 г. достигнет, вероятно, 40...45 %.

Таким образом, ресурсную обеспеченность добычи газа в России в обозримом будущем (до 2050 г.) следует оценить как высокую (= достаточную) исходя из достоверных оценок прогнозных ресурсов, современных и будущих запасов традиционного газа, ресурсов же нетрадиционного газа для промышленного освоения хватит на многие десятилетия второй половины XXI в. Высокая освоенность и общая ограниченность нефтяных традиционных ресурсов России обусловит активное и масштабное освоение нетрадиционной нефти уже в десятилетие 2026...2035 гг. и далее [6, 15, 16].

Список литературы

1. Авров В.Я. Прогноз газоносности СССР / В.Я. Авров, И.А. Блинников, И.О. Брод и др. – Л.: Гостоптехиздат, 1963. – 175 с.
2. Васильев В.Г. Ресурсы, добыча природного газа и поисково-разведочное бурение на газ в СССР / В.Г. Васильев, Н.Д. Елин, Н.С. Ерофеев и др. – М.: ЦНИИТЭнефтегаз. – 1964. – 170 с.
3. Старосельский В.И. История развития и современное состояние сырьевой базы газовой промышленности России / В.И. Старосельский, Г.Ф. Пантелеев, В.П. Ступаков и др. – М.: ИРЦ Газпром, 2000. – 117 с.
4. Байбаков Н.К. Вчера, сегодня, завтра нефтяной и газовой промышленности России / Н.К. Байбаков, Н.М. Байков, К.С. Басниев и др. – М.: ИГИРГИ, 1995. – 200 с.
5. Гриценко А.И. Сырьевая база и добыча газа в России в XXI веке / А.И. Гриценко, В.А. Пономарев, Н.А. Крылов и др. – М.: Недр-Бизнесцентр, 2000. – 148 с.
6. Бранчугов В.К. Минерально-сырьевая база топливно-энергетического комплекса России: состояние и прогноз / В.К. Бранчугов, Е.И. Гаврилов, В.З. Гарипов и др. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2004. – 548 с.
7. Ремизов В.В. Состояние и перспективы развития сырьевой базы газовой промышленности России / В.В. Ремизов, В.А. Пономарев, В.А. Скоробогатов и др. // Минеральные ресурсы России. – № 4. – 1998. – С. 11–17.
8. Люгай Д.В. Российский газ в XXI веке (к 25-летию ПАО «Газпром»): юбилейный сб. / Д.В. Люгай, В.А. Скоробогатов. – М.: ПАО «Газпром», 2018. – С. 40–45.
9. Наливкин В.Д. Прогноз развития нефтяной и газовой промышленности России / В.Д. Наливкин // Геология нефти и газа. – 1997. – № 12. – С. 4–12.
10. Орлов В.П. О дефиците открытий в нефтегазовой геологии / В.П. Орлов // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2015. – № 5. – С. 18–25.
11. Скоробогатов В.А. Проблемы ресурсного обеспечения добычи природного газа в России до 2050 года / В.А. Скоробогатов, С.Н. Сивков, С.А. Данилевский // Вести газовой науки. Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 5. – С. 4–14.

12. Старосельский В.И. Структура запасов и ресурсов природного газа России / В.И. Старосельский, Г.Ф. Пантелеев и др. // Перспективы развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности России: сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2008. – С. 33–44.
13. Карнаухов С.М. Развитие минерально-сырьевой базы газовой промышленности / С.М. Карнаухов, В.С. Коваленко, В.С. Парасына и др. // Газовая промышленность. – 2007. – № 3. – С. 22–25.
14. Люгай Д.В. Концептуальные основы стратегии развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности России и ПАО «Газпром» до 2050 г. / Д.В. Люгай, В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки. Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 1. – С. 4–15.
15. Варламов А.И. Состояние сырьевой базы углеводородов Российской Федерации и предложения по обеспечению минерально-сырьевой безопасности / А.И. Варламов, А.П. Афанасенков, М.И. Лоджевская и др. // Геология нефти и газа. – 2012. – № 1. – С. 2.
16. Гулев В.Л. Нетрадиционные ресурсы газа и нефти / В.Л. Гулев, Н.А. Гафаров, В.И. Высоцкий и др. – М.: Недра, 2014. – 284 с.
17. Карнаухов С.М. Эра сеноманского газа: «от рассвета до заката» / С.М. Карнаухов, В.А. Скоробогатов, О.Г. Кананыхина // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.: сб. науч. статей. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – С. 15–25.

УДК 622.24:622.32

Вклад ученых ВНИИГАЗа в повышение качества и эксплуатационной надежности скважин

А.Г. Потапов

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1
E-mail: A_Potapov@vniigaz.gazprom.ru

Главное направление научно-исследовательских работ в области строительства скважин – повышение их качества и эксплуатационной надежности. Это направление сформировалось в процессе освоения первых крупных газовых месторождений – Северо-Ставропольского, Шебелинского и др., когда остро встала проблема обеспечения герметичности ствола газовых скважин.

Значительный вклад в решение актуальных задач отрасли на этом этапе и позднее внесла лаборатория бурения скважин ВНИИГАЗа, созданная в конце 1950-х гг. Бессменно, вплоть до конца 1980-х гг., лабораторию возглавлял Владимир Дмитриевич Малеванский. Проблематика лаборатории охватывала широкий круг вопросов: обоснование конструкций скважин для газовых месторождений, рецептуры буровых и цементных растворов, технологии крепления скважин, герметизация резьбовых соединений, прочностные расчеты обсадных и лифтовых колонн, подготовка отраслевых методических и инструктивных материалов. В коллективе работали такие специалисты, как В.А. Беликов, А.Е. Корнилов, Е.В. Шеберстов, В.В. Грачев, С.Н. Удянский и др.

С развитием буровых работ на газ резко возросло количество открытых газовых фонтанов, что наносило огромный ущерб народному хозяйству. В связи с этим особо следует подчеркнуть роль В.Д. Малеванского в разработке технологий предупреждения и ликвидации открытых нефтяных и газовых фонтанов, в чем немаловажную роль сыграл и его ученик Е.В. Шеберстов. Физические и технологические особенности процессов возникновения и ликвидации фонтанов обобщены в известной монографии В.Д. Малеванского [1], где приведены сведения о 69 фонтанах, систематизированы обстоятельства их возникновения и методы их ликвидации. За рубежом подобные аналитические работы появились только в 1970-х гг.

В лаборатории выполнены экспериментальные исследования по определению дебитов газовых фонтанов, разработаны методы расчета режимов глушения фонтанов (В.Д. Малеванский, Б.В. Куликов, Е.В. Шеберстов и др.) [2]. На протяжении нескольких десятилетий сотрудники лаборатории участвовали в ликвидации аварийных фонтанов в СССР и за рубежом (Афганистан, Румыния, Польша, Чехословакия). К числу наиболее ярких примеров применения расчетных методов относится планирование работ по ликвидации уникального фонтана на скв. № 37 Тенгизского месторождения (июнь 1985 г. – июль 1986 г.).

Из всех видов осложнений при бурении скважин особую опасность представляют непрогнозируемые и неконтролируемые нефтегазоводопроявления, которые в определенных условиях приводят к выбросу и открытому фонтанированию и, как следствие, к большому материальному и экологическому ущербу. Исследуя закономерности развития нефтегазоводопроявлений, В.Д. Малеванский сформулировал условие неустойчивого равновесия в скважине, нарушение которого приводит к выбросу бурового раствора. Используя модель В.Д. Малеванского, можно определить условия, при которых выброс перейдет в фонтанирование.

Ключевые слова: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», строительство скважин, эксплуатационная надежность, герметизация скважин, ликвидация открытых нефтяных и газовых фонтанов, неконтролируемые нефтегазоводопроявления, криолитозона, теплоизолированные лифтовые трубы, буровой катионный раствор, аномально высокое пластовое давление, сероводородная агрессия, соленосные отложения.

На рис. 1 представлены расчет динамики выброса бурового раствора при нарушении неустойчивого равновесия в чисто газовой скважине

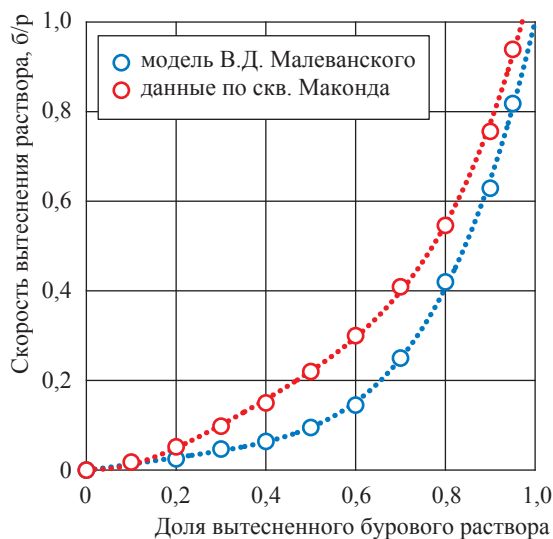


Рис. 1. Сопоставление развития выброса на скважине Маконда с расчетом изменения скорости по модели В.Д. Малеванского

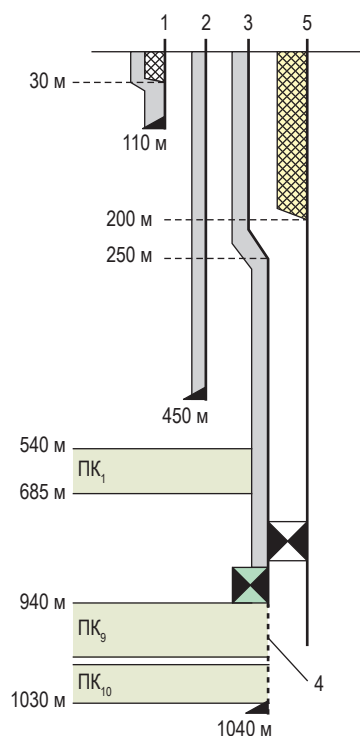


Рис. 2. Конструкция скважины с теплоизолированной (168×114 мм) лифтовой колонной: 1 – направление 426 мм; 2 – кондуктор 324 мм; 3 – эксплуатационная колонна 250,8×168 мм; 4 – перфорированные на поверхности трубы 168 мм; 5 – лифтовые теплоизолированные трубы ЛТТ 168×114 мм

по модели В.Д. Малеванского и фактические данные по скважине Маконда в Мексиканском заливе при развитии открытого нефтяного фонтана. Хорошее соответствие динамики развития выброса в обоих случаях свидетельствует об адекватности модели В.Д. Малеванского реальному процессу. Некоторое отставание развития выброса в скважине Маконда на начальном участке обусловлено тем, что под буровым раствором находится не газ, а нефть с высоким газовым фактором. При движении нефти вверх по стволу при достижении глубины, где давление бурового раствора на нефть ниже давления насыщения, происходит выделение газа и развивается выброс.

Со временем основным газодобывающим регионом России стал Крайний Север Западной Сибири. Уже строительство первых эксплуатационных скважин показало, что скважины стандартной конструкции в этих условиях являются недостаточно надежными сооружениями. Коллектив ученых ВНИИГАЗа в лице В.Д. Малеванского, В.С. Смирнова, Б.В. Дегтярева, Н.Р. Колушева, В.А. Истомина и др. обосновал основные направления работ по созданию надежных конструкций газовых скважин в криолитозоне.

Для повышения эксплуатационной надежности скважин ВНИИГАЗом предложены и разработаны теплоизолированные лифтовые трубы (В.С. Смирнов, А.М. Сиротин, рис. 2). Пассивная термическая защита используется с целью предупреждения растепления околоствольного пространства, обвала грунта, образования воронок, перекоса арматуры, знакопеременных нагрузок на крепь скважины и межколонных давлений. Геокриологические условия характеризуются значительной структурной и температурной неоднородностью в толще многолетнемерзлой породы (ММП), и выбор конструкции скважины с применением пассивной теплоизоляции определяется в зависимости от льдистости и просадочности разреза.

При бурении горизонтальных скважин дебиты ограничиваются пропускной способностью лифтовой колонны. Для теплоизолированных лифтовых колонн были определены возможные сочетания лифтовых труб, теплоизолирующего кожуха и обсадных колонн. Показано, что с увеличением диаметра лифтовых труб снижается тепловое сопротивление теплоизоляции при сохранении ее толщины и коэффициента теплопроводности. В связи

с этим для увеличения эффективности тепловой изоляции скважины ВНИИГАЗ разработал технические требования к конструкциям эксплуатационных скважин с использованием теплоизолированных направлений или верхних секций кондуктора в зонах ММП. Эти требования изложены в СТО Газпром.

Одной из главных проблем строительства газовых скважин является сохранение исходных коллекторских свойств продуктивного пласта. Для решения этих задач разрабатываются новые составы буровых растворов, оптимизируются технологии получения и применения реагентов. Выявлены базовые закономерности влияния компонентов бурового раствора на показатель фильтрации и влияние на этот показатель термобарических условий и солевых сред, определены методы управления свойствами буровых растворов (С.Ю. Жуховицкий, В.А. Беликов).

Важной технической задачей является сохранение в процессе бурения устойчивого состояния стенок скважины. Обеспечение устойчивости стенок ствола, надежности и прочности конструкции скважин в процессе их строительства и разработки месторождений нефти и газа – одна из актуальных проблем в современной практике буровых работ, особенно при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Эффективное, рациональное и безаварийное ведение буровых работ во многом определяется тем, насколько правильно решены задачи управления балансом давлений в скважине. В институте выполняются работы в этом направлении, анализируются результаты бурения эксплуатационных скважин, ведется поиск аналитических решений.

Практика строительства скважин показывает, что на многих месторождениях активные глинистые отложения при бурении с использованием традиционных буровых растворов на водной основе создают значительные технические трудности с точки зрения проводки ствола скважины. Анализ показал, что дальнейшее совершенствование традиционных растворов на водной основе практически исчерпано. В связи с назревшей необходимостью в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» под руководством М.М-Р. Гайдарова проведена значительная исследовательская и практическая работа, в результате чего получена принципиально новая система буровых растворов на водной основе с применением поликатионных полимеров.

Впервые найдено решение технически сложной задачи совмещения положительных сторон буровых растворов различных типов – сочетание высоких выносных, ингибирующих и крепящих свойств. Разработана новая, не имеющая аналогов система буровых катионных растворов. Опытно-промышленная апробация при бурении скважин на Астраханском газоконденсатном месторождении подтвердила высокие эксплуатационные свойства поликатионных буровых растворов «Катбурр», что позволило получить фактический экономический эффект более 250 млн руб.

В конце 1970-х гг. с открытием месторождений с аномально высоким пластовым давлением (АВПД) и высоким содержанием сероводорода возникла необходимость принципиального пересмотра нормативных документов. Были разработаны новые Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (Госгортехнадзор – 14.12.1992), где сформулированы требования к технологии бурения, предупреждения и ликвидации газонефтеводопроявлений, конструкции скважин, выбору и расчету обсадных труб и др. с учетом АВПД и сероводородной агрессии. Большой вклад в разработку новых правил внес В.Д. Малеванский. С учетом новых требований в ПАО «Газпром» разработана Инструкция по предупреждению и ликвидации газонефтеводопроявлений при строительстве и ремонте скважин, в создании которой приняли участие В.Д. Малеванский, К.И. Джафаров и другие сотрудники ООО «Газпром ВНИИГАЗ». В основу инструкции заложены результаты многолетних исследований института по выявлению причин газонефтепроявлений, основных факторов возникновения выброса в скважине, а также разработке методов предупреждения и ликвидации нефтяных и газовых фонтанов.

Наиболее сложным с точки зрения строительства и эксплуатации скважины является Астраханское газоконденсатное месторождение, где приходится решать задачи бурения скважин в условиях АВПД и сероводородной агрессии. Агрессивная среда при длительной эксплуатации вызвала коррозионное разрушение обсадных и лифтовых труб. ВНИИГАЗ пересмотрел материальное исполнение колонн, и для вновь строящихся скважин была рекомендована конструкция с использованием в нижних частях эксплуатационной и лифтовой

колонн труб из нержавеющей сплава, что должно повысить долговечность скважин.

Следует отметить, что до перестройки «Газпром» не занимался строительством геологоразведочных и поисковых скважин. При строительстве глубоких поисково-разведочных скважин возникли проблемы, связанные с бурением соленосных отложений: прихваты бурильного инструмента, деформация обсадных колонн, рапопроявление и др. Осложнения при бурении в основном связаны с сужением ствола скважины, что приводит к прихватам и зажаткам инструмента и, как следствие, к многочисленным проработкам, а в некоторых случаях к забуриванию новых стволов. Примерами могут служить:

- скв. № 1 Буранная (1995–1998 гг., глубина подошвы солей – 6190 м, проектная плотность бурового раствора – 1290 кг/м³). Бурение соленосных отложений, представленных в основном галитом в интервале 260...6190 м, сопровождалось осложнениями: прихватами, зажатками, кавернообразованием. Всего на ликвидацию осложнений затрачено 4841 ч, в том числе на проработку – 1206,9 ч;

- скв. № 2 Кайнсайская (14.05.1998, глубина подошвы солей – 5881 м, проектная плотность бурового раствора – 1240 кг/м³). Бурение каменной соли в интервале 4886...5850 м сопровождалось постоянными прихватами и зажатками. На глубине 5800 м увеличили плотность до 1700 кг/м³, а начиная с глубины 5847 м – до 1850 кг/м³. При забое 6014 м при спуске поворочного колена произошел прихват. Установлен мост 5400 м. Второй ствол забурили с глубины 5707 м. Время на ликвидацию – 7305 ч.

Как показывают приведенные примеры, огромное количество времени затрачивалось на проработку стволов, ликвидацию прихватов и других осложнений. Основной причиной этих осложнений является ошибка при выборе проектной плотности раствора для бурения соленосных отложений. Эффективное и безаварийное ведение буровых работ во многом определяется тем, насколько правильно решены задачи управления соотношением давления в скважине и горного давления. Важной задачей при проектировании строительства скважин является прогнозирование рациональной величины плотности бурового раствора.

Для оценки устойчивости открытого ствола скважины в соленосных отложениях в скв. № 1 Буранная и № 35 Чиликсайская при технологическом простое выполнены поинтервальные временные замеры изменения диаметра скважин. Полученные данные позволили оценить зависимость скорости сужения ствола скважин в конкретных геотехнологических условиях и выбрать адекватную модель для расчета оптимальной плотности бурового раствора при бурении отложений каменной соли с учетом глубины и температуры (рис. 3).

После крепления интервалов солей обсадными колоннами при дальнейшем углублении скважины и последующей эксплуатации часто обнаруживается деформация обсадных и лифтовых труб, перекрывающих пластичные соли, рапоносные и кавернозные интервалы. Анализ технологий проводки скважин в солях показал, что нарушения обсадных колонн, как правило, приурочены к кавернозным интервалам и пластичным солям. Наиболее вероятной причиной деформации обсадных колонн является неравномерное нагружение в каверне, несимметричной относительно оси ствола скважины. Разработаны рекомендации по предупреждению нарушений обсадных колонн в соленосных отложениях.

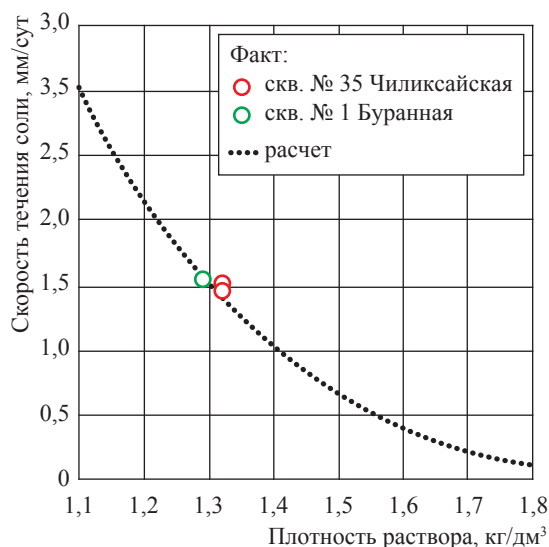


Рис. 3. Зависимость расчетного и фактических (по двум скважинам) значений скорости течения каменной соли от плотности бурового раствора для глубины подошвы солей 4000 м

Методы нормирования плотности бурового раствора при бурении отложений каменной соли с учетом глубины залегания и температуры в интервале бурения, а также требования к технологиям крепления скважин, методам контроля и ликвидации деформации обсадной колонны изложены в разработанном ООО «Газпром ВНИИГАЗ» СТО Газпром «Строительство скважин в хемогенных отложениях».

Проблема бурения скважин в условиях рапопоявлений в настоящее время не решена.

В заключение следует отметить, что в прежние годы буровые предприятия входили в состав газодобывающих объединений и сотрудники ВНИИГАЗа выполняли большой объем сервисных работ в форме сопровождения проектных решений. С переходом экономики страны на рыночные отношения буровые предприятия выделались из газодобывающих объединений, и между ними возникли подрядные отношения, что, в конечном итоге, сказалось на структуре научно-исследовательских работ.

На рынке буровых работ появились компании, занимающиеся сервисом при производстве отдельных технологических процессов и операций. Они имеют свои научно-исследовательские центры, которые разрабатывают программы и технологии в рамках задач сервисных компаний. Для того чтобы конкурировать с такими компаниями на рынке сервисных услуг, необходимо создать новые формы организации для продвижения результатов научно-исследовательских и опытно-конструкторских разработок института в производство. Заказчику нужны не просто новые технологии, но и весь комплекс услуг по их реализации. Возможно, необходимо иметь сервисные подразделения по каждому направлению деятельности института.

Список литературы

1. Малеванский В.Д. Открытые газовые фонтаны и борьба с ними / В.Д. Малеванский. – М.: Гостоптехиздат, 1963.
2. Малеванский В.Д. Гидродинамические расчеты режимов глушения фонтанов в нефтяных и газовых скважинах / В.Д. Малеванский, Е.В. Шеберстов. – М.: Недра, 1990.

УДК 622.691.4+[621.644.07:620.19]

Опыт ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в создании научных основ и научно-техническом сопровождении развития и эксплуатации газотранспортных систем

С.В. Нефёдов

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1
E-mail: S_Nefedov@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», магистральный транспорт углеводородов, обеспечение планируемых потоков газа, газотранспортная система, надежность, безопасность, целостность, подземное хранилище газа, компрессорная станция, распределенное компримирование с применением модульных компрессорных установок, газоперекачивающий агрегат, коррозионное растрескивание под напряжением.

ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (далее – Институт) на протяжении почти 70 лет является головным научным центром «Газпрома» и обеспечивает научно-техническое обоснование и сопровождение крупнейших, не имеющих мировых аналогов проектов, формирующих газотранспортную систему России. Институт развивает прикладные направления фундаментальной науки, разрабатывает новые технологические и технические решения, определяет научно-обоснованную техническую политику отрасли в долгосрочной перспективе. Обществом разработаны и аналитически обоснованы:

- целесообразность и принципы создания Единой системы газоснабжения (ЕСГ);
- технология проектирования и основные технические решения сооружения магистральных газопроводов;
- оборудование, трубная продукция, материалы и технологии для строительства и эксплуатации магистральных газопроводов;
- технологические проекты всех подземных хранилищ газа (ПХГ) на территории России, стран СНГ и Восточной Европы.

Технологии, технические решения, документы стратегического развития, разработанные учеными Института, позволяют более эффективно осуществлять полный комплекс мероприятий на протяжении всего жизненного цикла сооружения и эксплуатации газотранспортной системы (ГТС). Институт осуществляет единую научно-техническую политику и координацию научных исследований в области магистрального трубопроводного транспорта углеводородов.

Общая протяженность эксплуатируемой «Газпромом» ГТС составляет более 172 тыс. км с максимальными давлениями до 11,8 МПа на суше и 25 МПа на морских участках. Система эксплуатируется более 50 лет, сложно структурирована по основным коридорам с перемычками и ПХГ, обеспечивающими высокую степень резервирования для обеспечения надежности и устойчивости поставок газа.

Основная цель направления «транспортировка газа» – обеспечение надежности, безопасности, эффективности сооружения и эксплуатации ГТС. Научно-техническая деятельность Института для достижения этой цели носит системный методический комплексный характер (рис. 1), охватывает этапы научных исследований (теория, моделирование, эксперимент), нормативных разработок, научно-технического сопровождения проектирования, строительства и эксплуатации, внедрения инноваций, смежные и специфические направления. Институт выполняет функции головного корпоративного научного подразделения ПАО «Газпром» и решает следующие задачи:

- создания научно-методических основ, расчетных методик, информационной поддержки для обеспечения системной и конструктивной надежности, безопасности и ресурса магистральных газопроводов и целостности ГТС;
- разработки нормативно-технической документации (нормы технологического и строительного проектирования, технические требования, программы и методики испытаний, показатели энергоэффективности, контроль качества);



Рис. 1. Основные направления научной деятельности ООО «Газпром ВНИИГАЗ» для обеспечения развития и эксплуатации системы транспорта газа: СПГ – сжиженный природный газ

- обоснования технических требований к трубной продукции, технологиям сварки, неразрушающему контролю и диагностике, сопровождения испытаний и приемки продукции и оборудования для ГТС ПАО «Газпром»;
- разработки и обоснования комплексных технологических и технических решений, программ диагностики, ремонта и реконструкции ГТС, развития сварочного производства и защиты от коррозии;
- разработки методов оперативного управления режимами газотранспортных систем при вводе в эксплуатацию и для нештатных (нештатных) ситуаций;
- решения проблем энергосбережения и экологии в транспорте газа.

Наиболее значимые результаты исследований Института воплощаются в программно-целевых документах «Газпрома». За последнее десятилетие Институт разработал целый ряд важных документов, определяющих долгосрочную производственную деятельность Компании в области транспорта газа, а именно:

- Генеральную схему развития газовой отрасли на период до 2035 г.;
- Программу комплексного освоения месторождений п-ова Ямал и прилегающих акваторий;
- Программу создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения

с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран Азиатско-Тихоокеанского региона;

- Комплексную программу реконструкции и технического перевооружения объектов транспорта газа, дожимных компрессорных станций и компрессорных станций подземных хранилищ газа на 2011–2015 гг. и 2016–2020 гг.;
- программы комплексного капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов ПАО «Газпром» на 2011–2015 гг. и 2016–2020 гг.;
- программы комплексного ремонта технологических трубопроводов компрессорных станций на 2013–2017 гг. и 2018–2020 гг.;
- Комплексную программу повышения эффективности противокоррозионной защиты объектов ПАО «Газпром»;
- Программу развития ПХГ РФ на период 2011–2020 гг. по увеличению суточной производительности до 1 млрд м³.

Разработанная Институтутом Научно-техническая политика «Газпрома» в области газоперекачивающей техники задает целевые показатели дальнейшего развития деятельности Компании на длительную перспективу. При ее разработке исследованы возможности применения энергоприводов разных видов (газотурбинный, электрический, комбинированный). Рекомендован к применению газотурбинный привод мощностью от 16 до 50 МВт.

В 2015 г. Институт совместно с Департаментом 308 (при активном участии дочерних газотранспортных обществ «Газпрома») завершил разработку двух ключевых долгосрочных документов: Программы реконструкции и технического перевооружения и Программы капитального ремонта магистральных газопроводов на 2016–2020 гг. Главная цель указанных документов заключается в обеспечении планируемых потоков газа с учетом планов расширения ГТС и выполнения требований к ее надежности, безопасности и энергоэффективности. Институт сопровождает ежегодную корректировку программ.

Магистральный транспорт углеводородов сегодня сопряжен с решением двух основных проблем:

1) сооружением высоконадежных газопроводов в крайне сложных географических природных условиях с неразвитой промышленной инфраструктурой;

2) обеспечением работоспособности и безопасности действующих объектов, подверженных активному физическому и моральному износу.

При этом значимым требованием является максимально эффективное использование финансовых и материальных ресурсов Компании. Уникальны условия реализации новых проектов:

- большая удаленность новых газодобывающих регионов от потребителя;
- сложные природно-климатические и геологические условия;
- сложный состав углеводородного сырья новых месторождений;
- отсутствие развитой инфраструктуры в районах добычи и транспортных маршрутов;
- повышенные экологические требования.

В последние годы Институтом обеспечивается научно-техническое сопровождение проектирования и строительства новых магистральных газопроводов (МГ) в составе системообразующих инвестиционных проектов «Газпрома». Среди особо важных проектов:

- **система МГ Бованенково – Ухта.** Уникальное для мировой практики сочетание основных параметров газопровода: внутренний диаметр – 1420 мм, рабочее давление – 11,8 МПа; сложные геокриологические условия прохождения трассы в многолетнемерзлых и слабонесущих грунтах, в том числе п-ова Ямал; наличие морского

перехода через Байдарацкую губу, подверженного сезонной придонной экзарации ледовыми образованиями и т.д. Разработаны и применены новые принципы проектирования и новое оборудование, существенно улучшившие комплексные энерготехнологические показатели МГ Бованенково – Ухта, а именно: трубы класса К65, позволившие снизить металлоемкость газопровода на 13...15 %; внутреннее гладкостное покрытие, повысившее эффективность почти в 1,5 раза;

- **компрессорная станция (КС) «Портовая»** Северо-Европейского газопровода, обеспечивающая сжатие газа до 22,0 МПа;

- **проект расширения ЕСГ для обеспечения подачи газа в газопровод «Южный поток»**, в составе которого реализованы технические решения для прохождения трассы через области с высокой плотностью населения и бесшлейфовая компоновка КС;

- **система МГ Сахалин – Хабаровск – Владивосток** (внутренний диаметр – 500...1200 мм, рабочее давление – 6,4...9,8 МПа). Впервые МГ проектировался для прохождения в регионе с повышенной сейсмичностью (8...9 баллов по шкале MSK-64) и наличием активных тектонических разломов;

- **МГ «Сила Сибири».** Научно-исследовательский и инженерно-технологический потенциал Института особо востребован «Газпромом» для решения первоочередных задач реализации Восточной программы. Научно-техническое сопровождение Институтом проекта «Сила Сибири» началось с предынвестиционных исследований и продолжено в ходе проектирования и строительства этого газопровода. В рамках сопровождения проекта Институтом разработаны следующие документы:

- СТУ на проектирование, строительство и эксплуатацию МГ «Сила Сибири» на участках с сейсмичностью свыше 8 баллов по шкале MSK-64 и в зонах пересечения активных тектонических разломов при наличии многолетнемерзлых грунтов;
- Методика расчета толщины стенки труб с высокой деформационной способностью (с повышенными требованиями к пластическим свойствам);
- Технические требования к трубам для участков с активными тектоническими разломами;

- Технические требования к сварке и неразрушающему контролю качества сварных соединений при строительстве;
- Технологический регламент заполнения азотом и природным газом;
- Технические требования и рекомендации по выбору и оптимизации параметров и характеристик газоперекачивающих агрегатов для оснащения компрессорных станций МГ «Сила Сибири».

Кроме того, выполнены: научно-методическое сопровождение проектирования туннельного перехода через р. Амур (проект КННК), аттестация технологий сварки и неразрушающего контроля, анализ применимости и обеспечения защиты изоляционных покрытий с использованием местных грунтов для засыпки газопровода.

Одной из основных составляющих себестоимости поставляемого газа являются затраты топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) на его транспортировку. Методическая практика выбора базовых параметров при проектировании в РФ и за рубежом практически едина и основана на минимизации критериев удельной стоимости товаротранспортной работы на единицу длины или транспортного тарифа. В зарубежных источниках отсутствуют данные не только об энергоэффективности, но и о потреблении газа на собственные нужды. ГТС Европы и США имеют ярко выраженный

сетевой характер, и выявить названные выше показатели затруднительно. Однако для транзитных МГ такая оценка возможна (в частности, технические характеристики газопроводов США приведены на рис. 2).

Необходимо отметить, что первоначально газопроводы России проектировались как металлосберегающие комплексы, а в странах Европы и США – как энергосберегающие системы. Это было связано с принятыми в разных странах методами расчетов экономической эффективности, особенностями формирования цен на момент ввода МГ в эксплуатацию. Средняя энергоёмкость ГТС России выше на 10...15 %, чем за рубежом. Но энергоэффективность новых мегапроектов находится на мировом уровне.

Транспортное направление Института охватывает не только объекты ГТС, но также и добычные, и перерабатывающие комплексы ПАО «Газпром». В настоящее время значительная часть месторождений ПАО «Газпром», в том числе крупные и уникальные, разрабатываются на этапе падающей добычи либо находятся на завершающем этапе эксплуатации. Данный период разработки, с одной стороны, характеризуется значительной выработанностью запасов и, как следствие, низкими пластовым и устьевым давлениями, повышенным содержанием жидкости в продукции скважин и ее накапливанием в коллекторах и шлейфах газосборных сетей. С другой стороны, работа основного технологического оборудования системы сбора и подготовки на поздних этапах

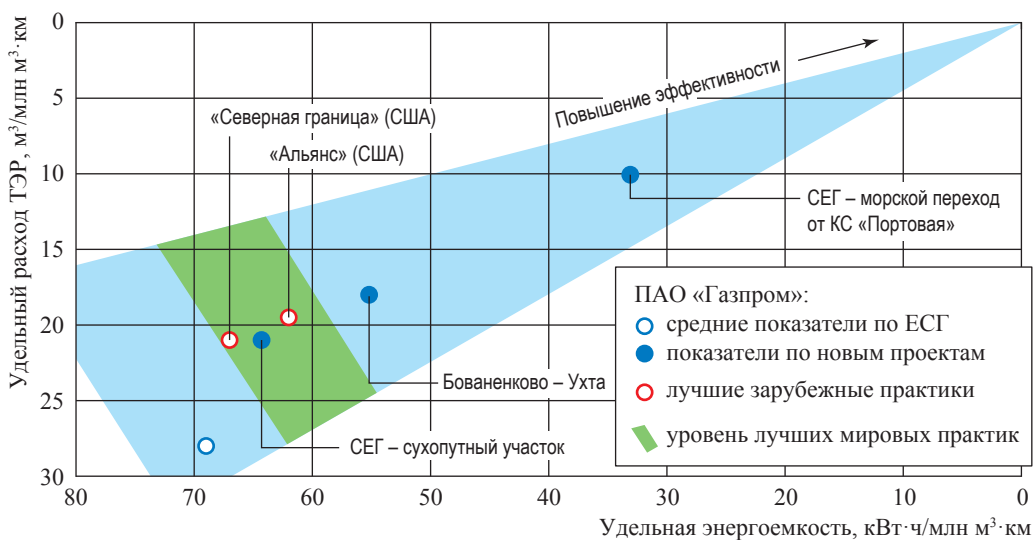


Рис. 2. Удельная энергоёмкость и удельные затраты ТЭР:
СЕГ – Северо-Европейский газопровод

разработки месторождения связана разгрузкой, а также частичным или полным высвобождением мощностей подготовки и компримирования газа. Требуется дальнейшее развитие или адаптация существующей технологии сбора и подготовки газа к новым условиям работы.

В качестве одного из передовых решений для месторождений с падающей добычей рассмотрена технология распределенного компримирования с применением модульных компрессорных установок (МКУ). ОАО «Казанькомпрессормаш» совместно с АО «НИИтурбокомпрессор им. В.Б. Шнеппа» при научно-методической поддержке специалистов ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разработана опытная отечественная МКУ для применения в ООО «Газпром добыча Ямбург» (рис. 3). МКУ прошла заводские приемо-сдаточные испытания, которые подтвердили заявленные характеристики установки. Опытный образец МКУ ТАКАТ 78.2-7 М3а ХЛ1 проходит приемочные испытания в ООО «Газпром добыча Ямбург».

Научно-техническая политика ПАО «Газпром» в области газоперекачивающей техники предусматривает уменьшение содержания NO_x в выхлопных газах приводных двигателей до 50 мг/м^3 . В результате научно-методического сопровождения проекта ООО «Газпром трансгаз Югорск» «Повышение экологических характеристик ГПА ГТК-25И(Р) с применением предварительного смешения топлива» по внедрению камеры сгорания ПСТ ГТК-25И (Р) достигнуто:

- снижение выбросов NO_x до 30 мг/м^3 , что превосходит мировой уровень;
- снижение неравномерности температурного поля и увеличение ресурса соплового аппарата турбины высокого давления;
- снижение потерь полного давления в камере сгорания.

Задачи идентификации и мониторинга технического состояния газоперекачивающих агрегатов (ГПА) по мощности и энергоэффективности решаются в рамках разных эксплуатационных процедур (диагностики, информационно-аналитических систем управления, технического обслуживания и ремонта, оценки качества и технического уровня и др.). Назревшую необходимость разработки единых критериев и показателей технического состояния ГПА, которыми могли бы пользоваться все участники указанных процессов, Институт реализовал в рамках разработки рекомендаций ПАО «Газпром» «Методика проведения удаленной параметрической диагностики и мониторинга текущих показателей текущего технического состояния газоперекачивающих агрегатов без изменения режима их эксплуатации». В качестве критериев стабильности показателей и характеристик газотурбинных установок (ГТУ) и центробежных газовых компрессоров (ЦБК) используются коэффициенты технического состояния (КТС).

Унифицированная система параметрических показателей эффективности и технического состояния, методов и расчетных алгоритмов обеспечивает единство и сопоставимость результатов в различных областях сопровождения эксплуатации ГПА (испытания, диагностика, проектные и диспетчерские расчеты и др.). Основные принципы унификации:

- единство номенклатуры КТС и единство методик их расчета;
- применение преимущественно штатно-измеряемых параметров;
- разработка и создание банка данных эталонных теплотехнических и газодинамических характеристик ГТУ и ЦБК, единых для определенного типа ГТУ (ЦБК);



- Мощность – 800 кВт (номинальный режим – 597 кВт)
- Производительность – 306,9 тыс. норм. $\text{м}^3/\text{сут}$
- Давление газа, МПа:
вход – 0,1...0,31;
выход – 0,5...1,0

Опытный образец МКУ проходит приемочные испытания в ООО «Газпром добыча Ямбург»

Рис. 3. МКУ ТАКАТ 78.2-7 М3а ХЛ1

- оценка технического состояния ГПА без изменения режимов эксплуатации (наряду с результатами эксплуатационных испытаний);

- гармонизация с существующими информационно-аналитическими системами и нормативно-технической документацией;

- использование результатов многолетних предшествующих исследований и разработанных нормативно-технических документов.

Институт активно занимается научно-техническим сопровождением работ по направлению энергоснабжения, а также внедрению в ПАО «Газпром» отечественных смазочных материалов и гидравлических жидкостей.

В настоящее время наряду с электростанциями собственных нужд, применяемыми в качестве источников основного либо резервного электроснабжения, и дизельными электростанциями, применяемыми в качестве источников аварийного электроснабжения, все шире, особенно для линейной части МГ, применяются источники электроснабжения на базе электроагрегатов малой мощности, в том числе нетрадиционных, а также возобновляемых источников энергии. На объекте ООО «Газпром трансгаз Ставрополь» проводится опытно-промышленная эксплуатация электрогенерирующих модулей СКАТ-10 и СКАТ-30. Блочная комплектная электростанция (БКЭС) предназначена для преобразования низкопотенциальной тепловой энергии в электрическую. БКЭС применяется в качестве автономного источника электроэнергии для электроснабжения электроприемников ГПА на компрессорных станциях и вдольтрассовых объектах МГ, таких как средства электрохимической защиты, телемеханики, связи, охранные системы. СКАТ-10 имеет возможность дополнительной выработки электроэнергии с использованием солнечных модулей.

В соответствии с Программой научной исследовательской и опытно-конструкторской работы ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» созданы энергоустановки на базе турбодетандера мощностью 1...5 кВт для электроснабжения газораспределительных станций и объектов линейной части МГ (изготовитель – ООО НПК «НТЛ» г. В. Салда). На базе данных турбодетандеров ООО ВФ «Элна» (Москва) разрабатывается комплектная энергоустановка контейнерного исполнения КЭТДУ-БМ. Также ведутся разработки источника тока на основе твердооксидных

топливных элементов мощностью 1,5 кВт на базе АИТЭ-ТОТЭ-ЭХГ-1500 производства ООО «Завод электрохимических преобразователей» (г. Новоуральск) и ИТ-ТОТЭ-1,5 производства ФГУП «РФЯЦ ВНИИТФ им. акад. Е.И. Забабахина» (г. Снежинск).

АО «Газпром электрогаз» на базе филиала «Афипэлектрогаз» приступило к производству БКЭС «Астра» на базе ветрогенераторной установки и солнечных модулей. БКЭС предназначена для автономного электроснабжения электроприемников однофазного переменного тока частотой 50 Гц и напряжением 220 В, постоянного тока напряжением 48 В и постоянного тока напряжением 24 В в составе линейных потребителей на МГ ПАО «Газпром». В качестве основных источников питания на БКЭС применяются ветроэнергетическая установка и блок солнечных модулей, аккумулирующие энергию из возобновляемых источников – энергию ветра и солнечного излучения.

Также ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в сотрудничестве с ведущими нефтяными компаниями уделяет большое внимание разработке новых смазочных материалов для повышения надежности эксплуатации газоперекачивающего оборудования.

Обеспечение «Газпрома» высококачественными трубами и соединительными деталями для объектов транспорта газа достигается в рамках выполнения Институтом программ научно-технического сотрудничества ПАО «Газпром» с ведущими производителями трубной продукции. Для объектов транспорта газа, таких как МГ Бованенково – Ухта, МГ «Южный коридор» и МГ «Сила Сибири» освоено производство:

- труб большого диаметра из сталей класса прочности K65;
- труб большого диаметра с повышенной деформационной способностью;
- большого номенклатурного ряда соединительных деталей.

Для КС «Русская» освоено производство толстостенных труб и соединительных деталей высоких классов прочности с рабочим давлением до 28,45 МПа.

Отечественная трубная промышленность способна выполнять все технические требования «Газпрома» для реализации текущих проектов (100%-ное импортозамещение).

В области технологий сварки сегодня ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разрабатывает

технологии автоматической контактной стыковой сварки оплавлением, к преимуществам которой относятся:

- автоматическая регистрация параметров процесса сварки;
- автоматические анализ возможных отклонений параметров и подтверждение соответствия.
- высокая скорость процесса сварки;
- отсутствие необходимости применения сварочных материалов для получения высококачественных сварных соединений;
- обеспечение требуемых темпов строительства магистральных газопроводов вследствие полной автоматизации управления процессом сварки по заданным параметрам.

Эффект проявляется в снижении трудоемкости и материальных затрат на строительно-монтажные работы при прокладке газопроводов из толстостенных труб повышенных классов прочности. Экономический эффект от применения стыковой контактной сварки участка трубопровода диаметром 1420 мм (толщина стенки 18,7 мм) и протяженностью 100 км составляет свыше 300 млн руб.

Институт проводит квалификационные испытания современных средств неразрушающего контроля качества сварных соединений, которые обеспечивают требуемые темпы строительства и ремонта газопроводов. Здесь крайне актуальными направлениями научно-технического сопровождения промышленного внедрения средств неразрушающего контроля являются компьютерная цифровая радиография, а также автоматизированный и механизированный ультразвуковой контроль в процессе строительства. Эти технологии обладают повышенными характеристиками по качеству и скорости получения диагностической информации, улучшающими в итоге общую производительность строительно-монтажных работ.

Функциональная устойчивость и стабильность поставок газа потребителям обеспечивается поддержанием требуемого уровня надежности и безопасности эксплуатируемых объектов ГТС. Эффективность системы управления техническим состоянием и целостностью (СУТСЦ) ГТС определяется оптимальным адресным применением современных методов и технологий технического диагностирования, технического обслуживания и ремонта.

СУТСЦ ГТС – плод научно-исследовательских, нормативных и информационных

разработок ВНИИГАЗа на протяжении последних 10 лет. Основные цели создания указанной системы определены Политикой ПАО «Газпром» в области управления техническим состоянием и целостностью объектов транспортировки и хранения газа. Система реализована для линейной части МГ в методическом, нормативном, организационном и информационном аспектах и отработана на прототипах и пилотных проектах в период 2010–2013 гг. С 2014 г. началось ее промышленное внедрение:

- с помощью инструментов СУТСЦ разработана и утверждена Правлением ПАО «Газпром» Программа комплексного капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов на 2016–2020 гг.;

- одновременно идет реализация алгоритмов СУТСЦ в составе вертикально-интегрированной информационно-управляющей системы «Транспортировка и хранение газа».

Новая 5-летняя программа направлена на поддержание достигнутых за последние годы показателей надежности и безопасности и обеспечивает снижение техногенных рисков эксплуатации линейной части МГ адресно и максимально эффективно в зависимости от объемов выделенного финансирования. Предварительно эффект только за счет внедрения СУТСЦ оценивается как снижение примерно на 20 % ожидаемых эксплуатационных затрат на капитальный ремонт.

В Программу инновационного развития на 2016–2025 гг. ООО «Газпром ВНИИГАЗ» внесено предложение по комплексному инновационному проекту «Развитие системы управления целостностью ГТС». Основной целью проекта является обеспечение надежности и безопасности магистрального транспорта газа за счет повышения эффективности программ развития и управления целостностью ГТС ПАО «Газпром». Проект охватывает разработки инновационных технологий для всех уровней управления техническим состоянием и целостностью объектов ГТС на всех стадиях жизненного цикла объектов и включает следующие направления:

- технологии и средства технического диагностирования газопроводов;
- проектирование газопроводов на основе анализа рисков при строительстве и эксплуатации;
- интеллектуальные системы для оперативного и стратегического управления

техническим состоянием и целостностью технологических трубопроводов КС на основе современных статистических и нейросетевых методов;

- интеллектуальные системы для управления техническим состоянием и целостностью оборудования КС на основе современных методов обработки данных параметрической диагностики;

- интеллектуальные системы поддержки принятия стратегических решений для планирования развития и реконструкции ГТС, а также оперативно-диспетчерского управления надежностью поставок газа потребителям;

- консервация объектов ГТС с учетом оптимизации потоковой загрузки.

Работы по проекту завершаются созданием опытных образцов, методической базы и алгоритмов, получением патентов, которые далее будут реализованы в промышленных партиях оборудования для поставки дочерним обществам ПАО «Газпром», аттестованных технологиях, нормативных документах и практиках проектирования, разработках комплексных целевых программ ПАО «Газпром» и проектах развития информационно-управляющих систем ПАО «Газпром».

Процедура инженерной оценки критического состояния сварных соединений предусматривает совместное согласованное использование результатов квалификации технологии сварки, автоматизированного ультразвукового контроля сварных соединений и полученных результатов расчетных и расширенных экспериментальных исследований. Значимость инженерной оценки критического состояния кольцевых стыковых сварных соединений труб, проведенной Институтом сначала для морского перехода МГ Бованенково – Ухта через Байдарацкую губу, а к настоящему времени практически для всех морских проектов ПАО «Газпром», обусловлена существенным повышением достоверности оценок прочности сварных соединений и, как следствие, возможностью формирования оптимальных требований к допустимым размерам дефектов сварных соединений. Эффект сказался в сокращении общего времени трубоукладочных работ на морских участках с крайне ограниченными периодами навигации и объемами ремонта. Конечный результат длительной научной и практической работы воплотился в СТО Газпром 2-2.4-715-2012 «Методика

оценки работоспособности кольцевых сварных соединений магистральных газопроводов», по сути, формирующем новое поколение норм и методов контроля качества сварных соединений.

В области технической диагностики за последние несколько лет Институтом создана нормативная база и проведены испытания автоматизированных средств диагностирования линейной части МГ и технологических трубопроводов КС. При ведущей роли Института как головного научно-технического центра в «Газпроме» создана и продолжает развиваться комплексная испытательная база в составе специализированных стендов для натурных испытаний участков линейных частей МГ и проверки средств внутритрубной диагностики (ВТД) на базе газотранспортных обществ ООО «Газпром трансгаз Югорск», «Газпром трансгаз Нижний Новгород», «Газпром трансгаз Москва». Перспективные направления работ Институт видит в сопровождении разработок оборудования (ВТД, роботизированные комплексы и т.д.) с более высокими характеристиками по выявлению, идентификации и измерению дефектов, а также систем удаленного мониторинга состояния объектов (в том числе на основе волоконно-оптических сенсоров, беспилотных летательных аппаратов, космических и подводных аппаратов).

Спектр проводимых ООО «Газпром ВНИИГАЗ» исследований в области совершенствования методов и средств защиты от коррозии и коррозионного мониторинга направлен на повышение достоверности (соответствия) входящих в состав СУТСЦ моделей развития коррозионных процессов, совершенствование методов сбора и анализа информации о коррозионном состоянии объектов, корректировку критериев оценки коррозионной опасности элементов газотранспортных систем, оптимизацию работы систем противокоррозионной защиты. Результаты проводимых исследований являются обоснованием для разработки и пересмотра нормативных документов (ГОСТов, СТО Газпром, технических требований), а также последующего существенного изменения проектных решений и организации коррозионного контроля.

Разработанный при координации ООО «Газпром ВНИИГАЗ» обновленный межгосударственный ГОСТ 9.602-2016 «Единая система защиты от коррозии и старения.

Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии» как базовый методический документ (введен в действие в 2017 г.) существенно изменил нормативную основу оценки и выбора решений по защите от коррозии. На заключительной стадии рассмотрения находится разрабатываемый в единой связке с указанным выше стандартом межгосударственный стандарт «Газопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии», который должен обеспечить применение целого ряда принципиально новых решений, подтверждение возможности и эффективности применения которых получено с участием специалистов ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в 2016–2017 гг. (элементы систем электрохимической защиты, новые типы защитных покрытий).

Успешно завершены более чем полуторагодовые опытно-промышленные испытания системы коррозионного мониторинга морских трубопроводных систем большого диаметра (рис. 4), на разработанную систему ПАО «Газпром» получен патент на изобретение.

Одной из приоритетных задач Института является совершенствование технологии выявления и ремонта МГ с дефектами коррозионного растрескивания под напряжением в регионах с высокой предрасположенностью к стресс-коррозии. Перспективной разработкой в этой области может считаться создание интеллектуальной системы сопровождения технического диагностирования технологических

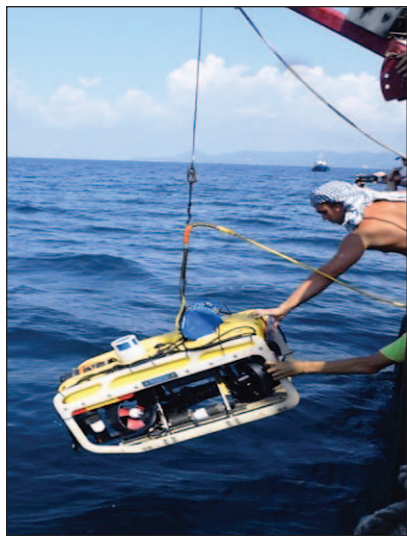


Рис. 4. Испытания системы коррозионного мониторинга морских трубопроводных систем

трубопроводов КС как элемента СУТЦ ГТС. Применение интеллектуальной системы позволит повысить эффективность результатов технического диагностирования технологических трубопроводов КС за счет автоматизации обработки первичных данных с использованием методов больших данных, статистического анализа данных, машинного обучения, построения комплексных моделей исследуемого объекта, повышения точности обнаружения и идентификации аномалий, исключения ошибок работы оператора за счет минимизации доли человеческого участия.

Институт принимает непосредственное участие во внедрении в производственно-хозяйственную деятельность «Газпрома» новых высокоэффективных технологий и материалов для строительства и ремонта МГ. Расширяющееся применение обетонированных труб в строительстве газопроводов потребовало разработки нормативных документов для проектирования с целью учета особых свойств этих труб. Первым значительным шагом в этой области стало создание методик определения минимального допустимого радиуса изгиба обетонированных труб на основе серии экспериментов на специальных стендах, разработанных ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (рис. 5). Завершены исследования холодного гнутья высокодеформируемых труб. В ходе этих исследований выявились интересные технологические свойства труб отечественного производства. Предполагается, что эти исследования не только дадут толчок развитию отечественной трубной промышленности, но и позволят существенно удешевить и повысить качество строительства объектов ПАО «Газпром».

Разрабатываются эффективные технологии ремонта и переизоляции труб на модульных базах. Институт проводит исследования по широкому спектру технологических вопросов:

- современным бестраншейным технологиям строительства переходов через различные (в том числе достаточно протяженные) препятствия;
- разрушению образцов при двукратном и многократном нагружении с целью формирования подходов к назначению давлений испытаний газопроводов из различных материалов;
- новым изделиям и материалам для инженерной защиты и противокоррозионных мероприятий.

Институт обладает собственным Опытно-экспериментальным центром, в котором на протяжении многих лет формировались необходимые стенды и испытательные лаборатории, обеспечивающие реализацию прикладных экспериментальных исследований и испытаний по всем ключевым направлениям и компетенциям Института. Отдельно следует отметить, что в области транспортировки газа реализация научно-технической политики «Газпрома» невозможна без дальнейше-

го развития в Институте современной мощной испытательной базы, способной обеспечить проведение поисковых экспериментальных исследований, полноценных аттестационных и квалификационных испытаний образцов конструкций, материалов, технологий и оборудования, а также выполнять функции тренажерных комплексов для обучения и повышения квалификации специалистов газотранспортных обществ (рис. 6).



Рис. 5. Разработка технологии изготовления отводов холодного гнутья, в том числе с увеличенным угломгиба, из высокодеформируемых труб российского производства. Исследования упругих характеристик обетонированных труб

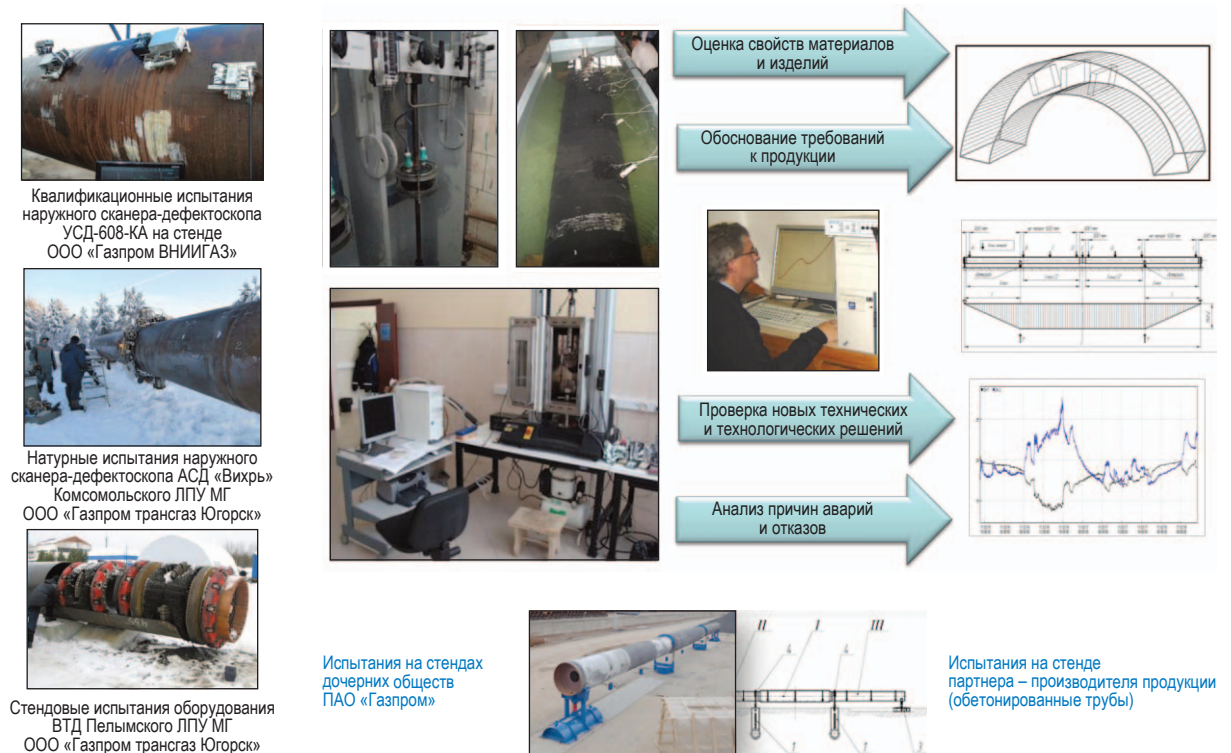


Рис. 6. Испытательный комплекс ООО «Газпром ВНИИГАЗ»: ЛПУ – линейно-производственное управление

Институтом подготовлено обоснование инвестиций по развитию Опытно-экспериментального центра, которое, в частности, по направлению транспортировки газа предусматривает развитие и оснащение современным испытательным оборудованием направлений исследований трубной продукции, сварки и неразрушающего контроля сварных соединений, противокоррозионной защиты, технической диагностики трубопроводов. Так, на стендах технической диагностики трубопроводов проведены испытания наружных сканеров-дефектоскопов и оборудования ВТД ведущих российских и зарубежных разработчиков. Организованы и проведены натурные испытания средств магнитометрии с целью оценки их соответствия требованиям ПАО «Газпром» и определения возможности их применения для диагностирования участков линейной части МГ, не подготовленных для ВТД. Проводятся квалификационные испытания автоматизированных диагностических комплексов для ВТД технологических трубопроводов КС.

Привлечение Институтом сторонних лабораторий, как правило, связано со стандартными общесистемными задачами: химического анализа, металлографии, определения прочности и теплофизических свойств материалов. Широко применяется естественная практика использования для опытно-промышленных испытаний технологий и изделий реальных производственных объектов дочерних обществ ПАО «Газпром».

Экспериментальные исследования служат основой подтверждения инженерных расчетов элементов и конструкций, обоснованием разработки и внедрения новых требований к материалам, изделиям и оборудованию. Без испытаний и экспериментов не может быть получен приемлемый научно-технический результат!

Институт постоянно отслеживает технологический и технический уровень Компании, оценивает узкие места и наиболее важные векторы развития оборудования и технологий для транспортировки газа и не только. В числе перспективных можно назвать следующие направ-

ления исследований, увязанные в различных разрезах с составляющими производственного процесса транспортировки газа:

- газокompрессорное оборудование на базе газотурбинных приводов нового поколения;
- комбинированное электроснабжение объектов ПАО «Газпром»;
- систему применения смазок и технических жидкостей;
- трубы большого диаметра категорий прочности до X100;
- детали сложной конфигурации для КС;
- технология лазерной сварки для производства и строительства трубопроводов;
- защитные покрытия трубопроводов для строительства в особых условиях;
- бестраншейные технологии строительства;
- технологию импульсной пневматической очистки полости участков трубопроводов;
- технологию ремонта трубопроводов (внутритрубные силовые конструкции);
- технологии укрепления грунтов (техническая мелиорация);
- оборудование ВТД с повышенными дефектоскопическими характеристиками;
- диагностическое оборудование для подводных (морских, глубоководных) трубопроводов;
- системы дистанционного мониторинга (волоконно-оптические, аэрокосмические, беспилотные летательные аппараты);
- интеллектуализацию процессов эксплуатации и реконструкции объектов КС, газораспределительных станций;
- модели и методы оценки и контроля надежности оборудования ГТС.

Перечисленные направления – основа для формирования научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ Института с целью поддержания деятельности ПАО «Газпром» и дочерних газотранспортных обществ. Комплексное научно-техническое сопровождение жизненного цикла газотранспортных объектов – неперемное условие обеспечения надежной, безопасной и эффективной транспортировки газа потребителям.

УДК 622.691.4.053(98)

Технико-технологические решения по обеспечению устойчивости и надежности магистральных газопроводов северных районов страны

Г.Э. Одишария

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1
E-mail: G_Odishariya@vniigaz.gazprom.ru

Освоение базовых газовых и газоконденсатных месторождений Надым-Пур-Тазовского региона (Медвежье, Уренгой, Ямбург) потребовало решения проблемы защиты многолетнемерзлых грунтов от растопления под действием «теплых» газопроводов, сопровождающегося размывом грунтов в траншее, просадкой или выпучиванием газопроводов с качественным ухудшением показателей их конструктивной надежности. Необходимость и технико-экономическая эффективность круглогодичного охлаждения газа до температур, близких к температуре вечномерзлых грунтов, была обоснована комплексом специальных исследований ВНИИГАЗа, а также рядом научно-исследовательских и проектно-конструкторских работ предприятий Мингазпрома СССР, Миннефтегазстроя СССР, Академии наук СССР. Помимо основного эффекта – обеспечения устойчивости газопровода – охлаждение газа приводит также к ряду других положительных явлений:

- уменьшению линейных деформаций и температурных напряжений трубопровода;
- снижению интенсивности коррозионных процессов;
- увеличению пропускной способности газопровода.

Холодопроизводительность одной станции охлаждения газа (СОГ) должна была составлять около 50 МВт. В СССР в то время не производились холодильные машины, которые удовлетворяли бы необходимым требованиям по мощности и эффективности. Поэтому на первом этапе было решено закупить СОГ за рубежом. Конкурс выиграла французская компания «Софрегаз», и в 1986 г. начались поставки оборудования пропановых установок для шести СОГ на Уренгойском промысле.

Тем временем во ВНИИГАЗе была разработана новая, значительно более эффективная система охлаждения газа с применением в качестве хладагента пропан-бутановой смеси. К началу 1980-х гг. были проведены экспериментальные исследования установки на Опытном заводе ВНИИГАЗа, а в 1986 г. – опытно-промышленного образца станции охлаждения на установке комплексной подготовки газа УКПГ-1 Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. Установку оснастили отечественным оборудованием, специально разработанным под указанный технологический процесс. Применение разработанного ВНИИГАЗом холодильного цикла приводило к снижению энергозатрат на производство холода на 10...30 % и уменьшению требуемой поверхности теплообмена конденсаторов на 40...50 % по сравнению с пропановыми холодильными циклами, предложенными компанией «Софрегаз» [1–5].

Для охлаждения природного газа был рекомендован одноступенчатый пароконпресссионный холодильный цикл с переохлаждением жидкого хладагента перед дросселированием (рис. 1): сжатый компрессорами газообразный хладагент подается в аппараты воздушного охлаждения (АВО), где охлаждается, конденсируется и затем сливается в линейные ресиверы; из ресиверов жидкий хладагент поступает в трубный пучок теплообменников-испарителей, где дополнительно охлаждается кипящим хладагентом.

Ключевые слова: месторождение углеводородов, многолетнемерзлый грунт, защита от растопления, магистральный газопровод, станция охлаждения газа, пропан-бутановый хладагент.

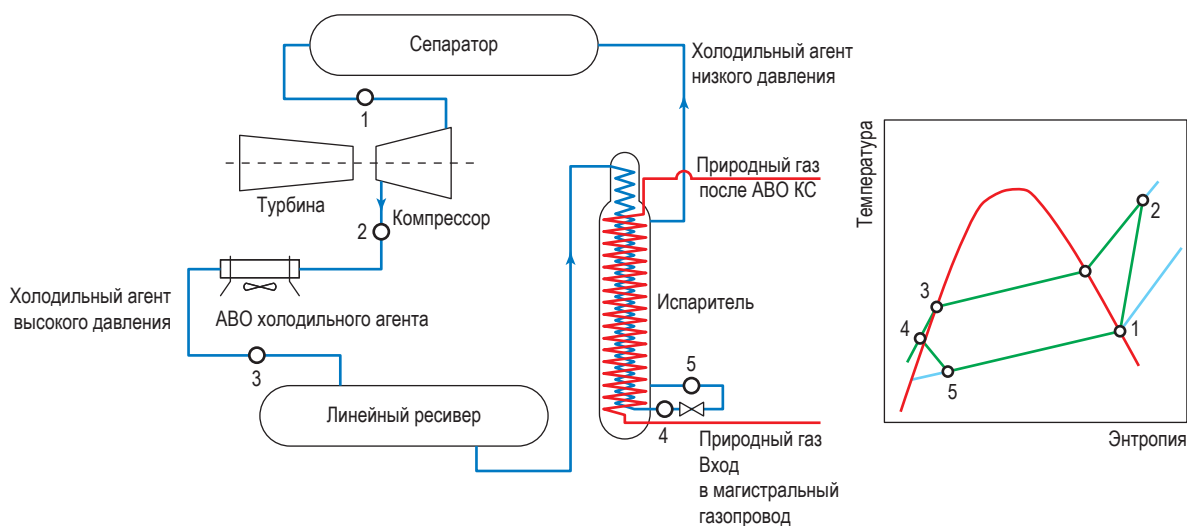


Рис. 1. Принципиальная схема холодильного цикла с использованием пропан-бутановой смеси: КС – компрессорная станция

Использование смешанного холодильного агента (неазеотропной смеси пропана и бутана в соотношении 60 % об. : 40 % об.) позволило понизить начальную температуру кипения и поднять расчетное давление всасывания за счет охлаждения жидкости перед дроссельным вентилем. Далее холодильный агент дросселируется и поступает в межтрубное пространство теплообменников-испарителей. Получая тепло от природного газа, проходящего по трубному пучку, хладагент кипит. Пары хладагента после испарителей проходят через отделители жидкости и поступают на всасывание в компрессоры. Установка была рассчитана на охлаждение 90 млн м³ газа в сутки от плюс 30 до минус 2 °С.

Первоначально в качестве привода компрессора использовалась применяемая на КС магистральных газопроводов газовая турбина НК-12СТ (впоследствии заменена на НК-14СТ) мощностью 8 МВт. Номинальная скорость вращения свободной турбины (СТ) – 820...8500 об./мин. Для этих условий был спроектирован компрессор, состоящий из двух параллельно работающих секций.

Характеристики холодильного агрегата: количество – 4 шт.; привод – газовая турбина авиационного типа НК-14СТ; мощность на валу СТ – 8000 кВт; скорость вращения ротора турбокомпрессора – 7900 об./мин; скорость вращения ротора СТ – 9000 об./мин; разработчик – ОАО СКБ, г. Самара; изготовитель – ОАО «Моторостроитель», г. Самара.

Характеристики турбокомпрессорного агрегата ТКА-П-6,3/10М (рис. 2). Компрессор – ТП5-16/1, тип – центробежный, двухступенчатый, двухсекционный. Спецификационный режим: давление всасывания – 0,2 МПа; давление нагнетания – 1,0 МПа; температура всасывания – 10 °С; холодопроизводительность – 18,6 МВт (16 Гкал/ч); расход холодильного агента – 228 т/ч; скорость вращения ротора – 8500 об./мин. Разработчик – ОАО «ВНИИХОЛОДМАШ-ХОЛДИНГ». Изготовитель – ОАО «Казанькомпрессормаш». Разработка укрытия и общая компоновка турбокомпрессорного агрегата – Сумское МПО им. М.В. Фрунзе.

Ввиду использования смешанного холодильного агента применять испаритель с затопленными трубками было невозможно, поэтому конструкция испарителя выполнена в виде



Рис. 2. Внешний вид компрессора ТП5-16/1

вертикального аппарата с витыми трубками в плотном пучке (рис. 3). Характеристики испарителя:

теплообменник-испаритель ТКВ-2-1-2500К; количество – 9 шт.; тип – витой, вертикальный, трехпоточный; тепловая нагрузка – 9 МВт; рабочее давление, МПа: природного газа – 7,5, жидкого хладагента – 10, кипящего хладагента – 0,25; площадь поверхности теплообменника, м²: по природному газу – 1940, по жидкому хладагенту – 560; масса аппарата – 75 т; диаметр аппарата – 2 м; высота аппарата – 14 м. Разработчик – ЛенНИИХхиммаш. Изготовитель – Сумское МПО им. М.В. Фрунзе.

Конденсаторы – двухходовые аппараты, в которых предусмотрен уклон трубок для слива конденсата (рис. 4). Характеристики аппарата: конденсатор 1АВГ-25; количество – 40 шт.; тип – горизонтальный коллекторный; поверхность теплообмена по оребренным трубам – 6240 м²; коэффициент оребрения труб – 20; длина труб – 12 м; расчетное давление в трубах – 2,5 МПа; вентиляторы: количество – 2 шт., производительность – 2×440000 норм. м³/ч. Разработчик – ВНИИнефтемаш. Изготовитель – Таллинский машиностроительный завод.

Линейный ресивер (1-100-3000-2,0-1-1-4-0) обеспечивает запас холодильного агента для стабилизации работы испарителей на всех возможных режимах. Расчетное давление – 2,0 МПа; объем – 100 м³; количество – 3 шт.

Для очистки холодильного агента от неконденсирующихся примесей используется отделитель инертных. Характеристика аппарата: поверхность теплообмена – 110 м²; расчетное давление – 1,6 МПа; состав сбрасываемого продукта, % мол.: пропан – 38, метан – 62.

Станционная система автоматики, выполненная на базе МСКУ 4510, включала в себя датчики, локальные интеллектуальные станции и пульта управления, поддерживала заданные температуру газа на выходе СОГ и температуру холодильного агента на входе в компрессоры, а также обеспечивала функции предупреждения и защиты. Система управления и защиты турбоагрегатов, выполненная на базе контроллера фирмы «ССС», обеспечивала также антипомпажную защиту и кроме управления отдельным агрегатом распределяла также нагрузку между работающими машинами.

В 1986 г. на УКПГ-1 Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения были проведены кратковременные испытания опытной установки на воздухе и на пропан-бутановой смеси нерасчетного состава. Установка проработала 72 ч, подтвердила работоспособность рекомендованного процесса и возможность достижения проектных показателей. В процессе испытаний выявлено несоответствие производительностей параллельно работающих секций компрессора. В протоколе испытаний рабочей группой отмечены все обнаруженные недостатки и даны рекомендации по их устранению при подготовке оборудования к серийному производству.

ОАО «ЛенНИИХхиммаш» внесло значительные изменения в конструкцию теплообменника-испарителя, однако устранить основной недостаток, связанный с неравномерностью распределения кипящего холодильного агента в межтрубном пространстве аппарата, не удалось. Изменения касались в основном технологии изготовления витого теплообменного аппарата на заводе Сумского НПО им. М.В. Фрунзе,



Рис. 3. Внешний вид испарителей, расположенных на площадке СОГ



Рис. 4. Внешний вид конденсаторов, установленных на площадке СОГ

но, как показали последующие испытания (1995 г.), абсолютно не способствовали повышению эффективности работы теплообменно-го аппарата в технологическом процессе.

В 1986 г. ОАО «ЮжНИИгазпрогаз» были подготовлены проекты трех станций охлаждения газа, для каждой из которых изготовили соответствующее оборудование. Станции не были запущены, и по ряду причин их консервировали на различных стадиях монтажа. К маю 1993 г. на КС «Ямбургская» закончился монтаж одной из станций на площадке СОГ-1, и было принято решение о начале испытаний. В течение последующих лет проводилась доработка оборудования и систем управления. Промышленная эксплуатация СОГ-1 началась только с июня 1997 г.

К началу 1990-х гг. на севере Тюменской области сложилась достаточно мощная и сложная газотранспортная система (рис. 5). Из-за широкого распространения вечномерзлых грунтов в наиболее сложном положении оказались следующие головные участки магистральных газопроводов:

- КС «Ямбургская» – КС «Ныдинская» (протяженность – 180 км), включая газопроводы: Ямбург – Елец I; Ямбург – Елец II; лупинг

Ямбург – Елец I; Ямбург – Западная граница; Ямбург – Тула I; Ямбург – Тула II; лупинг Ямбург – Тула I; Ямбург – Поволжье; Северные районы Тюменской области (СРТО) – Торжок;

- КС «Уренгойская» – КС «Пангоды» (протяженность – 123 км), включая газопроводы: Уренгой – Надым I; Уренгой – Грязовец; Уренгой – Петровск; Уренгой – Новопсков;

- КС «Пуровская» – КС «Хасырейская» (протяженность – 113 км), включая газопроводы: Уренгой – Ужгород; Уренгой – Центр I; Уренгой – Центр II.

Эти магистральные газопроводы, проходящие на участках большой протяженности в вечномерзлых грунтах, проектировались с круглогодичным охлаждением газа до температур, близких к температурам грунта: 0...–2 °С. Фактически в течение многих лет их эксплуатировали без СОГ. Пущенная в эксплуатацию Уренгойская СОГ по технологическим причинам не охлаждала весь поток газа до отрицательных температур, так как после смешивания холодного газа с основным теплым потоком его температура летом в начале участка составляла плюс 10...14 °С.

Непроектный тепловой режим эксплуатации газопроводов привел к деградации

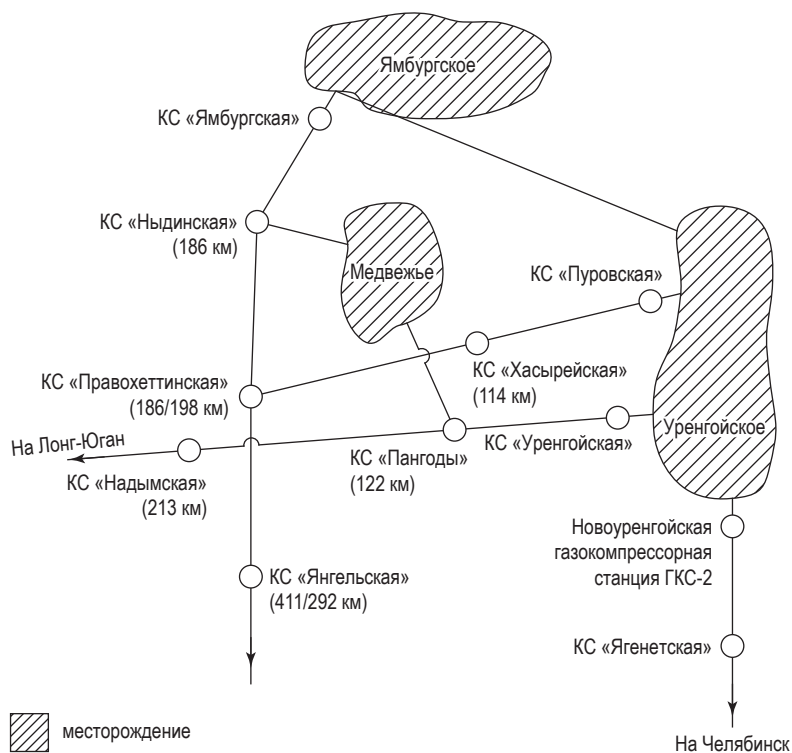


Рис. 5. Схема головных участков газопроводов Уренгойского и Ямбургского месторождений

вечномерзлых грунтов, разрушению грунтов обваловки, активизации эрозионных процессов, нарушению стока поверхностных вод и, как следствие, к потере устойчивости газопроводов (оголению, выходу из траншеи, образованию арок, змеек и т.д.). Характерный вид нарушений проектного положения газопроводов показан на рис. 6. Пример фактического распределения потерявших проектное положение участков по трассе Надымского линейного производственного управления (ЛПУ) показан на рис. 7.

Масштаб проблемы оказался столь значительным, что в ОАО «Газпром» при активном участии ВНИИГАЗа была разработана Комплексная программа ликвидации всплывших в результате потери продольной устойчивости участков и обеспечения проектного положения газопроводов ООО «Тюменьтрансгаз», в рамках которой были проведены инструментальные обследования напряженно-деформированного состояния большого числа нарушенных участков и даны заключения



Рис. 6. Нарушения проектного положения газопроводов из-за растепления многолетнемерзлых грунтов

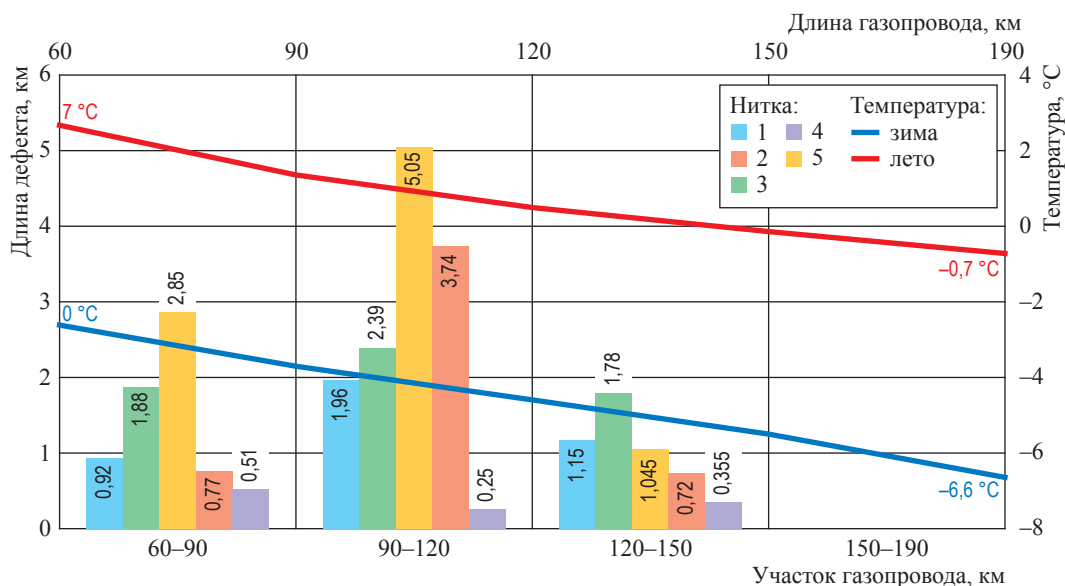


Рис. 7. Фактическое распределение потерявших проектное положение участков по трассе Надымского ЛПУ

по их работоспособности. Пример протокола обследования показан на рис. 8.

Различная начальная геокриологическая ситуация трасс указанных газопроводов, срок и режим непроектной эксплуатации потребовали отдельного исследования каждого газопровода для разработки рекомендаций по оптимальному режиму их дальнейшей эксплуатации. Для анализа динамики тепловых полей вокруг газопроводов при переводе их на круглогодичный транспорт газа с отрицательной температурой ВНИИГАЗом совместно с другими организациями (в том числе с СЭИ СО АН СССР) разработан комплекс числовых программ для ЭВМ, учитывающих термовлажностные свойства грунтов, естественное тепловое поле, атмосферные условия и изменяющийся режим работы газопроводов [6–10]. Корректность программ обоснована ретроспективным моделированием уже прошедшего «горячего периода» работы газопроводов. Хорошая сходимость расчетов с картиной фактических тепловых полей подтвердила возможность использования программы для дальнейшего прогнозного анализа. Для всех головных участков газопроводов были проведены многовариантные расчеты по этой методике и рекомендованы оптимальные температурные режимы транспорта газа при переводе их в режим охлажденного газа. Примеры анализа даны ниже.

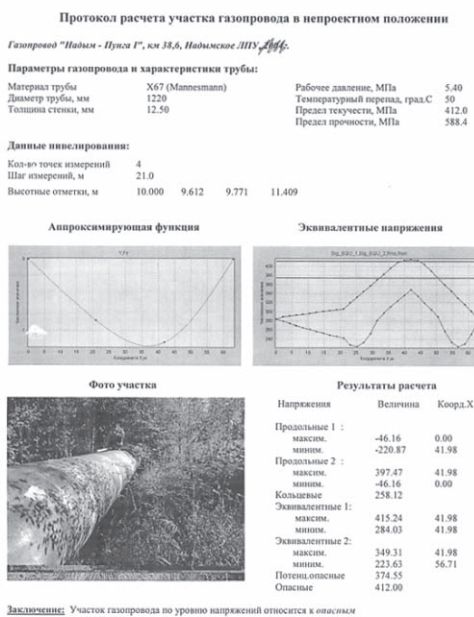


Рис. 8. Протокол обследования участка газопровода в непроектном положении

Головной участок Уренгой – Пангоды (4 нитки)

До 60 % трассы газопровода по протяженности проходит по вечномерзлым грунтам (мелкозернистые пески, суглинки и глины). Среднегодовая температура грунтов колеблется от $-0,5$ до -3 °С. Глубина сезонного протаивания изменяется в пределах $0,2 \dots 0,5$ м на торфяниках и достигает $3,5$ м в песках.

Первая нитка газопровода Уренгой – Надым введена в эксплуатацию в 1978 г. для транспортировки неохлажденного газа с температурой $+10$ °С. Летом весь этот участок находился в зоне положительных температур транспортируемого газа. В зимний период газ поступал в газопровод с температурой плюс 9 °С. В конце участка температура газа составляла минус 4 °С. Таким образом, газ транспортировался зимой до 60-го километра трассы с положительной температурой, а далее – с отрицательной температурой. Поскольку средняя годовая температура транспортируемого газа на всем участке положительна, повсеместно происходило интенсивное оттаивание грунта. Глубина протаивания грунтов по трассе газопровода Уренгой – Надым составила к лету 1984 г. (пуск в 1978 г.): на 5-м километре трассы – $6,5$ м от нижней образующей трубы; на 28-м километре – $5,0$ м; на 47,8 километра – $2,7$ м; на 50-м километре – $1,4$ м. Динамика роста температуры газа, поступающего с промыслов на КС, по годам показана на рис. 9.

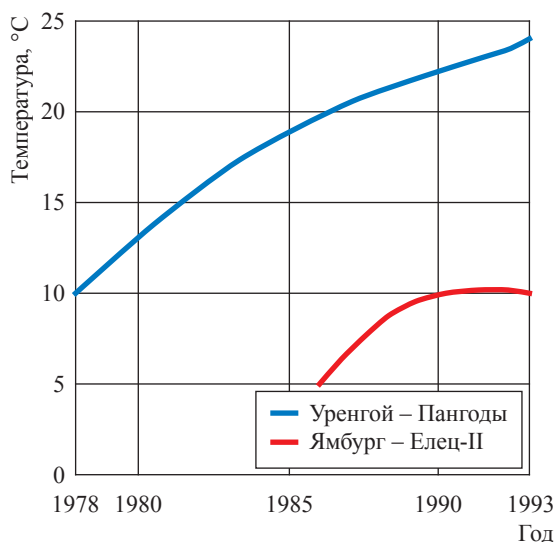


Рис. 9. Динамика роста температуры газа, поступающего с промыслов на КС

Головной участок КС «Пуровская» – КС «Хасырейская» (3 нитки)

Тепловой режим этих газопроводов обеспечивался дополнительным охлаждением газа в СОГ. Летом газ поступал с температурой +14 °С. В конце участка (на входе в КС «Хасырейская») температура газа составляла +3 °С. Зимой газ поступал в магистральный газопровод с температурой +11 °С. В конце участка температура газа составляла минус 10 °С. Таким образом, весь участок эксплуатировался круглогодично при положительной температуре транспортируемого газа (кроме концевых участков газопроводов зимой), что приводило к оттаиванию и деградации вечномерзлых грунтов. Техническое состояние газопроводов этой системы было аналогично системе газопроводов Уренгой – Пангоды. По трассе наблюдались всплывшие и оголенные участки различной протяженности, местами траншеи были залиты водой, трубопроводы находились на уровне дневной поверхности.

Головной участок КС «Ямбургская» – КС «Ныдинская» (9 ниток)

Эксплуатация головных участков (0...186 км) газопроводов с Ямбургского месторождения осуществлялась в более сложных геокриологических условиях, чем системы газопроводов Уренгой – Надым. Участок представлен вечномерзлыми грунтами сплошного распространения: суглинками, супесями, песками и торфяниками. Суммарная влажность грунтов составляет 30...40 %. Среднегодовая температура грунтов колеблется от –2 до –5 °С. Величина сезонноталого слоя составляет на торфяниках 0,6 м, на остальных участках – 0,8...1,7 м.

Первый газопровод Ямбург – Елец I с Ямбургского месторождения введен в эксплуатацию в 1985 г. без СОГ, предусмотренной проектом. В первые годы эксплуатации за счет смешения потоков газа через пережки с Уренгойского месторождения с газом Ямбура была достигнута среднегодовая отрицательная температура газа, в результате чего протаивания под трубой практически не было.

Участок газопровода Ямбург – Елец II сдан в эксплуатацию в мае 1986 г. без СОГ, также предусмотренной проектом. В течение 8-летней эксплуатации наблюдалась тенденция к повышению температуры газа на выходе КС «Ямбургская» от +5 до +10 °С в летний период. С целью уменьшения теплового влияния

на вечномерзлые грунты газ в летний период на КС «Ямбургская» не компримировался, и его температура не превышала +10...+14 °С по всем ниткам. В конце газопровода его температура составляла минус 10 °С. Зимой газ поступал в магистральный газопровод с температурой минус 1 °С, в конце газопровода температура газа составляла минус 6 °С. Таким образом, в начале участка среднегодовая температура транспортируемого газа была положительной, что приводило к оттаиванию вечномерзлых грунтов, а в конце участка, начиная со 150-го километра, оттаивание отсутствовало. Изменение глубины оттаивания вечномерзлых грунтов по длине газопровода на участке КС «Ямбургская» – КС «Ныдинская» по состоянию на 1990 г. показано на рис. 10.

Очевидно, что в силу сложившихся на тот момент обстоятельств ввод построенных СОГ в эксплуатацию был невозможен без целого комплекса предварительных организационно-технических мероприятий по восстановлению проектного положения газопроводов и предотвращению размыва грунтов. Совершенно неоднозначной представлялась также картина восстановления геокриологического состояния и температурного режима массива грунта вокруг газопроводов. Для анализа закономерностей этих процессов ВНИИГАЗом проведено многовариантное моделирование на ЭВМ по разработанному программному комплексу [6].

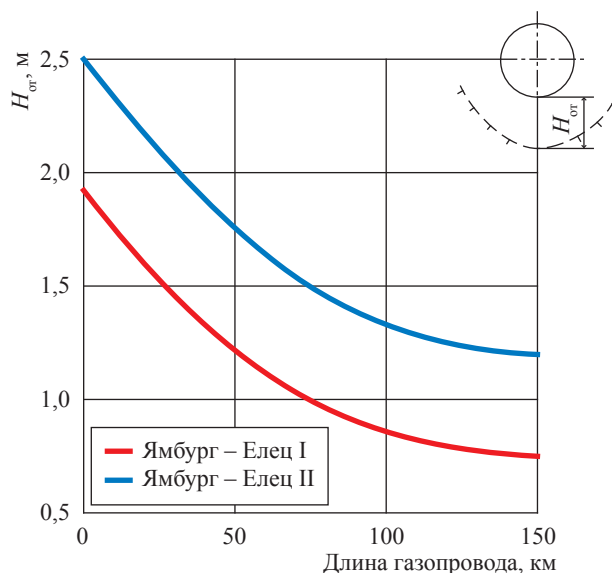


Рис. 10. Изменение глубины оттаивания ($H_{от}$) вечномерзлых грунтов по длине газопровода на участке КС «Ямбургская» – КС «Ныдинская» (1990 г.)

Вариант 1: головной участок Уренгой – Надым (нулевой километр). Исходно принималось, что газ транспортировался с положительной температурой $t_r = +30^\circ\text{C}$ в течение восьми лет. При этом было смоделировано температурное поле грунта вокруг газопровода, аналогичное реально существующему на тот момент температурному полю грунтов на головных участках газопровода Уренгой – Надым. Максимальная глубина протаивания за это время составила от нижней образующей трубы 8,4 м (диаметр трубопровода – 1,42 м; глубина заложения газопровода до оси трубы – 1,72 м; суммарная влажность грунта – 0,25; коэффи-

циент теплопроводности грунта – 1,8 Вт/(м·К); температура грунта на глубине 10 м – минус 2°C). В дальнейшем переход газопровода на транспорт газа, охлаждаемого с помощью АВО и холодильных машин, моделировался по трем температурным режимам работы СОГ:

- **режим 1:** летом $t_r = -2^\circ\text{C}$, зимой $t_r = t_{\text{возд}} + 10^\circ\text{C}$, где $t_{\text{возд}}$ – температура воздуха (рис. 11);

- **режим 2:** летом $t_r = -5^\circ\text{C}$; зимой $t_r = t_{\text{возд}} + 10^\circ\text{C}$ (рис. 12). Как показывают расчеты, полное восстановление вечной мерзлоты при втором режиме произойдет через 9,5 лет после включения СОГ;

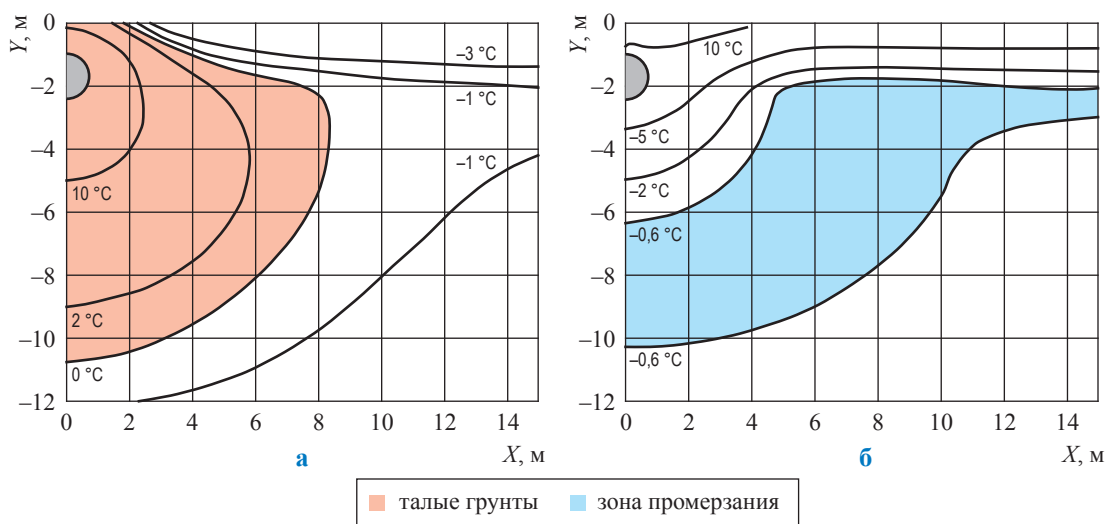


Рис. 11. Режим 1. Температурное поле грунта в марте месяце при $t_{\text{возд}} = -18,3^\circ\text{C}$:
а – 8-й год эксплуатации без СОГ, $t_r = 30^\circ\text{C}$ круглый год;
б – через 7 лет после включения СОГ, зимой $t_r = -8,3^\circ\text{C}$

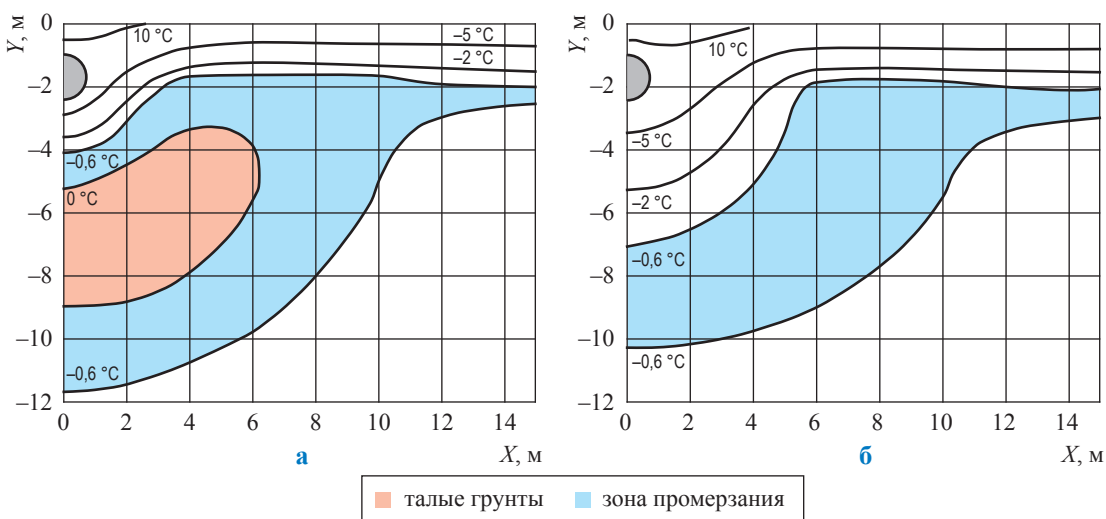


Рис. 12. Режим 2. Температурное поле грунта в марте месяце:
а – через год после включения СОГ; б – через 7 лет после включения СОГ

• **режим 3:** летом $t_r = -10\text{ }^\circ\text{C}$, зимой $t_r = t_{\text{возд}} + 10\text{ }^\circ\text{C}$; регенерация вечномёрзлых грунтов будет происходить аналогично режиму 2 при подаче в газопровод летом газа с температурой минус $10\text{ }^\circ\text{C}$.

На рис. 13 показаны обобщенные данные по времени восстановления мерзлоты при различных температурных режимах работы СОГ. Видно, что во всех вариантах восстановление мерзлоты протекает главным образом за счет промораживания грунта сверху и в незначительной степени снизу.

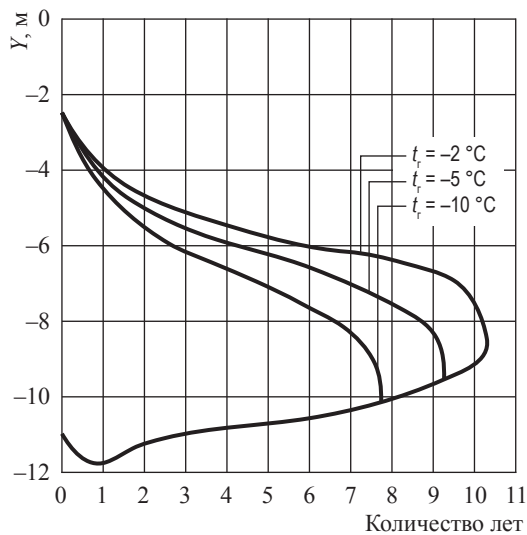


Рис. 13. Время восстановления мерзлоты при различных температурных режимах работы СОГ летом

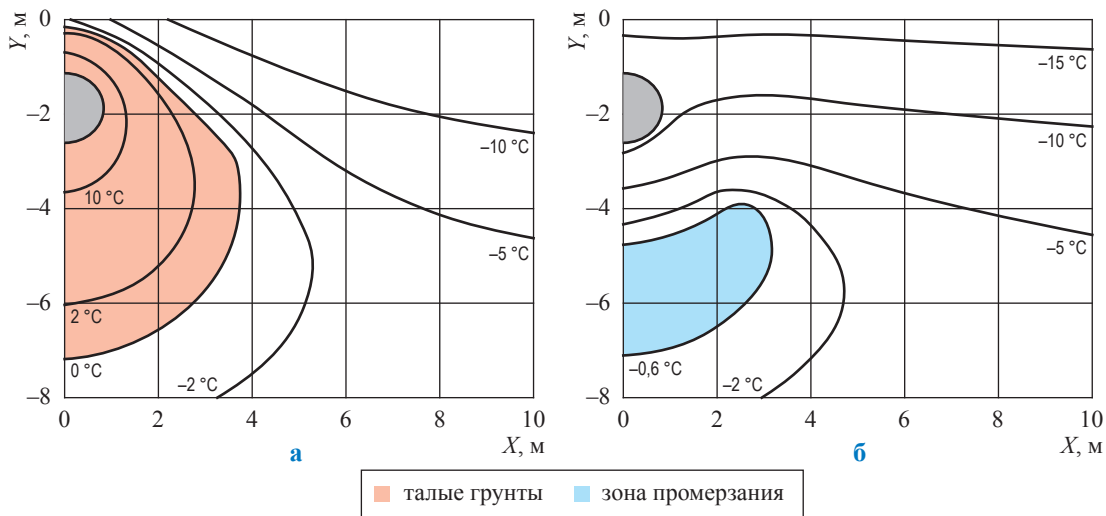


Рис. 14. Температурное поле грунта при $t_{\text{возд}} = -21,9\text{ }^\circ\text{C}$: а – конец 6-го года эксплуатации без СОГ, $t_r = 20\text{ }^\circ\text{C}$; б – через год после включения СОГ, $t_r = -11,6\text{ }^\circ\text{C}$

Вариант 2: Головной участок Ямбург – Ныда (нулевой километр) (рис. 14). Прогнозные тепловые расчеты восстановления мерзлоты вокруг газопровода Ямбург – Ныда проводились при параметрах, аналогичных варианту 1. Для имитации температурного поля в конце «горячего» периода работы газопровода расчеты проводились в предположении, что газ транспортировался с положительной температурой $20\text{ }^\circ\text{C}$ в течение 6 лет. Максимальная глубина протаивания грунта от нижней образующей трубы за это время составила $4,26\text{ м}$ (см. рис. 14а).

Расчеты второго этапа показывают, что при включении СОГ (летом $t_r = -2\text{ }^\circ\text{C}$, зимой $t_r = t_{\text{возд}} + 10\text{ }^\circ\text{C}$) оттаявшие грунты под газопроводом охлаждаются до $0\text{ }^\circ\text{C}$ за один годовой цикл (см. рис. 14б), при этом на глубине $2\text{...}4\text{ м}$ сохраняется зона промерзающего грунта (с температурами $0\text{...}-0,6\text{ }^\circ\text{C}$), в которой останется большое количество незамерзшей воды и грунт реально не перейдет в мерзлое состояние.

Через два года после включения СОГ грунты полностью промерзнут под газопроводом, но на глубинах $4\text{...}6\text{ м}$ под газопроводом их температуры будут несколько выше, чем в естественных условиях. Полное восстановление мерзлоты под газопроводом Ямбург – Ныда произойдет на 3-й год эксплуатации СОГа, как это показано на рис. 15.

Уже в первые годы функционирования СОГ выявилась необходимость совершенствования и регулирования отдельных узлов

и агрегатов, для чего СОГ приходилось останавливать на определенные интервалы времени, что привело к поступлению в газопровод «теплого» газа, причем как в летний, так и в зимний сезоны. Для оценки влияния кратковременных остановок СОГ на состояние грунтов, вмещающих газопровод, на примере головного участка Ямбург – Ныда были смоделированы и проанализированы два режима: зимний режим – подъем температуры газа на выходе из КС зимой с минус 2 до плюс 20 °С продолжительностью 3, 6 и 12 сут; летний режим – подъем температуры транспортируемого

газа на выходе из КС до плюс 25 °С продолжительностью 3, 9 и 30 сут.

Режим изменения температуры газа по длине газопровода (зимний режим, февраль) (рис. 16) показал, что повышение температуры газа в начале газопровода сказывается по всей его длине. Так, на 186-м километре при скачке температуры в начале до 20 °С температура поднимается на 2,5 °С за 3 сут, на 4 °С за 6 сут и приблизительно на 7 °С за 12 сут. При этом температура 0 °С достигается на 75-м километре за 3 сут, на 97-м километре – за 6 сут, на 112-м километре – за 12 сут. Именно это и определяет ту максимальную зону, в которой происходят изменения в результате оттаивания грунтов.

Аналогичные расчеты проведены также для 3-дневного скачка температуры до 20 °С в январе и 9-дневного скачка температуры до 25 °С в сентябре. В этих случаях наблюдалась сходная картина, причем в сентябре, естественно, граница нулевой температуры подвигается еще дальше и, соответственно, оттаиванием будет охвачена значительно большая область. В летний период оттаивание грунтов вокруг трубы происходит интенсивнее, чем в зимний, благодаря существенно более высоким естественным температурам грунта. Так, на нулевом километре трассы при остановке СОГ оттаивание под трубой за 3 сут составляет 0,48 м, за 6 сут – 0,54 м, а за 30 сут – 0,87 м.

Для выяснения времени восстановления мерзлых грунтов после их оттаивания (остановки СОГ и подъема t_r до +20 °С зимой и +25 °С летом) промоделировано время охлаждения грунта вокруг газопровода до температур минус 0,5 и минус 1 °С. Такие температуры были выбраны исходя из того, что в зависимости от литологического состава и содержания солей в воде реальный фазовый переход может происходить при температурах более низких, чем 0 °С. Результаты этих прогнозных расчетов приведены на рис. 17–19, на которых видно, что процесс восстановления мерзлоты после ее отогрева трубой газопровода происходит значительно медленнее, чем процесс оттаивания. Так, на нулевом километре трассы время восстановления мерзлых грунтов (после остановки СОГ на 3,9 и 30 сут. в сентябре) до минус 0,5 °С составит 8,5; 19 и 64 сут, а до температуры минус 1 °С грунты восстанавливаются за 11,5; 21,5 и 78 сут. Срок восстановления мерзлоты, таким образом, достаточно

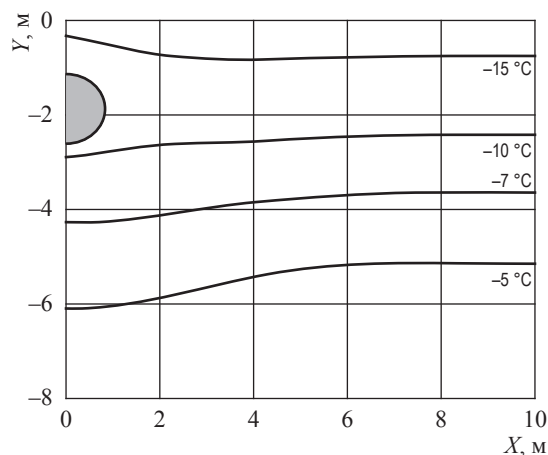


Рис. 15. Температурное поле грунта через 3 года после включения СОГ

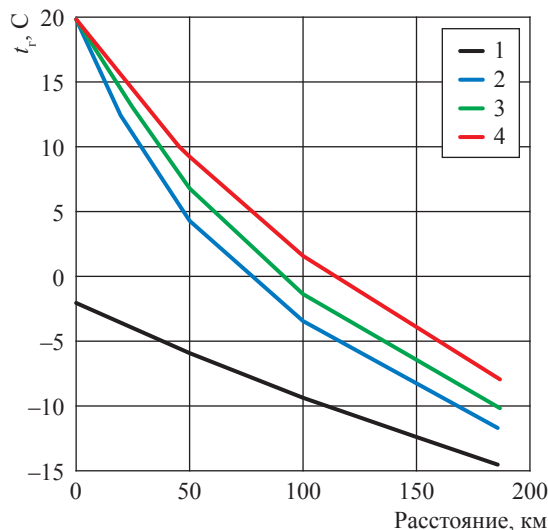


Рис. 16. Изменение температуры газа по длине газопровода (зимний режим, февраль): 1 – нормальный режим; 2, 3, 4 – скачок температуры газа до +20 °С в последние дни января соответственно за 3 сут, 6 сут, 12 сут

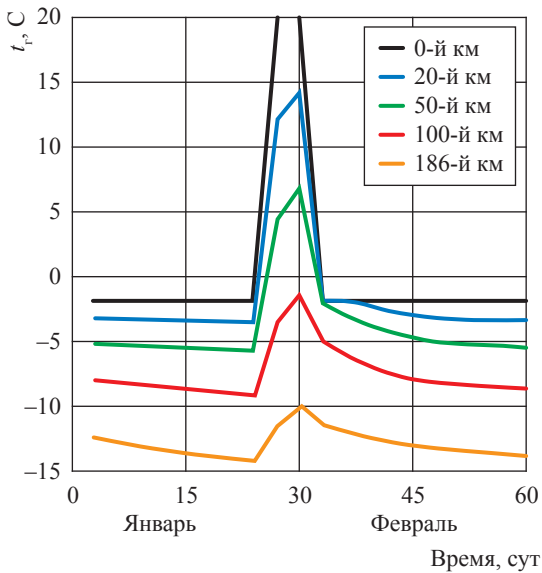


Рис. 17. Временная зависимость температуры газа в различных точках трассы при скачке температуры на входе до +20 °С за 3 сут

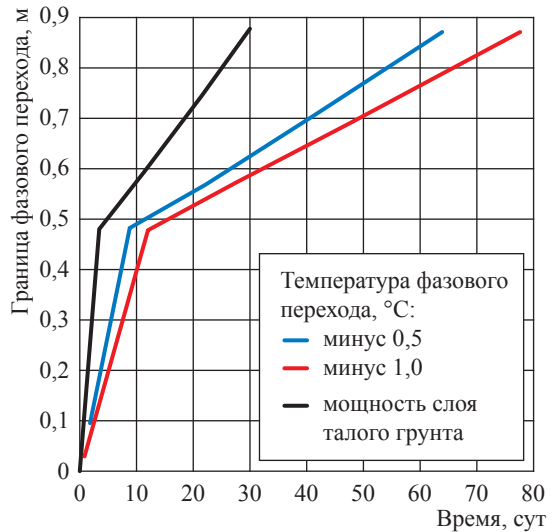


Рис. 18. Мощность слоя талого грунта под трубой и время его восстановления при различных температурах фазового перехода на нулевом километре трассы при остановке СОГ (сентябрь)

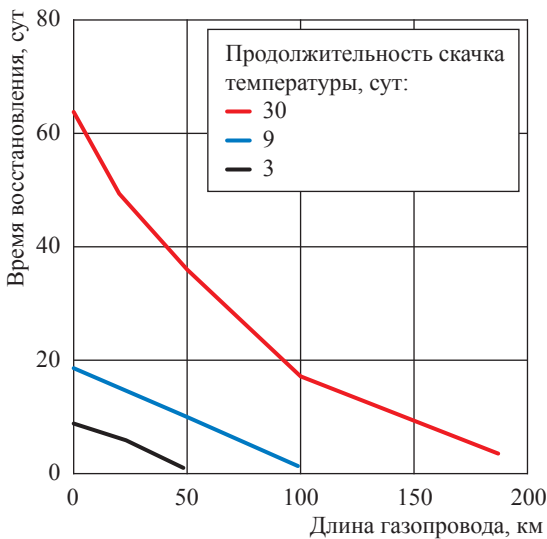


Рис. 19. Время восстановления температуры грунта (-0,5 °С) по длине газопровода после подъема до +25 °С в конце сентября

длительный, что создает условия для значительного пучения грунтов вокруг газопровода при их замораживании.

Положение газопровода относительно дневной поверхности при оттаивании грунта зависит от конструктивных решений. Участки газопровода, защемленные только грунтом, могут выйти на дневную поверхность, участки с балластными грузами осядут совместно

с грунтом, а участки, закрепленные вмораживаемыми анкерами, поведут себя двояко: при оттоке воды из траншеи они опустятся вслед за уровнем грунтовых вод, при сохранении уровня воды – останутся в прежнем положении.

Представленная информация очевидно показывает, что оттаивание (даже краткосрочное), особенно в летнее время, вызовет значительные изменения в положении трубы газопровода. Учитывая, что резкий скачок температуры транспортируемого газа вызовет рост напряжений в теле трубы, при отключении СОГ следует ожидать также значительных изменений напряженно-деформированного состояния газопровода. Все перечисленные факторы приведут к потере устойчивости газопровода (оголению, выходу из траншеи, образованию арок, змеек и т.д.).

Проведенный ВНИИГАЗом комплекс исследований теплофизических процессов, а также организационно-технических мероприятий по восстановлению проектного положения газопроводов послужил основной для разработки и реализации рекомендаций по переводу головных участков рассматриваемых газопроводов на транспорт охлажденного газа. В качестве примера далее приведены рекомендации для Ямбургского коридора.

В рассматриваемый период на КС «Ямбургская» эксплуатировались несколько

ниток газопровода, проходящих по Елецкому и Тульскому коридорам: в Елецком коридоре – четыре газопровода общей производительностью 350 млн м³/сут, работают три цеха; в Тульском коридоре – пять газопроводов общей производительностью 270 млн м³/сут, работают два цеха.

Для охлаждения газа Ямбургского месторождения до температуры минус 2 °С в составе компрессорных цехов КС «Ямбургская» были запроектированы семь СОГ, которые должны были обеспечивать полную сохранность вечномерзлых грунтов по всей трассе. В начале июня 1999 г. пущена в эксплуатацию СОГ-1 в Елецком коридоре. Как показали исследования, проведенные во ВНИИГАЗе, включение СОГ на одну нитку в проектном режиме позволило бы восстановить мерзлоту вокруг газопровода за 3...4 года. Однако отсутствие СОГ на других нитках заставило рассмотреть варианты использования СОГ-1 для охлаждения большего количества газа, чем это было предусмотрено проектом. ВНИИГАЗом рассмотрены два варианта использования СОГ-1. При разработке вариантов учитывалось, что при максимальной мощности СОГ должна обеспечивать охлаждение проектного потока газа

до отрицательной температуры при среднемаксимальных температурах воздуха, что позволило бы практически полностью исключить поступление газа с положительной температурой в трубу газопровода и создать близкие к идеальным условия его эксплуатации. Реальные среднемесячные температуры воздуха в летнее время значительно ниже среднемаксимальных, что, в принципе, позволяет охлаждать значительно большее количество газа до низких среднемесячных температур.

В первом варианте СОГ-1 работает на два цеха. Весь поток газа объемом 188 млн м³/сут охлаждается в СОГ-1. Все три нитки Ямбург – Елец I, Ямбург – Елец II и лупинг Ямбург – Елец I работают в едином гидравлическом режиме. Прогнозные расчеты показывают, что при этом среднемесячная нулевая температура газа переместится со 140-го километра (фактический летний режим) до 60-го километра. На участке 60-й...186-й километры по газопроводам будет транспортироваться газ с отрицательной температурой. При этом прекратится деградация вечномерзлых грунтов и произойдет их частичное восстановление. Повысится устойчивость и надежность линейной части газопроводов (рис. 20).

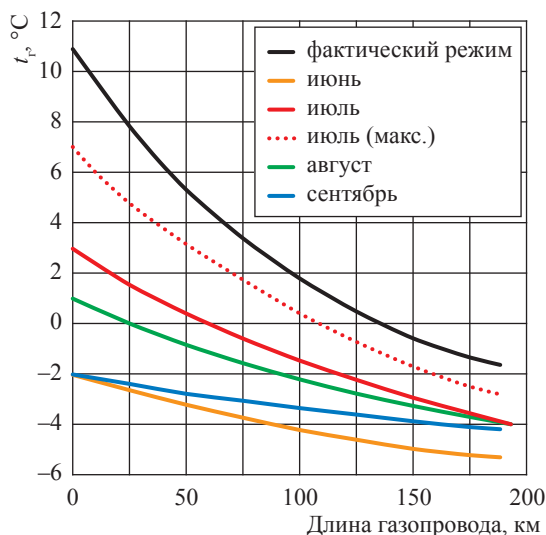


Рис. 20. Изменение температуры газа по длине газопровода в летний период с учетом работы СОГ на два цеха (газопроводы Ямбург-Елец I, Ямбург-Елец II и лупинг Ямбург-Елец I работают в едином гидравлическом режиме: давление в начале газопровода – 73,4 кгс/м²; суммарный расход газа – 188 млн м³ / сут)

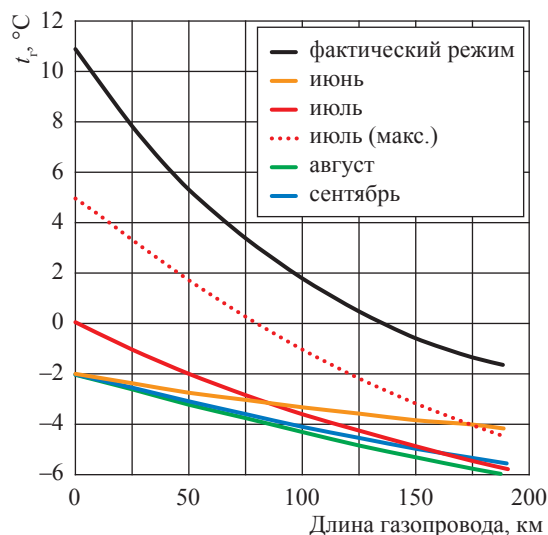


Рис. 21. Изменение температуры газа по длине газопровода в летний период с учетом работы СОГ на один цех (газопроводы Ямбург – Елец I, Ямбург – Елец II и лупинг Ямбург – Елец I работают в едином гидравлическом режиме: давление в начале газопровода – 73,4 кгс/м²; суммарный расход газа – 141 млн м³ / сут)

Во втором варианте СОГ-1 работает на один цех. Часть потока газа объемом 141 млн м³/сут охлаждается в СОГ-1 и подается в газопровод Ямбург – Елец I и лупинг Ямбург – Елец I, которые работают в едином гидравлическом режиме. При этом значение t_r в начале газопроводов приблизится к проектному, равному минус 2 °С. Частично прекратится деградация вечной мерзлоты в начале участков, а в конце участков произойдет ее регенерация. В этом варианте газопровод Ямбург – Елец II в летние месяцы работает автономно, без компримирования и охлаждения, в «мягком» тепловом режиме. Газ объемом 47 млн м³/сут. транспортируется по газопроводу Ямбург – Елец II с начальной температурой +10...+14 °С, что соответствует фактическому режиму (рис. 21).

В обоих вариантах на входе в КС «Ныдинская» обеспечивается давление газа выше 52,5 кгс/см², которое гарантирует нормальное компримирование. Из двух рассмотренных вариантов охлаждения газа предпочтительнее первый, когда СОГ-1 работает на два цеха, так как в этом случае все три нитки газопроводов

эксплуатируются в единых гидравлическом и температурном режимах, подача газа осуществляется при значительно более низких температурах; на всех трех нитках стабилизируется оттаивание вечномерзлых грунтов, а на участках значительной протяженности начинается их восстановление. Также создаются условия для обеспечения сохранности грунтов, вновь отсыпаемых при капитальных ремонтах; снижаются температурные напряжения металла труб и повышается надежность всех трех ниток. Кроме того, такая схема использования СОГ-1 позволит компримировать газ в газопроводе Ямбург – Елец II в летнее время, что повысит его производительность.

Разработанная ВНИИГАЗом научно-методическая база и выполненный многовариантный анализ позволили также обосновать оптимальный уровень охлаждения газа в подземных трубопроводах для особых природно-климатических условий п-ова Ямал, а именно температур минус 7 °С летом и минус 2 °С зимой, обеспечивающих стабильную работу газотранспортной системы и минимальное воздействие на окружающую среду.

Список литературы

1. Мутовин Ю.Г. Выбор и обоснование технологии охлаждения природного газа на северных газопроводах / Ю.Г. Мутовин, Н.И. Изотов, Л.В. Трифонова // Проблемы развития, реконструкции и эксплуатации газотранспортных систем. – М.: Новости, 2003. – С. 375–385.
2. Мутовин Ю.Г. Станция охлаждения природного газа / Ю.Г. Мутовин, Н.И. Изотов, Г.Э. Одишария и др. // Проблемы развития, реконструкции и эксплуатации газотранспортных систем. – М.: Новости, 2003. – С. 386–394.
3. Мутовин Ю.Г. Результаты пусконаладочных работ на СОГ-1 / Ю.Г. Мутовин, Н.И. Изотов, Г.Э. Одишария и др. // Проблемы развития, реконструкции и эксплуатации газотранспортных систем. – М.: Новости, 2003. – С. 395–406.
4. Мутовин Ю.Г. Анализ результатов промышленных испытаний испарителей пропан-бутановых холодильных установок / Ю.Г. Мутовин // Проблемы развития, реконструкции и эксплуатации газотранспортных систем. – М.: Новости, 2003. – С. 407–418.
5. Мутовин Ю.Г. Основные принципы регулирования станций охлаждения природного газа на пропан-бутановом холодильном агенте / Ю.Г. Мутовин // Проблемы развития, реконструкции и эксплуатации газотранспортных систем. – М.: Новости, 2003. – С. 419–430.
6. Научно-технические отчеты ВНИИГАЗа: № 5837. – 1986; № 6035. – 1987; № 6083. – 1988; № 6370. – 1994; № 6376. – 1994; № 6461. – 1995; № 6774. – 1997; № 6916. – 1998; № 7298. – 2000; № 7976. – 2003.
7. Мартынов Г.А. Тепло- и влагопередача в промерзающих и протаивающих грунтах / Г.А. Мартынов // Основы геокринологии (мерзлотоведения). Ч. 1. – М.: Издательство АН СССР, 1959. – С. 153–192.

8. Кошелев А.А. Методика и результаты исследований и расчетов на ЭЦВМ теплового взаимодействия трубопроводов с мерзлыми грунтами / А.А. Кошелев, Г.В. Алексеева, О.А. Балышев и др. // Прокладка инженерных сетей в северных районах страны: материалы научно-технического совещания. – Красноярск, 1972. – Вып. 2. – С. 3–12.
9. Никоненко И.С. Динамика промерзания и оттаивания грунта в зоне охлаждаемого газопровода / И.С. Никоненко, М.П. Киселев // Газовая промышленность. – 1986. – № 4. – С. 24–25.
10. Сулейманов В.А. Влияние засоленности мерзлых грунтов на тепловые режимы оснований подземных трубопроводов / В.А. Сулейманов, О.К. Андропова // Основание, фундаменты и механика грунтов. – 1989. – № 4. – С. 16–18.

Сведения об авторах

<i>Арабей Андрей Борисович</i>	начальник отдела 123/1/1 ПАО «Газпром». Тел.: +7(812)641-35-12. E-mail: A.Arabey@adm.gazprom.ru
<i>Ахмедсафин Сергей Каснулович</i>	заместитель начальника Департамента 307 ПАО «Газпром». Тел.: +7(812)413-73-02. E-mail: S.Akhmedsafin@adm.gazprom.ru
<i>Бронников Андрей Николаевич</i>	заместитель начальника Департамента 308 ПАО «Газпром». Тел.: +7(812)641-33-02. E-mail: A.N.Bronnikov@adm.gazprom.ru
<i>Войдер Кирилл Александрович</i>	начальник лаборатории соединительных деталей и трубных конструкций Центра развития трубной продукции и технологий сварки ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-88. E-mail: K_Voyder@vniigaz.gazprom.ru
<i>Долгов Сергей Иванович</i>	к.т.н., директор Центра управления рисками, повышения устойчивости функционирования и промышленной безопасности ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-47-47. E-mail: S_Dolgov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Егоров Владимир Александрович</i>	директор Центра развития трубной продукции и технологий сварки ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-42-53. E-mail: V_Egorov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Есиев Таймураз Сулейманович</i>	к.т.н., начальник лаборатории труб Центра развития трубной продукции и технологий сварки ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-48. E-mail: T_Esiev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Жирнов Роман Анатольевич</i>	к.т.н., директор Центра разработки месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-84. E-mail: R_Jirnov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ишков Александр Гаврилович</i>	заместитель начальника Департамента 123 – начальник Управления 123/7 ПАО «Газпром». Тел.: +7(812)641-36-13. E-mail: A.Ishkov@adm.gazprom.ru
<i>Мамаев Анатолий Владимирович</i>	к.т.н., заместитель генерального директора ООО «Газпром ВНИИГАЗ» по науке. Тел.: +7(498)657-40-31. E-mail: A_Mamaev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Мансуров Марат Набиевич</i>	д.т.н., заведующий отделением научно-технического обеспечения морских проектов Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-47-02. E-mail: M_Mansurov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Мирошниченко Дмитрий Аркадьевич</i>	начальник лаборатории каталитических и адсорбционных процессов Центра переработки газа и жидких углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-45-30. E-mail: D_Miroshnichenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Михайловский Александр Артемович</i>	д.т.н., главный научный сотрудник Центра подземного хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-41. E-mail: A_Mikhailovsky@vniigaz.gazprom.ru
<i>Михаленко Вячеслав Александрович</i>	начальник Департамента 308 ПАО «Газпром». Тел.: +7(812)641-33-50. E-mail: V.Mikhalenko@adm.gazprom.ru
<i>Недзвецкий Максим Юрьевич</i>	к.э.н., заместитель начальника Департамента 123 ПАО «Газпром», генеральный директор ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-49-93. E-mail: M_Nedzvetskiy@vniigaz.gazprom.ru

<i>Нефедов Сергей Васильевич</i>	к.т.н., заместитель директора ООО «Газпром ВНИИГАЗ» по науке. Тел.: +7(498)657-96-69. E-mail: S_Nefedov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Одишария Гурами Эрастович</i>	д.т.н., главный научный сотрудник отдела ученого секретаря ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-45-06. E-mail: G_Odishariya@vniigaz.gazprom.ru
<i>Потапов Александр Григорьевич</i>	д.т.н., главный научный сотрудник Центра разработки месторождений ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-42-07. E-mail: A_Potapov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Пыстина Наталья Борисовна</i>	к.э.н., директор Центра экологической безопасности, энергоэффективности и охраны труда ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-49. E-mail: N_Pystina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Рыжов Алексей Евгеньевич</i>	д.г.-м.н., заместитель директора ООО «Газпром ВНИИГАЗ» по науке. Тел.: +7(498)657-96-85. E-mail: A_Ryzhov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Сальников Сергей Юрьевич</i>	директор Центра газотранспортных систем и технологий ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-36. E-mail: S_Salnikov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Сафонов Владимир Сергеевич</i>	д.т.н., советник аппарата при руководстве ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-90-13. E-mail: V_Safonov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Симаков Максим Валерьевич</i>	заместитель директора Центра развития трубной продукции и технологий сварки ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-42-53. E-mail: M_Simakov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Сиротин Сергей Алексеевич</i>	директор Центра переработки газа и жидких углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-46-40. E-mail: S_Sirotin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Скоробогатов Виктор Александрович</i>	д.г.-м.н., главный научный сотрудник Центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-89. E-mail: V_Skorobogatov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Хабибуллин Дамир Ядитович</i>	заместитель начальника Управления 307/8 ПАО «Газпром». Тел.: +7(812)413-74-30. E-mail: D.Khabibullin@adm.gazprom.ru
<i>Хан Сергей Александрович</i>	заместитель начальника Департамента 308 – начальник Управления 308/6 ПАО «Газпром». Тел.: +7(812)641-34-37. E-mail: S.Khan@adm.gazprom.ru
<i>Черепанов Всеволод Владимирович</i>	начальник Департамента 307 ПАО «Газпром». Тел.: +7(812)413-73-06. E-mail: V.Tcherepanov@adm.gazprom.ru
<i>Чугунов Андрей Владиленович</i>	директор Центра подземного хранения газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-96-63. E-mail: A_Chugunov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Шайхутдинов Александр Зайнетдинович</i>	к.т.н., заместитель генерального директора ООО «Газпром ВНИИГАЗ» по науке. Тел.: +7(498)657-90-34. E-mail: A_Shaykhtdinov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Яковлев Сергей Евгеньевич</i>	заведующий сектором исследований и испытаний труб лаборатории труб Центра развития трубной продукции и технологий сварки ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-88. E-mail: S_Yakovlev@vniigaz.gazprom.ru

Тематика номеров научно-технического сборника «Вести газовой науки» 2019 г.



Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа



Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов



Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России



Актуальные вопросы добычи газа



Повышение надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением



Управление техническим состоянием и целостностью газопроводов

По вопросам публикаций, подписки и приобретения обращаться:
E-mail: vesti-gas@vniigaz.gazprom.ru
www.vesti-gas.ru