

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ

**УРЕНГОЙСКОГО
ДОБЫВАЮЩЕГО КОМПЛЕКСА**

Сборник статей

Самара
«Портал Инноваций»
2023

УДК 553.981:55(571.1):622.279:66.011:665.62

ББК 30.9:33.36:33.362:33.362.6

075

Основные направления развития Уренгойского добывающего комплекса:
075 сборник научно-технических статей. – Самара: Портал Инноваций, 2023. – 360 с.: ил.

ISBN 978-5-9904185-8-5

Настоящий сборник включает в себя научно-технические статьи специалистов ОOO «Газпром добыча Уренгой». Тематика статей охватывает широкий круг вопросов, связанных с разработкой сеноманских, неокомских залежей, ачимовских отложений одного из крупнейших месторождений в мире – Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения, а также ряда других месторождений углеводородов в Западно-Сибирском бассейне. Рассмотрен передовой опыт компании по организации рациональной системы разработки месторождений. Представлены новые эффективные технологии, технологические решения, разработанные с целью оптимизации процессов строительства скважин и добычи углеводородного сырья, модернизации и совершенствования систем сбора и подготовки нефти, газа и газового конденсата к транспортировке.

Предназначен для инженерно-технических работников нефтяной и газовой промышленности.

УДК 553.981:55(571.1):622.279:66.011:665.62

ББК 30.9:33.36:33.362:33.362.6

ISBN 978-5-9904185-8-5

© Коллектив авторов, 2023
ООО «Портал Инноваций», 2023



ГАЗПРОМ
ДОБЫЧА
УРЕНГОЙ

45 ЛЕТ
1978 – 2023



Памятный знак «Через годы к новым вершинам»,
посвященный 45-летию со дня образования ООО «Газпром добыча Уренгой».

Автор – Евгения Васильевна Манбатчуриня,
Управление аварийно-восстановительных работ
ООО «Газпром добыча Уренгой»





УРЕНГОЙСКИЙ ДОБЫВАЮЩИЙ КОМПЛЕКС

Открытие Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения стоит в ряду значимых событий в истории мировой газодобычи. Общество «Газпром добыча Уренгой» ведет разработку этого месторождения, одного из крупнейших в мире, с 1978 года и входит в число лидеров по добыче углеводородов в России.

В 2023 году Общество отмечает 45-летие со дня подачи первых кубометров газа в магистральный трубопровод (со дня образования). Совокупный объем природного газа, извлеченного ООО «Газпром добыча Уренгой» из земных недр, превысил 7,39 триллиона кубометров. Предприятие занимает ведущие позиции в отрасли и по добыче жидких углеводородов: за годы работы коллективом компании получено более 211 миллионов тонн газового конденсата и свыше 20 миллионов тонн нефти.

За прошедший период в сложных климатических условиях по обе стороны полярного круга Обществом были введены в строй 16 газовых и 7 газоконденсатных промыслов, 2 цеха по добыче газа, газового конденсата и нефти, 20 дожимных компрессорных станций, 2 компрессорные станции по утилизации попутного нефтяного газа, насосная станция подачи конденсата и почти 2900 скважин глубиной от одного до четырех километров.



■ Авторский коллектив ООО «Газпром добыча Уренгой» на церемонии награждения лауреатов премии ПАО «Газпром» в области науки и техники

С 2019 года в ООО «Газпром добыча Уренгой» реализуется концепция объединения установок комплексной подготовки газа (УКПГ) в три группы с целью компримирования и подготовки газа на головных УКПГ-4, 7, 12, разделения потоков газа неокомской и сеноманской залежей на совмещенных газоконденсатных промыслах. На головных УКПГ будут применены газоперекачивающие агрегаты двухкорпусной конструкции. В настоящее время ведется строительство перемычек межпромыслового коллектора Уренгойского НГКМ для раздельного сбора и транспортировки этансодержащего газа на объекты переработки в Ленинградскую область. Сырьем для поставки станет этансодержащий природный газ, добываемый из ачимовских отложений и неокомских залежей Уренгойского и Ен-Яхинского месторождений. После объединения УКПГ в группы планируется реализовать мероприятия по изменению функционала УКПГ-сателлитов, которые будут выполнять функции установок предварительной подготовки газа. Цель этих работ – оптимизация технологических мощностей за счет замены более мощного оборудования менее мощным.

НЕПРЕРЫВНОЕ РАЗВИТИЕ

Общество «Газпром добыча Уренгой» последовательно проводит работу по импортозамещению, в результате которой доля импортной продукции, вовлеченной в основной технологический процесс, ежегодно снижается. Отечественное оборудование внедряется как в рамках нового строительства, так и при проведении капитального ремонта, реконструкции и технического перевооружения эксплуатируемых объектов.

В настоящее время при строительстве скважин 2-го участка ачимовских отложений вместо импортного оборудования применяются отечественные обсадные трубы, насосно-компрессорные трубы, комплексы подземного оборудования, устьевое оборудование коррозионно-стойкого исполнения, в составе арматурных блоков используются отечественные запорно-регулирующие клапаны. Можно отметить,

что практически все технологическое оборудование УКПГ-21 изготовлено российскими производителями.

Кроме того, на газоперекачивающих агрегатах (ГПА) проводится работа по замене систем автоматизации, построенных с применением импортных компонентов, на системы автоматизации российского производства, созданные с использованием отечественных программно-технических средств. Обеспечена поставка отечественных кранов шаровых специальных, клапанов регулирующих с пневмоприводом для надземной установки; осуществляется замена импортного лабораторного оборудования, средств измерений, компрессорного и энергетического оборудования на российские аналоги.

Сотрудниками Общества в тесном взаимодействии с профильными департаментами ПАО «Газпром» и российскими производителями создана новая импортозамещающая продукция, отвечающая всем техническим требованиям и адаптированная для локального применения, которая проходит опытно-промышленные испытания.

ООО «Газпром добыча Уренгой» за последние пять лет реализовало ряд мероприятий, направленных на увеличение объемов добычи углеводородного сырья, оптимальную загрузку существующих мощностей, поддержание в технически исправном состоянии основных фондов, с целью эффективной разработки, надежной и безопасной эксплуатации объектов добычи.

К основным мероприятиям можно отнести:

- строительство новых эксплуатационных скважин, а также боковых стволов;
- ввод второй установки комплексной подготовки газа (№ 21) на втором участке ачимовских отложений Уренгойского НГКМ;
- строительство вторых очередей ДКС на УКПГ № 16, 2В, 5В, 8В и реконструкция дожимного комплекса в рамках замены ранее установленных сменных проточных



■ ДКС УКПГ-5В Уренгойского газопромыслового управления

частей центробежных компрессоров на сменные проточные части с увеличенной степенью сжатия – до 3,5; в том числе строительство ДКС на УКПГ-11В Ен-Яхинского месторождения;

- геолого-технические мероприятия на фонде эксплуатационных скважин, в частности перевод нефтяных скважин на газоконденсатные залежи, техническое перевооружение и капитальный ремонт;
- новое строительство и реконструкция объектов добычи и подготовки газа.

ВЫСОКИЙ ПРОФЕССИОНАЛИЗМ

В Обществе «Газпром добыча Уренгой» трудится более 12 тысяч сотрудников, из которых около трети составляет молодежь в возрасте до 35 лет. Молодые и энергичные специалисты вместе с опытными ветеранами составляют команду газодобытчиков, обладающих высокой квалификацией, успешно решающих поставленные задачи.

В состав сплоченного коллектива входят представители разных профессий – от инженеров, мастеров и операторов по добыче нефти и газа, занятых на основном производстве, до транспортников, связистов, медиков, которые выполняют вспомогательные, но не менее важные функции. В компании создана эффективная система подготовки и развития персонала, позволяющая максимально реализовать потенциал каждого сотрудника.

Добрая традиция Общества – активное участие сотрудников в изобретательской и рационализаторской деятельности. Лишь за последние пять лет было внедрено в производство 3 058 рапределожений; экономический эффект, полученный от их внедрения, превысил 450 миллионов рублей. Интеллектуальная собственность предприятия за тот же период пополнилось 62 патентами на изобретения.

Общество «Газпром добыча Уренгой» уделяет большое внимание формированию кадрового резерва. Один из этапов подготовки перспективных молодых кадров – проект «Газпром классы», нацеленный на раннюю профессиональную ориентацию учащихся школ. Участники проекта, показавшие хорошие результаты в процессе его реализации, получают от предприятия направления на целевое обучение в профильных высших учебных заведениях. Целевая подготовка студентов ведется и в «Газпром техникум Новый Уренгой».

Учащиеся образовательных учреждений имеют возможность пройти в Обществе производственную и/или преддипломную практику, что способствует их ознакомлению и погружению в производственные процессы на ранних стадиях.

ВЫСОКИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ СТАНДАРТЫ

ООО «Газпром добыча Уренгой» придает большое значение минимизации воздействия производственной деятельности на окружающую среду и активно использует энергосберегающие технологии. Эта работа является комплексной и включает в себя исследование состояния компонентов окружающей среды, анализ полученных

результатов, а также разработку и реализацию мероприятий по снижению негативного воздействия на хрупкую северную природу. В компании действует система экологического менеджмента, которая соответствует требованиям ГОСТ Р ИСО 14001 и показывает высокую эффективность.

Ведется также работа по переводу ведомственного автотранспорта на экологически чистое топливо – природный газ. В настоящее время более 470 единиц автомобильного транспорта и специальной техники работает на метане, и этот показатель постоянно растет.

Обществом на постоянной основе разрабатываются и реализуются энергосберегающие мероприятия, нацеленные на экономию потребляемых топливно-энергетических ресурсов (ТЭР). За период с 2019 по 2022 год общая экономия ТЭР составила 797,5 тысяч тонн условного топлива, экономический эффект от выполнения мероприятий превысил 2,1 миллиарда рублей.

РЯДОМ В ТРУДНУЮ МИНУТУ

ООО «Газпром добыча Уренгой» на протяжении десятилетий инициирует и реализует ряд социально значимых и благотворительных проектов, оказывает финансовую поддержку образовательным, спортивным, экологическим, культурным, религиозным и молодежным организациям, коренным малочисленным народам Севера, помогает детским учреждениям. Например, уже в течение пяти лет Общество сотрудничает с некоммерческой организацией «Благотворительный фонд поддержки детей Ямало-Ненецкого автономного округа «Ямине», оказывая благотворительную помощь ребятам, страдающим тяжелыми заболеваниями, нуждающимся в серьезном лечении и реабилитации.

С целью создания в ЯНАО необходимых условий для воплощения в жизнь интересных и общественно значимых инициатив и инновационных идей с 2016 года Обществом проводится конкурс социальных и культурных проектов. Более 280 организаций со всего округа приняли в нем участие, 65 победителей осуществили свои проекты благодаря полученным грантам.

«Будущее вместе» – один из социально значимых проектов ООО «Газпром добыча Уренгой», в рамках которого реализуется целый ряд разноплановых программ – от программы духовно-нравственного воспитания на базе православной гимназии имени святителя Филофея до поддержки детей-сирот и подростков, оказавшихся в трудной жизненной ситуации.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ПРОЕКТЫ

Запасов углеводородов на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении еще довольно много, приурочены они в основном к отложениям нижнего комплекса.

Продуктивные отложения верхнего комплекса – сеномана и неокома – находятся в разработке на стадии падающей добычи, характеризуются высокой степенью



■ Газовый промысел № 16 Уренгойского газопромыслового управления

выработанности запасов. Для поддержания планового уровня добычи углеводородного сырья ООО «Газпром добыва Уренгой» приступило к активной разработке глубоко залегающих, имеющих сложное строение отложений ачимовской толщи. В настоящее время в общем объеме добычи углеводородного сырья по Обществу доля природного газа, извлекаемого из ачимовских отложений, превышает 35 %.

Дальнейшие перспективы ООО «Газпром добыва Уренгой» связаны с разработкой нижнемеловых и юрских отложений в северной части полуострова Ямал на участках недр Малыгинской группы, а также продуктивных отложений Восточно-Падинского, Падинского и Южно-Песцовского лицензионных участков Надым-Пур-Тазовского региона. На Малыгинском газоконденсатном месторождении в настоящее время проводятся геолого-разведочные работы, по их завершении ООО «Газпром добыва Уренгой» приступит к разработке месторождения и добыче углеводородного сырья. Запасы газа на Ямале и в Надым-Пур-Тазовском регионе оцениваются в 7 триллионов кубометров.

Такие объемы запасов углеводородов на территориях деятельности Общества в совокупности с применением новейших технологий, повышающих нефтегазоотдачу на разрабатываемых месторождениях, позволяют уверенно прогнозировать успешное функционирование предприятия в долгосрочной перспективе. А высокопрофессиональный коллектив предприятия готов решать производственные задачи любого уровня сложности.

Потенциал ресурсный и потенциал человеческий – две главные составляющие, обеспечивающие эффективную работу компании в добывающей отрасли. Деятельность ООО «Газпром добыва Уренгой» – достойное тому подтверждение.

1

Геолого-разведочные работы. Геологическое сопровождение разработки месторождений. ГТМ

Перспективы геолого-разведочных работ на севере полуострова Ямал. Малыгинский лицензионный участок

А.Ю. Корякин, к.т.н., Д.А. Попов, Т.В. Сопнев, А.С. Кулинченко, О.А. Молчанов,
М.Ю. Сафонов, А.И. Городов
(ООО «Газпром добыча Уренгой»)

В статье рассматривается специфика уникального по величине запасов Малыгинского газоконденсатного месторождения, являющегося стратегическим объектом газодобычи ПАО «Газпром» на севере полуострова Ямал. Затронуты аспекты недостаточной изученности среднеюрских отложений, в которых сосредоточены основные запасы углеводородов категории (C_1+C_2), отмечается низкая обеспеченность образцами кернового материала и пробами пластовых флюидов, а также малый охват кондиционными газоконденсатными исследованиями. Предложены решения по актуализации программы геолого-разведочных работ с целью повышения общей изученности месторождения и дальнейшему качественному планированию расстановки эксплуатационного фонда скважин. Представлена концепция комплексной подготовки к освоению Малыгинского ГКМ.

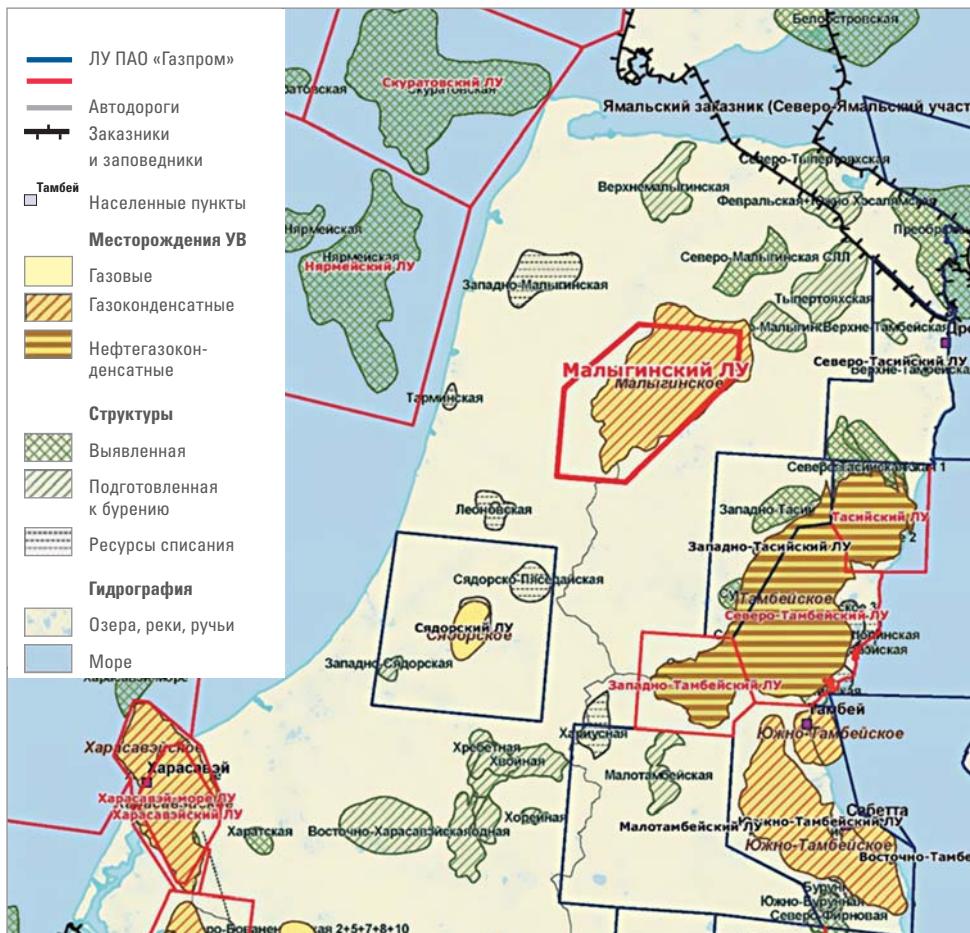
КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Малыгинское газоконденсатное месторождение (ГКМ), нижне-среднеюрский нефтегазоносный комплекс (НГК), неокомский нефтегазоносный комплекс (НГК), аптский нефтегазоносный комплекс (НГК), альб-сеноманский нефтегазоносный комплекс (НГК), подсчет запасов углеводородов (УВ), геолого-разведочные работы (ГРР), подготовка к освоению Малыгинского ГКМ

Добычу основного объема газа ПАО «Газпром» ведет на уникальных по величине запасов Уренгойском, Ямбургском и Медвежьем месторождениях с высокой степенью выработанности. Для поддержания уровня добычи газа в ближайшей перспективе необходим ввод в эксплуатацию новых месторождений, что может быть осуществлено в первую очередь за счет расширения районов газодобычи на Ямале, где создается новый центр газодобычи.

Малыгинский лицензионный участок (ЛУ) расположен на севере полуострова Ямал (рис. 1). В пределах участка находится одноименное Малыгинское газоконденсатное месторождение (ГКМ) – стратегический объект газодобычи ПАО «Газпром» на Ямале. Лицензия на право пользования Малыгинским ЛУ передается ООО «Газпром добыча Уренгой».

В непосредственной близости от Малыгинского ЛУ располагаются Восточно-Малыгинский и Западно-Малыгинский участки недр. Согласно Государственному балансу запасов УВС РФ на данных лицензионных участках числятся перспективные ресурсы категории D_0 .

Учитывая первоочередной ввод в эксплуатацию Малыгинского ГКМ, использование подготовленной инфраструктуры позволит достичь синергического эффекта при разработке месторождений-спутников на Восточно-Малыгинском и Западно-Малыгинском участках недр.



■ Рис. 1. Расположение Малыгинского лицензионного участка на обзорной карте

На уникальном по величине запасов Малыгинском месторождении установлена промышленная газоносность сеноман-альб-аптских, неокомских и юрских отложений (29 продуктивных пластов и 74 залежи).

Нижне-среднеюрский нефтегазоносный комплекс (НГК) распространен в мегапровинции повсеместно и характеризуется сложным литолого-фациальным составом. На Ямале данный комплекс изучен на 36 месторождениях. Продуктивность юры доказана на семи месторождениях. Выявленные залежи в основном пластовые сводовые, реже тектонически и литологически экранированные. На территории Малыгинского месторождения нижне-среднеюрский НГК имеет повсеместное распространение и характеризуется литологической

изменчивостью как по площади, так и по разрезу. Породы-коллекторы представлены переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов и обладают низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Покрышкой для комплекса служат глинистые отложения абалакской и баженовской свит. На Малыгинском месторождении открыты две залежи в пластах Ю_{2-3} и Ю_{6-7} . Залежи характеризуются аномально высокими пластовыми давлениями.

Неокомский нефтегазоносный комплекс распространен на большей части мегапровинции, содержит основные резервуары, способные образовывать скопления углеводородов (УВ), в Ямальской нефтегазоносной области (НГО) и представлен толщей переслаивания песчаников, алевролитов и глин, перекрытой региональной нижнеаптской глинистой покрышкой (нейтинская пачка). Общая толщина комплекса составляет от 250 до 900 м, глубина залегания в центральных районах – от 1500 до 2200 м, на севере – от 1700 до 3000 м.

На Малыгинском месторождении продуктивными пластами этого комплекса являются пласти ТП₁₈, ТП₁₉₋₂₀, ТП₂₁, ТП₂₂. Они формируют ряд самостоятельных пластовых скоплений, иногда литологически экранированных газоконденсатных залежей.

Аптский нефтегазоносный комплекс имеет наименьшую площадь распространения на материковой части провинции, преобладает преимущественно в северных и северо-западных районах. Комплекс представлен мелкозернистыми песчаниками с прослойями алевролитов, глин, угля, перекрыт толщей альбских глин. Глубина залегания комплекса – от 1000 до 2000 м, толщина разреза свыше 450 м. Региональной покрышкой для данного комплекса являются глинистые отложения яронгской свиты; локальными покрышками – глинистые пачки самой подсвиты. Комплекс преимущественно газоносный. На Малыгинском месторождении аптский НГК включает в себя продуктивные пласти ТП₁, ТП₂, ТП₃⁰, ТП₃, ТП₄, ТП₅, ТП₆, ТП₇, ТП₈, ТП₁₀⁰, ТП₁₀, ТП₁₁, ТП₁₂, ТП₁₃, ТП₁₄, ТП₁₅, представленные неравномерным чередованием песчаников, алевролитов и глинистых пород.

Альб-сеноманский нефтегазоносный комплекс широко распространен в мегапровинции, особенно в северных районах, где он достигает толщины 1600 м. Представлен переслаиванием песчано-алевролитовых и глинистых пород и углей. Региональной покрышкой служат турон-палеогеновые глины. Комплекс характеризуется преимущественной газоносностью.

На Малыгинском месторождении промышленная газоносность доказана в пластах ПК₁ и ПК₁₀, ХМ₁, ХМ₂², ХМ₁³, ХМ₂, ХМ₃.

На Государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации в пределах Малыгинского ЛУ числятся запасы:

- «сухого» газа – 2096,9 млрд м³ (С₁ – 640,6 млрд м³, С₂ – 1456,3 млрд м³);
- конденсата (извл.) – 218,1 млн т (С₁ – 35,9 млрд м³, С₂ – 182,2 млрд м³).

По нефтегазоносным комплексам запасы УВ категории С₁ и С₂ в пределах Малыгинского ЛУ распределены следующим образом (**рис. 2**):

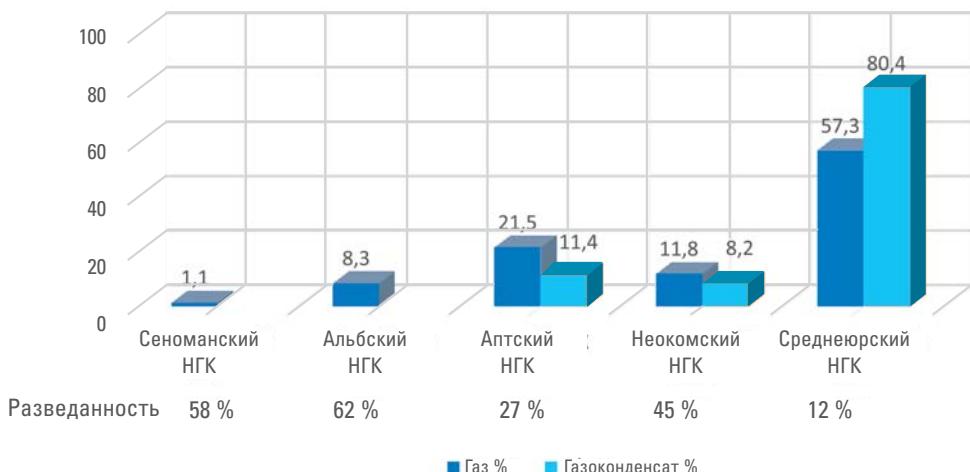


Рис. 2. Распределение запасов углеводородов категории С₁ и С₂ по НГК в пределах Малыгинского лицензионного участка

- сеноманский – 1,1 % газа;
- альбский – 8,3 % газа;
- аптский – 21,5 % газа; 11,4 % конденсата;
- неокомский – 11,8 % газа; 8,2 % конденсата;
- среднеюрский – 57,3 % газа; 80,4 % конденсата.

Спецификой Малыгинского ГКМ является приуроченность к среднеюрским отложениям более 60 %, с учетом жидких углеводородов, его суммарного потенциала (категории запасов С_{1+С₂}). При этом запасы УВ залежей средней юры Малыгинского месторождения, являющиеся основными, характеризуются наименьшей разведенностью – 12 %.

Согласно последнему оперативному подсчету запасов углеводородов от 10.12.2021 № 16/1-2021, выполненному ООО «Газпром ВНИИГАЗ», в северной части Малыгинского месторождения сконцентрирована большая доля запасов категории С₂ по залежам УВ апских и неокомских отложений. Разведенность наиболее крупных по запасам залежей пластов ТП₁, ТП₁₅, ТП₂₂ составляет от 27 до 45 %. Отмечается недостаточное количество отобранного кернового материала и проб пластовой воды, а также малый охват кондиционными газоконденсатными исследованиями практически по всем выявленным залежам УВ Малыгинского ГКМ.

Проект геолого-разведочных работ (ГРР), основанный на действующей геологической модели и оперативном подсчете запасов, предусматривает строительство шести разведочных скважин со вскрытием среднеюрских отложений. После его реализации степень разведенности основных по запасам залежей юрских отложений пластов Ю₂₋₃ составит 24 %, Ю₆₋₇ – 20 %, апских

пластов ТП₁ – 49 %, ТП₁₅ – 60 %, неокомских пластов ТП₂₂ – 58 %, этого будет недостаточно для уверенной расстановки скважин эксплуатационного фонда.

Таким образом, необходима корректировка решений проекта ГРР.

Ввод месторождения в разработку планируется до 2030 года. Наименее изученный юрский комплекс планируется ввести в разработку в период с 2033 по 2038 год, в зависимости от выбранного окончательного сценария освоения Ямальской группы месторождений. Доизучение юрского комплекса и подсчет запасов УВ целесообразно завершить не позднее 2029 года, что позволит учесть полученные материалы до ввода в разработку наименее изученных продуктивных пластов.

С учетом текущей оценки сырьевой базы нижнемеловых и юрских залежей концепция комплексной подготовки к освоению Малыгинского ГКМ предусматривает три этапа.

1 этап – этап подготовки к освоению объектов нижнемелового комплекса, содержащих сухой газ (пласты ПК1–ТП3), с началом промышленной добычи газа до 2030 года.

На этапах 2 и 3 будет проводиться подготовка к освоению объектов нижнемелового комплекса, содержащих жирный газ (пласты ТП₄–ТП₂₂), в том числе строительство разведочных скважин и пробная эксплуатация (апробирование технологий строительства скважин со сложным заканчиванием, уточнение продуктивной характеристики) в 2028–2029 годах, с началом полномасштабного освоения объектов нижнемелового комплекса (пласты ТП₄–ТП₂₂) и среднеюрского комплекса (пласты Ю₂₋₄–Ю₆₋₇) в 2034 году. Ускорение этапов 2 и 3 возможно в случае успешного проведения пробной эксплуатации единичных разведочных скважин и подтверждения углеводородного потенциала основных запасов пластов ТП₁₈–ТП₂₂ и группы пластов Ю₂₋₇.

Для актуализации программы ГРР в пределах Малыгинского ГКМ необходимо увеличить планируемое количество разведочных скважин с 6 до 9, построив дополнительные разведочные скважины в северной и центральной зонах концентрации запасов УВ категории С₂ нижнемеловых отложений.

Реализация предлагаемой программы позволит повысить изученность и достоверность запасов.

После окончания строительства разведочные скважины планируется использовать для проведения опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ) неокомских объектов пластов ТП18-22 (2 скв.) и среднеюрских объектов пластов Ю₂₋₇ (2 скв.) в 2026–2028 годах. В 2028–2029 годах планируется начать пробно-промышленную эксплуатацию (ППЭ) скважин, вскрывающих неокомские (ТП₁₈₋₂₂) и среднеюрские отложения (Ю₂₋₇), а также выполнить окончательный подсчет запасов с учетом ГРР и ППЭ.

ОПЭ, отработку оптимальной конструкции эксплуатационных скважин и способа интенсификации притока, в том числе с использованием многостадийного гидроразрыва пластов (МГРП), планируется осуществлять посредством строительства боковых стволов на разведочных скважинах после завершения испытания в вертикальном стволе.

Общая разведенность Малыгинского ГКМ после проведения геолого-разведочных работ увеличится от 31 до 52 %, в том числе аптского НГК – от 65 до 87 %, неокомского НГК – от 51 до 82 %, юрского НГК – от 12 до 32 %. По результатам ГРР будут определены оптимальная конструкция для строительства эксплуатационных скважин, способы интенсификации притока и оптимальная расстановка скважин эксплуатационного фонда для достижения максимальных коэффициентов извлечения УВ в процессе разработки месторождения.

ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов [и др.]. – Москва: Недра, 1975.
2. Методические указания по ведению работ на стадиях поисков и разведки месторождений нефти и газа. – Москва: ВНИГНИ, 1982. – 74 с.
3. Скоробогатов, В.А. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов, В.Д. Копеев. – Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 352 с.
4. Шеин, В.С. Геология и нефтегазоносность России / В.С. Шеин. – Москва: ВНИГНИ, 2006. – 776 с.

Опыт строительства сеноманских газовых скважин с субгоризонтальным окончанием большой протяженности на Песцовой площади Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения

А.Ю. Корякин, к.т.н., Т.В. Сопнев, О.А. Молchanов,
А.А. Юнусов, М.Ю. Сафонов
(ООО «Газпром добыча Уренгой»)

Поднята проблема обводнения скважин. В качестве одного из основных мероприятий по поддержанию уровней добычи при минимальных потерях пластовой энергии и максимальной отсрочке прорыва воды к забоям эксплуатационных скважин рассматривается способ восстановления скважин методом зарезки субгоризонтальных боковых стволов. Рассмотрена целесообразность увеличения длины субгоризонтального окончания до 1000 метров. Описан алгоритм принятия решений об увеличении длины субгоризонтального окончания до значений более 400 метров, основанный на технических расчетах эффективности удлинения скважины в зависимости от геологических условий. Результаты многовариантных расчетов представлены в виде матрицы, позволяющей оперативно контролировать достижение прогнозируемого продуктивного потенциала скважины в процессе ее строительства. На основании результатов проведенных расчетов пробурены 30 скважин с субгоризонтальным окончанием большой протяженности. Полученные результаты подтверждают эффективность строительства субгоризонтальных скважин протяженностью до 1000 метров для условий сеноманских залежей.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Уренгойское НГКМ, наклонно направленные скважины, сеноманская залежь, обводнение скважин, зарезка боковых субгоризонтальных стволов, восстановление скважин методом зарезки боковых субгоризонтальных стволов, скважины с субгоризонтальными окончаниями, целесообразность увеличения длины субгоризонтального окончания скважины, алгоритм принятия решений об увеличении длины субгоризонтального окончания скважины, строительство субгоризонтальных скважин протяженностью до 1000 метров для условий сеноманских залежей, выбор эффективной длины горизонтальной части скважины

Песцевая площадь Уренгойского месторождения введена в разработку в 2004 году. До 2021 года добыча газа осуществлялась посредством 146 наклонно направленных скважин, расположенных в купольной части и оборудованных фильтром-хвостовиком протяженностью до 100 метров. Вклад Песцовой площади в общий баланс добываемого газа ООО «Газпром добыча Уренгой» составляет более 25 %.

Геологическое строение сеноманской залежи Песцовой площади характеризуется значительной неоднородностью литологического состава, что выражается в переслаивании песчано-алевролитовых и алевролито-глинистых пород с преобладанием глинистых прослоев с высокими значениями фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в нижней части разреза, более низкими значениями – в верхней части разреза, с наличием отдельных пропластков суперколлекторов. Вследствие резкой фациальной изменчивости разрезы даже в расположенных рядом скважинах

сопоставляются лишь в общих чертах. Каждый проницаемый пласт представлен частым переслаиванием мелких песчано-алевритовых и глинистых пластов. Четких литологических реперов, прослеживаемых в пределах площадей, нет.

Геологическая неоднородность подтверждается неравномерным внедрением воды в залежь; в настоящее время выделяются области с опережающим, слабым и умеренным темпом внедрения пластовых вод. Интенсивность вторжения подшвенных вод определяется литологической изменчивостью и анизотропией коллекторских свойств газовой части залежи и горных пород водонапорного бассейна.

Обводнение определяет предпосылки к прогрессирующему переходу скважин в категорию бездействующих и образованию зон защемленных запасов газа. Основными мероприятиями по поддержанию действующего фонда скважин являются водоизоляционные работы и зарезка боковых стволов.

С 2019 года на Песцовой площади выполняется зарезка боковых субгоризонтальных стволов (ЗБС) в прикровельной части разреза, характеризующейся относительно низкими ФЕС, с целью активизации выработки запасов газа путем создания максимальной депрессии. Это позволяет вовлечь в активное дренирование запасы в межкустовых зонах со значительным удалением уровня газоводяного контакта (ГВК) внутри эксплуатационного поля. Опыт восстановления скважин с протяженностью ствола 300 метров методом ЗБС свидетельствует о недостижении прогнозных дебитов и, как следствие, о необходимости уточнения длины ствола в конкретных горно-геологических условиях.

С целью вовлечения в дренирование малоактивных запасов газа периферийной части залежи и поддержания уровней добычи при минимальных потерях пластовой энергии и максимальной отсрочке прорыва воды к забоям эксплуатационных скважин проектом разработки было предусмотрено строительство дополнительных 30 скважин с субгоризонтальными окончаниями. В каждом кусте предполагалось размещение трех скважин, стволы азимутально располагались под углом 120° друг относительно друга, тем самым обеспечивая максимальный и равномерный охват зоны дренирования эксплуатационного куста. Проектные скважины вскрывали верхнюю часть газоносного интервала и располагались на периферийной части залежи с худшими относительно купольной части фильтрационно-емкостными свойствами. Высокие значения пусковых дебитов вкупе с высоким охватом дренированием в условиях относительно небольших толщин обеспечиваются конструкцией скважин с субгоризонтальным окончанием.

Конструкция проектных скважин с субгоризонтальным окончанием была принята аналогичной конструкции фактически пробуренных на Западно-Песцовой площади Уренгойского и восточном куполе Северо-Уренгойского месторождений. При прогнозных расчетах длина субгоризонтального окончания была принята равной 150 метрам с отклонением забоя от вертикали до 350 метров и размещением его на глубине 20 метров от кровли продуктивного пласта и не менее 20 метров до текущего ГВК. Бурение дополнительных скважин предполагалось проводить в зонах с эффективной газонасыщенной толщиной выше 25–30 метров, определяющей высокие удельные запасы. Для привязки

эксплуатационных скважин с субгоризонтальным окончанием было предусмотрено бурение наблюдательных скважин в пределах кустовой площадки с вертикальным вскрытием пласта для получения фактической информации о геологическом строении и текущем положении газоводяного контакта и дальнейшего использования для контроля за разработкой месторождения.

С целью уточнения первоначальных проектных решений, предусматривавших длину ствола 150 метров, а также с учетом опыта строительства боковых стволов на Песцовой площади в условиях значительных геологических неопределенностей и литологической изменчивости коллектора рассмотрена целесообразность увеличения длины субгоризонтального окончания до 1000 метров. При выполнении данной работы на фильтрационной модели просчитаны варианты для различной длины горизонтального участка – от 150 до 1000 метров с шагом 100 метров. По результатам расчетов при строительстве новых скважин оптимальная длина горизонтального участка ствола (далее – ГС) скважины составляет 400 метров, решение о строительстве конкретной скважины с горизонтальным окончанием ствола свыше 400 метров необходимо принимать на основании геолого-геофизической информации, получаемой в рамках непрерывного геонавигационного мониторинга высокоточными современными комплексами LWD.

Алгоритм принятия решений об увеличении длины субгоризонтального окончания до значений более 400 метров основан на технических расчетах по определению эффективности удлинения скважины в зависимости от геологических условий.

В основе расчетов лежит использование однородной гидродинамической модели для расчета стартового дебита скважины как индикатора ее продуктивного потенциала.

На первом этапе были рассчитаны таблицы потерь давления по стволу для многосегментной скважины в насосно-компрессорных трубах, в эксплуатационной колонне, в горизонтальной части скважины.

На следующем этапе была проведена серия многовариантных расчетов для характерных осредненных параметров целевого пласта, которые могут встретиться в процессе бурения. Гидродинамические расчеты автоматизированы единым алгоритмом в программном комплексе tNavigator.

В качестве ключевых были выбраны следующие параметры:

- пластовое давление;
- толщина пласта;
- абсолютная проницаемость пласта;
- эффективная длина горизонтальной части скважины.

Расчеты выполнялись более чем на тысяче гидродинамических секторных моделей с различной комбинацией ключевых параметров для условий одинакового устьевого давления.

Результаты многовариантных расчетов представлены в виде матрицы, позволяющей оперативно контролировать достижение прогнозируемого продуктивного потенциала скважины в процессе ее строительства (см. **таблицу**).

Матрица для определения оптимальной длины ГС

$P_{пл}$, кгс/ см ²	$H_{эфф}$, м	K , мД	Общая и эффективная длина горизонтальной части скважины, м						
			400	500	600	700	800	900	1000
			260	325	390	455	520	585	650
67	3,9	50	355	10,1	6,7	5,0	3,7	2,9	2,2
		100	431	6,7	4,5	3,4	2,2	1,6	1,2
		200	500	3,6	2,4	1,8	1,3	0,9	0,7
		300	532	2,6	1,7	1,3	0,9	0,7	0,0
		400	551	2,0	1,3	1,1	0,7	0,5	0,0
	5,85	50	399	8,0	5,5	4,0	3,0	2,2	1,6
		100	474	5,4	3,1	2,2	1,5	1,1	0,9
		200	533	2,7	1,8	1,2	0,8	0,5	0,5
		300	561	1,9	1,2	0,8	0,5	0,3	0,3
		400	578	1,4	0,9	0,6	0,4	0,2	0,3
	13,65	50	456	6,0	4,0	2,4	1,8	1,3	0,9
		100	527	3,1	2,0	1,3	0,9	0,6	0,4
		200	576	1,6	0,9	0,6	0,4	0,2	0,1
		300	597	1,0	0,6	0,3	0,2	0,1	0,0
		400	610	0,7	0,4	0,2	0,1	0,0	0,0

стартовый
дебит 400 м
в геолог.
условиях
% накапленного прироста дебита на каждые 100 м

Выполнена также оценка влияния каждого параметра на пусковой дебит (рис. 1). Наибольшее влияние на величину пускового дебита оказывают величины пластового давления (другими словами, величина депрессии) и проницаемости. Вместе с тем эффективная длина ствола и эффективная толщина пласта будут определять величину дренируемых запасов и, соответственно, накапленной добычи газа при долгосрочном расчете.

Все рассмотренные параметры входят в формулу притока газа к скважине. Поэтому ячейки матрицы с отдельными параметрами были объединены в один комплексный параметр $k \times L \times h$, определяющий продуктивный потенциал скважины. Универсальность данного комплексного параметра заключается в том, что он принимает характерные значения при различных комбинациях множителей.

Таким образом, матрица была преобразована в набор типовых зависимостей пускового дебита от параметра $k \times L \times h$ (рис. 2) для каждой возможной величины пластового давления, которая, как и в случае с использованием матрицы, является параметром верхнего уровня.

По результатам формирования матрицы условно выделяются 3 области в зависимости от роста величины прогнозируемого пускового дебита:

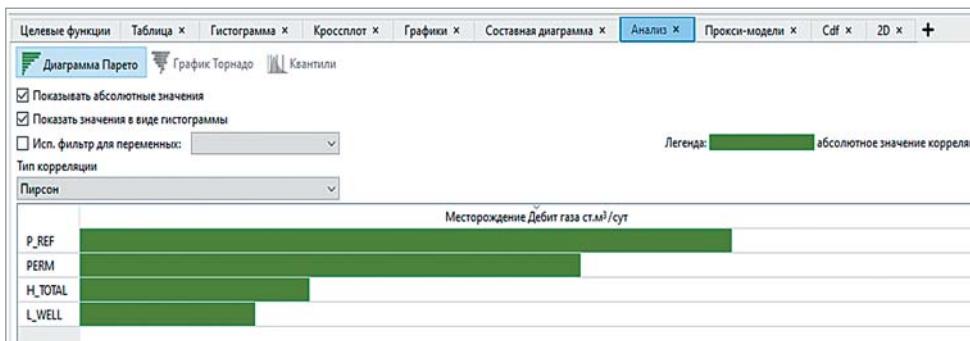


Рис. 1. Чувствительность величины пускового дебита к ключевым параметрам матрицы

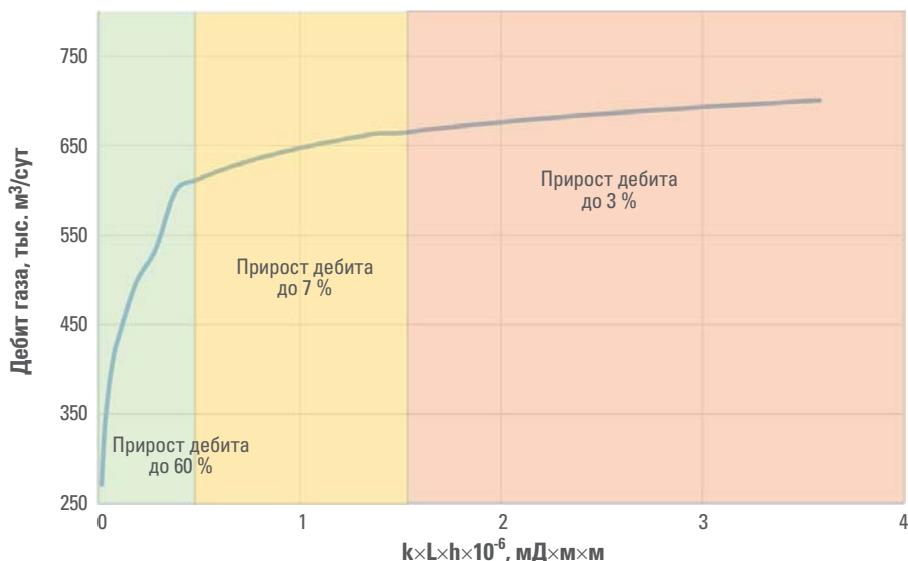


Рис. 2. Кривая зависимости пускового дебита от комплекса $k \times L \times h$ (пример для пластового давления 67 кгс/см²)

- 1 – область, где удлинение горизонтального участка ствола целесообразно;
- 2 – область, где решение о дальнейшем удлинении ГС принимается исходя из текущих условий бурения и ожидаемых затрат;
- 3 – область, где удлинение ГС бесперспективно.

Представленные расчеты выполнены для идеальной скважины и не учитывают влияния на ее прогнозируемую продуктивность скин-фактора

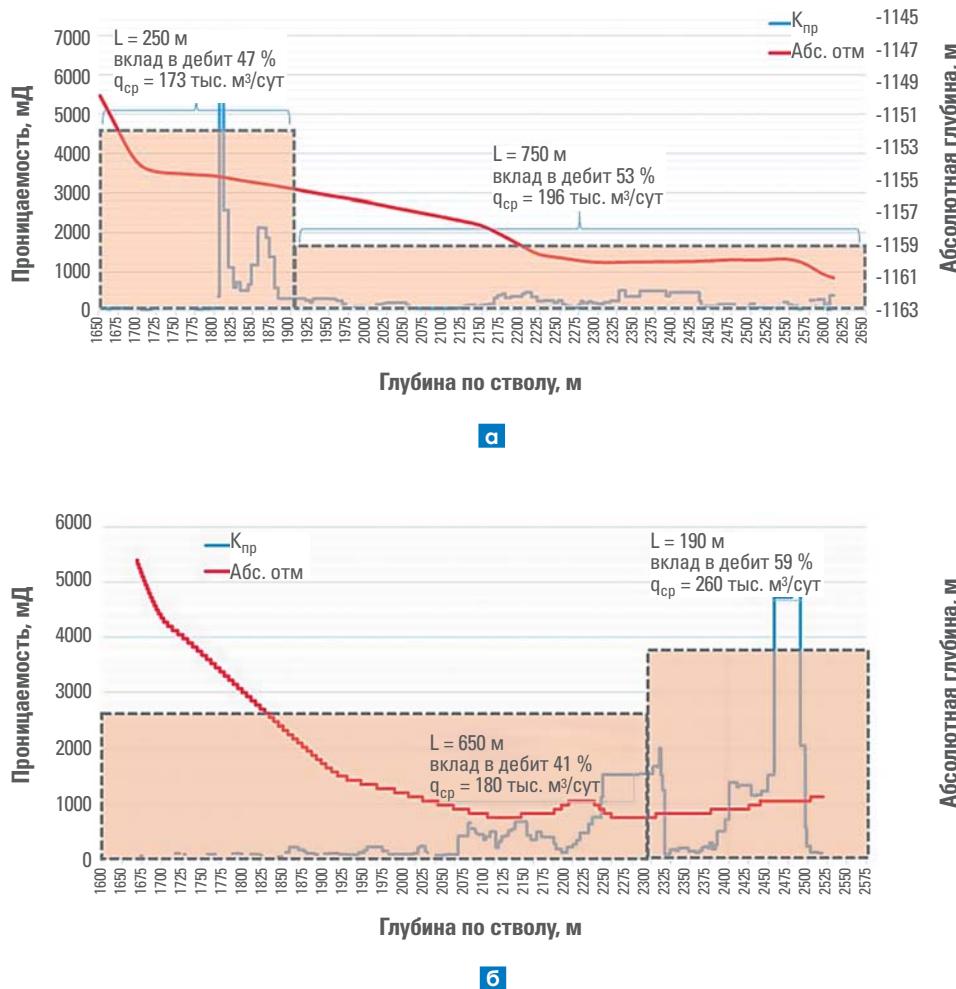


Рис. 3. Профили притока скважин с субгоризонтальным окончанием большой протяженности для случаев различного расположения интервала суперколлектора:
а – скважина № 16532; б – скважина № 16533

из-за значительных поглощений бурового раствора при вскрытии высокопроницаемых участков и лито-фациальной изменчивости коллекторов.

С использованием матрицы для определения оптимальной длины горизонтального участка ствола на Песцовой площади Уренгойского НГКМ пробурены 30 скважин с субгоризонтальным окончанием большой протяженности; проходка по коллектору составила от 369 до 997 метров.

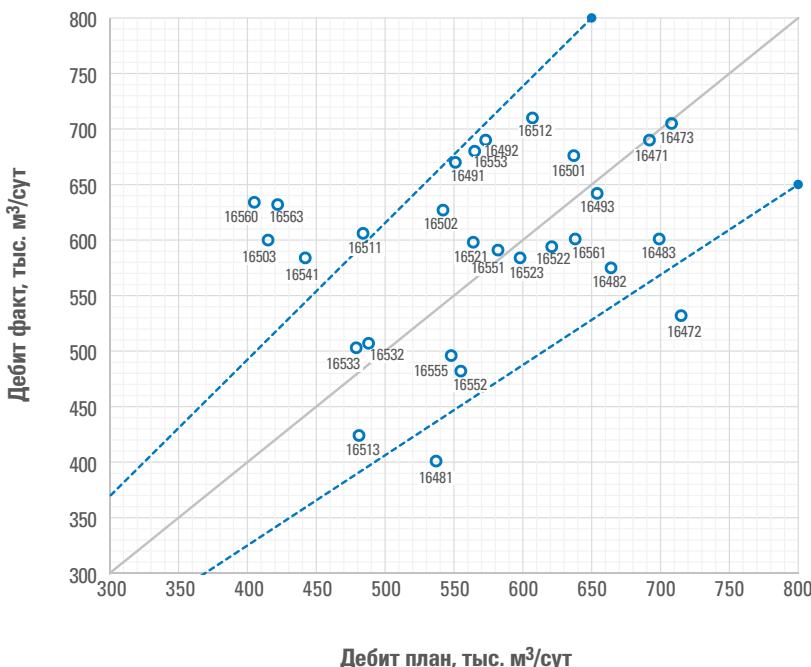


Рис. 4. Кросс-плот плановых и фактических пусковых дебитов

Для установления работающих интервалов и анализа влияния депрессии на распределение профиля притока в горизонтальном стволе большой протяженности в двух скважинах с помощью колтюбиновой установки были выполнены геофизические исследования (ГИС): спектральная шумометрия, гамма-каротаж, термометрия, барометрия, объемная влагометрия, гидродинамическая и термоиндуктивная расходометрия.

Скважины выбраны таким образом, чтобы учесть различные геологические условия вскрытия пласта: в скважине № 16532 интервал суперколлектора расположен в «пятке» (рис. 3, а), в скважине № 16533 – в «носке» (рис. 3, б).

При проведении ГИС был сымитирован режим повышенных отборов и депрессии и режим сниженных отборов.

В скважине № 16532 дебит в «летнем» режиме составил 315 тыс. м³/сут при величине депрессии на кровле фильтра 2,6 атм, в «зимнем» – 370 тыс. м³/сут при величине депрессии 3,4 атм.

После интерпретации данных ГИС получены следующие результаты:

- суммарная длина работающих интервалов составила около 600 метров и практически не изменилась при увеличении депрессии;

■ наиболее интенсивный приток пластового газа (около 47 %) отмечается из интервала 1771–1902 м с максимальными значениями ФЕС, при изменении режима отмечается незначительное (порядка 2 %) увеличение притока.

В скважине № 16533 дебит в «летнем» режиме составил 145 тыс. м³/сут при величине депрессии на кровле фильтра 0,4 атм, в «зимнем» – 440 тыс. м³/сут при величине депрессии 2,5 атм на глубине забоя 2525 м.

По данным ГИС также установлено:

■ порядка 60 % общего притока отмечается из «носка» (2301–2496 м);

■ суммарная длина работающих интервалов составляет около 680 метров при «зимнем» и 420 метров при «летнем» режиме.

На **рис. 4** представлено сопоставление значений прогнозируемых и фактических пусковых дебитов. Основное облако точек находится в диапазоне отклонения ±20 %, расположение точек выше основной диагонали свидетельствует о пессимистичной оценке значения прогнозируемого дебита относительно фактического, расположение ниже – о недостижении прогнозируемых дебитов.

В целом фактические пусковые дебиты соответствуют прогнозируемым, по результатам ГИС приток газа различной интенсивности отмечается из проницаемых пропластков по всему стволу до самого забоя.

В ходе строительства скважин выявлено также неподтверждение структуры сеноманской залежи Песцовой площади, а именно положения кровли пласта: невязки с учетом новых отбивок по скважинам составили от -5 до +5 метров. По результатам строительства скважин уточнены коллекторские свойства пласта в его прикровельной части и подтверждено представление о значительном снижении значений ФЕС в верхней части разреза при одновременном наличии высокопродуктивных пропластков. Итоги бурения 30 скважин послужили основанием для локального обновления геолого-гидродинамической модели.

Полученные результаты подтверждают эффективность строительства субгоризонтальных скважин протяженностью до 1000 метров для вскрытия сеноманских залежей, аналогичных по характеристикам Песцовой площади Уренгойского НГКМ со значительной геологической неоднородностью. Подтверждена также обоснованность уточнения проектных решений с использованием многовариантных расчетов на однородных моделях для выбора оптимальной длины горизонтальной части скважины в процессе ее строительства.

Результаты интенсификации притока углеводородов методом гидравлического разрыва пласта на этапе строительства скважин 2А участка Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения

Т.В. Сопнев, О.А. Молчанов, А.А. Осмаковский, Д.Е. Шишацкий
(ООО «Газпром добыча Уренгой»)

Рассматриваются проблемы, связанные с интенсификацией притока углеводородов методом гидравлического разрыва пласта (ГРП) при строительстве скважин Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. Представлены технологии выполнения гидроразрыва пласта, применявшиеся в период с 2009 по 2021 год. Показано, что в условиях сниженных фильтрационно-емкостных свойств и газонасыщенности пород стандартный большеобъемный гидроразрыв пласта недостаточно эффективен, а использование технологии HiWay дает неоднозначные результаты. Рассмотрены возможные решения, направленные на повышение эффективности ГРП в указанных условиях. В качестве оптимального способа повышения эффективности ГРП предложено увеличение тоннажа проппанта. Отмечается, что, по данным анализа результатов моделирования ГРП, оптимальная геометрия трещины достигается при тоннаже проппанта 400 и 450 тонн.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ачимовские отложения, строительство скважин, гидравлический разрыв пласта (ГРП), интенсификация притока углеводородов методом гидравлического разрыва пласта, повышение дебита скважин, Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ), большеобъемный гидроразрыв пласта, технологии «слепого» ГРП в субгоризонтальных скважинах, гидроразрыв пласта по технологии HiWay, тоннаж проппанта для ГРП, низкие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород

Метод гидравлического разрыва пластов (ГРП) относится к физическим методам воздействия на продуктивный пласт с целью увеличения углеводородоотдачи пластов и интенсификации работы простаивающих и низкодебитных добывающих скважин. Сущность метода ГРП заключается в создании в продуктивном пласте искусственных трещин высокой проводимости путем закачки в пласт жидкости под давлением, превышающим минимальное региональное горное напряжение, и заполнения созданных трещин проппантом. В результате ГРП повышается дебит добывающих скважин за счет снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне, а также увеличивается конечная газоотдача пластов за счет приобщения коллекторов в ранее не дренированных пропластках.

Проектными решениями при строительстве скважин второго участка ачимовских отложений Уренгойского НГКМ предусмотрена интенсификация притока углеводородов методом гидравлического разрыва пласта. ГРП выполнен на всех скважинах в действующем фонде эксплуатационного участка 2А.

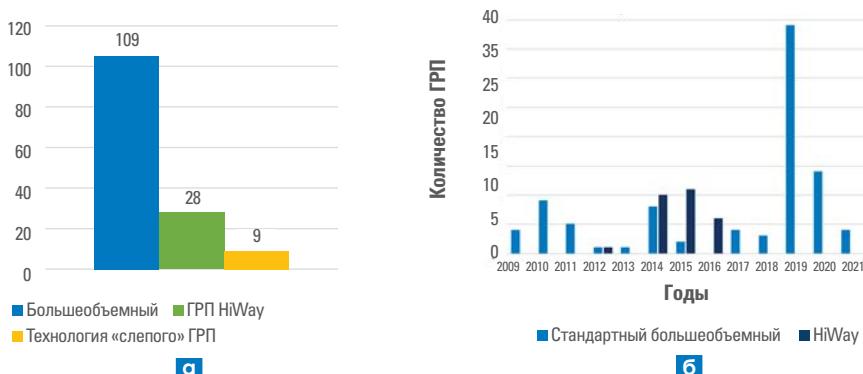


Рис. 1. Количество операций по гидроразрыву пласта, выполненных на скважинах второго участка ачимовских отложений в период с 2009 по 2021 г.

В период с 2009 по 2021 год подрядными организациями «Рок Инжиниринг», «РусГазБурение», Schlumberger, «МеКаМинефть», TRICAN WS, «ФракДжет-Волга», Weatherford было выполнено 146 операций по гидроразрыву пласта на скважинах второго участка ачимовских отложений (**рис. 1, а, б**), в том числе:

- по технологии стандартного большеобъемного ГРП – 109 операций;
- по технологии HiWay (технология Schlumberger) – 28 мероприятий;
- по технологии «слепого» ГРП в субгоризонтальных скважинах – 9 скважино-операций.

В 2009–2012 годах применялась технология стандартного большеобъемного ГРП (тоннаж проппанта 200–300 тонн), в субгоризонтальных скважинах проводились «слепые» ГРП. На скважине № 2123 была выполнена операция ГРП по технологии HiWay.

В период с 2013 по 2017 год использовалась технология стандартного большеобъемного ГРП (тоннаж проппанта 200–400 тонн), часть операций выполнялась по технологии HiWay (тоннаж проппанта 200–250 тонн).

Начиная с 2018 года ООО «Газпром добыча Уренгой» осуществляет строительство скважин в зонах с меньшими эффективными толщинами. В связи с этим проектными решениями объем проппанта для проведения гидравлического разрыва пласта был снижен до 300 тонн.

Исходя из геологических условий тоннаж проппанта распределяется между пластами Ач5 и Ач3-4 либо весь объем проппанта закачивается в один пласт в случае отсутствия пород-коллекторов в другом.

При разработке планов по интенсификации притока к скважинам 2А участка приоритет отдается пласту Ач5 по следующим причинам:

- пласт Ач5 является основным по запасам углеводородов на втором участке ачимовских отложений;
- пласт Ач5 обладает худшими коллекторскими свойствами по сравнению с пластом Ач3-4, следовательно, нуждается в более объемной интенсификации;

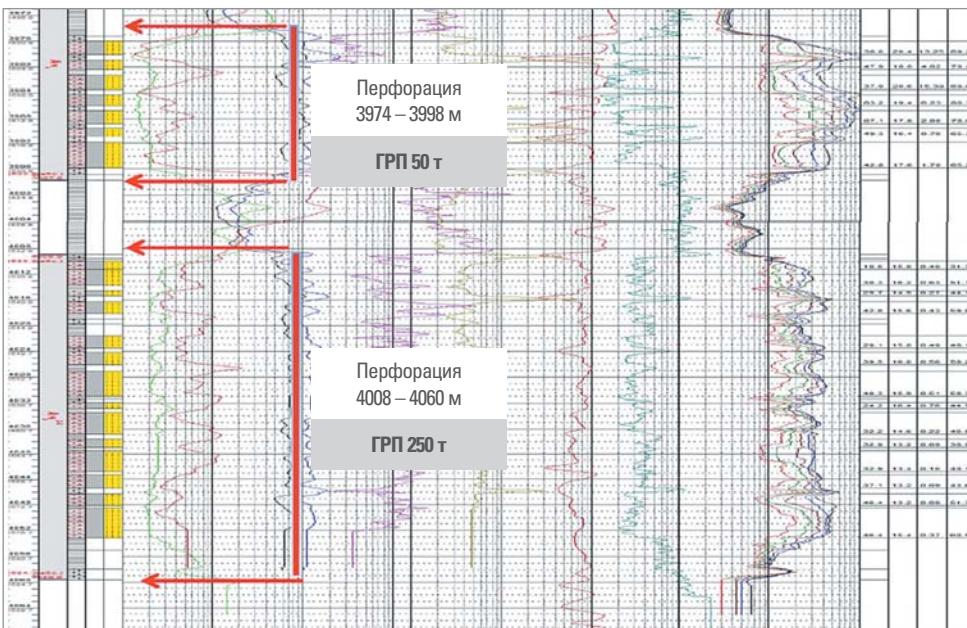


Рис. 2. Планирование ГРП с использованием программного обеспечения

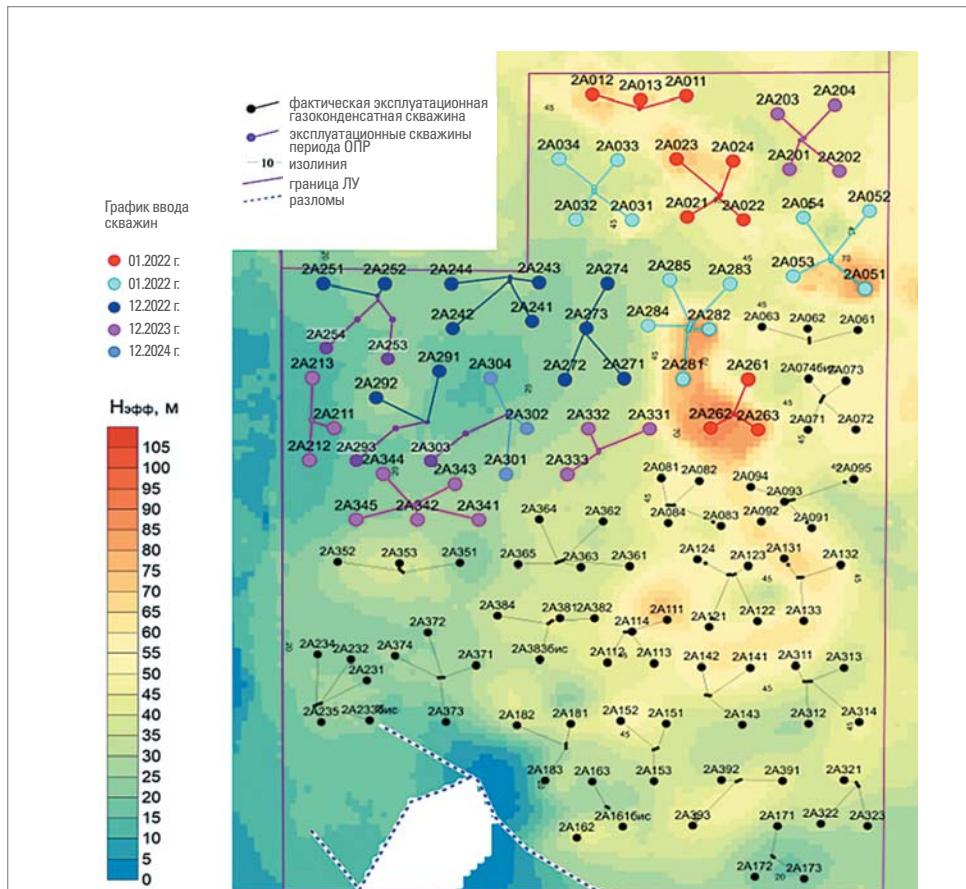
имеется техническая возможность при необходимости повторно интенсифицировать пласт Ач3-4.

Поэтому при строительстве скважин 2А участка наибольший объем проппанта закачивается в пласт Ач5 (**рис. 2**).

На скважинах кустовых площадок № 2A24, 2A27, 2A28, где отмечаются сниженные фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) и газонасыщенность пород, по результатам освоения получены низкие термобарические параметры, недостижение прогнозных дебитов.

По данным проектного института ООО «Газпром ВНИИГАЗ», осуществляющего авторский надзор за разработкой месторождения, низкая продуктивность данных скважин связана с недостаточной полудлиной трещины ГРП. В условиях более низких ФЕС для получения удовлетворительных продуктивных характеристик скважин необходимо увеличивать полудлину трещины для охвата максимальной площади дренирования коллектора. Увеличение полудлины трещины возможно за счет увеличения объема проппанта либо применения альтернативных технологий ГРП (**рис. 3**).

Опыт применения технологии HiWay на участке 2А показал неоднозначные результаты. При сопоставлении параметров работы за первый год эксплуатации скважин 2A351 и 2A352, на которых был проведен ГРП методом HiWay и стандартным большеобъемным методом, отмечено следующее:



■ Рис. 3. Карта эффективных газонасыщенных толщин

■ при схожих коллекторских свойствах и сопоставимых величинах тоннажа начальный дебит скважины 2А351 с ГРП, проведенным по технологии HiWay, выше (см. таблицу);

■ Сравнение ФЕС пород

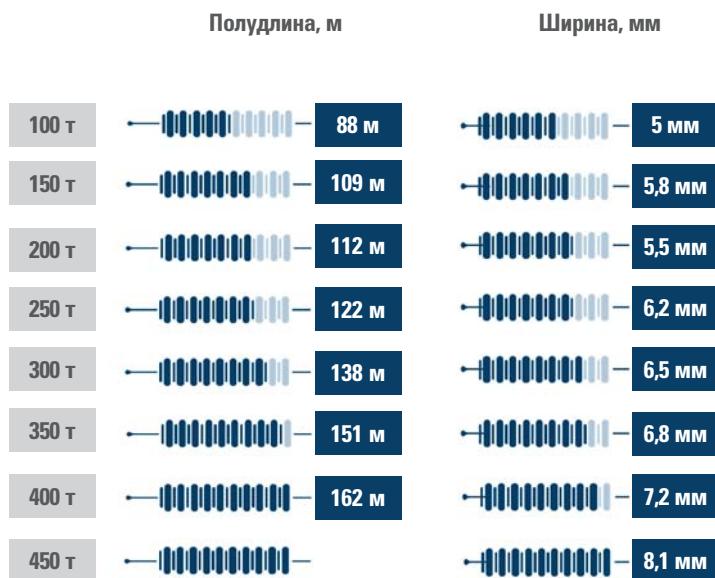
Скважина	$K_{\text{пр}}$	$K_{\text{нг}}$
2A351	1,9 мД Ач3-4, 0,2 мД Ач5	70,9% Ач3-4, 54,7 % Ач5
2A352	1,92 мД Ач3-4, 0,56 мД Ач5	75,1% Ач3-4, 52,8 % Ач5

■ снижение дебита скважины 2А352 со стандартным ГРП происходит менее интенсивно (31 % против 41 %).

Специалистами инженерно-технического центра ОOO «Газпром добыча Уренгой» был проведен сравнительный анализ результатов моделирования ГРП скважины № 2А284 с различным тоннажом проппанта в диапазоне от 100 до 450 тонн, который показал, что оптимальная геометрия трещины ГРП достигается при тоннаже проппанта 400 и 450 тонн (рис. 4).

В условиях более низких ФЕС, с учетом недостаточного опыта и неоднозначности результатов проведения гидроразрыва пласта по технологии HiWay, оптимальным способом повышения эффективности ГРП является увеличение тоннажа проппанта. Целесообразность увеличения тоннажа проппанта для ГРП будет определяться по каждой скважине в зависимости от характеристик вскрытого разреза конкретной скважины.

Повышение эффективности гидроразрыва пласта позволит более рационально эксплуатировать второй участок ачимовских отложений Уренгойского НГКМ, увеличить объемы добычи и повысить коэффициент извлечения конденсата.



■ Рис. 4. Динамика параметров трещины ГРП
в зависимости от тоннажа проппанта

ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. «Дополнение к Единой технологической схеме разработки залежей углеводородного сырья ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (по лицензионному участку ООО «Газпром добыча Уренгой») по варианту 1, принятому протоколом заседания Центральной нефтегазовой секции Центральной комиссии по согласованию технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья (ЦКР Роснедр по УВС) № 8471 от 24.12.2021 в г. Москве, утвержденным председателем ЦКР Роснедр по УВС О.С. Каспаровым.
2. СТО Газпром добыча Уренгой 05751745-234-2019. Порядок выбора методов первичной и повторной интенсификации притока для обеспечения максимальной продуктивности скважин, вскрывающих ачимовские отложения Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / Р.Ф. Шарафутдинов, В.П. Тюрин, Д.Г. Фатеев [и др.]. – Новый Уренгой, 2019.
3. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений / РД 153-39.0-047-00: утвержден и введен в действие Приказом Минтопэнерго России № 67 от 10.03.2000.

Совершенствование системы управления геолого-промышленными данными в ООО «Газпром добыча Уренгой»

С.В. Бригадиренко, М.Ю. Сафонов
(ООО «Газпром добыча Уренгой»)

Показаны актуальность работы с большими геолого-промышленными данными и необходимость организации единого банка для оперативного сбора, обработки и анализа массивов разнообразной геологической, геофизической и промысловой информации. Рассказывается о разработке и апробации информационной системы управления геолого-техническими мероприятиями по фонду скважин ПАО «Газпром» – ИУС ГТМ. Описаны функциональные возможности и составляющие элементы (блоки) информационно-управляющей системы, рассматриваются вопросы, связанные с интеграцией ИУС ГТМ с существующими базами геолого-промышленных данных. Представлена информация о развитии системы управления геолого-промышленными данными, введении новых информационных блоков и расширении функционала ИУС ГТМ, что позволило значительно повысить оперативность предоставления актуальных сведений для принятия обоснованных управленческих решений. Рассмотрены возможности дальнейшего совершенствования системы.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: управление разработкой месторождений, анализ геолого-промышленных данных, система управления геолого-промышленными данными, информационная система управления геолого-техническими мероприятиями по фонду скважин ПАО «Газпром» (ИУС ГТМ), мониторинг технологических режимов эксплуатации скважин, интеграция промысловых и геологических информационных баз данных, мониторинг ГТМ

Жизненный цикл месторождений ООО «Газпром добыча Уренгой» (далее – Общество) неразрывно связан с задачами комплексного контроля и оптимизации их разработки, планирования мероприятий по поддержанию работоспособности фонда скважин и управления добychей в целом. Их решение предполагает накопление и анализ огромных массивов разнообразной геологической, геофизической и промысловой информации.

Выполнение любой инженерной или аналитической работы сопряжено с такими процессами, как актуализация, верификация и систематизация данных на начальном этапе. Вся первичная информация сосредоточена в локальных разрозненных источниках в структурных подразделениях Общества – как в архивах документов на бумажных носителях, так и в геологических и промысловых информационных системах и базах данных, специализированных программных комплексах гидродинамического и технологического моделирования и т.д. Имеющиеся базы данных функционируют как самостоятельные элементы и не составляют единую информационную платформу. На актуализацию и верификацию исходной информации затрачивается значительная часть рабочего времени, так как исходные данные по скважинам находятся в архивах производственных подразделений или представлены на бумажных носителях (дела скважин,

акты) и хранятся локально, а цифровые материалы требуют экспертной оценки как гаранта их качества.

Кроме того, необходимость учета специфики направления деятельности и функциональных возможностей каждого структурного подразделения, а также требований к информации (структурированность, полнота, качество) осложняет представление данных в удобном для работы виде и замедляет процесс принятия решений. Таким образом, важным этапом является организация хранения данных с целью дальнейшего их использования для собственно аналитических работ: визуализация исходной информации, представленной в координатах объектов, редактирование, пространственный и атрибутный анализ исторических и оперативных данных, согласование их в смежных информационных системах.

При этом в рамках совершенствования системы контроля за разработкой месторождений и обоснования планов работ на фонде скважин ПАО «Газпром» осуществляется внедрение сложных расчетных алгоритмов для подтверждения технико-экономической целесообразности запланированных геолого-технических мероприятий (ГТМ) с последующим контролем соответствия достигнутых результатов прогнозируемым показателям.

Таким образом, актуальность работы с огромными накопленными объемами данных вкупе с повышением требований к мониторингу разработки месторождений и оценке технического состояния скважин обуславливают необходимость организации единого банка для оперативного сбора, обработки и анализа массивов разнообразной геологической, геофизической и промысловой информации. Для эффективного решения задач по управлению разработкой месторождений требуется единая система управления геолого-промышленными данными, содержащая полную и актуальную информацию об объектах эксплуатации.

Комплексный анализ бизнес-процессов управления разработкой месторождений, информационных потоков, способов хранения, накопления и анализа геолого-промышленных данных свидетельствует о значительном росте объема оперативной отчетности в различных информационных срезах.

В то же время способы сбора исходных данных, методы их обработки и консолидации, оценки степени актуальности информации, ее непротиворечивости и полноты находятся в ведении отдельно взятого квалифицированного специалиста Общества – ответственного исполнителя, который в большинстве случаев в «ручном режиме» запрашивает оперативные данные в смежных подразделениях и филиалах, осуществляет учет и контроль качества данных, агрегирует их, производит актуализацию, статистическую и аналитическую обработку на основе существующих правил и алгоритмов и уже сформированные результаты предоставляет в системы учета. Вместе с тем источников первичной геолого-промышленной информации несомненно меньше, чем производственных форм внутренней и корпоративной отчетности, формируемых в ООО «Газпром добыча Уренгой». Кроме того, у значительного количества специалистов имеется потребность в универсальном инструменте для доступа к актуальной геолого-промышленной

информации, визуализации, консолидации, для анализа геолого-промышленной информации в ретроспективе вплоть до начала разработки.

Для решения этого комплекса задач в 2016 году началась апробация и опытная эксплуатация «Информационной системы управления геолого-техническими мероприятиями по фонду скважин ПАО «Газпром» (ИУС ГТМ) в ООО «Газпром добыча Уренгой».

В результате анализа движения информационных потоков были определены первичные источники информации, необходимые и достаточные требования к ее детализации, периодичности сбора, а также требования к интеграции с уже существующими базами промысловых данных (укрупненная блок-схема движения информационных потоков представлена на **рис. 1**).

После разработки в 2016–2017 гг. единых классификаторов нормативно-справочной информации и их сопоставления с уже эксплуатируемыми информационными системами, а также определения требований к объектам сбора, формам, степени детализации информации и периодичности ее сбора первоочередным этапом внедрения информационно-управляющей системы стало формирование блока по работе с фондом скважин. На данном этапе в эксплуатацию были введены объекты недропользования, справочники, конструкции скважин, а также организован процесс формирования ежемесячных регламентированных отчетов о времени работы скважин, количестве остановок-запусков, причинах простоя и выполненных на скважинах работах (**рис. 2**). Эффективным организационным решением при внедрении первой очереди ИУС ГТМ стало распределение ролей и полномочий по внесению первичной геолого-промышленной информации с контролем корректности исходных данных непосредственными ответственными исполнителями, в чьем ведении находится соответствующий информационный блок, – операторами пульта на промыслах, диспетчерами и геологами.

В 2017 году был организован также учет динамики фонда скважин геологическими отделами филиалов Общества ежемесячно на постоянной основе (**рис. 3**), автоматизировано формирование первичной производственной и геолого-промышленной отчетности.

Вместе с тем продолжаются работы по интеграции с существующими базами промысловых данных добывающих филиалов АСУ РМ (НГДУ), АСУ РМ (УГПУ), а также по формированию единого архива сканированной геолого-промышленной документации (дела скважин, включающие информацию о бурении, капитальном ремонте, работах по ликвидации и т.д.).

Логическим продолжением выполненных работ в 2018 году стала автоматизация бизнес-процессов, связанных с планированием и реализацией программы геолого-технических мероприятий (ГТМ) на скважинах. Введена в опытно-промышленную эксплуатацию подсистема автоматизированной оценки и технико-экономического обоснования эффективности ГТМ при формировании программ ГТМ и технического перевооружения (**рис. 4**). Функциями этой подсистемы стали: автоматизация ведения плана-графика КРС и контроля стоимости

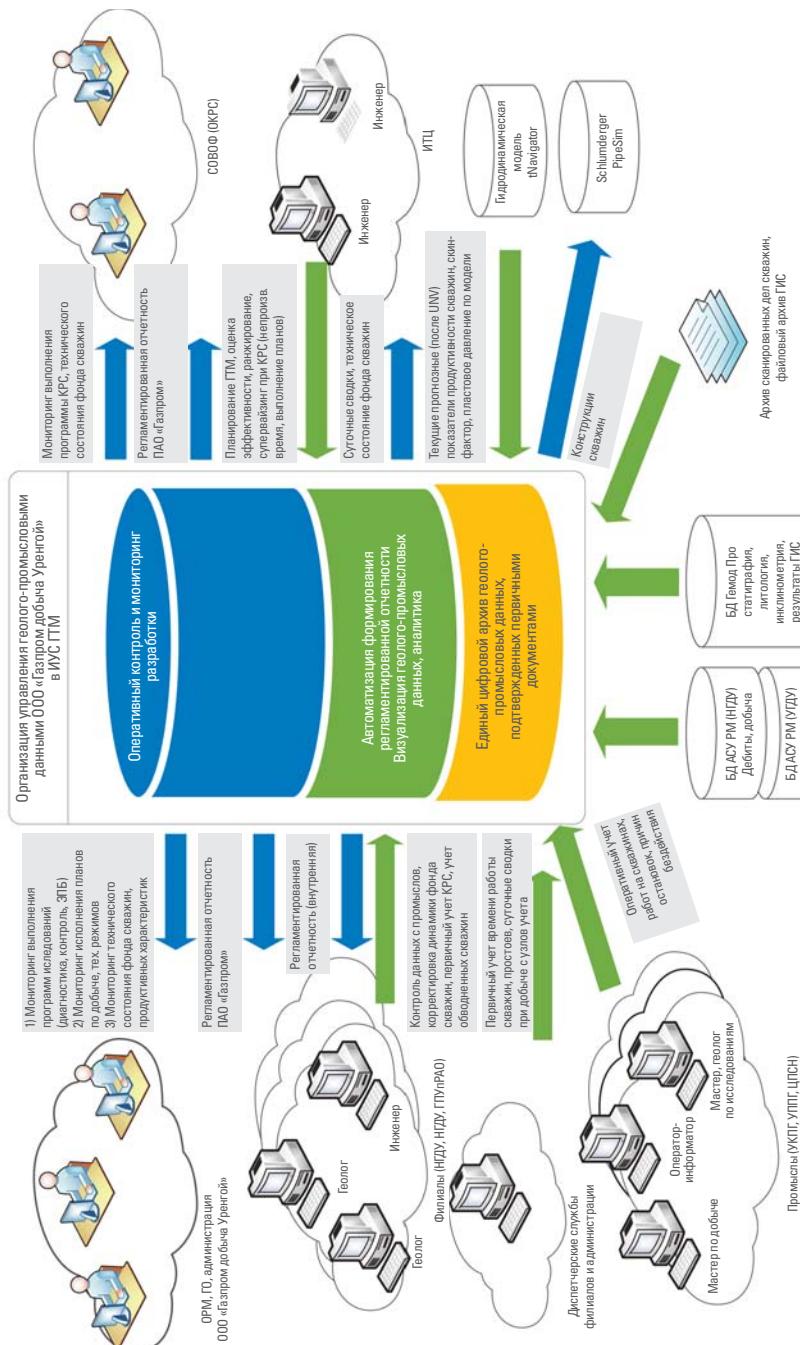


Рис. 1. Блок-схема движения информационных потоков в рамках основных бизнес-операций по управлению фондом скважин и геолого-техническими мероприятиями в ООО «Газпром добыча Уренгой»

■ Рис. 2. Форма отчетности о времени работы скважин, причинах простоев и работах, проводимых на скважинах

The screenshot displays several windows from the KPS software:

- Main Window:** Shows a grid of oil wells (Wells 1-21) with status indicators (green, yellow, red).
- Well Details Window:** Shows detailed information for Well 21, including its name, location, and current status.
- Production Report Window:** Shows a table of daily production reports for Well 21, spanning from April 18, 2018, to April 20, 2018.
- Production Report Summary Window:** Shows a summary table for Well 21, comparing production data from April 18, 2018, to April 20, 2018.
- Production Report Filter Window:** A modal window for filtering production data.
- Production Report Filter Confirmation Window:** A confirmation dialog box asking if the changes should be applied.
- Production Report Filter Confirmation Confirmation Window:** A final confirmation dialog box.
- Production Report Filter Confirmation Confirmation Confirmation Window:** A third confirmation dialog box.
- Production Report Filter Confirmation Confirmation Confirmation Confirmation Window:** A fourth confirmation dialog box.
- Production Report Filter Confirmation Confirmation Confirmation Confirmation Confirmation Window:** A fifth confirmation dialog box.
- Production Report Filter Confirmation Confirmation Confirmation Confirmation Confirmation Confirmation Window:** A sixth confirmation dialog box.
- Production Report Filter Confirmation Confirmation Confirmation Confirmation Confirmation Confirmation Confirmation Window:** A seventh confirmation dialog box.
- Production Report Filter Confirmation Confirmation Confirmation Confirmation Confirmation Confirmation Confirmation Confirmation Window:** A eighth confirmation dialog box.
- Production Report Filter Confirmation Confirmation Confirmation Confirmation Confirmation Confirmation Confirmation Confirmation Confirmation Window:** A ninth confirmation dialog box.
- Production Report Filter Confirmation Window:** A tenth confirmation dialog box.
- Production Report Filter Confirmation Window:** A eleventh confirmation dialog box.
- Production Report Filter Confirmation Window:** A twelfth confirmation dialog box.
- Production Report Filter Confirmation Window:** A thirteenth confirmation dialog box.
- Production Report Filter Confirmation Window:** A fourteenth confirmation dialog box.
- Production Report Filter Confirmation Window:** A fifteenth confirmation dialog box.
- Production Report Filter Confirmation Window:** A sixteenth confirmation dialog box.
- Production Report Filter Confirmation Confirmation Confirmation Confirmation Confirmation Confirmation Confirmation Confirmation Confirmation Window:** A seventeenth confirmation dialog box.
- Production Report Filter Confirmation Confirmation Confirmation Confirmation Confirmation Confirmation Confirmation Confirmation Window:** A eighteenth confirmation dialog box.
- Production Report Filter Confirmation Confirmation Confirmation Confirmation Confirmation Confirmation Confirmation Window:** A nineteenth confirmation dialog box.
- Production Report Filter Confirmation Confirmation Confirmation Confirmation Confirmation Confirmation Window:** A twentieth confirmation dialog box.
- Production Report Filter Confirmation Confirmation Confirmation Confirmation Confirmation Window:** A twenty-first confirmation dialog box.

Рис. 3. Форма отчетности, отражающая динамику фонда скважин в филиалах на основе первичных данных промыслов, диспетчерских служб, сводок КРС подрядчика (станции ГИ)

выполненных работ при КРС, загрузка и консолидация суточных сводок по КРС, геолого-техническое сопровождение (ГТС) с посекважинной детализацией из почтовой рассылки, производимой подрядчиками, обеспечение актуальности оперативных данных по программе ГТМ текущего года и прошлых лет в масштабе

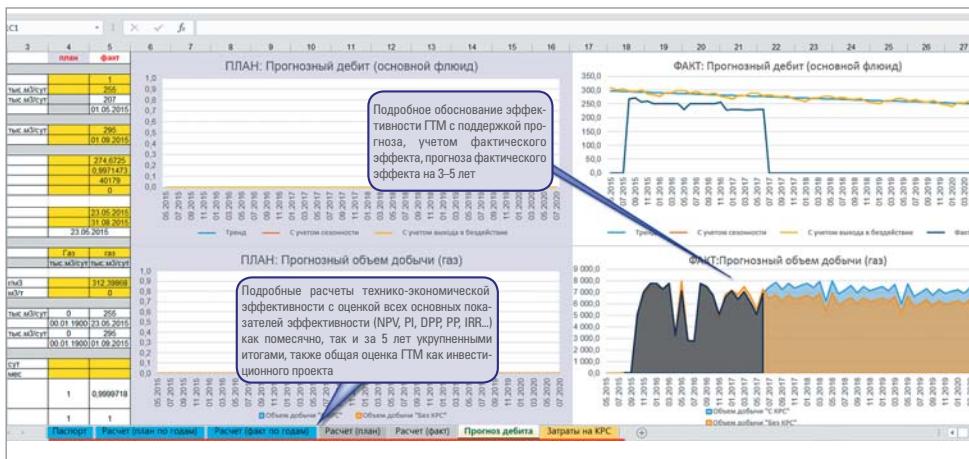


Рис. 4. Паспорт инвестиционного проекта (капитальный ремонт скважины), сформированный в ИУС ГТМ

реального времени, разнесение информации из суточных сводок КРС и со станций ГТС по скважинам с накоплением исторических данных.

Еще одним направлением развития системы управления геолого-промышленными данными в ООО «Газпром добыча Уренгой» стала разработка информационного блока мониторинга технологических режимов эксплуатации скважин, необходимого производственным и аналитическим структурным подразделениям Общества при контроле выполнения ежемесячных показателей и планировании добычи газа, конденсата, нефти.

Продолжение опытной эксплуатации и внедрение в 2017 году первой очереди корпоративной информационной системы ИУС ГТМ решило задачу интеграции промысловых и геологических информационных баз данных. Была создана основа не только для формирования единого банка верифицированной информации с одновременным соблюдением требований к защите информации, но и для реализации сложных расчетных методик оценки технико-экономической эффективности ГТМ, мониторинга и ранжирования фонда скважин по техническому состоянию.

Вместе с вводом в промышленную эксплуатацию и внедрением второй очереди в 2018 году была осуществлена автоматизация формирования аналитической и статистической отчетности структурных подразделений Общества, в том числе для внешних информационных систем. Произведена загрузка в ИУС ГТМ детальных каталогов конструкций скважин до уровня марок стали, толщин стенок секций труб, элементов подземного оборудования, фонтанной арматуры, колонных головок.

Одной из приоритетных задач развития блока мониторинга ГТМ остается первичный учет непроизводительного времени при КРС, а именно инцидентов,

организационных простоев, учет брака при производстве работ. Помимо автоматизации рутинных задач, связанных с планированием и реализацией программы ГТМ, предусмотрены работы по вводу модуля сопровождения диагностического обследования скважин с учетом поквартальных корректировок. В планы Общества включены также аprobация и ввод в промышленную эксплуатацию подсистемы ранжирования скважин по техническому состоянию, автоматизированной оценки критичности отказов и вероятности их последствий, планирования периодичности работ по поддержанию скважин в технически исправном состоянии согласно СТО Газпром 2-3.3-1066-2016 «Капитальный ремонт скважин. Планирование работ».

В 2019 году была реализована третья, финальная, очередь ввода ИУС ГТМ, результатом чего стало:

- внедрение в ООО «Газпром добыча Уренгой» единой базы данных и информационной системы по управлению фондом скважин, геолого-техническими мероприятиями и контролю процессов добычи;
- обеспечение повышения достоверности данных по капитальному ремонту скважин и оперативности доступа к ним;
- обеспечение аналитическими материалами при принятии управленческих решений в области планирования и оценки экономической и технологической эффективности проведенных и планируемых КРС;
- автоматизация формирования статистической и аналитической отчетности для предоставления в ПАО «Газпром».

Организация доступа специалистов Общества к достоверной и полной геолого-промышленной информации из единого пользовательского интерфейса позволяет оптимизировать рабочие процессы и обеспечить оперативную подготовку актуальных информационных срезов по различным аспектам деятельности Общества.

Таким образом, внедрение ИУС ГТМ в промышленную эксплуатацию с учетом оптимизации процессов первичного сбора и систематизации геолого-промышленной информации и автоматизации формирования большей части производственной отчетности дает возможность значительно повысить оперативность предоставления актуальных сведений для принятия обоснованных управленческих решений.

Цифровизация процесса обработки данных промысловых исследований на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении

Д.В. Блащук, М.В. Степанов, А.Н. Филиппов, Г.П. Мелян
(ООО «Газпром добыча Уренгой»)

Рассматриваются вопросы, связанные с обработкой большого объема геолого-геофизических данных. Показана необходимость цифровизации процесса обработки данных ГИС и ГТИ. Сформулированы основные требования, предъявляемые к программным средствам обработки и интерпретации промысловых данных. Приведены сведения о работах по автоматизации процесса разработки месторождений (РМ), а также сопряженных с ними трудностях. Рассказывается о разработке и внедрении единого программного комплекса, ориентированного на создание системности в работе с большими геолого-геофизическими данными, а также в организации взаимодействия между структурными подразделениями и промыслово-исследовательскими участками. Представлена структурная схема программного комплекса. Показаны возможности и функционал программного комплекса, благодаря которым объем рутинной работы существенно сокращается, при этом качество анализа и интерпретации промыслово-исследовательских данных значительно возрастает.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: пластовая фильтрационная система (ПФС), сеноманская залежь, Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение (УНГКМ), газогидродинамические исследования газовых и газоконденсатных скважин, обработка большого объема геолого-геофизических данных, интерпретация промысловых данных, автоматизация процесса разработки месторождений (РМ), автоматизированные системы управления (АСУ) технологическими процессами РМ, АСУ РМ УНГКМ

ООО «Газпром добыча Уренгой» представляет собой газодобывающий комплекс (ГДК), состоящий из 22 установок комплексной подготовки газа (УКПГ), 2 нефтепромыслов (НП), 20 дожимных компрессорных станций (ДКС), 5 станций охлаждения газа, более чем 2800 скважин, 2 компрессорных станций по утилизации попутного нефтяного газа и насосной станции подачи конденсата (НСПК). Процессы управления этим комплексом характеризуются определенными целями, наличием ресурсов для обеспечения работы управляемых объектов (УКПГ, НП, ДКС и т. п.) и органов управления, распоряжающихся имеющимися ресурсами и изменяющих течение контролируемых процедур. Качество управления при этом определяется оптимальным использованием вовлекаемых ресурсов для поддержания протекающих в системе процессов [1].

Основным объектом управления ГДК является пластовая фильтрационная система (ПФС). Данная система включает в свой состав: пористый проницаемый пласт; массы газа и жидкости, насыщающие поровое пространство пласта; фонд скважин (добывающих, наблюдательных и пьезометрических) [1]. Управляющее воздействие на ПФС осуществляется посредством добывающих скважин

на основе газопромысловой информации. Таким образом, для выработки управляющих воздействий на ПФС необходимо проведение комплекса исследований и качественная обработка полученных результатов.

Контроль разработки сеноманской залежи Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (УНГКМ) осуществляется в соответствии с программой исследовательских работ, заложенной в действующем проекте доразработки. Отметим, что в 2019 году на Уренгойском НГКМ было проведено более 6800 исследований различных видов.

На УНГКМ для контроля за параметрами ПФС выполняются газогидродинамические исследования газовых и газоконденсатных скважин. Они предполагают использование комплекса взаимосвязанных методов [2]. При этом производятся измерения давления, температуры, дебитов газа и конденсата и отбор проб продукции.

Основой формирования ежеквартального технологического режима работы скважин являются данные, полученные при измерении статического давления на устье эксплуатационных и наблюдательных скважин. По результатам пересчета устьевого давления в пластовое составляются и актуализируются карты изобар. Так осуществляется контроль за динамикой пластового давления.

Основная трудность при комплексной интерпретации полученной информации заключается в обработке большого объема геолого-геофизических данных, которые во многом дополняют друг друга. Эту функцию до недавнего времени обособленно выполняли специалисты геологического отдела и геологической службы Уренгойского газопромыслового управления, а также Инженерно-технического центра. Они организовывали сбор информации о разработке месторождения и выдавали рекомендации для осуществления управляющих воздействий на ПФС ограниченного характера (технологические режимы работы скважин, планы геолого-технических мероприятий по скважинам и т. п.).

В нормативно-технической документации [3–5] указывается, что в современных условиях комплексы исследований должны быть ориентированы на применение цифровой компьютеризированной техники и комбинированных скважинных приборов (в том числе модулей). При этом в [4] обозначено: «Регистрация данных ГИС и ГТИ осуществляется в цифровом виде, под компьютерным управлением и контролем, в форматах и стандартах регистрации...»

Основными требованиями, предъявляемыми к программным средствам обработки и интерпретации промысловых данных, являются [4]:

- обеспечение возможности передачи первичной информации по каналам связи и ее архивации в электронных базах и банках данных;
- обеспечение метрологического контроля и контроля качества в ходе регистрации параметров.

Следует отметить, что аналоговая регистрация первичных данных не допускается [4].

Работы по автоматизации процесса разработки месторождений (РМ) проводились начиная с 70-х годов прошлого века [1, 6, 7]. Так, например,

в 1979–1980 гг. были разработаны типовые проектные решения автоматизированных систем управления (АСУ) технологическими процессами РМ. Они были внедрены на месторождениях газовой отрасли. При этом составлена документация на 6 программных модулей, которые были отлажены и переданы в специализированный фонд алгоритмов и программ [1]. В рамках данного отраслевого проекта в 1985 году была внедрена АСУ РМ УНГКМ. Внедрение происходило с определенными осложнениями из-за высокой трудоемкости подготовки исходных данных. Невысокая эффективность от внедрения АСУ РМ была обусловлена также отсутствием:

- оперативной информации от скважин о дебитах, устьевых давлениях и температуре;
- баз геолого-промышленных данных;
- определенного комплекса задач для выработки управляющих воздействий.

В настоящее время скважины оснащены современными информационно-управляющими системами (системы телемеханики), позволяющими в режиме реального времени получать информацию о термобарических и дебетовых показателях скважин. Это наряду с результатами исследований скважин, проводимых традиционными методами, позволило сформировать базу данных по объектам УНГКМ. И в итоге возникла задача разработки интегрированной информационной среды, где различные программные модули расчетно-исследовательского назначения могли бы обмениваться данными между собой и центром всей системы АСУ.

В результате совместной работы подразделений ООО «Газпром добыча Уренгой» был разработан программный комплекс, который в настоящее время проходит стадию внедрения в процесс промысловых исследований. Структура программного комплекса представлена на **рис. 1**.

Данный программный комплекс включает 4 модуля:

- газогидродинамические исследования;
- кривая восстановления забойного давления;
- глубинные замеры технологических параметров;
- статические параметры скважин фонда.

Эти модули осуществляют операции ввода, обработки, расчета, интерпретации и хранения результатов исследований и всего комплекса аналитического материала, а также выгрузку результатов исследований в стандартных офисных форматах.

На структурной схеме (рис. 1) видно, что в данном программном комплексе реализована общая база данных, расположенная на сервере. Любой авторизованный пользователь через интерфейс получает доступ ко всем модулям и имеет возможность видеть результаты проводимых исследований всех видов.

Исследование газовых и газоконденсатных скважин дает возможность определить связь между установившимися забойными (устьевыми) давлениями и дебитом газовой смеси при различных режимах и является основным методом получения информации о текущем состоянии скважины и ее призабойной зоны [9].

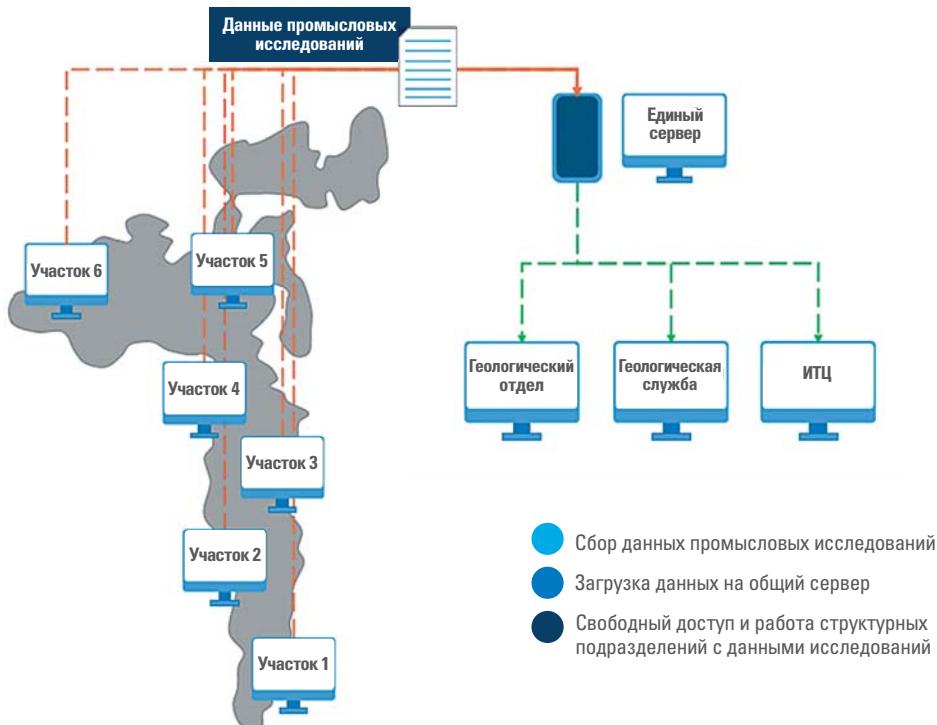


Рис. 1. Структурная схема программного комплекса

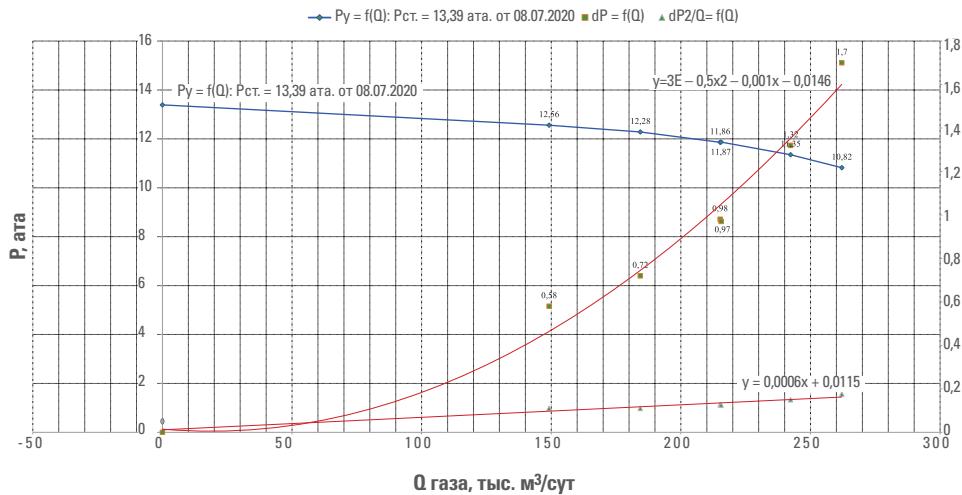
Модуль газогидродинамических исследований позволяет пользователю произвести расчет данных промысловых исследований (**рис. 2, рис. 4**) и получить результаты, на основании которых оцениваются продуктивные характеристики скважины, ее потенциальные возможности в части добычи углеводородной продукции, а также определяются граничные параметры эксплуатации и риски снижения продуктивности.

Модуль исследования кривой восстановления забойного давления (**рис. 3**) предназначен для регистрации давления в остановленной скважине (отбор флюида прекращен), которая была закрыта путем герметизации устья после кратковременной работы с известным дебитом или после установившегося отбора. Программный модуль позволяет рассчитать и интерпретировать результаты исследования, дать объективную оценку и прогноз разработки залежи.

Целевым назначением программного модуля глубинных замеров является перенос, расчет и хранение результатов замеров, проведенных с помощью глубинного манометра, фиксирующего распределение давлений и температур в стволе скважины, с последующим расчетом плотности флюида и построением двухмерной модели кривой изменения (распределения) температуры и давления по стволу

АКТ
о результатах исследования скважины № с выпуском газа в атмосферу

Дата исследования	Диаметр и длина НКТ	168,3–1174,7
Вид исследования	Глубина установки пакера	942,8
Горизонт эксплуатации	Интервал перфорации	1155–1185
Альтитуда скважины	Середина интервала перфорации	1170
Диаметр и длина экспл. колонны		



№ режима	Время на режимах, мин	Диаметр шайбы, мм	Рустъя, ата	Тустъя, °С	Рдискр., ата	Тдискр., °С	Рзатрубное, ата	Рзабойное расчетное, ата	ΔР депрессии, ата	Q пл. газа расход	Vнкт	Vз/к	Потери газа на режимах	
													тыс. м³/сут	м/с
1	30	29	12,6	15,7	12,1	8,3	12,9	13,9	0,6	149,1	7,3	4,1		3
2	30	33	12,3	16,8	11,6	8,7	12,8	13,7	0,7	184,3	9,2	5,1		4
3	30	37	11,9	17,4	10,8	9,4	12,6	13,5	1,0	215,5	10,9	6,1		4
4	30	41	11,4	18,2	9,9	9,9	12,4	13,1	1,3	242,3	12,6	7,1		5
5	30	45	10,8	19,5	8,9	10,5	12,3	12,8	1,7	262,1	14,1	7,9		5
6	30	37	11,9	17,9	10,8	9,8	12,6	13,5	1,0	215,1	10,9	6,1		4

Рабочее давление на устье скважины: 11,7 ата

Рабочая температура на устье скважины: 17,5 °С

Статическое давление на устье: 13,4 ата за 1 ч

Пластовое давление на середине интервала перфорации: 14,5 ата

Фильтрационный коэффициент А: 0,01151

Фильтрационный коэффициент В: 0,00058

Выпуск газа в атмосферу: 25 тыс. м³

Исследование провел:

Исследование обработал:

Рис. 2. Пример представления результатов стандартного газодинамического исследования скважины

**1 | Геолого-разведочные работы.
Геологическое сопровождение разработки месторождений. ГТМ**

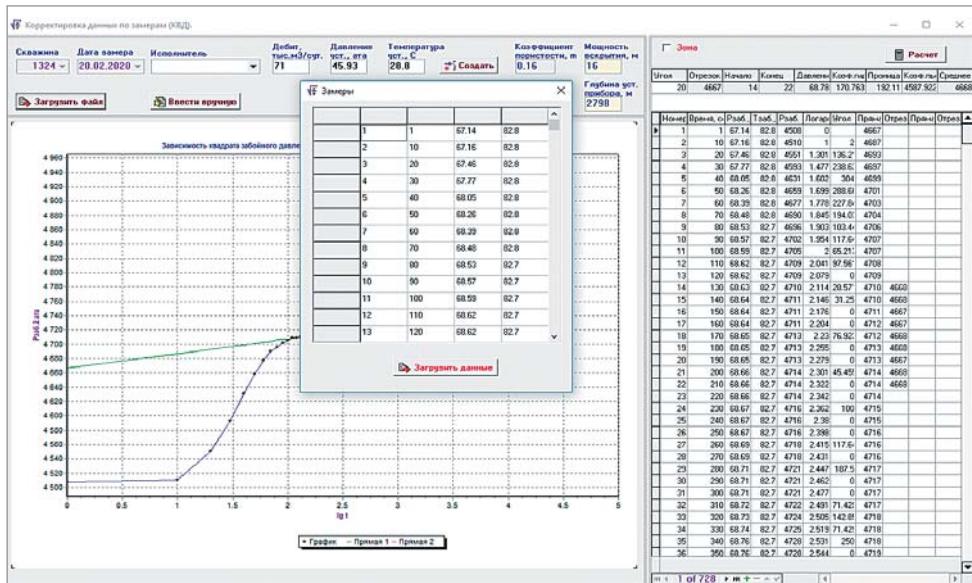


Рис. 3. Операционный интерфейс пользователя в комплексе модуля обработки кривых восстановления давления

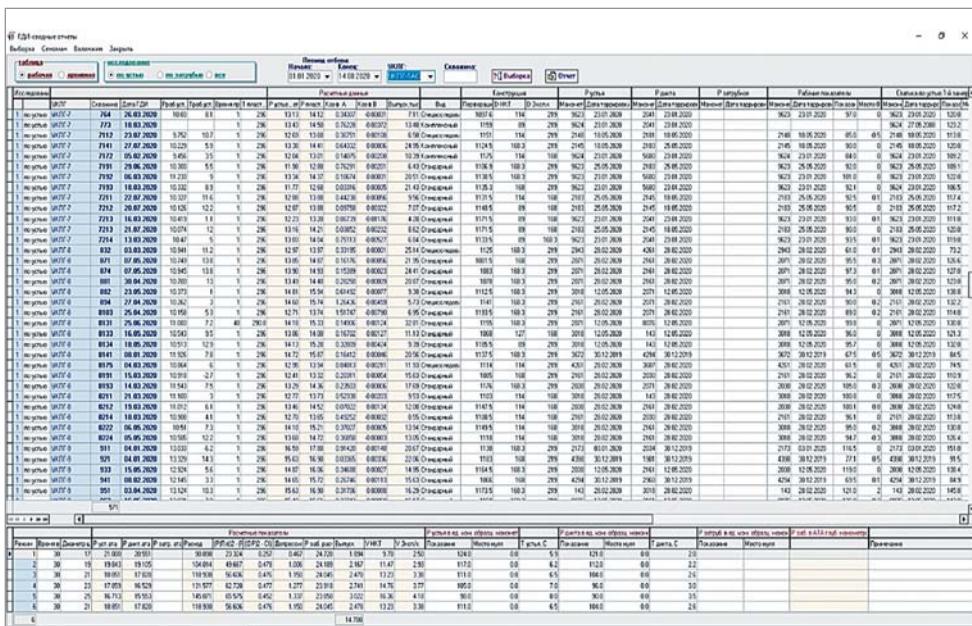


Рис. 4. Массив данных исследований, обработанных программным комплексом в рамках промыслового-исследовательских работ

с формированием электронного отчета и возможностью единовременного доступа для всех пользователей.

Модуль статических замеров программного комплекса позволяет создать единую накопительную базу, предоставляет всем пользователям единовременный доступ к данным, обеспечивает хранение результатов проведенных исследований, а также дает возможность выгружать сформированный в программном комплексе сводный отчет обо всей совокупности проведенных замеров.

Таким образом, разработанный программный комплекс позволяет пользователю передавать весь объем рутинной работы и дифференцированных операций цифровой платформе, которая выступает в роли интеллектуального автоматизированного помощника при обработке и интерпретации данных, хранить и накапливать весь объем промысловово-исследовательской информации.

ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. Васильев, Ю.Н. Автоматизированная система управления разработкой газовых месторождений / Ю.Н. Васильев. – Москва: Недра, 1987. – 141 с.
2. Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин: утверждена распоряжением ПАО «Газпром» от 05.08.2010 № 229. – Ч. I.
3. Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин: утверждена распоряжением ПАО «Газпром» от 05.08.2010 № 229. – Ч. II.
4. Об утверждении Правил геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах: Приказ Министерства топлива и энергетики РФ № 445 от 28.12.1999.
5. СТО Газпром 2-1.17-110-2007. Отраслевой банк геолого-геофизической информации ОАО «Газпром». Представление геолого-промышленных данных: утвержден и введен в действие распоряжением ОАО «Газпром» от 25.12.2006 № 428. Дата введения: 15.08.2007.
6. Дьяконова, Т.Ф. Применение ЭВМ при интерпретации данных геофизических исследований скважин / Т.Ф. Дьяконова. – Москва: Недра, 1991. – 220 с.
7. Никоненко, И.С. Газодобывающее предприятие как сложная система / И.С. Никоненко, Ю.Н. Васильев. – Москва: Недра, 1998. – 343 с.
8. Захарова, О.А. Цифровая платформа для анализа ресурсной базы углеводородного сырья «ЭРА: ПРОАКТИВ» / О.А. Захарова, Е.С. Панфилова, В.С. Степанова. – Москва: Газовая промышленность, 2019. – С. 40–44.
9. Зотов, Г.А. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / Г.А. Зотов, З.С. Алиев. – Москва: Недра, 1980.

Совершенствование технологической схемы водоизоляционных работ в скважинах Песцовой площади Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения

А.А. Юнусов, М.Ю. Сафонов, Ю.Г. Венков,
Е.А. Бурковский, Д.В. Блащук
(ООО «Газпром добыча Уренгой»)

Поднимается проблема обводнения эксплуатационного фонда скважин. Представлена динамика обводнения эксплуатационных скважин и добычи воды. Обозначены основные механизмы обводнения скважин пластовой водой. Рассмотрены технологические схемы водоизоляционных работ в скважинах – с частичной и полной изоляцией интервала перфорации. Рассказывается о подборе эффективной технологической схемы изоляции водопритока в наклонно направленных скважинах и работах по совершенствованию технологических решений по изоляции водопритока. В результате апробирования трех схем водоизоляции наиболее эффективной признана схема, предусматривающая увеличение мощности технологической перфорации и прострела зарядами объемного проникновения и двойной плотности с целью создания за фильтром выдержанного по высоте однородного цементного кольца. Отсутствие в продукции скважин пластовой воды после проведения ремонтных работ подтверждено качественным и количественным анализом.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Уренгойское НГКМ, обводнение скважин, сеноманская залежь, газоводяной контакт (ГВК), механизмы обводнения скважин, водоизоляционные работы в скважинах, изоляция обводненного интервала перфорации путем установки цементного моста, водоизоляционные работы с частичной изоляцией интервала перфорации, водоизоляционные работы в наклонно направленных скважинах, водоизоляция с закачкой в скважину водоизолирующего состава (ВИС)

Песцевая площадь Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения была введена в разработку в 2004 году. Текущее пластовое давление в зоне отборов снизилось в 2 раза по сравнению с начальным и составляет 5,76 МПа. Первые признаки обводнения скважин отмечались уже в 2007 году. Современный этап разработки сеноманской газовой залежи в пределах Песцовой площади характеризуется масштабным прогрессирующим обводнением скважин эксплуатационного фонда (**рис. 1**). С целью снижения объемов добываемой воды 37 скважин ограничены по дебиту путем установки ограничительных штуцеров.

Внедрение воды в залежь происходит неравномерно по площади, поверхность контакта представляется сложной и сильно дифференцированной, выделяются области с опережающим, слабым и умеренным темпом внедрения пластовых вод. Интенсивность вторжения подошвенных вод определяется литологической изменчивостью и анизотропией коллекторских свойств газовой



Рис. 1. Динамика обводнения эксплуатационных скважин и объемов добычи воды в пределах Песцовой площади в 2016–2022 гг.

части залежи и горных пород водонапорного бассейна. Отложения сеноманской залежи Песцовой площади представляют собой частое переслаивание мелких песчано-алевритовых и глинистых пропластков. Коллекторы представлены в основном алевролитами. Доля коллекторов I и II классов по классификации А.А. Ханина составляет не более 9,8–12,7 % (**рис. 2**).

Наибольшая скорость подъема газоводяного контакта (ГВК) наблюдается в высокопроницаемых коллекторах. Средняя величина подъема ГВК в эксплуатационном поле относительно его начального положения составляет 18 м при среднегодовом темпе по отдельным скважинам 1–5 м/год. Минимальный уровень подъема ГВК 0,5 м зафиксирован в скважине № 8 (наблюдательная в газовой среде, находится на севере площади в периферийной зоне), максимальный подъем 45 м – в наблюдательной скважине № 16370 (южная часть эксплуатационного поля).

В настоящее время схематично можно выделить северный и южный очаги избирательного обводнения (**рис. 3**).

Основными механизмами обводнения скважин пластовой водой являются:

- образование конусов подошвенных вод в зонах опережающего подъема уровня ГВК относительно данного показателя в целом по залежи;
- подъем уровня ГВК до нижних отверстий интервала перфорации (фильтра) и выше;
- латеральное обводнение продуктивного пласта.

За многолетнюю историю разработки сеноманской залежи Уренгойского месторождения широкое распространение получили две технологические схемы

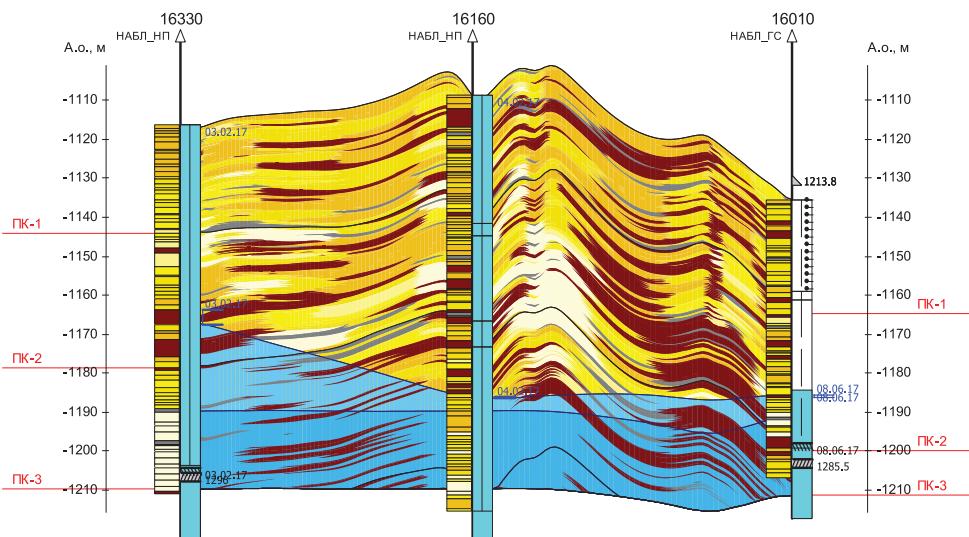


Рис. 2. Геологический разрез Песцовой площади по линии скважин в широтном направлении

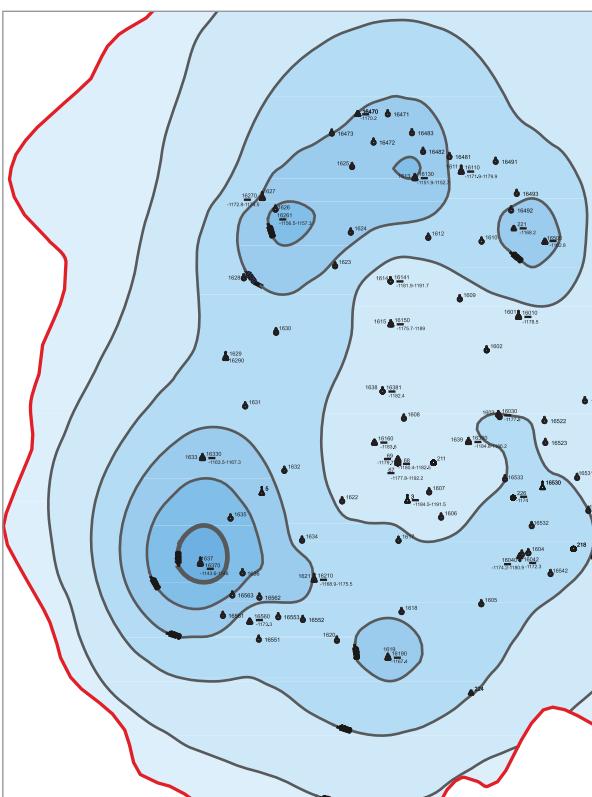


Рис. 3.
Карта
текущего положения ГВК
Песцовой площади
по состоянию
на 1 января 2023 г.

водоизоляционных работ в скважинах – с частичной либо полной изоляцией интервала перфорации; выбор схемы определяется в первую очередь конструкцией скважины и геолого-физическими свойствами вскрытого разреза.

В бездействующих скважинах Уренгойской площади, где разрез от текущего интервала перфорации до кровли коллектора характеризуется мощной остаточной газонасыщенной толщиной, изоляция обводненного интервала перфорации выполняется путем установки цементного моста «на равновесии» (так называемая забойная заливка) с дальнейшим приобщением вышележащих продуктивных интервалов, ранее не вскрытых перфорацией. С целью снижения негативного влияния технологических растворов на призабойную зону пласта (ПЗП) дополнительная перфорация в таком случае проводится, как правило, в газовой среде на депрессии в предварительно осущенном от жидкости глушения стволе скважины. Данное решение позволяет сохранить коллекторские свойства пласта, что положительно сказывается на продолжительности освоения и послеремонтной продуктивности скважин. Подобная схема применима для скважин, вскрывающих зоны со значительными толщинами и повышенной песчанистостью, приуроченные к сводовой части залежи.

Схема водоизоляционных работ с частичной изоляцией интервала перфорации применяется в скважинах, вскрывающих разрез с маломощными остаточными эффективными толщинами вследствие обводнения большей части этажа газоносности и перфорированной эксплуатационной колонны по всей мощности продуктивного разреза. При данной схеме предварительно изолируется весь интервал перфорации, затем через специальные отверстия под давлением тампонируется обводненный интервал с установкой цементного моста, с последующей реперфорацией эксплуатационной колонны. Применение данной схемы характерно для скважин Ен-Яхинской площади, схожей по геолого-физическими характеристикам с Песцовой площадью.

Определяющим условием эффективности комплекса водоизоляционных работ в газовых скважинах является наличие в разрезе выдержаных и мощных глинистых пропластков, служащих барьерами и позволяющих снизить темп вертикальной миграции фронта подошвенных вод. Как правило, кровля цементного моста в таком случае формируется в интервале залегания естественных природных флюидоупоров.

Специфика водоизоляционных работ на Песцовой площади связана с конструкцией и типом добывающих скважин. Это определяет отличие схемы работы на данной площади от технологических схем, применяемых на скважинах Уренгойской и Ен-Яхинской площадей. Проектная схема разработки Песцовой площади предполагает вскрытие залежи скважинами, преимущественно наклонно направленными (максимальный зенитный угол в пласте до 50°), оборудованными фильтром-хвостовиком диаметром 168 мм (рис. 4, 5). Данная конструкция позволяет вести промышленную эксплуатацию с минимальными рисками разрушения призабойной зоны пласта и исключает накопление на забое песчаных пробок.

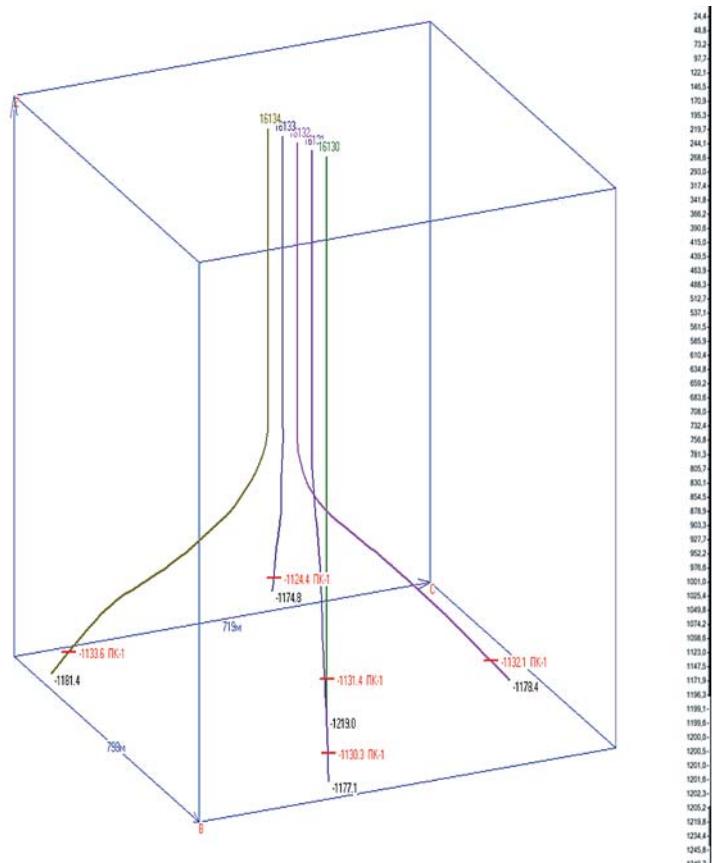


Рис. 4. Расположение скважин Песцовой площади
(на примере куста 1613)

Поиск эффективной технологической схемы изоляции водопритока для таких скважин обусловил необходимость разработки комплексных технологических решений, их апробирования и совершенствования в изменяющихся горно-геологических условиях эксплуатации залежи.

Впервые ремонт, направленный на ликвидацию притока пластовой воды в наклонно направленной скважине № 16363 Песцовой площади, оборудованной фильтром-хвостовиком, проводился в 2013 году. Всего в период с 2014 по 2022 год были выполнены 23 скважино-операции (№ 16363, 16253, 16213 (дважды), 16212, 16271, 16131, 16211, 16224, 16273, 16111, 16113, 16042, 16014, 16283 (дважды), 16343, 16371, 16032, 16223, 16313, 16314, 16344).

Совершенствование технологических решений по изоляции водопритока происходило в несколько этапов, в результате чего схема водоизоляционных работ претерпела существенные изменения относительно первоначальной.

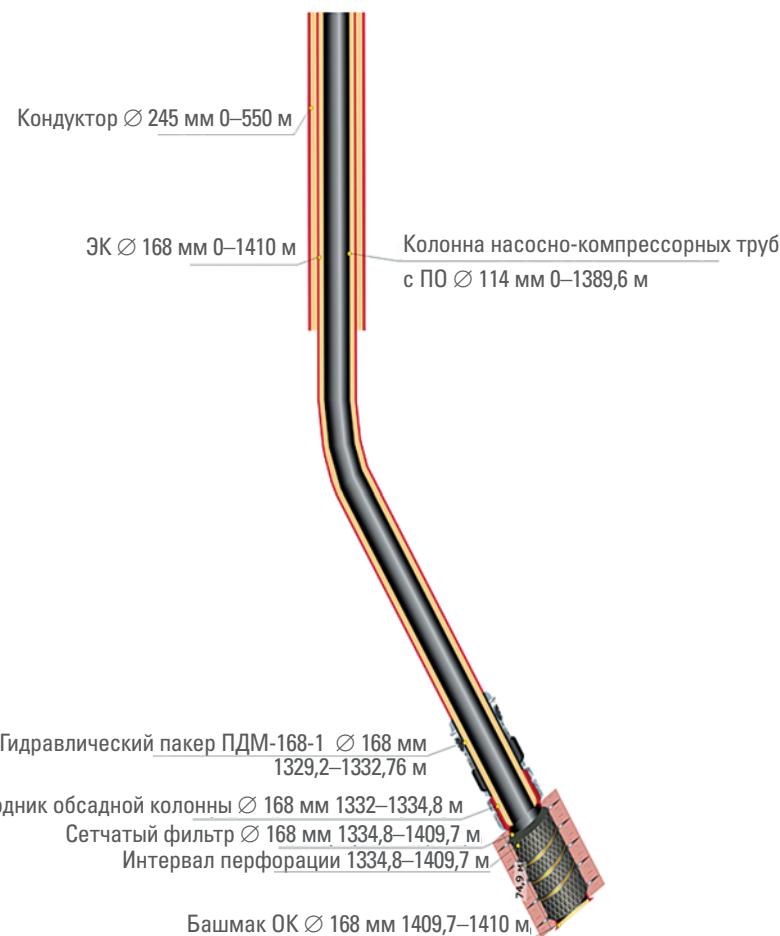


Рис. 5. Типовая конструкция газовой наклонно направленной скважины Песцовой площади

Изначально в 3 скважинах (№ 16212, 16363, 16253) была реализована схема отсечения части фильтра установкой изоляционного цементного моста «на равновесии» (забойная заливка) (рис. 6, а). Данное решение было обусловлено необходимостью сохранения целостности части фильтровой компоновки скважины в условиях дренирования неустойчивых, слабосцепментированных пород. Кроме того, предполагалось, что в случае проведения работ по селективной схеме высок риск необратимой кольматации тампонажными растворами остаточной части фильтра с потерей фильтрационных свойств призабойной зоны пласта (для такого случая рассматривался вариант перфорации фильтровой компоновки с последующим спуском фильтра-хвостовика на НКТ с диаметром 114 мм, но осуществление данного решения не потребовалось).

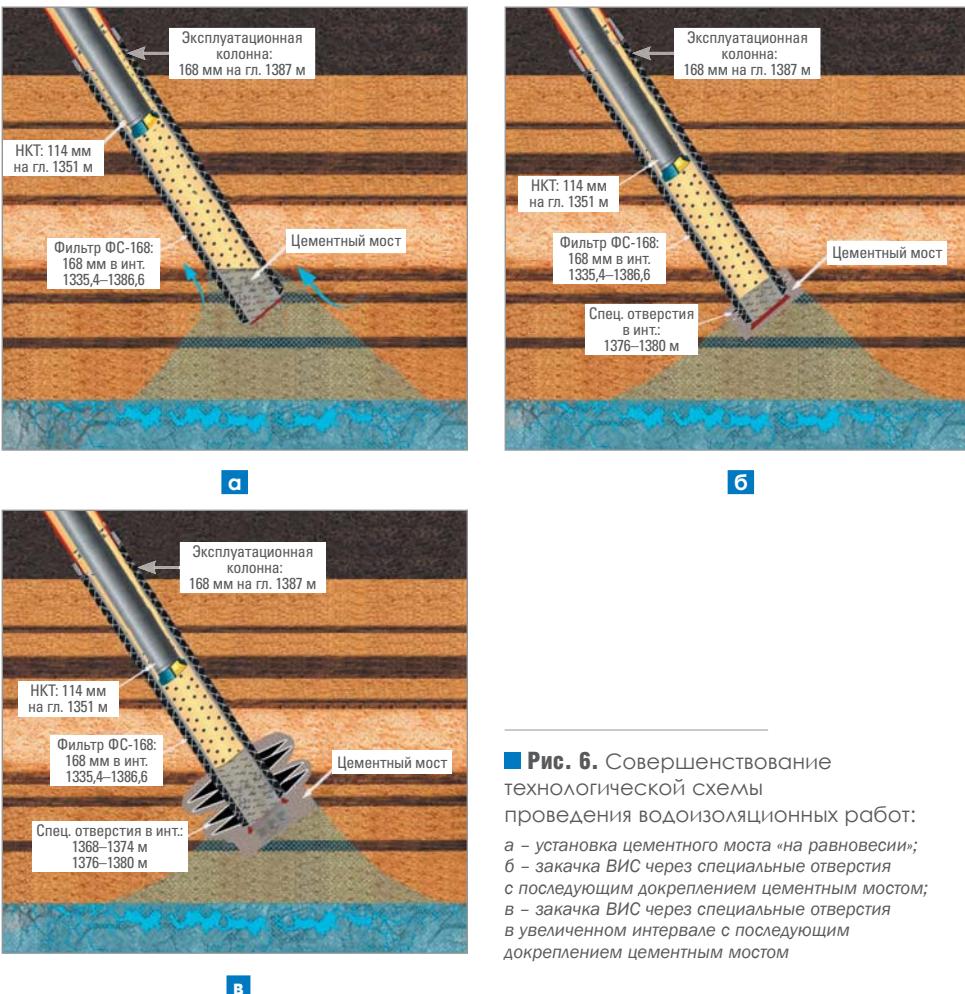


Рис. 6. Совершенствование технологической схемы проведения водоизоляционных работ:
а – установка цементного моста «на равновесии»;
б – закачка ВИС через специальные отверстия с последующим докреплением цементным мостом;
в – закачка ВИС через специальные отверстия в увеличенном интервале с последующим докреплением цементным мостом

На следующем этапе была реализована схема водоизоляции с закачкой в скважину водоизолирующего состава (ВИС) через специальные технологические отверстия в интервале протяженностью 4–8 м (**рис. 6, б**) и последующим докреплением цементным мостом для 3 скважин: № 16131 – без ВИС, 16271, 16273 – с ВИС.

На третьем этапе в скважине № 16211 апробировалась схема водоизоляции, усовершенствованная в части увеличения протяженности интервала со специальными отверстиями до 15 м с целью создания за фильтром выдержанного по высоте однородного цементного кольца. Для улучшения пропускной способности перфорационных отверстий и равномерного распределения цементного раствора по всей протяженности интервала со специальными отверстиями

прострелочно-взрывные работы проводились с использованием кумулятивных зарядов глубокого проникновения (диаметр заряда 24–25 мм и плотность отверстий 20 отв./пог. м) (рис. 6, в).

Данная схема была впоследствии реализована в 7 скважинах – № 16283, 16313 – без ВИС; 16032, 16223, 16224, 16314, 16344 – с ВИС.

Все скважины после капитального ремонта были введены в эксплуатацию. Проведение водоизоляционных работ по данным схемам позволило существенно сократить, но не полностью исключить поступление пластовой воды в ствол скважины, что подтвердилось результатами гидрохимического мониторинга и замерами объемов добываемой жидкости на различных режимах эксплуатации скважины через устьевой сепаратор. Причинами частичного ограничения водо-притока при применении описанных схем водоизоляции являются как небольшая протяженность интервала со специальными отверстиями, так и недостаточный объем закачиваемого цементного раствора, соответственно малый размер водоизоляционного экрана. Обводнение продолжилось в результате вертикальной миграции и «подтягивания» конуса подошвенных вод вдоль изолированной части фильтровой компоновки в обход искусственного экрана с постепенным ростом объемов добываемой воды вплоть до полного останова скважины.

С целью повышения технологической и экономической эффективности водоизоляционных работ в скважинах Песцовой площади получила развитие внедренная на третьем этапе схема, предусматривающая увеличение мощности технологической перфорации и прострела зарядами объемного проникновения и двойной плотности. Отличительной особенностью данного решения является значительное увеличение объема закачиваемого тампонажного раствора до максимальных значений, позволяющих сформировать радиус цементного кольца не менее 1,5 м (мощность искусственного барьера регулируется интервалом перфорации), с режимом продавливания в пласт до получения сигнала «СТОП».

Страна отметить, что в данной схеме формирование кровли цементного моста выше проектного интервала не оказывает негативного влияния на фильтрационные свойства хвостовика-фильтра. После разбуривания цементного «стакана» до целевого значения удаление цементно-мраморной корки на внутренней стенке фильтровой компоновки выполняется посредством установки соляно-кислотной ванны на период не менее суток, до момента освоения скважины.

Эффективность предложенной схемы была подтверждена в скважинах № 16111, 16113, в которые было закачано 10 м³ и 20 м³ тампонажного раствора соответственно с продавкой под давлением до получения сигнала «СТОП». Мощность перфорации определялась литологическими свойствами вскрытого разреза и составила 5 и 10 метров соответственно, кровля цементного моста была сформирована в интервале залегания пропластка глин, расчетный радиус фильтрации цемента в ПЗП составил 1,9 м и 1,7 м.

Отсутствие в продукции скважин № 16111, 16113 пластовой воды после проведения ремонтных работ было подтверждено качественным и количественным анализом, результатами гидрохимического мониторинга и измерения объемов

добываемой жидкости на различных режимах эксплуатации скважин (в том числе форсированных) через устьевой сепаратор. Результаты исследований через сепаратор до ГТМ и после ГТМ свидетельствуют о полной изоляции притока пластовой воды. Так, дебит воды по скважине № 16111 на сопоставимых режимах до проведения КРС составлял $Q_B = 52,8 \text{ м}^3/\text{сут}$, после КРС – $Q_B = 0,1 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Экономическая эффективность мероприятий, реализованных в скважинах № 16111 и № 16113 в период эксплуатации (2020–2022 гг.), составила: чистый доход (NV) – 880,08 млн руб., чистый дисконтированный доход (NPV) – 1 032,96 млн руб., дисконтированный период окупаемости (DPP) – 0,71, индекс доходности (PI) – 1,76 д. ед.

В дальнейшем данный подход был реализован в скважинах № 16042, 16213, 16371, 16014, 16283, 16343, в настоящее время все скважины находятся в эксплуатации.

Накопленная добыча газа в результате проведения ремонтно-изоляционных работ в 22 скважинах за период с 2014 по 2022 год составила 4 841,168 млн м³.

Разработанные технологические решения, применяемые при проведении водоизоляционных работ в наклонно направленных скважинах, оборудованных фильтром-хвостовиком ФС-168, учитывают геолого-физические особенности разреза каждой конкретной скважины и направлены на поддержание действующего фонда скважин на проектном уровне, что позволит выполнять плановые годовые и максимальные суточные задания по добыче газа.

2

**Оптимизация разработки
месторождения.
Управление добычей.
Сбор, подготовка,
транспортировка нефти, газа,
газового конденсата**

Развитие групповой децентрализованной схемы сбора газа Уренгойского комплекса

А.Ю. Корякин, к.т.н., И.В. Игнатов, Д.А. Попов, С.Ю. Кот, А.С. Бантос
(ООО «Газпром добыча Уренгой»)

А.Т. Хусаенов
(филиал ООО «Газпром инвест» «Новый Уренгой»)

Поднимается тема оптимизации систем сбора, подготовки и транспортировки этансодержащего газа. Рассматриваются различные варианты совместной эксплуатации промыслов и схема сбора товарного газа ачимовских и валанжинских промыслов в межпромысловом коллекторе (МПК) ООО «Газпром добыча Уренгой» для дальнейшей транспортировки этого газа по выделенным направлениям в Единую систему газоснабжения (ЕСГ). Представлены способы совершенствования групповой децентрализованной схемы сбора, используемой при освоении Уренгойского месторождения. Разработаны оптимальные варианты транспортировки сырьевого газа для газопереработки и газохимии с Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. Предложены технические решения по регулированию и контролю объема и содержания целевых компонентов в сырьевом газе, направляемом на газопереработку.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: сеноманская газовая залежь, валанжинские газоконденсатные залежи, ачимовские отложения, системы сбора и подготовки газа, совершенствование групповой децентрализованной схемы сбора газа, установка комплексной подготовки газа (УКПГ), транспортировка газа по межпромысловому коллектору (МПК), головные компрессорные станции (ГКС), этансодержащий газ, Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ), магистральные газопроводы, Единая система газоснабжения (ЕСГ), разделение потоков валанжинского и сеноманского газа на ДКС, газоизмерительная станция (ГИС)

Практически 45 лет ООО «Газпром добыча Уренгой» осуществляет на Крайнем Севере эксплуатацию уникального по размерам, геологическому строению и запасам углеводородов Уренгойского добывающего комплекса. В 1978 году в эксплуатацию была введена верхняя (сеноманская) газовая залежь. Через 7 лет предприятие приступило к разработке второго, более глубокого этажа газонефтеносности – валанжинских газоконденсатных залежей. Нефтяные оторочки этих залежей начали разрабатываться в 1987 году. В 2008 году стартовала разработка третьего этажа газонефтеносности – ачимовских отложений.

В отечественной практике развитие систем сбора и подготовки газа определялось площадями и запасами разрабатываемых месторождений. Для небольших и крупных месторождений применялись соответственно индивидуальные и групповые системы сбора и подготовки газа. Для освоения гигантских по запасам углеводородов сеноманских залежей Уренгойского месторождения использовалась групповая децентрализованная схема сбора. Ее особенность – подготовка углеводородного сырья методом абсорбционной осушки на 15 установках комплексной подготовки газа (УКПГ) проектной производительностью 15–20 млрд м³/год с транспортировкой товарного газа по межпромысловому коллектору (МПК).

МПК месторождений Большого Уренгоя – система трубопроводов, представленная двумя коридорами – западным и восточным, каждый из которых состоит из двух ниток диаметром 1420 мм; в западном коридоре в районе ГКС-1 имеется участок протяженностью 3,5 км из четырех ниток диаметром 1020 мм (**рис. 1**). Протяженность коллектора с севера на юг составляет около 200 км, ширина – от 20 до 50 км. Между коридорами расположены 5 перемычек. Поступление газа в западный коридор обеспечивают установки комплексной подготовки газа сеноманской (за исключением УКПГ-13, 15) и валанжинской залежей – УКПГ-1АВ, 2В, 5В, 8В, 11В. В восточный коридор поступает газ с установок комплексной подготовки газа ачимовских отложений – УКПГ-21, 22, 31, 41, 51, Заполярного месторождения и от независимых поставщиков газа. Газ из МПК через головные компрессорные станции ГКС-1 и ГКС-3 Уренгойского месторождения подается в Единую систему газоснабжения, в систему газопроводов ООО «Газпром трансгаз Югорск» и ООО «Газпром трансгаз Сургут». Организация транспортных потоков в МПК также позволяет осуществлять подачу газа с УКПГ-12, УКПГ-13, УКПГ-15 через трубопровод – перемычку на ГКС Ямбургского месторождения.

Еще недавно стратегия развития газовой отрасли в России заключалась в реализации товарной углеводородной продукции, такой как газ и продукты переработки газового конденсата, на внешнем и внутреннем рынках. Основным предназначением данной продукции являлось использование ее в качестве топлива для электро- и тепловой энергетики. В результате исключалась возможность переработки товарного газа газоконденсатных залежей с высоким содержанием таких ценных компонентов, как этан, пропан, бутаны, для получения продуктов с высокой стоимостью и готовых изделий из полимеров с ценой, на порядок и более превышающей стоимость природного газа.

В соответствии с Планом развития газо- и нефтехимии России на период до 2030 года предусматривается создание шести территориально-географических кластеров нефтегазохимических производств в различных регионах страны. Основной проблемой их развития является удаленность источников сырья, находящихся за тысячи километров, в основном в регионах Западной и Восточной Сибири. Большое внимание этому вопросу уделяет и ПАО «Газпром» [1]. В работе [2] сообщалось о создании различных схем сбора и транспортировки этансодержащего газа ачимовских и валанжинских залежей по выделенным направлениям для последующей газопереработки.

К настоящему времени институтами ПАО «Газпром» проработаны оптимальные варианты транспортировки сырьевого газа для газопереработки и газохимии с Уренгойского НГКМ в Северо-Западный регион России с использованием трубопроводов ЕСГ. Наиболее перспективным сырьевым газом является товарный газ с УКПГ, добываемый из залежей ачимовской толщи (см. **таблицу**), содержание этана в котором составляет около 12 мас. % [3]. Вторым по перспективности является газ с УКПГ, добываемый из валанжинских залежей, с содержанием этана до 9 мас. %. Проблемой использования этих газов для объектов переработки является существующая схема сбора товарного газа от промыслов месторождений Большого Уренгоя и его транспортировка по магистральному газопроводу. В межпромысловом коллекторе

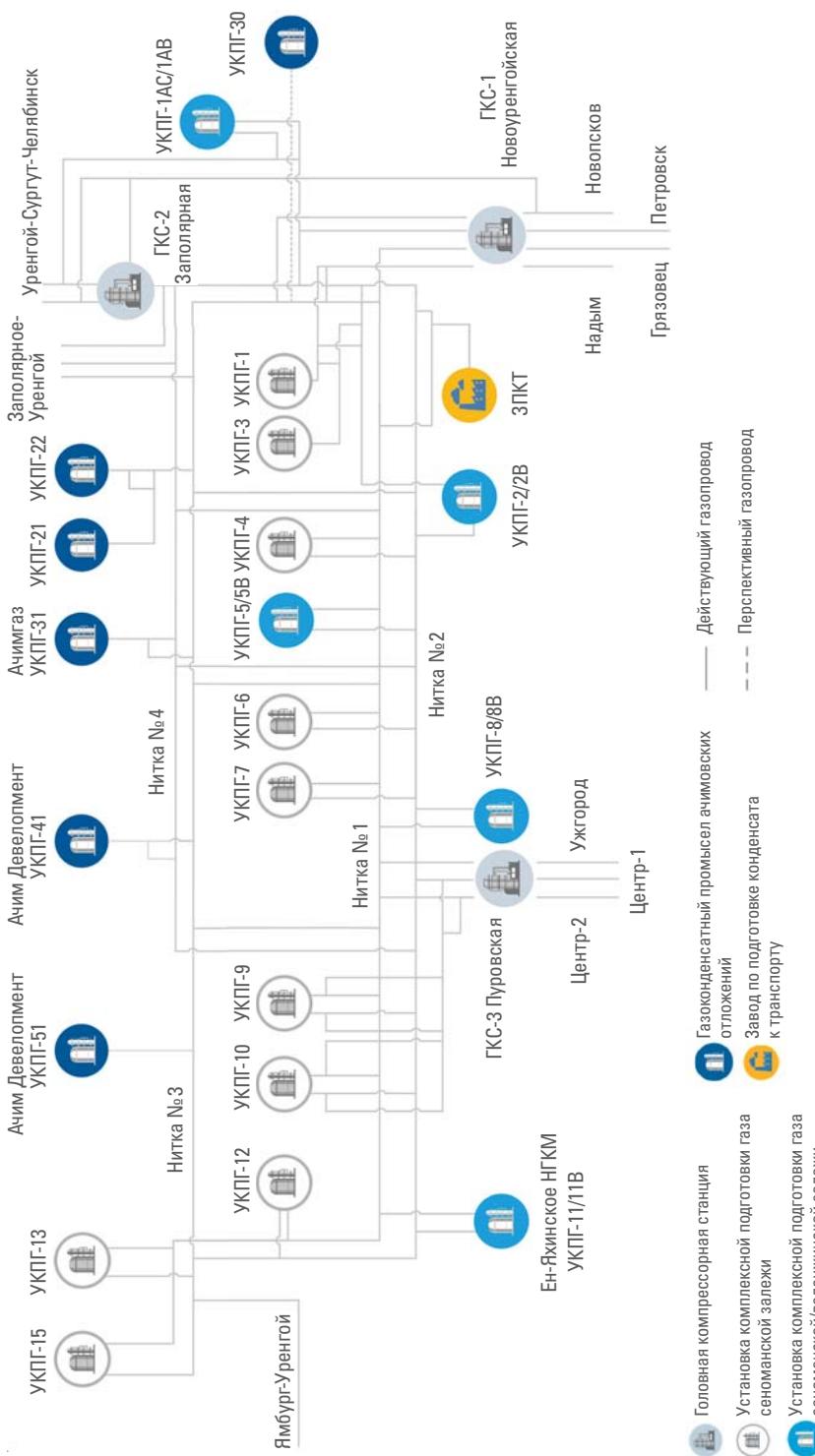


Рис. 1. Существующая схема межпромыслового коллектора УНГКМ

Составы товарного газа с промыслов Уренгойского комплекса на входах в ГКС-1, 3

Компонент	УКПГ сеноманской залежи	УКПГ валанжинской залежи	УКПГ ачимовских отложений	ГКС-1	ГКС-3
	Массовая доля, %				
C ₁	98,28	82,49	78,61	90,04	90,27
C ₂	0,17	8,43	11,78	5,18	4,69
C ₃	0,01	4,91	5,14	2,31	2,26
C ₄	0,01	2,28	1,72	0,72	0,88
C ₅₊	0,01	0,44	0,33	0,19	0,18
CO ₂	0,11	0,53	2,13	0,41	0,58
N ₂	1,40	0,94	0,28	1,15	1,14

ООО «Газпром добыча Уренгой» происходит смешивание газов от сеноманских, валанжинских и ачимовских промыслов. В сеноманском газе содержание ценных компонентов для переработки и газохимии не превышает 1 мас. %. В результате этого в газе, поступающем на ГКС и в магистральные газопроводы ЕСГ, содержание этана составляет около 5 мас. %. Переработка газа с пониженным содержанием целевых компонентов потребует увеличения капитальных и эксплуатационных затрат для газоперерабатывающих предприятий. Поэтому нами разработаны технические решения по совершенствованию групповой децентрализованной схемы сбора газа Уренгойского комплекса, которые позволяют обеспечить массовую долю этана в сырьевом газе более 10 мас. % [4].

При решении этой задачи особое внимание уделено обеспечению заданного количества этансодержащего газа для объектов газопереработки в объеме 45 млрд м³/год. Для обеспечения максимального содержания этана будет использоваться весь товарный газ с установок комплексной подготовки газа ачимовских отложений с массовой долей указанного компонента 12 %. Поскольку из ачимовских отложений нельзя получить заданное количество этансодержащего газа, вторым источником сырья станет валанжинская залежь. На первом этапе планируется за- действовать установки Уренгойского комплекса, затем по мере сокращения добычи этансодержащего газа предлагается использовать и товарный газ только с валанжинских установок Заполярного и Ямбургского месторождений.

Уренгойский МПК рассчитан на максимальную транспортировку газа в объеме 315 млрд м³. В связи со снижением объемов добычи газа из сеноманских залежей загрузка МПК неуклонно снижается, что приводит к уменьшению скоростей, особенно в трубопроводах МПК восточного коридора, скорость газа в которых составляет от 0,5 до 2 м/с. При небольших объемах реконструкции МПК имеется технологическая возможность реализовать раздельный сбор товарного газа от сеноманских и газоконденсатных промыслов. При этом требуется изменение проектных решений по эксплуатации сеноманских промыслов, так как они предусматривают

совместную работу трех групп УКПГ с транспортировкой газа низкого давления по трубопроводам МПК на ДКС головных УКПГ.

Для организации подачи в ЕСГ сырьевого газа с исходной массовой долей этана более 10 мас. % предложено создать подсистему транспортировки газа с ачимовских и валанжинских промыслов с использованием трубопроводов МПК, в которые не будет поступать газ с сеноманских промыслов. Сбор газа сеноманской залежи будет осуществляться в первую нитку МПК (западный коридор), а для обеспечения резервирования его транспорта будет также задействована четвертая нитка (восточный коридор) МПК (**рис. 2**).

Подготовленный газ из ачимовских отложений с УКПГ предполагается транспортировать в третью нитку МПК (восточный коридор), газ из валанжинской залежи – во вторую (западный коридор), и после смешения этих газов сырьевой газ для объектов газопереработки направляется на ГКС-1 «Новоуренгойская». Применение кольцевых схем сбора и транспортировки сеноманского, а также этансодержащего газа повысит устойчивость децентрализованной схемы сбора газа за счет возможности перенаправления газа между западным и восточным коридорами по перемычкам 1 и 2. По мере снижения объемов добычи товарного газа из валанжинских и ачимовских залежей Большого Уренгоя к третьей нитке МПК производится подключение магистральных газопроводов с Заполярного и Ямбургского месторождений, по которым подается газ с установок подготовки газа валанжинских залежей указанных месторождений.

В настоящее время на УКПГ-1АВ, 2В, 5В, 8В, 11В реализована схема совместного компримирования газа с сеноманских и валанжинских промыслов на второй ступени сжатия в сеноманских УКПГ-1АС, 2, 5, 8, 11 [6]. Реализация проекта подачи с УКПГ этансодержащего газа, добываемого из ачимовских отложений и валанжинской залежи, потребовала разделения потоков валанжинского и сеноманского газа на ДКС вторых ступеней сеноманских промыслов. Для этого предложена схема: на второй ступени сеноманской ДКС-1АС, 2, 5, 8, 11 будет компримироваться только газ сепарации с УКПГ-1АВ, 2В, 5В, 8В, 11В валанжинской залежи, а газ сеноманских промыслов с УКПГ-1АС, 2, 5, 8, 11 после первой ступени ДКС транспортируется для окончательной подготовки и компримирования на головные УКПГ-4, 7, 12. В перспективе потребуется проведение реконструкции второй ступени ДКС-1АС, 2, 5, 8, 11 для снижения мощности ГПА из-за уменьшения объемов добычи валанжинского газа.

Другой важной задачей, решенной в ООО «Газпром добыча Уренгой», является обеспечение заданного расхода сырьевого газа, подаваемого на ГКС-1, для объектов газопереработки. По мере разработки ачимовских и валанжинских залежей в МПК будет поступать различное количество этансодержащего газа, и потребовалась разработка технических решений по регулированию и контролю объема и содержания целевых компонентов в сырьевом газе, направляемом на газопереработку. Для этого была разработана схема газоизмерительной станции (ГИС), которая показана на **рис. 3**.

Газ ачимовских отложений, транспортируемый по третьей нитке МПК, поступает на узел запорной и регулирующей арматуры ГИС, далее осуществляется учет его объема и контроль компонентного состава с помощью потокового

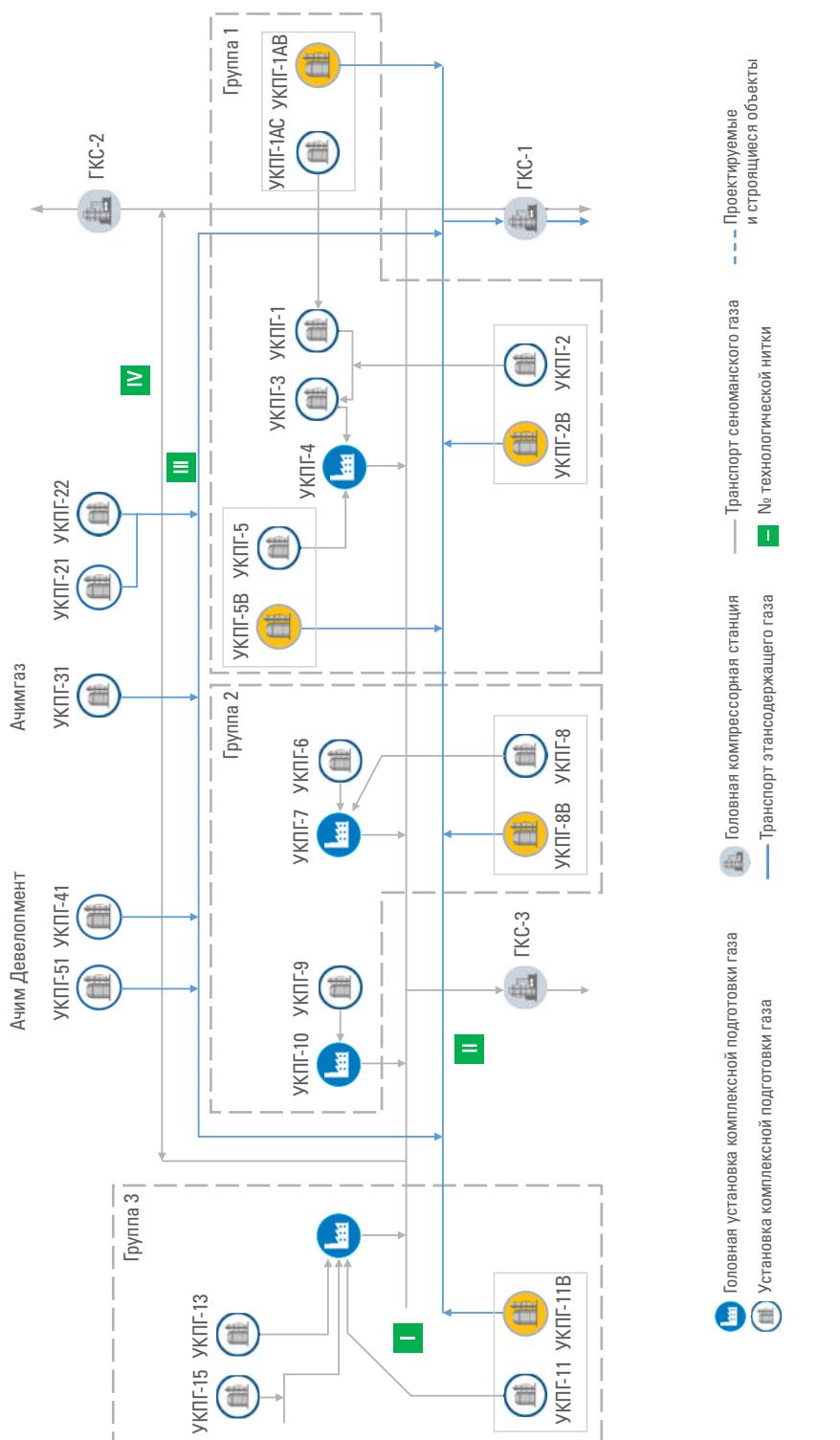
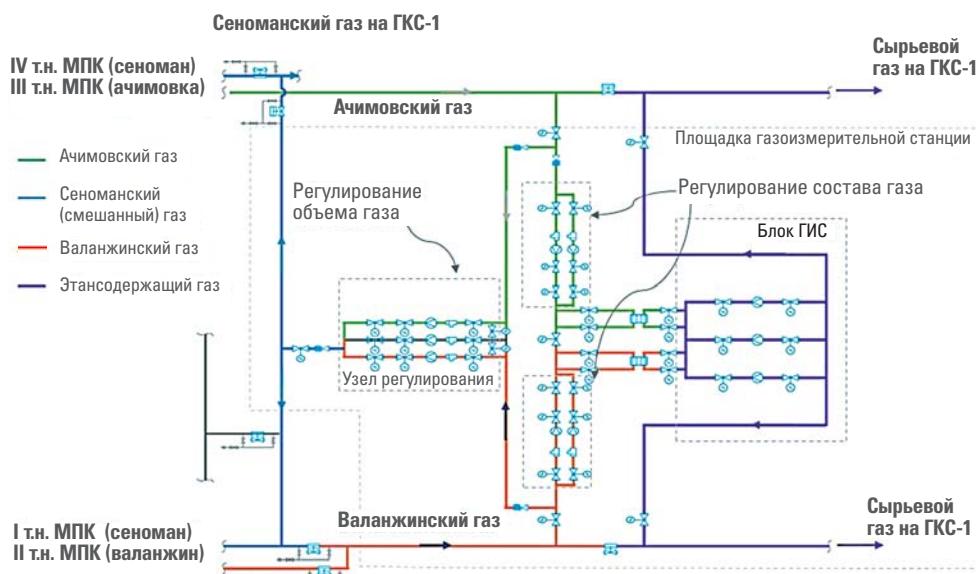


Рис. 2. Схема сбора и транспорта этаносодержащего газа в гранитцах эксплуатационной ответственности ООО «Газпром добыча Уренгой»

хроматографа. Газ валанжинских залежей поступает на ГИС из второй нитки МПК и проходит аналогичные операции, как и ачимовский газ. В связи с тем, что составы ачимовского и валанжинского газов отличаются друг от друга, технологической схемой предусмотрен узел смешения со смесителем потока для получения однородного состава этансодержащего газа. Сырьевой газ после смешения направляется в газоизмерительный блок для определения его расхода и компонентно-фракционного состава. Изменение состава сырьевого газа осуществляется с помощью регуляторов на линии входа ачимовского и валанжинского газов. Перепуск излишнего объема как валанжинского, так и ачимовского газа при необходимости может производиться в подсистему сбора сеноманского газа на ГИС (в первую нитку МПК).

Мероприятия, которые планируется реализовать на площадке ГИС, позволяют оперативно осуществлять контроль и регулирование состава и объема сырьевого газа, направляемого на ГКС-1 «Новоуренгойская». Однако в случае необходимости проведения ремонтных работ на второй и третьей нитках МПК и невозможности регулирования на площадке ГИС предусматривается плавное регулирование расхода перепускаемого газа в составе узлов коммерческого учета газа на УКПГ-5В и 8В, где с помощью отдельных замерных линий и регулирующих клапанов проводится перепуск валанжинского газа в первую нитку МПК, транспортирующую сеноманский газ. Дополнительно к плавному регулированию на УКПГ-5В и 8В предусмотрена возможность ступенчатого перепуска валанжинского газа путем перенаправления в сеномансскую линию МПК полностью всего объема газа с УКПГ-2В и УКПГ-11В.



■ Рис. 3. Схема регулирования состава этансодержащего газа на ГИС

Разработанный комплекс технических решений явился основой проекта реконструкции межпромыслового коллектора ООО «Газпром добыча Уренгой» «Реконструкция системы сбора месторождений Надым-Пур-Тазовского региона для подачи этансодержащего газа в район ГКС-1 «Новоуренгойская», разработанного ООО «Газпром проектирование». Проект в настоящее время реализуется в ООО «Газпром добыча Уренгой».

Таким образом, газ ачимовских и валанжинских залежей Уренгойского месторождения является перспективным источником этапа для газопереработки и газохимии. Разработанный комплекс технических решений по развитию групповой децентрализованной схемы сбора газа Уренгойского комплекса позволит подавать газ с массовой долей этапа более 10 % по выделенным направлениям Единой системы газоснабжения для транспортировки в центральные регионы России. Для регулирования состава и объема подачи этого газа на ГКС-1 предусматривается строительство газоизмерительной станции и регулирование объема подачи товарного газа на установках комплексной подготовки газа, добываемого из валанжинской залежи.

ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

- Хариновский, В.В. Научные достижения ПАО «Газпром», оказавшие влияние на развитие нефтегазовой индустрии / В.В. Хариновский // Газовая промышленность. – 2018. – Приложение к № 1 (763). – С. 140–147.
- Создание технологической схемы транспортировки этансодержащего газа с использованием межпромыслового коллектора месторождений Большого Уренгоя / С.К. Ахмедсафин, И.Н. Добрынин, С.С. Чужмарев [и др.] // Газовая промышленность. – 2019. – № 12. – С. 112–119.
- Обоснование стратегии освоения ачимовских отложений / В.А. Маркелов, В.В. Черепанов, А.Г. Филиппов [и др.] // Газовая промышленность. – 2016. – № 1. – С. 40–45.
- Корякин, А.Ю. Разработка ресурсосберегающих технологий подготовки и межпромыслового транспорта скважинной продукции ачимовских промыслов Уренгойского месторождения: специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Корякин Александр Юрьевич; Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина. – Москва, 2020. – 151 с.
- Система телемеханики межпромыслового коллектора ООО «Газпром добыча Уренгой» с системой поддержки принятия решений / Г.А. Ланчаков, В.В. Никаноров, Л.И. Бернер, Ю.М. Зельдин // Проблемы освоения месторождений Уренгойского комплекса: сборник трудов, посвящ. 30-летию «Газпром добыча Уренгой». – Москва: Недра-Бизнесцентр, 2008. – С. 262–273.
- Инновационные технические решения по совместной эксплуатации сеноманских и валанжинских промыслов месторождений Большого Уренгоя / С.В. Мазанов, А.Ю. Корякин, Р.В. Абдуллаев, А.А. Титугин // Новые технологии газовой, нефтяной промышленности, энергетики и связи: по материалам XXII международного конгресса (Калининград, 2014 г.). – Москва: Экономика, 2015. – С. 104–109.
- Внедрение технологии совместного компримирования газа сеноманской залежи и ачимовских отложений / А.Ю. Корякин, Р.Н. Исмагилов, В.Ф. Кобычев, С.А. Серебрянский // Экспозиция Нефть Газ. – 2018. – № 1 (61). – С. 33–36.
- Патент № 2593300 Российской Федерации, МПК B01D 53/00 (2006.01). Способ подготовки углеводородного газа к транспорту / А.Ю. Корякин, В.В. Александров, В.В. Семенов, Р.В. Абдуллаев, И.В. Колинченко; патентообладатель: Общество с ограниченной ответственностью «Газпром добыча Уренгой». – Заявка: 2014146275/05, 18.11.2014; опубл. 10.08.2016. – Бюл. № 22. – 8 с.

Создание комплекса технических решений по устойчивому развитию сеноманского дожимного комплекса Большого Уренгоя

А.Ю. Корякин, к.т.н., И.В. Игнатов, А.А. Типугин, к.т.н.,
И.Р. Хайруллин, А.Ш. Хабибулин (ООО «Газпром добыча Уренгой»)
Р.Н. Исмагилов, к.т.н. (филиал ООО «Газпром инвест» «Новый Уренгой»)

Описана промышленная инфраструктура уникального промыслового комплекса, созданного для разработки Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (УНГКМ). Представлено оснащение установок комплексной подготовки газа сеноманских залежей УНГКМ. Представлены технические решения по развитию сеноманского дожимного комплекса. Описаны проекты, позволяющие оптимизировать процесс подготовки газа и обеспечить качество товарного газа: последовательная подготовка газа в двух технологических цехах; применение схемы подготовки с компримированием валанжинского газа на дожимных компрессорных станциях УКПГ сеноманских залежей, расположенных рядом с валанжинскими и на расстоянии более 10 километров; совместная эксплуатация сеноманских промыслов и др. Поднимается проблема, связанная со снижением пластового давления в продуктивных горизонтах сеноманских залежей и необходимостью увеличения степени сжатия добываемого газа для дальнейшей разработки сеноманской залежи. Предложено решение по увеличению степени сжатия газа на существующих ДКС – разработаны сменные проточные части (СПЧ) для корпусов нагнетателей первой ступени ДКС. Представлена новая стратегия обеспечения поставок этансодержащего газа и комплексного развития дожимного комплекса и промысловых объектов на завершающей стадии разработки сеноманской залежи Большого Уренгоя. Предложенная схема объединения сеноманских УКПГ позволит оптимизировать процесс подготовки газа, работу дожимного комплекса, ликвидировать избыточные мощности и приведет к существенному снижению эксплуатационных затрат.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение, сеноманская газовая залежь, добыча конденсатсодержащего газа и нефти, газоконденсатный промысел, межпромысловые коллекторы (МПК), подготовка газа, осушка газа, дожимная компрессорная станция (ДКС), газопрекачивающие агрегаты (ГПА), увеличение степени сжатия добываемого газа, установка комплексной подготовки газа (УКПГ), совместная эксплуатация сеноманских промыслов, валанжинский газ, компримирование газа, этансодержащий газ, цех очистки газа (ЦОГ)

Месторождения ООО «Газпром добыча Уренгой» (далее – Общество) уникальны по величине запасов газа, газового конденсата и нефти, а также по условиям эксплуатации. Запасы углеводородного сырья выявлены в четырех продуктивных комплексах: сеноманском, неокомском (готерив-валанжинском), ачимовском (берриасском), среднеуральском (добыча не ведется, на этапе разведки). Обширная территория и сложность геологического строения определили поэтапную стратегию разработки месторождений. Для разработки Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения создан уникальный промысловый комплекс по добыче и подготовке к транспорту природного газа

и жидких углеводородов. В 1978 году началось освоение гигантской сеноманской газовой залежи, с 1985 года осуществляется добыча конденсатсодержащего газа и нефти из отложений горючива и валанжина, в 2008 году началась разработка ачимовских отложений.

Промышленная инфраструктура Уренгойского добывающего комплекса состоит из 16 газовых, 6 газоконденсатных промыслов, а также двух цехов по добыче газа, газового конденсата и нефти (ЦДГГКН). Транспортная система включает в себя четыре нитки межпромысловых коллекторов (МПК) протяженностью более 900 километров. Более 85 % объемов добываемого газа ОАО «Газпром добыча Уренгой» было извлечено из сеноманской залежи. Пиковый уровень добычи газа был достигнут в середине 1980-х годов, в настоящее время сеноманская залежь вступила в завершающий период разработки, который характеризуется низким пластовым давлением и низкой загрузкой основного технологического оборудования.

При строительстве промыслов для добычи газа из сеноманской залежи применялись типовые решения (см. таблицу). В состав промысла входят два технологических цеха осушки газа и дожимная компрессорная станция (ДКС) с двумя компрессорными цехами, как правило, оснащенными тремя газоперекачивающими агрегатами мощностью 16 МВт с «длинными» и «короткими» корпусами соответственно на первой и второй ступенях сжатия. Основными технологическими решениями по развитию сеноманского дожимного комплекса стали замена сменных проточных частей (СПЧ) нагнетателей, запорно-регулирующей арматуры и замена «коротких» корпусов нагнетателей на «длинные» на первых ступенях сжатия ДКС УКПГ-1АС, 5, 6. На конец 2019 года на первых и вторых ступенях сжатия применялись СПЧ с отношением давления 3,0 и 2,0 соответственно.

■ Оснащение УКПГ сеноманской залежи УНГКМ

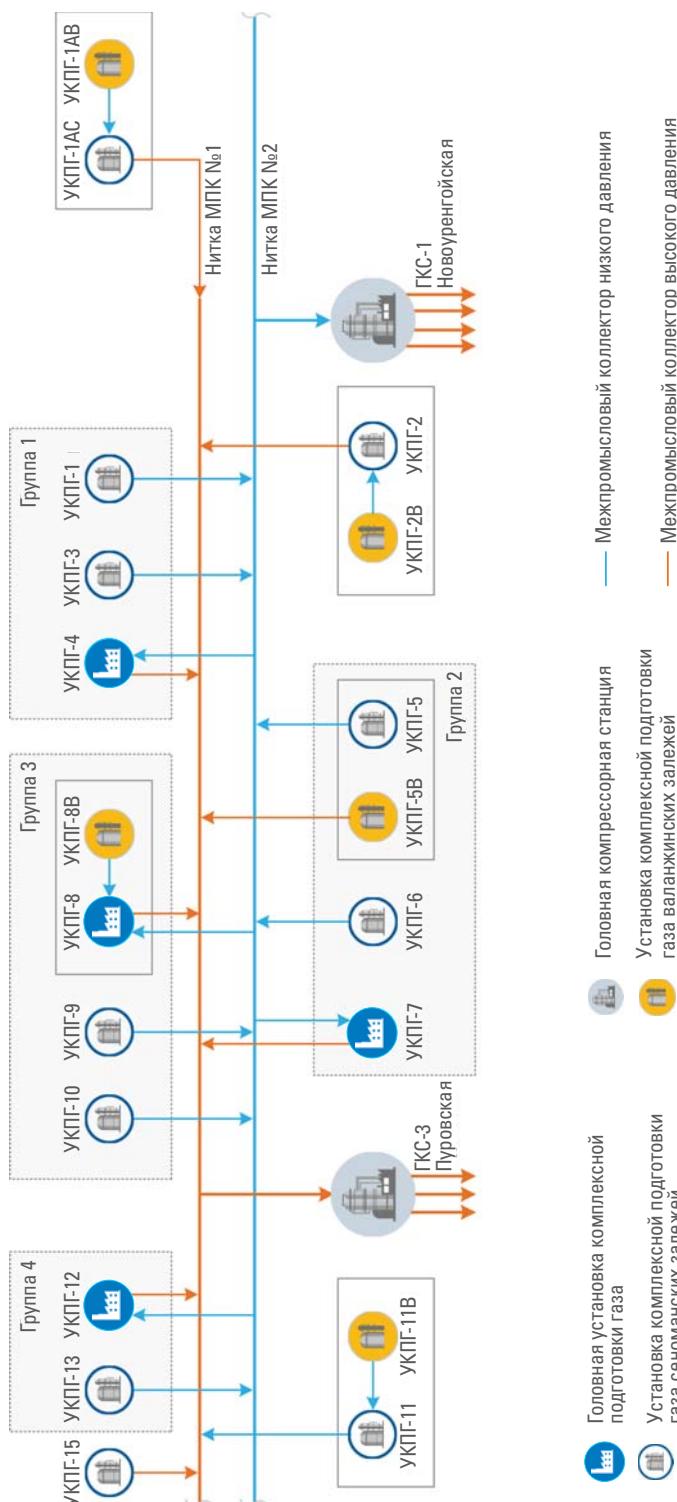
УКПГ	Кол-во технологических ниток ТЦ-1 / ТЦ-2, ед.	Тип абсорбера	Производительность технологических ниток, млн м ³ /сут	Кол-во ГПА КЦ-1 / КЦ-2 (2 ст / 1ст), ед.	Мощность ГПА КЦ-1 / КЦ-2 (2 ст / 1 ст), МВт
1–4	6 / 6	ГП 252.05.00.000	5	3 / 3	48 / 48
5, 6, 10	6 / 6			3 / 3	48 / 48
7, 9	8 / 8	ГП 365.04.000	5	3 / 3	48 / 48
8	8 / 8			4 / 3	64 / 48
1АС	4 / 4			5 / 5	80 / 80
11	4 / 4	ГП 502.00.000	10	3 / 3	48 / 48
12, 13, 15	3 / 3			3 / 3	48 / 48
16	5 / 5	ГП 2084.03.000	10	4 / 4	64 / 64

С учетом того факта, что пластовое давление в продуктивных горизонтах сеноманских залежей снизилось в 3–5 раз по сравнению с начальным и продолжает снижаться на 7–12 % ежегодно, для дальнейшей разработки сеноманской залежи требуется увеличение степени сжатия добываемого газа. Однако возможности модернизации существующих конструкций газоперекачивающих агрегатов (ГПА) достигли своего предела; кроме того, требует решения проблема избыточных мощностей основного технологического оборудования, текущая загрузка которого составляет 20–30 %.

Ранее в ОOO «Газпром добыча Уренгой» были реализованы различные технические решения по эффективному использованию мощностей основного технологического оборудования. Снижение пластового давления и ввод дожимных компрессорных станций привели к ухудшению термобарических параметров в аппаратах осушки газа. Для обеспечения качества товарного газа внедрялись схемы с последовательной подготовкой газа в двух технологических цехах [1]. Значительный экономический эффект был достигнут благодаря применению схем подготовки с компримированием валанжинского газа на ДКС УКПГ сеноманских залежей, которые располагались как рядом с УКПГ валанжинских залежей, так и на расстоянии более 10 км. Для транспортировки газа низкого давления использовались существующие трубопроводы МПК. Также успешно применяются схемы совместной эксплуатации сеноманских промыслов, в настоящее время газ с УКПГ-13 поступает для окончательного компримирования и осушки на УКПГ-12. Полученный опыт совместной эксплуатации промыслов использовался при выполнении проекта разработки сеноманской залежи месторождений Большого Уренгоя (ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2013 год) [2]. Проектным документом предусматривалось:

- Увеличение степени сжатия газа на первой ступени ДКС (на СПЧ-3.0).
- Объединение сеноманских промыслов в четыре группы (**рис. 1**): первая – УКПГ-1, 3 и 4, вторая – УКПГ-5, 6 и 7, третья – УКПГ-8, 9 и 10, четвертая – УКПГ-12 и 13 с использованием трубопроводов межпромыслового коллектора для подачи газа низкого давления промыслов-сателлитов на головные УКПГ-4, 7, 8, 12.
- Автономное развитие УКПГ-1АС, 2, 15, 11, 16.
- Строительство компрессорных цехов на УКПГ-1АС, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 11, 12, 13 с двухсекционными (двухкорпусными) ГПА, рассчитанными на применение СПЧ со степенью сжатия до 3,0 в каждой секции.
- Замена двенадцати корпусов ЦБК с СПЧ-3,0 на вторых ступенях сжатия ДКС УКПГ-1, 9, 10, 15.

Ключевыми факторами, ограничивающими реализацию предложенных ООО «Газпром ВНИИГАЗ» мероприятий, явились высокая капиталоемкость реконструкции и необходимость модернизации производственного комплекса Общества для решения задачи создания системы сбора этансодержащего газа с месторождений Надым-Пур-Тазовского региона с целью обеспечения поставок сырья на газоперерабатывающие производства центральных регионов России. Поэтому в полном объеме были проведены работы только по замене СПЧ и ЗРА, а также реконструкция МПК для транспортировки газа низкого давления между промыслами.



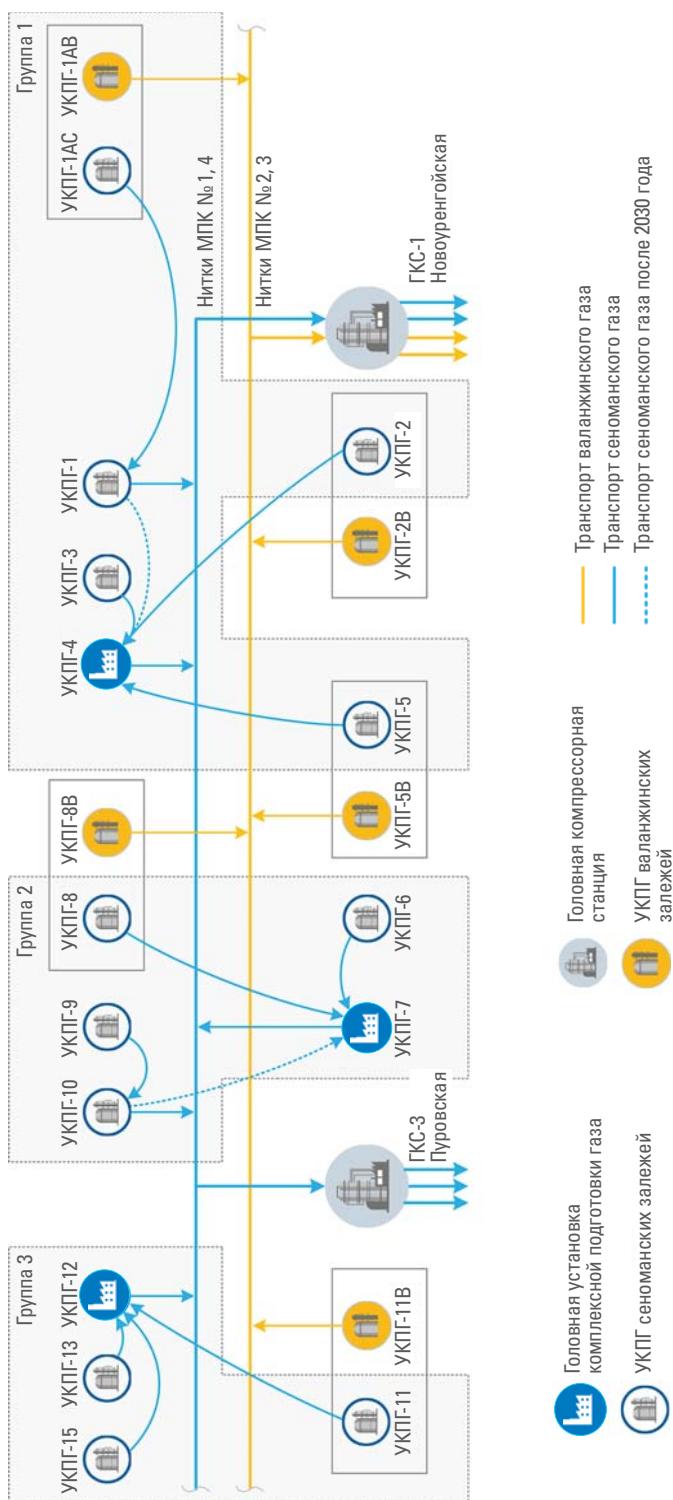
■ Рис.1. Объединение УКПГ сеноманских залежей согласно проектному документу 2013 года

Как следствие, при подготовке дополнения к Единой технологической схеме разработки сеноманской залежи месторождений Большого Уренгоя специалистами ООО «Газпром добыча Уренгой» в 2020 году были предложены проектные решения, обеспечивающие синхронизацию проектов поставки этансодержащего газа в пос. Усть-Луга и развития производственного комплекса валанжинской и сеноманской залежей Уренгойской газоносной площади. С целью принятия оперативных мер по увеличению степени сжатия на существующих ДКС по заданию Общества отечественными производителями была разработана СПЧ для корпусов нагнетателей первой ступени ДКС со степенью отношения давления 3,5, которая в настоящее время внедряется на сеноманских промыслах. Это позволило обеспечить проектные отборы газа на Уренгойском месторождении до утверждения и начала реализации новой стратегии обеспечения поставок этансодержащего газа в направлении ГКС-1 «Уренгойская» и комплексного развития дожимного комплекса и промысловых объектов на завершающей стадии разработки сеноманской залежи Большого Уренгоя, в рамках которой предусматриваются следующие основные мероприятия [4]:

- Строительство новых трубопроводов для подачи сырого газа с промыслов-сателлитов на головные УКПГ-4, 7, 12.
- Объединение сеноманских промыслов в три группы: первая – УКПГ-1АС, УКПГ-1, УКПГ-2, УКПГ-3, УКПГ-4, УКПГ-5, вторая – УКПГ-6, УКПГ-7, УКПГ-8, УКПГ-9, УКПГ-10, третья – УКПГ-11, УКПГ-12, УКПГ-13, УКПГ-15 (**рис. 2**).
- Строительство компрессорных цехов на головных УКПГ-4, 7, 12 с двухсекционными (двухкорпусными) ГПА.

Головными являются УКПГ-4, 7, 12, остальные установки комплексной подготовки газа по мере изменения параметров разработки месторождений и реализации проекта подачи этансодержащего газа с УКПГ ачимовских и валанжинских залежей становятся сателлитами и включаются в группы поэтапно. На ГКП-1А, 2, 5, 8, 11 требуется разделение потоков валанжинского и сеноманского газа, которые в настоящее время смешиваются перед подачей на вторую ступень сеноманских ДКС [5]. Сеноманский газ с указанных установок после сжатия на первой ступени подается на головные УКПГ, а мощности второй ступени используются только для компримирования газа сепарации УКПГ-1АВ, 2В, 5В, 8В, 11В валанжинских залежей. Для выделения 2-й нитки МПК (западный коридор) под транспорт газа валанжинских залежей необходимо направить предварительно подготовленный сеноманский газ с первых ступеней ДКС сателлитов на головную УКПГ по вновь вводимым трубопроводам. Ввод в эксплуатацию компрессорных цехов с двухкорпусными ГПА требуется на головных УКПГ-12 и 4, 7 соответственно в 2023 и 2024 годах.

На УКПГ-сателлитах газ со скважин проходит очистку от механических примесей и капельной влаги в цехе очистки газа (ЦОГ), предварительную осушку в технологическом цехе, а также компримирование на ДКС 1-й ступени сжатия и далее транспортируется на выделенные нитки ЦОГ головной УКПГ для дополнительной очистки. При этом один технологический цех абсорбционной осушки газа



■ Рис.2. Предлагаемый вариант объединения УКПГ сеноманских залежей в группы

и ДКС второй ступени на сателлитах выводятся из эксплуатации. На головной УКПГ собственный пластовый газ поступает для очистки на выделенные нитки ЦОГ, компримируется на первой ступени сжатия ДКС и далее смешивается с потоком газа от сателлитов, поступающим из ЦОГ. После этого смешанный поток газа проходит осушку в технологическом цехе, делится на две равные части и подается параллельно в две компрессорные секции ДКС третьей очереди, оснащенной двухкорпусными агрегатами, проходит окончательную осушку, дожимается на второй ступени ДКС и направляется в межпромысловый коллектор (рис. 3). По мере снижения пластового давления и объемов добычи газа реализуется следующая технологическая схема работы головной УКПГ, по которой поток газа после первичного компримирования и осушки поступает последовательно в две секции газоперекачивающего агрегата ДКС третьей очереди, проходит окончательную осушку и направляется в МПК. При этом из эксплуатации выводится 2-я ступень сжатия. Такая схема работы обеспечит разработку сеноманской залежи до 2050 года.

При объединении УКПГ в группы появляется значительное количество избыточных производственных и вспомогательных мощностей, которые будут ликвидированы. В период с 2023 по 2050 год из эксплуатации запланировано вывести 9 цехов осушки газа, 10 компрессорных цехов, 4 станции охлаждения газа, а также инженерные системы и вспомогательное оборудование. Ликвидация избыточных мощностей приведет к существенному снижению эксплуатационных затрат и арендных платежей. Кроме того, объединение промыслов в группы

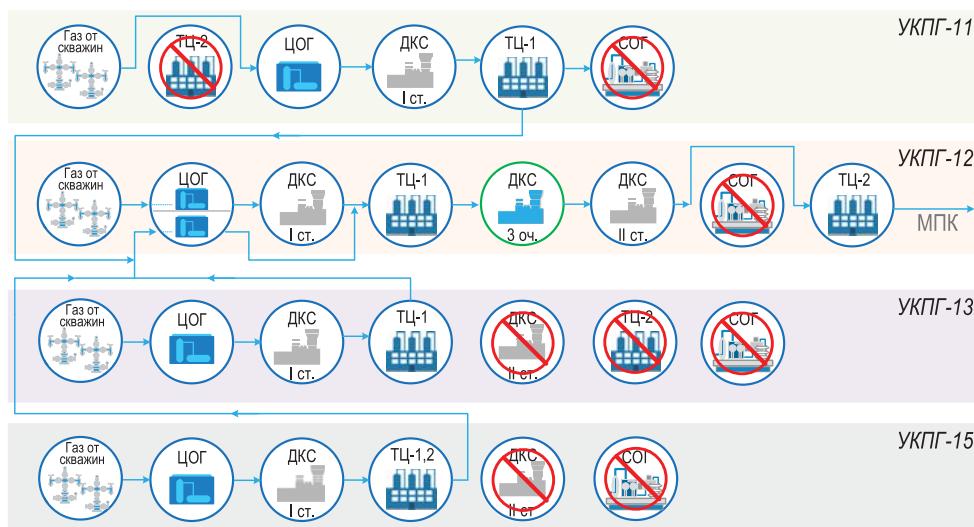


Рис. 3. Принципиальная схема объединения промыслов третьей группы с выводом из эксплуатации избыточных мощностей



Рис. 4. Количественные показатели по мероприятиям развития дожимного комплекса

приведет к уменьшению числа объектов, требующих реконструкции, проведения диагностического обследования и т.д.

На рис. 4 представлено количество мероприятий по развитию дожимного комплекса согласно проектным решениям и предложениям ООО «Газпром добыча Уренгой».

Разработанные технические мероприятия предполагают исключение из перечня объектов, строительство которых было запланировано ООО «Газпром ВНИИГАЗ», восьми компрессорных цехов, а из перечня объектов, подлежащих реконструкции, – систем электро-, тепло-, водоснабжения в количестве семи единиц, при этом увеличивается количество заменяемых сменных проточных частей газоперекачивающих агрегатов с повышенной степенью сжатия на 26 единиц. Также увеличивается число нагнетателей, подлежащих замене, на три единицы, что связано с компримированием валанжинского газа на вторых ступенях сеноманских ДКС-1АС, 2, 5, 8, 11 в рамках реализации проекта по транспортировке этанодержащего газа.

Таким образом, разработанная ООО «Газпром добыча Уренгой» концепция позволяет значительно сократить капитальные затраты на развитие дожимного комплекса вследствие сокращения количества новых компрессорных цехов, обеспечить целевые показатели по составу и объему этанодержащего газа перед подачей его на ГКС-1, оптимизировать работу дожимного комплекса и технологии подготовки газа на завершающем этапе разработки Уренгойского комплекса.

ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. Основные технологические осложнения, их анализ и пути устранения в процессе промысловой подготовки сеноманского газа УНГКМ / Г.А. Ланчаков, А.Н. Кульков, Ю.Б. Салихов, В.А. Ставицкий // Проблемы освоения Уренгойского комплекса: сборник научных статей / ООО «Уренгойгазпром». – Москва: ООО «Недра-Бизнес-центр», 2003. – С. 89–96.
2. Технологический проект разработки сеноманской залежи месторождений Большого Уренгоя (разработчик – ООО «Газпром ВНИИГАЗ»): утвержден протоколом ЦКР Роснедр по УВС от 26.12.2013 № 5891.
3. Создание технологической схемы транспортировки этансодержащего газа с использованием межпромыслового коллектора месторождений Большого Уренгоя / С.К. Ахмедсафин, И.Н. Добринин, С.С. Чужмарев [и др.] // Газовая промышленность. – 2019. – № 12 (794). – С. 112–119.
4. Оптимизация эксплуатации дожимных компрессорных станций сеноманской залежи месторождений Большого Уренгоя в период падающей добычи / Д.В. Дикамов, Р.Н. Исмагилов, М.А. Сорокин [и др.] // Газовая промышленность. – 2019. – № 9 (790). – С. 20–23.
5. Обеспечение устойчивой эксплуатации дожимного комплекса на УКПГ месторождений Большого Уренгоя / С.В. Мазанов, А.Ю. Корякин, В.В. Семенов, А.А. Типугин // Газовая промышленность. – 2015. – № S1 (720). – С. 27–31.

Прогнозирование состава этансодержащего газа, получаемого с УКПГ-22 ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения

А.Ю. Корякин, к.т.н., И.В. Игнатов, В.Ф. Кобычев,
И.Р. Хайруллин
(ООО «Газпром добыча Уренгой»)

Показана актуальность и необходимость прогнозирования состава этансодержащего газа, получаемого с УКПГ, в связи с тем, что товарный газ из ачимовских отложений играет ключевую роль в обеспечении сырьем объектов газопереработки. В статье описаны результаты исследований проводимых с целью разработки методики определения прогнозируемого состава совокупного пластового флюида, поступающего на УКПГ ачимовских отложений. Предложен метод прогнозного расчета состава совокупного пластового флюида УКПГ для условий залежей ачимовской толщи, основанный на использовании трехмерной геолого-фильтрационной модели ачимовских отложений и массива данных о составах пластовых флюидов с 10-градусными фракциями. Основным преимуществом предлагаемого метода по сравнению с существующими является возможность прогнозирования компонентно-фракционного состава совокупного пластового флюида с 10-градусными фракциями, что повышает точность расчетов фазового поведения углеводородов.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение (УНГКМ), этансодержащий газ, установки комплексной подготовки газа (УКПГ), ачимовские отложения, определение состава пластового флюида скважин, методика определения состава совокупного пластового флюида, установка «бомба PVT», метод прогнозного расчета состава совокупного пластового флюида УКПГ для условий залежей ачимовской толщи, трехмерная геолого-фильтрационная модель ачимовских отложений, подготовка газа ачимовской толщи, метод прогнозирования состава совокупного пластового флюида УКПГ с 10-градусными фракциями

В ПАО «Газпром» реализуется проект по созданию комплекса по переработке этансодержащего газа и производству сжиженного природного газа в районе пос. Усть-Луга, ресурсную базу которого будет составлять газ валанжинских и ачимовских залежей месторождений Надым-Пур-Тазовского региона. Установки комплексной подготовки газа (УКПГ) ачимовских отложений ООО «Газпром добыча Уренгой» будут играть ключевую роль в обеспечении сырьем объектов газопереработки. Поэтому долгосрочное прогнозирование составов товарной продукции ачимовских отложений УНГКМ является актуальной задачей, требующей разработки метода определения прогнозируемого компонентно-фракционного состава.

При составлении проектов разработки, обустройства газоконденсатных месторождений и планировании объемов добычи и заводской переработки углеводородов необходимо в течение всего периода разработки располагать данными о составе пластового флюида скважин (далее – совокупного пластового флюида), поступающего на установки подготовки углеводородов. До недавнего

времени существовала проблема определения состава исходного совокупного пластового флюида, поступающего на УКПГ ачимовских отложений, он ежегодно пересматривался проектным институтом. Отмечалось изменение в нем содержания углеводородов C_{5+} от 280 до 360 г/м³ и массовой доли этана от 8,8 до 11,1 % [1]. Такие широкие диапазоны значений не позволяли точно прогнозировать объемы и составы товарной продукции, получаемой с установок комплексной подготовки газа, добываемого из ачимовской толщи, на перспективный период. Требовалась разработка адекватного метода определения состава пластового флюида, позволяющего получить количественно-качественные характеристики товарной продукции.

Известна методика определения состава совокупного пластового флюида, разработанная А.И. Брусиловским и Г.Р. Гуревичем для крупных месторождений [2]. Она предусматривает вычисление пластового давления в залежи путем решения двухмерного уравнения неустановившейся фильтрации газа к скважинам с использованием зависимостей от давления коэффициентов пористости, динамической вязкости и сверхсжимаемости газа для определенного по месторождению состава газа. Параметры эксплуатации скважин устанавливаются с учетом разновременности ввода УКПГ, различных объемов добываемого пластового флюида, взаимодействия скважин и неоднородности пласта по коллекторским свойствам. Уровни добычи пластового флюида из скважин определяются как функция от распределения пластового давления в зоне каждой УКПГ. Составы пластовых флюидов скважин определялись с помощью изотермы конденсации углеводородов и зависимостей от давления молярного содержания отдельных компонентов для каждой УКПГ (по данным исследований, на установке «бомба РВТ» газоконденсатной системы с соответствующим средним составом). Суммирование по отдельным УКПГ количества добываемого конденсата и индивидуальных компонентов позволяет прогнозировать для месторождения в целом добычу конденсата, сероводорода, гелия, пропан-бутановой фракции и пр.

Решение двухмерного уравнения неустановившейся фильтрации газа больше подходит для однородных пластов и неприменимо для залежей ачимовской толщи Уренгойского месторождения, которые состоят из низкопроницаемых коллекторов с литологической неоднородностью и линзовидностью природных резервуаров. Необходимость использования гидроразрыва пласта также не позволяет применять двухмерное уравнение неустановившейся фильтрации газа. Еще одним недостатком этого алгоритма является невозможность прогнозирования содержания 10-градусных фракций в добываемом флюиде. В работе [3] приведено сравнение двух расчетов процессов промысловой подготовки пластового флюида с широкими псевдокомпонентами и 10-градусными фракциями конденсата. Отмечается, что применение широких псевдокомпонентов приводит к значительным погрешностям при расчетах процессов подготовки углеводородов, поэтому для проектирования технологий промысловой обработки и оценки сырьевой ценности продукции рекомендуется конкретизация состава до 10-градусных фракций конденсата.

Нами разработан метод прогнозного расчета состава совокупного пластового флюида УКПГ для условий залежей ачимовской толщи (рис. 1). Он основан на использовании трехмерной геолого-фильтрационной модели ачимовских отложений и массива данных о составах пластовых флюидов с десятиградусными фракциями, полученных дифференциальной конденсацией исходного состава пластового флюида. Предложенный способ был апробирован на УКПГ-22, где осуществляется подготовка газа ачимовских отложений [1].

Следует отметить, что характеристика пластовой системы и данные о величине начального потенциального содержания конденсата в пластовом флюиде многократно пересматривались [1, 4]. На сегодняшний день фактическая разработка ачимовских отложений Уренгойского НГКМ и накопленный объем достоверной информации о газоконденсатных характеристиках свидетельствуют о том, что реальное значение потенциального содержания конденсата зависит от глубины залежи и, по данным ООО «ТюменНИИгипрогаз», на глубине 3800 метров составляет $455 \text{ г}/\text{м}^3$. Поэтому в качестве исходного был выбран компонентно-фракционный состав пластового флюида с 10-градусными фракциями

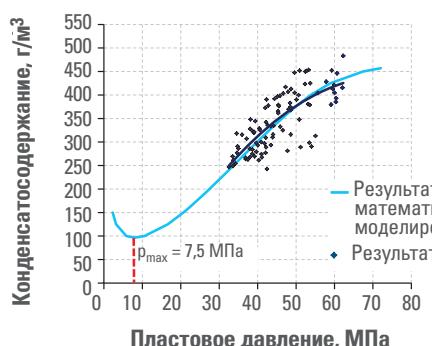


Рис. 1. Блок-схема расчета компонентно-фракционного состава совокупного пластового флюида УКПГ ачимовских отложений

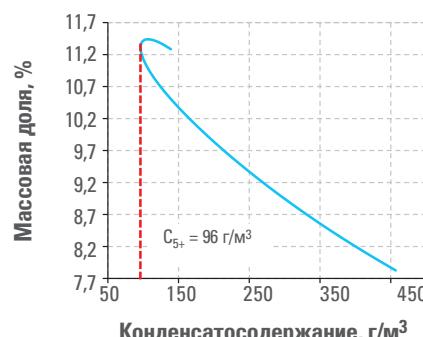
скважины с конденсатосодержанием 457 г/м³, молярной массой 29,7 г/моль, плотностью 1,24 кг/м³, плотностью стабильного конденсата 812,2 кг/м³ [1].

Далее в программной системе PVTsim была создана модель установки «бомба PVT», в которой задан исходный компонентно-фракционный состав. Расчет фазового поведения компонентов производился по уравнению Пенга–Робинсона [5]. Для моделирования процесса дифференциальной конденсации начальное давление было принято равным 70 МПа, а температура 102 °С. Давление понижалось с шагом 0,1 МПа. Был сформирован массив данных о 685 составах пластовых флюидов с 10-градусными фракциями. Расчетами установлено, что давление максимальной конденсации углеводородов C₅₊ составит 7,5 МПа. При указанном давлении конденсатосодержание в газовой фазе составит 96 г/м³, и оно возрастет до 130 г/м³ при уменьшении давления до 2,3 МПа (**рис. 2, а**). Снижение содержания углеводородов C₅₊ приведет к росту массовой доли этана с 7,8 до 11,4 % (**рис. 2, б**).

На геолого-фильтрационной модели ачимовских отложений с применением симулятора tNavigator были определены пластовые давления, конденсатосодержание пластовых флюидов и количество добываемой углеводородной продукции скважин за весь период эксплуатации. Расчет на гидродинамическом симуляторе пласта – это сложный и длительный процесс, связанный с решением систем дифференциальных уравнений. Так, например, размерность геолого-фильтрационной модели ачимовских отложений, пластов АЧ₃-АЧ₅²⁻³ составляет более 17 миллионов ячеек. Для сокращения времени расчета состав исходного пластового флюида был представлен в виде восьми псевдокомпонентов: Н₁ (углеводородный газ, азот, метан), Н₂ (этан, пропан, бутаны), Н₃ (пентаны фр. 45–130 °С), Н₄ (фр. 130–250 °С), Н₅ (фр. 250–350 °С), Н₆ (фр. 350–450 °С), Н₇ (фр. 450–550 °С), Н₈ (фр. 550–680 °С), которым присвоены средние значения температур кипения, плотности при 20 °С и молекулярной массы.



а



б

Рис. 2. Зависимость конденсатосодержания газа (а) и содержания этана (б) от пластового давления

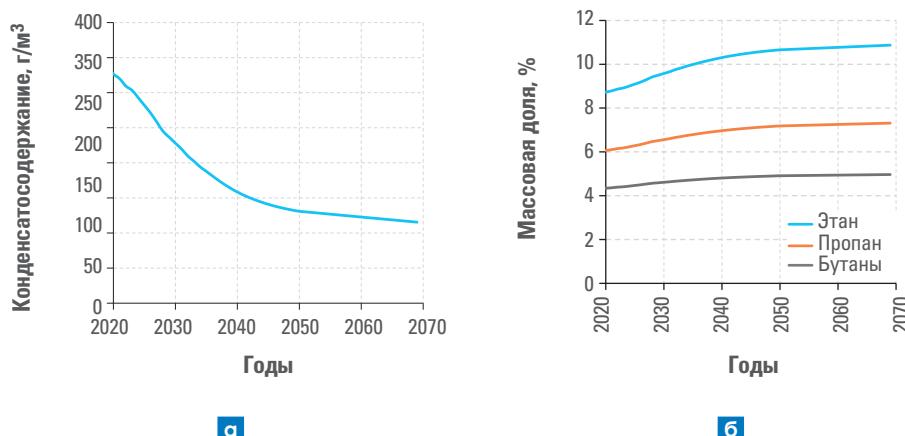


Рис. 3. Прогноз содержания совокупного пластового флюида УКПГ-22 (а) и содержания этана, пропана и бутанов (б)

На основе полученных сведений о конденсатосодержании пластовых флюидов скважин из базы данных о составах пластовых флюидов были выбраны соответствующие компонентно-фракционные составы пластового флюида, по которым определено содержание в продукции каждой скважины газообразных компонентов и десятиградусных фракций. Суммированием количества добываемых из скважин промысла газообразных компонентов и фракций определены компонентно-фракционный состав и количество совокупного пластового флюида на любой заданный период разработки. Установлено, что за время разработки ачимовских отложений на УКПГ-22 конденсатосодержание совокупного пластового флюида снизится до 115 г/м³ (рис. 3, а), а массовые доли этана, пропана и бутанов возрастут соответственно с 8,7 до 10,9 %, с 6,1 до 7,3 % и с 4,3 до 4,9 % (рис. 3, б).

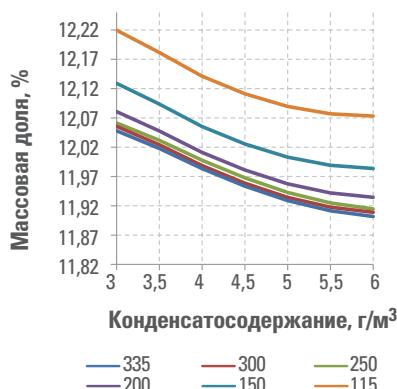
Для прогнозирования состава товарного газа, получаемого с УКПГ-22, были выбраны составы совокупного пластового флюида с конденсатосодержанием 335, 300, 250, 200, 150, 115 г/м³ (см. таблицу). Десятиградусные фракции для удобства представления объединены в группы.

С использованием этих составов в программной системе «ГазКондНефть» по технологической модели УКПГ-22 проведены расчеты процесса подготовки газа и конденсата. Для интервала давлений 3–6 МПа построены графики изменения массовой доли этана в товарном газе в зависимости от конденсатосодержания пластового газа и давления сепарации (рис. 4). Как видно, повышение температуры сепарации на 5 °С дает возможность увеличить долю компонента в газе на 0,05 %. При этом снижение давления сепарации позволяет дополнительно увеличить содержание этана в газе на 0,2 %.

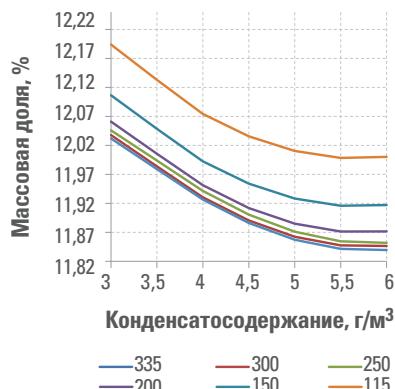
Таким образом, разработан метод прогнозирования состава совокупного пластового флюида УКПГ с 10-градусными фракциями, обеспечивающий низкую

■ Составы совокупного пластового флюида по годам разработки

Компоненты (псевдо- фракции)	Годы разработки					
	2019	2023	2027	2033	2042	2051
	Массовая доля, %					
N ₂	0,20	0,21	0,22	0,24	0,25	0,26
CO ₂	1,41	1,46	1,53	1,62	1,71	1,79
Метан	48,71	50,48	53,22	56,24	59,53	61,91
Этан	8,67	8,94	9,37	9,86	10,41	10,87
Пропан	6,03	6,19	6,44	6,71	7,03	7,31
Σ бутанов	4,32	4,42	4,55	4,69	4,83	4,97
Σ C ₅₊	2,93	2,97	3,02	3,05	3,06	3,05
F1: 45–120 °C	8,43	8,34	8,11	7,58	6,90	6,10
F2: 120–150 °C	3,07	2,97	2,77	2,42	1,97	1,51
F3: 150–200 °C	4,29	4,07	3,66	3,01	2,23	1,46
F4: 200–250 °C	3,10	2,81	2,33	1,74	1,03	0,48
F5: 250–KK °C	8,84	7,14	4,75	2,85	1,06	0,28
ПС ₅₊ , г/м ³	335	300	250	200	150	115



а



б

■ Рис. 4. Содержание этана в товарном газе в зависимости от конденсатосодержания пластового газа и давления сепарации при температурах сепарации минус 25 °C (а) и минус 30 °C (б)

погрешность расчетов процессов подготовки газа и конденсата. Установлено, что снижение конденсатосодержания совокупного пластового флюида приводит к росту содержания этана в товарном газе с УКПГ-22. Для увеличения этого показателя рекомендуется понижение давления и повышение температуры в низкотемпературных сепараторах установки.

ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. Корякин, А.Ю. Разработка ресурсосберегающих технологий подготовки и межпромыслового транспорта скважинной продукции ачимовских промыслов Уренгойского месторождения: специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Корякин Александр Юрьевич; Российский гос. ун-т нефти и газа имени И.М. Губкина. – Москва, 2020. – 151 с.
2. Коротаев, Ю.П. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений: учебник для вузов / Ю.П. Коротаев, С.Н. Закиров. – Москва: Недра, 1981. – 294 с.
3. Рычков, Д.А. Исследование и разработка методов мониторинга и проектирования систем промысловой подготовки продукции нефтегазоконденсатных месторождений: специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Рычков Дмитрий Александрович; Тюмен. гос. нефтегаз. ун-т. – Тюмень, 2015. – 167 с.
4. Обоснование оптимального метода изучения газоконденсатной характеристики ачимовских отложений Уренгойского НГКМ / А.Ю. Корякин, М.Г. Жариков, Н.А. Завьялов [и др.] // Сборник научных трудов ООО «ТюменНИИгипрогаз». – Тюмень, 2017. – С. 46–54.
5. Peng, D.Y. A new two-constant equation of state / D.Y. Peng, D.B. Robinson // Ind. Eng. Chem. Fundam. – 1976. – Vol. 15. – № 1. – Pp. 59–64.

Внедрение метода Direct Pipe при капитальном ремонте подводных переходов магистральных газопроводов ООО «Газпром добыча Уренгой»

А.Ю. Корякин, к.т.н., И.В. Игнатов, В.Ф. Кобычев, С.А. Полещук, Н.Н. Логинов,
А.С. Бантос, И.Р. Шагапов (ООО «Газпром добыча Уренгой»)
А.И. Шукалович (филиал ОАО «Белтрубопроводстрой» в г. Санкт-Петербурге)
А.В. Абрамов (ООО «НИИПГаза»)

Поднята проблема, связанная с ремонтом подводных переходов магистральных газопроводов. Рассмотрено применение наиболее перспективного метода, используемого при капитальном ремонте газопроводов, – Direct Pipe, предполагающего бестраншейную прокладку трубопровода с использованием тоннелепроходческого комплекса. Описаны порядок проведения работ и применяемое технологическое оборудование. Показаны основные преимущества технологии Direct Pipe перед традиционными способами капитального ремонта подводных переходов. Рассказывается о разработке и реализации дополнительных мероприятий по защите оборудования от низких температур.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: капитальный ремонт подводных переходов магистральных газопроводов, укладка трубопровода через водные преграды, бестраншная прокладка трубопровода методом Direct Pipe, тоннелепроходческий комплекс (ТПК), технологическое оборудование для капитального ремонта подводных переходов магистральных газопроводов методом Direct Pipe

Традиционно при капитальном ремонте подводных переходов через водные преграды магистральных газопроводов предусматривается укладка трубопровода методом протаскивания. С целью минимизации экологических, геологических и технологических рисков при проведении капитального ремонта подводных переходов магистральных газопроводов специалистами ООО «Газпром добыча Уренгой» на постоянной основе организована работа по поиску инновационных альтернативных способов ремонта подводных переходов, изучению передового мирового и отечественного опыта в этой сфере.

Изучение нормативно-технической документации и технико-экономических характеристик альтернативных методов ремонта показало, что с учетом инновационности технологии, уменьшения временных затрат на проведение работ, а также безусловного снижения негативного воздействия на окружающую среду сегодня одним из наиболее перспективных методов капитального ремонта является Direct Pipe.

На основании информации о техническом состоянии трубопроводов по результатам диагностических обследований предыдущих лет были выявлены подводные переходы, требующие капитального ремонта. Одним из них являлся

подводный переход магистрального газопровода через реку Ен-Яха на объекте «Коллектор газовый УКП 13–15, 2 н., с подкл. УКПГ-15, Северо-Уренгойское НГКМ» (далее – Переход). Протяженность Перехода составляет 1350 метров, трубопровод введен в эксплуатацию в 1987 году. Учитывая значительный срок эксплуатации трубопровода, неудовлетворительное состояние подводного перехода по результатам водолазного обследования, с целью внедрения передовых технологий на объектах ООО «Газпром добыча Уренгой» в 2022 году был реализован проект капитального ремонта Перехода.

Данный проект осуществлялся в рамках «Программы капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов для транспортировки этаносодержащего газа из северных районов Тюменской области от КС «Новоуренгойская» до КС «Ухта» на 2021–2023 годы». Для выполнения капитального ремонта подводного перехода силами ООО «НИИПГаза» была разработана проектная документация, определен исполнитель работ, обладающий необходимым оборудованием и опытом работы, – ОАО «Белтрубопроводстрой».

Работы были проведены в полном объеме в период с 27.04.2022 по 04.06.2022, в утвержденные сроки, без отклонений от проектной документации. Можно выделить следующие основные этапы выполнения работ:

■ Демонтаж существующего подводного перехода. Выполнено отсечение подводного перехода от действующего газопровода методом безогневого реза, проведен демонтаж трубопровода (1350 м), утяжелителей УЧК-1420 (319 комплектов), произведена обратная засыпка траншеи после демонтажа.

■ Бестраншейная прокладка трубопровода из стальных труб диаметром 1420×21,6 мм методом Direct Pipe с использованием тоннелепроходческого комплекса (ТПК) AVN 1200 ТС протяженностью 790 метров (**рис. 1**).



Рис. 1.
Укладка
трубопровода
методом Direct Pipe

Комплекс работ включал:

Подготовительные работы:

■ планировка строительной площадки для размещения оборудования ТПК и материалов;

■ устройство стартового котлована;

■ работы по водопонижению и удалению воды из стартового котлована;

■ обустройство спусковой дорожки;

■ доставка трубы 1420×21,6 мм массой 628 тонн на объект. На внешнюю поверхность трубы на «Чусовском заводе по восстановлению труб» (Пермский край) нанесено защитное покрытие «Карбофлекс»;

■ сварка трубы в плети, гидроиспытания плетей;

■ укладка первого дюкера на роликовые опоры спусковой дорожки;

■ доставка на строительную площадку контейнеров с оборудованием ТПК.

Основные работы:

■ монтаж и подключение внутриплощадочного оборудования ТПК:

– сепарационного оборудования и смесительной установки;

– подающего, транспортного трубопровода, трубопроводов подачи бентонита и сжатого воздуха внутри трубопровода (двух секций дюкера) и снаружи;

– гидравлической станции и контейнера управления;

– коммуникаций от тоннелепроходческой машины и доталкивателя к контейнеру управления;

– оборудования ТПК в стартовом котловане;

– доталкивателя в стартовом котловане;

– тоннелепроходческой машины в стартовом котловане;

■ сварка 1 плети газопровода с ТПК;

■ пусконаладочные работы ТПК, проверка всех систем;

■ позиционирование ТПК;

■ запуск тоннелепроходческой машины в стартовом котловане, разработка грунта в забое с одновременным задавливанием дюкера;

■ технологические остановки ТПК через каждые 50 м для геодезическо-маркшейдерских замеров и технического обслуживания и наладки оборудования;

■ плановая замена режущего инструмента при разработке полускальных и скальных пород через 200 м проходки;

■ технологическая остановка через 300–310 м бурения для выполнения работ по монтажу и стыковке дюкера и внутритрубных коммуникаций;

■ извлечение ТПК с дюкером из скважины для технического переоснащения;

■ повторная проходка ТПК с дюкером под водной преградой.

Заключительные работы:

■ промывка всех полостей трубопроводов и оборудования;

■ удаление воды из трубопровода, продувка полости трубопроводов сжатым воздухом под давлением, не превышающим рабочего давления, до полного

удаления влаги из системы. Очистка внутренней полости трубопровода (два про-
гона очистного снаряда);

■ контрольная диагностика и подтверждение соответствия функциональ-
ных характеристик работы систем и оборудования требованиям документации
предприятия-изготовителя с оформлением дефектного перечня;

■ демонтаж ТПК, оборудования и коммуникаций в приемном котловане
с отключением внутренних коммуникаций;

■ укладка и балластировка трубопровода диаметром 1420×18,7 мм в пой-
менной части реки траншейным способом – 560 м. Пневмоиспытания уложенно-
го трубопровода, монтаж гарантийных сварных соединений, установка контроль-
но-измерительных пунктов системы электрохимзащиты трубопроводов;

■ выполнение берегоукрепления и технической рекультивации нарушен-
ных земель, получение разрешения на подачу газа в Полярном управлении
ООО «Газпром газнадзор», запуск газопровода в эксплуатацию.

Технологическое оборудование, применяемое при выполнении работ ме-
тодом Direct Pipe, состоит из следующих компонентов (**рис. 2**):

■ ТПК AVN 1200 TC, в состав которого входит подземное и внутриплоща-
дочное оборудование, обеспечивающее механизированное и дистанционно
управляемое устройство горной выработки заданной траектории;

■ доталкиватель, предназначенный для зажима трубопровода по наруж-
ному диаметру с целью передачи давления и натяжного усилия на ТПК;

■ зажимной блок, предназначенный для обхвата трубопровода и протал-
кивания его в пробуренную скважину;

■ автоматическая бентонитовая установка, предназначенная для нагне-
тания установленного количества бентонитовой суспензии в околосрубное
пространство.

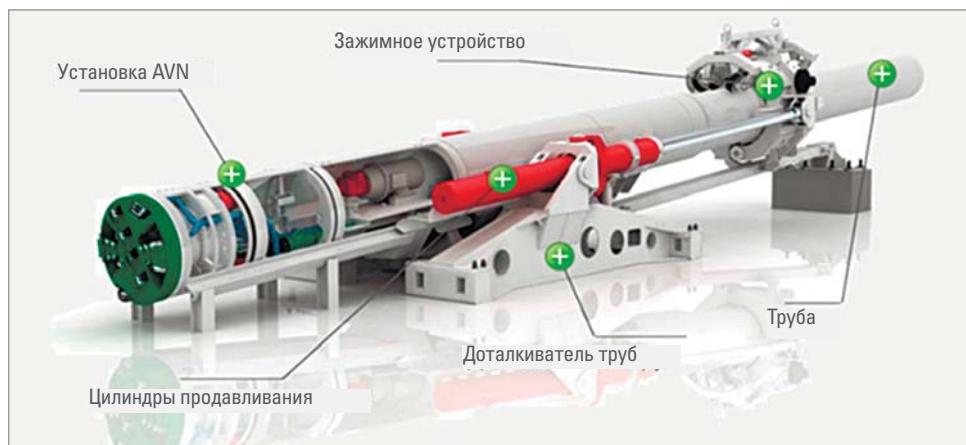
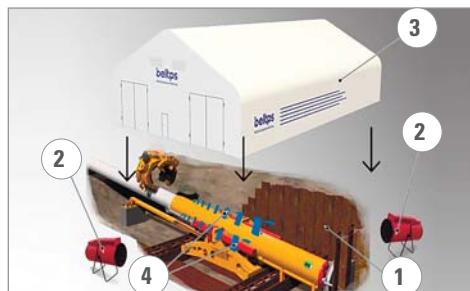


Рис. 2. Технологическое оборудование для капитального ремонта подводных
переходов методом Direct Pipe

**Рис. 3.**

Защита бентонитовой установки:
1 – бентонитовая установка; 2 – тепловые пушки;
3 – каркасно-тентовая конструкция

**Рис. 4.**

Защита стартового котлована:
1 – стартовый котлован; 2 – тепловые пушки;
3 – каркасно-тентовая конструкция; 4 – кабель электронагрева

Объект расположен в районе Крайнего Севера. С учетом климатических условий региона для бесперебойной работы по указанной технологии были разработаны и реализованы дополнительные мероприятия по защите оборудования от низких температур. Для обеспечения положительной температуры вокруг сепарационной установки установлен защитный ангар, в котором находятся тепловые пушки и осуществляется дополнительный подогрев воды (**рис. 3**).

Вокруг стартового котлована также установлен защитный ангар с обустройством наружного изолирующего покрытия с обогревом (**рис. 4**).

С учетом наличия вечномерзлых грунтов была усовершенствована конструкция режущего органа, а именно: центральные и контурные шарошки заменены на шарошки с твердосплавным покрытием, которые используются при работах в скальных грунтах (**рис. 5**).

По результатам проделанной работы ООО «Газпром добыча Уренгой» считает проведение капитального ремонта подводных переходов магистраль-

**Рис. 5.**

Конструкция бурового инструмента

■ Сравнение метода Direct Pipe с другими методами капитального ремонта подводных переходов*

Показатель	Способ выполнения	Direct Pipe	ГНБ	Траншейный способ
Удельная стоимость работ, тыс. руб/км		🟡	🟡	🟢
Сроки проведения работ	🟢	🟡	🔵	
Из них монтаж трубопровода в русловой части	🟢	🟡	🔵	
Всесезонность выполнения работ (в условиях Крайнего Севера)	🟢	🟢	🔵	
Воздействие на окружающую среду	🟢	🟢	🔵	

* ● – оптимальный показатель; 🟡 – показатель среднего уровня;

● – показатель низкого уровня

ных газопроводов методом бестраншейной прокладки Direct Pipe оптимальным и наиболее надежным способом.

Основные преимущества технологии Direct Pipe представлены в **таблице**:

- минимальные сроки производства работ в отличие от траншейного метода;
- всесезонность производства работ с учетом закрытого способа;
- минимальное негативное воздействие на окружающую среду.

В 2023 году по технологии Direct Pipe, также без технологических осложнений и в установленные сроки, был завершен капитальный ремонт подводного перехода через реку Таб-Яха на объекте «Коллектор газовый УКПГ 10–11, 2 нитка, с подкл. УКПГ-11. Уренгойское НГКМ» протяженностью 1266 метров.

С учетом положительного опыта внедрения технологии Direct Pipe впервые в истории ООО «Газпром добыча Уренгой» в 2023–2024 годах с применением данной технологии запланировано проведение капитального ремонта 6 переходов межпромыслового коллектора Уренгойского НГКМ через автомобильную и железную дорогу Новый Уренгой – Сургут.

ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. Проектная документация на капитальный ремонт методом Direct Pipe подводного перехода через р. Ен-Яха, шифр проектной документации – 2018.ПП.005, проектная организация – ООО «НИИП-Газа». – Тюмень, 2021.
2. Программа аттестации и опытно-промышленных испытаний технологии капитального ремонта объектов подводных переходов методом Direct Pipe: утверждена заместителем директора по ТОиР объектов транспорта и ПХГ, диагностике и ЭПБ филиала ООО «Газпром Инвест» «Газпром ремонт» И.П. Рыкуновым. – Санкт-Петербург, 2022.

Современная автоматизация производства газового промысла с использованием комплексных алгоритмов управления и регулирования технологических процессов добычи и подготовки газа

Д.А. Попов, В.А. Гиричев, Н.А. Мельников, Р.И. Досаев
(ООО «Газпром добыча Уренгой»)

Поднимается тема оперативного управления газовым промыслом и его автоматизации. Описан разработанный комплексный алгоритм управления производительностью газового промысла и качеством подготовки газа, состоящий из нескольких отдельных алгоритмов управления технологическими участками ГП. Комплексный алгоритм оптимизирует работу всего газового промысла, критерии для каждой подсистемы задаются на основе ее функционального назначения, при этом обеспечивается взаимодействие локальных алгоритмов для всей технологической цепочки – от кустов газовых скважин до газоизмерительной станции. В статье представлены 15 алгоритмов, входящих в состав комплексного алгоритма управления производительностью газового промысла и качеством подготовки газа, охватывающих основные технологические объекты газового промысла. Применение комплексного алгоритма поддержания производительности газового промысла позволило уменьшить влияние человеческого фактора за счет выполнения типовых операций пуска, остановки и настройки технологического процесса при изменении режима работы установки с помощью средств автоматизации и передать весь объем рутинной работы и дифференцированных операций цифровой платформе, которая выступает в роли помощника в сфере автоматического управления технологическими процессами газового промысла.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: управление газовым промыслом (ГП), автоматизация газового промысла, комплексный алгоритм управления производительностью газового промысла и качеством подготовки газа, алгоритмы управления технологическими участками ГП, алгоритмы установки комплексной подготовки газа, алгоритм поддержания дебита скважины, алгоритм перераспределения дебита скважин

Создание современных систем управления технологическими процессами базируется на разработке и применении адаптивных интеллектуальных систем. Необходимость комплексного управления технологическими процессами, реализуемыми на объектах газового промысла, обусловлена требованиями СТО Газпром «Автоматизированный газовый промысел». Технические требования к технологическому оборудованию и объемам автоматизации при проектировании и обустройстве на принципах малолюдных технологий» [1]. Успешная реализация стратегии модернизации автоматизированной системы управления техпроцессами промыслов газоконденсатных месторождений в первую очередь предполагает необходимость тщательного анализа нынешнего состояния средств автоматизации, возлагаемых на них функций, возможностей достижения целей имеющимися в наличии средствами [2]. При разработке алгоритма управления и регулирования технологических процессов добычи и подготовки газа особое внимание уделялось

уменьшению влияния (значимости) человеческого фактора в процессах формирования и реализации управляющих воздействий на технологические объекты, а также снижению уровня трудозатрат [3].

Комплексный алгоритм предназначен для поддержания заданного расхода газа при определенных термобарических и качественных параметрах или для достижения требуемого уровня производительности при заданных характеристиках продукта (давление, температура, точка росы по воде) и уменьшения воздействия оперативного персонала на технологический процесс. Комплексный алгоритм оптимизирует работу всего газового промысла. Критерии для каждой подсистемы задаются на основе ее функционального назначения, при этом обеспечивается взаимодействие локальных алгоритмов для всей технологической цепочки – от кустов газовых скважин до газоизмерительной станции. Внедрение комплексного алгоритма поддержания производительности газового промысла № 16 (далее – ГП-16) позволило снизить влияние человеческого фактора за счет выполнения типовых операций пуска, остановки и настройки технологического процесса при изменении режима работы установки с помощью средств автоматики.

На УКПГ-16 реализуется типовой технологический процесс абсорбционной осушки природного газа. Абсорбционная осушка природного газа является физическим процессом, так как между компонентом (влагой), поглощаемым из газовой фазы, и абсорбентом отсутствует химическое взаимодействие. Процесс абсорбции газа протекает при низкой температуре 10–20 °С и высоком давлении 5,0–7,5 МПа, а процесс десорбции происходит, напротив, при высокой температуре – до 164 °С – и низком давлении (атмосферное или технический вакуум) [4].

Основные технологические объекты, охваченные комплексным алгоритмом управления производительностью газового промысла и качеством подготовки газа:

- здание переключающей арматуры (ЗПА), куда входят 20 шлейфов; с помощью оборудования ЗПА возможно отключение участка комплексной подготовки газа ГП № 16 УГПУ от газосборных коллекторов (ГСК) системы промысловых трубопроводов (СПТ);
- здание с емкостями для сбора жидкости и механических примесей, содержащее 2 блока емкостей, предназначенных для улавливания залповых выбросов жидкости и механических примесей;
- технологический корпус подготовки газа (ТКПГ), где расположены 10 технологических линий, предназначенных для сепарации, промывки от солей и абсорбционной осушки природного газа;
- цех регенерации диэтиленгликоля (ЦРД), в котором находятся 4 технологические линии, предназначенные для восстановления свойств диэтиленгликоля (ДЭГ);
- газоизмерительная станция (ГИС), состоящая из 6 измерительных трубопроводов, предназначенных для коммерческого учета природного газа и контроля качества процесса его подготовки.

В состав станции охлаждения газа (СОГ) входят:

- установка охлаждения газа (УОГ СОГ), состоящая из 10 аппаратов воздушного охлаждения (АВО), предназначенных для охлаждения газа;
- машинный зал, где расположены 10 турбодетандерных агрегатов (ТДА), предназначенных для охлаждения газа в летний период.

В состав дожимной компрессорной станции (ДКС) 2 ступени компримирования входят:

■ компрессорный цех (КЦ-1), в котором размещены 4 газоперекачивающих агрегата типа ГПА-16 «Волга» с мощностью привода 18 МВт, объединенных общим коллектором, предназначенный для обеспечения термобарических рабочих параметров СОГ и подачи природного газа в магистральный газопровод «Ямбург–Центр»;

■ установка охлаждения газа (УОГ-1), состоящая из 18 АВО типа «Айсберг» 8,5 Б1 ВО6Т/6-11-12-С, объединенных по коллекторной схеме с возможностью параллельно-последовательного подключения, в том числе 3 АВО в пусковом контуре ГПА, предназначенные для охлаждения газа после компримирования;

■ установка подготовки топливного, пускового и импульсного газа (УПТИГ-1), которая включает следующее оборудование: блок очистки газа – две технологические линии, блок замера газа – две технологические линии, блок подогревателя топливного газа – две технологические линии, блок редуцирования топливного газа – две технологические линии; предназначена для очистки газа, подготовки и поддержания заданных параметров газа по температуре и давлению на нужды КЦ-1:

- топливного газа для газотурбинных двигателей;
- топливного газа для агрегатов воздухонагревательных газовых модульных, служащих для воздушного обогрева ангаров;
- буферного газа для системы газодинамических уплотнений;
- импульсного газа для управления запорной арматурой.

В состав ДКС 1 ступени компримирования входят:

■ цех очистки газа (ЦОГ), где расположены 6 технологических линий с фильтр-сепараторами 90С-1, объединенных общими входным и выходным коллекторами, предназначенный для очистки газа от пластовой воды и механических примесей;

■ компрессорный цех (КЦ-2), в котором размещены 4 ГПА типа ГПА-16 «Волга» с мощностью привода 18 МВт, объединенных общим коллектором, предназначенный для обеспечения подачи природного газа в ТКПГ с целью поддержания термобарических рабочих параметров технологического процесса очистки и осушки газа;

■ установка охлаждения газа (УОГ-2), состоящая из 16 АВО типа АВГБ-83Р с рециркуляцией нагретого воздуха, объединенных по коллекторной схеме с возможностью параллельно-последовательного подключения, в том числе 3 АВО в пусковом контуре ГПА; предназначена для охлаждения газа после компримирования;

■ УПТИГ-2, которая включает следующее оборудование: блок очистки газа – две технологические линии, блок замера газа – две технологические линии, блок подогревателя топливного газа – две технологические линии, блок редуцирования топливного газа – две технологические линии; предназначена для очистки газа, подготовки и поддержания заданных параметров газа по температуре и давлению на нужды КЦ-2:

- топливного газа для газотурбинных двигателей;
- топливного газа для агрегата воздухонагревательного газового модульного, используемого с целью обогрева ангара;
- импульсного газа для управления запорной арматурой.

До момента ввода в эксплуатацию дожимной компрессорной станции регулирование расхода газа осуществлялось клапанами-регуляторами, установленными на технологических нитках технологического корпуса подготовки газа. Строительство и дальнейший ввод в эксплуатацию объектов ДКС 1-й и 2-й ступени компримирования, а также цеха очистки газа повлекли за собой изменение алгоритма поддержания производительности промысла и разработку новых алгоритмов. Одной из основных задач поддержания производительности промысла после ввода в эксплуатацию ДКС являлась интеграция АСУ ТП УКПГ и АСУ ТП ДКС, предполагающая обмен данными о технологических параметрах и режимах работы. Информационный обмен между АСУ ТП УКПГ и АСУ ТП ДКС показан в **табл. 1**.

Технологические установки, узлы и агрегаты, находящиеся в единой информационной среде, являются объектами автоматизации газового промысла. Ввиду сложности описания режимов работы ГП-16 единым алгоритмом был применен метод декомпозиции, который заключается в разбиении общей задачи на более простые подзадачи с последующим объединением этих подзадач в единый комплекс. С этой целью комплексный алгоритм управления и регулирования технологических процессов добычи и подготовки газа на газовом промысле № 16 был разделен по технологическому признаку на несколько отдельных алгоритмов управления технологическими участками (скважины, шлейфы, технологические установки) с последующим их укрупнением и объединением (**рис. 1**).

Ключевыми здесь являются алгоритмы перераспределения расхода газа по технологическим ниткам технологического корпуса, где осуществляется подготовка газа, а также поддержания качества продукции. Основные алгоритмы поддержания производительности установки комплексной подготовки газа:

- определение количества технологических ниток осушки;
- автоматический пуск/останов технологической нитки осушки;
- перераспределение расходов по технологическим ниткам осушки газа и ДЭГ;
- поддержание перепада давления между входным и выходным коллекторами ДКС;
- определение количества измерительных трубопроводов узла замера газа (УЗГ);
- поддержание качества продукции;
- расчет граничных значений расхода.

Таблица 1
Информационный обмен между АСУ ТП УКПГ и АСУ ТП ДКС

№ п/п	Параметр	Источник	Приемник
1	Задание уставки по регулированию	Степень сжатия Давление на выходе ДКС Давление на входе ДКС Задание на расход	АСУ ТП УКПГ АСУ ТП УКПГ АСУ ТП УКПГ АСУ ТП УКПГ
2	Количество ниток осушки в режиме «Работа»		АСУ ТП УКПГ
3	Расход газа после ГИС		АСУ ТП УКПГ
4	Режим работы	От АСУ ТП УКПГ От АСУ ТП ДКС	АСУ ТП УКПГ
5	Режим регулирования	по степени сжатия по давлению на выходе ДКС по давлению на входе ДКС по расходу газа	АСУ ТП УКПГ
6	Степень сжатия		АСУ ТП ДКС
7	Давление на выходе ДКС		АСУ ТП ДКС
8	Давление на входе ДКС		АСУ ТП ДКС
9	Задание на расход		АСУ ТП ДКС
10	Режим работы	От АСУ ТП УКПГ От АСУ ТП ДКС	АСУ ТП ДКС
11	Режим регулирования	по степени сжатия по давлению на выходе ДКС по давлению на входе ДКС по расходу газа	АСУ ТП УКПГ
12	Блокировка выполнения задания по регулированию производительности УКПГ (по причине достижения предельных ограничений по расходу газа на ДКС)		АСУ ТП УКПГ

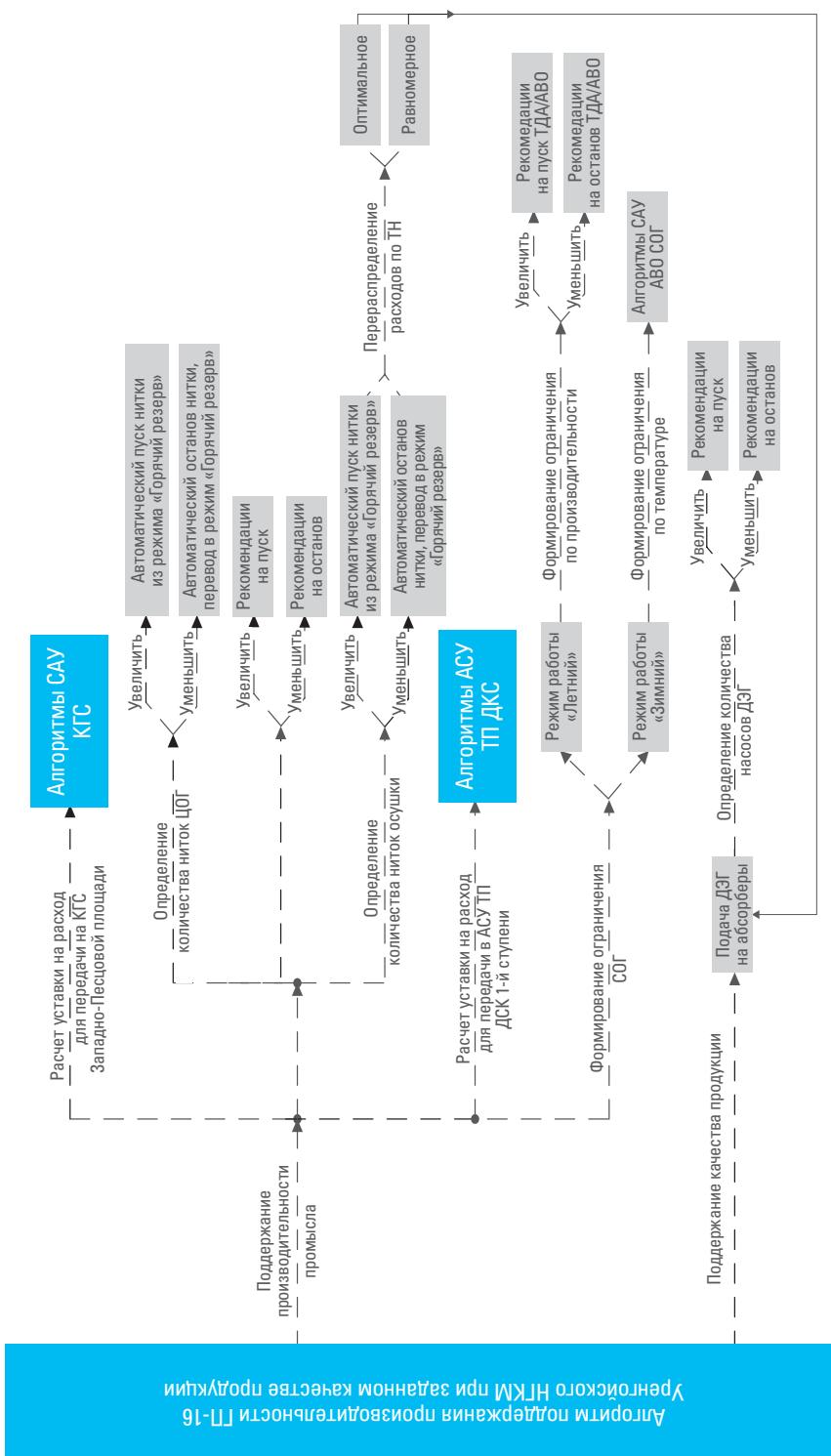


Рис. 1. Структура комплексного алгоритма ГП-16
рентгено-спектрального обнаружения нефтеоконденсата

Для осуществления основных технологических операций реализованы вспомогательные алгоритмы, позволяющие оптимизировать работу технологического оборудования, а именно:

- алгоритм поддержания расхода газа по Западно-Песцовой площади, позволяющий устанавливать режим работы кустов газовых скважин за счет изменения уставок по дебиту;
- алгоритм определения количества технологических линий цеха очистки газа, технологического корпуса подготовки газа и узла замера газа, необходимых для обеспечения заданной производительности промысла;
- алгоритм автоматического пуска/останова технологических линий цеха очистки газа;
- алгоритм формирования уставки для работы компрессорного цеха ДКС.

Рассмотрим подробнее названные алгоритмы.

Запуску алгоритма поддержания расхода газа по Западно-Песцовой площади предшествует автоматический расчет уставки для расхода с последующей передачей параметра на кусты газовых скважин (**рис. 2**) и включением двух алгоритмов:

Расчет уставки на расход для передачи на КГС Западно-Песцовой площади											
КГС №	Скв. №	Алгоритм включен	Текущие параметры			Вводимые параметры					
			P	T	F	Fmax	Fmin	F зад. на КГС			
1640	1	<input type="checkbox"/>	0.09	4.20	0.00	18000.0	9000.0	48000.0			
	2	<input type="checkbox"/>	0.10	4.38	0.00	18000.0	10000.0				
	3	<input type="checkbox"/>	0.09	4.44	0.00	12000.0	4000.0				
1641	1	<input type="checkbox"/>	0.09	4.02	0.00	19000.0	8000.0	37000.0			
	2	<input type="checkbox"/>	0.08	3.91	0.00	18000.0	8000.0				
1642	1	<input type="checkbox"/>	0.09	4.35	0.00	21000.0	7000.0	42000.0			
	2	<input type="checkbox"/>	0.09	4.21	0.00	21000.0	8000.0				
1643	1	<input type="checkbox"/>	0.08	3.80	0.00	18000.0	8000.0	42000.0			
	2	<input type="checkbox"/>	0.09	3.84	0.00	16000.0	8000.0				
	3	<input type="checkbox"/>	0.00	4.06	0.00	2000.0	1000.0				
1644	1	<input type="checkbox"/>	0.09	4.24	0.00	21000.0	19000.0	55000.0			
	2	<input type="checkbox"/>	0.08	4.25	0.00	21000.0	19000.0				
	3	<input type="checkbox"/>	0.09	4.02	0.00	20000.0	18000.0				
1645	1	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	2.85	0.00	10000.0	7000.0	30000.0			
	2	<input checked="" type="checkbox"/>	0.00	4.12	0.00	9000.0	4000.0				
1646	1	<input type="checkbox"/>	0.09	4.52	0.00	25000.0	7000.0	50000.0			
	2	<input type="checkbox"/>	0.09	4.69	0.00	25000.0	7000.0				
Pср ЗПА			Tср ЗПА	R ЗапПесц	Q ЗапПесц	T ЗапПесц					
4.37 МПа			12.22 С	-0.00 МПа	0.00 т.м3/д	7.17 С					
Главная			Анализ шлейфов ГСС			Зап.-Песцевая пл.					
<< назад											

Рис. 2. Мнемосхема алгоритма расчета уставки на расход газа для передачи на КГС Западно-Песцовой площади

■ алгоритм «Поддержание дебита скважины» – предназначен для поддержания оптимального режима работы газовой скважины и обеспечения работы скважины в допустимых границах. Алгоритм осуществляет регулирование расхода газа из скважины с учетом ограничений по минимальному и максимальному расходу, при этом предусматривается ограничение по минимальной границе давления газа скважины;

■ алгоритм «Перераспределение дебита скважин» – предназначен для расчета уставки на расход с целью поддержания общей производительности скважин Западно-Песцовой площади.

1. АЛГОРИТМ РАСЧЕТА УСТАВКИ НА РАСХОД ГАЗА ДЛЯ ПЕРЕДАЧИ НА КУСТ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ЗАПАДНО-ПЕСЦОВОЙ ПЛОЩАДИ

Входными данными алгоритма являются уставки по суммарному расходу газа по кустам газовых скважин (КГС), установленному оперативным персоналом с рабочей станции оператора. Выходные параметры – задание на расходы работающих скважин КГС (алгоритм «Поддержание дебита скважины»).

Алгоритм функционально состоит из двух частей – определение расхода газа до ограничения каждой из скважин и непосредственно перераспределение заданий на расход по скважине.

Определение статической характеристики скважины

Алгоритм выполняет определение упрощенной зависимости давления на устье скважины от дебита скважины в допустимом диапазоне ее дебита. Зависимость определяется выражением

$$P_{skv}(F_{skv}, F_{kust}) = (K_1 - K_2 F_{skv}^2) - f(F_{kust}). \quad (1.1)$$

Задачей алгоритма является определение коэффициентов K_1 и K_2 в режиме работы скважины либо по данным газодинамических исследований скважины. Первоначально функция строится по данным газодинамических исследований, при эксплуатации уточняется по фактическим значениям давления и расхода.

Определение значений расхода газа до уровня ограничений запаса

Ограничением считается значение расхода при определенных давлениях на устье и шлейфе:

$$F_{skv\,ogr} = F_{skv\,max} - F_{skv\,max} \cdot 0,02. \quad (1.2)$$

За ограничение скважины примем значение расхода (q , в относительных единицах от ограничения расхода данной скважины), на которое возможно увеличить дебит скважины при текущих значениях давления на устье скважины и шлейфе:

$$q = \frac{(F_{skv\,ogr} - F_{skv})}{F_{skv\,ogr}}. \quad (1.3)$$

В общем виде принцип определения запаса до ограничения представлен на **рис. 3**.

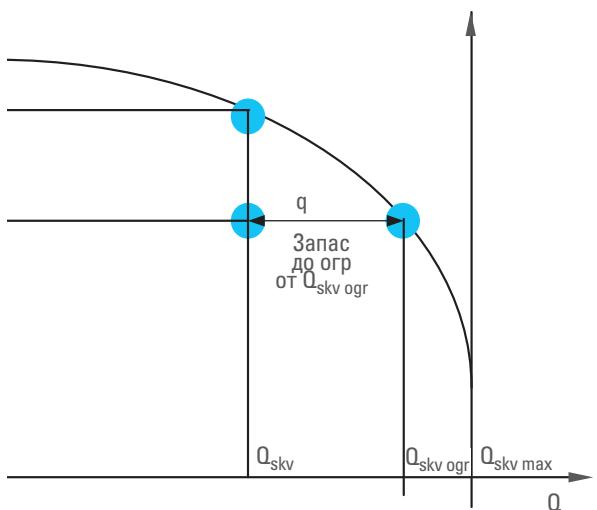


Рис. 3.
Принцип определения запаса

Перераспределение дебита скважин

Входным параметром алгоритма является уставка на суммарный расход по КГС, полученный в алгоритме «Поддержание давления в коллекторе куста», выходными величинами – значения расхода работающих скважин КГС.

Определяется рассогласование между заданным $F_{куст.зад}$ и текущим значением $F_{куст.тек}$:

$$\Delta F_{куст} = F_{куст.тек.} - F_{куст.зад}, \quad (1.4)$$

сумма запасов до ограничений скважины:

$$q = \sum q_n, \quad (1.5)$$

где n – количество работающих скважин, подключенных к системе регулирования расхода газа.

Приращение расходов для каждой скважины:

$$\Delta F_{скв\,n} = \frac{\Delta F_{куст}}{q} \cdot q_n, \quad (1.6)$$

значения расхода для каждой из скважин:

$$F_{скв\,зад\,n} = F_{скв\,n} + \Delta F_{скв\,n}. \quad (1.7)$$

Алгоритм перераспределяет дебит только по задействованным в его выполнении скважинам. В процессе выполнения алгоритма принимают участие те скважины, у которых сформирован режим «Работа» и устройство регулирующее (УР) корректирует расход в автоматическом режиме. В противном случае скважина в работе алгоритма не участвует. Бывают ситуации, когда в не участвующей в выполнении алгоритма скважине идет расход газа. Для его учета сумма значений расходов по таким скважинам вычитается из заданного суммарного расхода по скважинам.

Если расчетное значение расхода по скважине больше максимально допустимого расхода минус 1 % ($F_{max} - 0,01 \cdot F_{max}$), то значение, передаваемое на вход локального контура, принимается соответствующим граничному условию ($F_{max} - 0,01 \cdot F_{max}$).

Если расчетное задание на расход по скважине меньше минимально допустимого расхода плюс 1 % ($F_{min} + 0,01 \cdot F_{min}$), то значение, передаваемое на вход локального контура, принимается соответствующим граничному условию ($F_{min} + 0,01 \cdot F_{min}$).

Включение алгоритма возможно, если выполняются следующие условия:

- задвижки скважины не закрыты (подтверждением считается включение скважины в алгоритм. Система проверку не осуществляет, так как задвижки не оснащены дистанционно управляемым приводом);
- устройство регулирующее в автоматическом режиме работы и выбран основной контур регулирования скважины;
- датчик расхода скважины не находится в ремонте, исправен и с ним есть связь.

Если все вышеперечисленные условия выполнены, то скважина допускается в процесс работы алгоритма «Перераспределение дебита скважин».

2. АЛГОРИТМ ОГРАНИЧЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ В КОЛЛЕКТОРЕ ФОНДА СКВАЖИН ЗАПАДНО-ПЕСЦОВОЙ ПЛОЩАДИ

Алгоритм предназначен для недопущения превышения давления в коллекторе от скважин Западно-Песцовой площади.

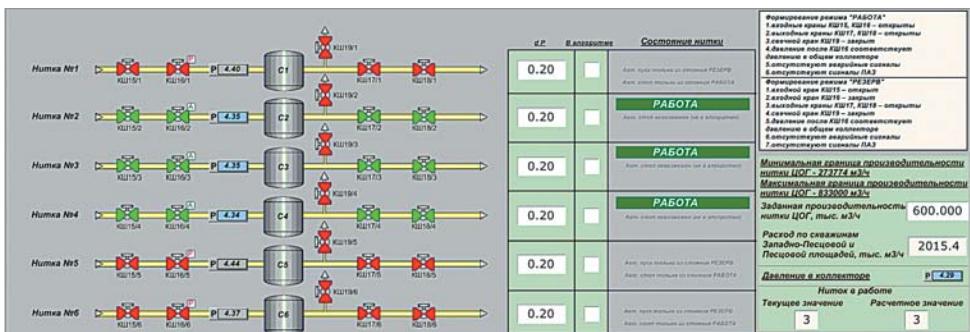
Алгоритмом предусматривается выставление оперативным персоналом уставки давления в коллекторе и активации переключателя с начала работы алгоритма. Уставка начала работы алгоритма (dP) – это значение, на которое должна быть превышена уставка давления в коллекторе для начала работы данного алгоритма. Для выполнения данного алгоритма необходимо наличие включенного в работу алгоритма «Перераспределение дебита скважин».

Если давление в коллекторе находится на уровне или ниже уставки, алгоритм находится в дежурном режиме.

При величине давления в коллекторе выше выставленной уставки происходит снижение суммарного задания на расход. Сниженное задание на расход перераспределяется по скважинам Западно-Песцовой площади в рамках алгоритма «Перераспределение дебита скважин», поэтому итоговое снижение расхода произойдет только по тем скважинам, которые участвуют в работе этого алгоритма.

3. АЛГОРИТМ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НИТОК ОСУШКИ

Алгоритм предназначен для определения количества технологических ниток осушки газа, обеспечивающих заданную производительность промысла, а также расчета границ допустимой производительности УКПГ (рис. 4).



■ Рис. 4. Комбинированная мнемосхема алгоритма определения количества технологических ниток и автоматического пуска/останова ЦОГ

Определяем границы допустимой производительности УКПГ. Границы производительности технологических линий ТКПГ (F_{min} , F_{max}) определяются как сумма соответствующих допустимых границ производительности технологических линий осушки газа, находящихся в режиме «Работа»:

$$F_{min} = \sum_{i=1}^j F_{imin}; \quad (3.1)$$

$$F_{max} = \sum_{i=1}^j F_{imax}. \quad (3.2)$$

Ограничения (F_{imin} , F_{imax}) для технологических линий рассчитываются в алгоритме «Расчет граничных значений расхода».

Если до нижней границы производительности УКПГ осталось значение меньше заданного коэффициента запаса, то выдается сообщение о необходимости останова технологической нитки осушки:

$$F_{зад} < F_{min} + k_1 \quad (3.3)$$

и

$$\Delta F_{оп} < 0.$$

Если до верхней границы производительности УКПГ осталось значение меньше заданного коэффициента запаса, то выдается сообщение о необходимости запуска дополнительной технологической нитки осушки:

$$F_{зад} > F_{max} - k_2 \quad (3.4)$$

и

$$\Delta F_{оп} > 0.$$

В формулах (3.3), (3.4) k_1 , k_2 – коэффициенты запаса до нижней и верхней границ производительности соответственно.

Пуск/останов технологических ниток осуществляется персоналом промысла в соответствии с технологическим регламентом или в автоматическом режиме.

При изменении числа технологических ниток осушки алгоритм переходит в режим ожидания на время, необходимое для стабилизации режимов работы всего технологического комплекса.

4. АЛГОРИТМ АВТОМАТИЧЕСКОГО ПУСКА/ОСТАНОВА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ НИТКИ ОСУШКИ

Алгоритм предназначен для автоматического пуска/останова технологической нитки осушки по рекомендациям алгоритма «Определение количества технологических ниток осушки». Активацию алгоритма осуществляет оперативный персонал УКПГ путем установки соответствующего переключателя на мнемосхеме оператора в положение «Авт. пуск/останов технологических ниток осушки включен».

Для реализации алгоритма однозначно необходимо определение статических режимов технологического оборудования. В статье приводятся таблицы для идентификации режимов работы рассматриваемого технологического участка или объекта, в них представлены условия формирования статических режимов (УФР).

Каждый статический режим технологической нитки осушки характеризуется значением технологических параметров и положением запорной арматуры (**табл. 2**).

Таблица 2

■ Условия формирования режимов «Работа» и «Горячий резерв»

Статические режимы	Условия формирования режимов
Работа	<ul style="list-style-type: none"> ■ входной кран 2K₁₋₁ – открыт ■ выходной кран 2K₁₋₂ – открыт ■ свечной кран 2Φ₁₋₃₁ – закрыт ■ расход газа (FE20-26) в заданном диапазоне ■ расход ДЭГ (FIT4-3а) соответствует удельному расходу по технологическим ниткам с заданной точностью ■ отсутствуют аварийные сигналы ■ отсутствуют сигналы ПАЗ
Горячий резерв	<ul style="list-style-type: none"> ■ входной кран 2K₁₋₁ – открыт ■ выходной кран 2K₁₋₂ – открыт ■ свечной кран 2Φ₁₋₃₁ – закрыт ■ степень открытия регулирующего клапана 2КРГ₁₋₁ – 0 % и расход газа (FE20-26) отсутствует ■ степень открытия регулирующего клапана 2К_лР₁₋₄ – 0 % и расход ДЭГ (FIT4-3а) отсутствует ■ давление газа в технологической нитке соответствует давлению в общем коллекторе ■ отсутствуют аварийные сигналы ■ отсутствуют сигналы ПАЗ

В процессе эксплуатации технологического оборудования могут быть formalизованы другие статические и динамические режимы работы (например, «Ремонт», «Неисправность», «Резерв», «Подготовка к пуску», «Останов» и др.). В рамках алгоритма автоматического пуска/останова технологической нитки осушки данные режимы не рассматриваются.

Автоматический пуск технологической нитки осушки газа возможен только из режима «Горячий резерв». Для включения технологической нитки в алгоритм персонал должен установить соответствующий переключатель на мнемосхеме оператора в положение «Авт. Пуск/останов технологической нитки включен».

Алгоритм автоматического перехода из режима «Горячий резерв» в режим «Работа» состоит из следующих шагов:

Шаг 1. Проверка условий для автоматического пуска (технологическая нитка в режиме «Горячий резерв», автоматический пуск/останов разрешен, отсутствие аварийных сигналов и сигналов противоаварийной защиты, исполнительные механизмы в режиме автоматического управления). Если условия соблюdenы, то осуществляется переход на Шаг 2, иначе сформируется технологическое сообщение «Автоматический пуск ТН № 1 невозможен».

Шаг 2. Пропорциональное изменение задания на положение регулирующего клапана 2КлР₁₋₄ (открытие) для обеспечения заданного расхода ДЭГ на орошение (уставка по расходу ДЭГ устанавливается исходя из удельного расхода на работающих технологических нитках и доступна для изменения оперативному персоналу). Переход на Шаг 3.

Шаг 3. Ожидание в течение установленного времени (определяется при пусконаладочных работах). Переход на Шаг 4.

Шаг 4. Линейное изменение задания на положение регулирующего клапана 2КРГ11 (открытие) до установленного значения. Переход на Шаг 5.

Шаг 5. Включение технологической нитки в алгоритм «Перераспределение расходов по технологическим ниткам осушки газа».

Автоматический останов технологической нитки осушки возможен только из режима «Работа» при условии, что переключатель на мнемосхеме оператора находится в положении «Авт. Пуск/останов технологической нитки включен». При автоматическом останове технологическая нитка переводится в режим «Горячий резерв» (при условии соответствия УФР режима «Горячий резерв»).

Алгоритм автоматического перехода из режима «Работа» в режим «Горячий резерв» состоит из следующих шагов:

Шаг 1. Проверка условий для автоматического останова (технологическая нитка в режиме «Работа», автоматический пуск/останов разрешен, отсутствие аварийных сигналов и сигналов противоаварийных защит, исполнительные механизмы в режиме автоматического управления). Если условия соблюdenы, то осуществляется переход на Шаг 2, иначе сформируется технологическое сообщение «Автоматический останов ТН № 1 невозможен».

Шаг 2. Исключение технологической нитки из алгоритма «Перераспределение расходов по технологическим ниткам осушки газа». Переход на Шаг 3.

Шаг 3. Линейное изменение задания на положение регулирующего клапана 2КРГ11 (закрытие) до 0 %. Переход на Шаг 4.

Шаг 4. Плавное изменение задания на положение регулирующего клапана 2КлР14 (закрытие) до 0 %. Переход на Шаг 5.

Шаг 5. Формирование технологического сообщения о выполнении останова и проверка условий формирования режима «Горячий резерв».

5. АЛГОРИТМ ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЯ РАСХОДОВ ГАЗА ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ЛИНИЯМ ТКПГ

Алгоритм предназначен для поддержания общей производительности УКПГ (рис. 5). В процессе внедрения и опробования алгоритма не удалось произвести настройку коэффициентов по регулированию, входящих в алгоритм перераспределения расходов по технологическим ниткам осушки газа, так как клапаны-регуляторы на выходе технологических ниток ТКПГ имеют нелинейную характеристику. Для компенсации влияния возмущающих воздействий на давление

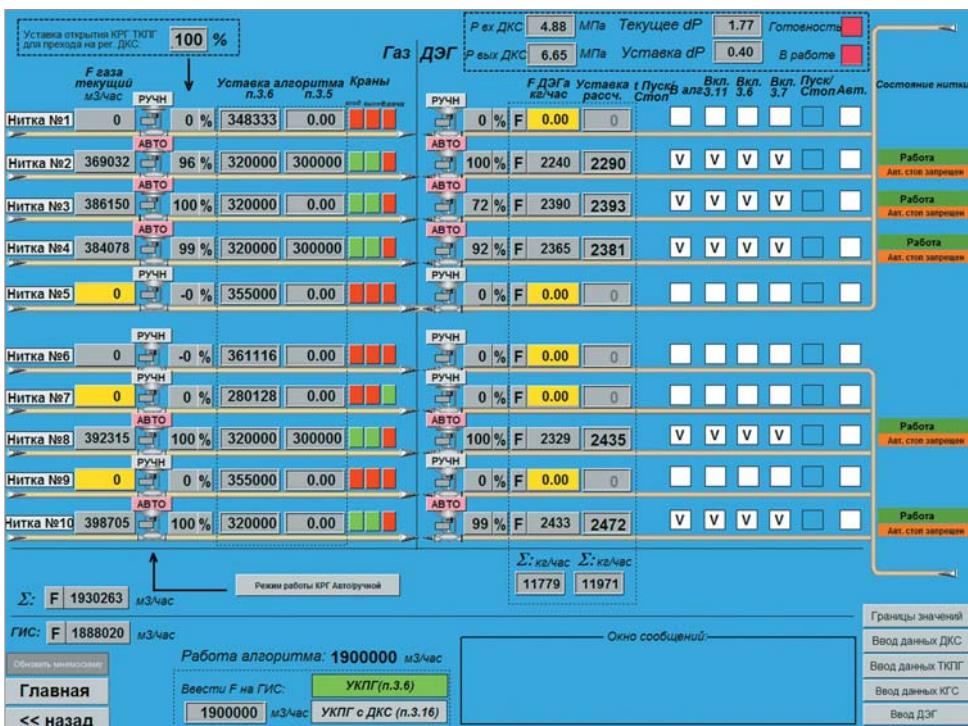


Рис. 5. Комбинированная мнемосхема алгоритма автоматического пуска/останова, перераспределения расходов по технологическим ниткам, поддержания перепада давления между входным и выходным коллекторами ДКС

осушенного газа в коллекторе клапан-регулятор должен обладать равнопроцентной характеристикой [5]. Поэтому было принято решение на этапе внедрения алгоритмов перераспределения расходов по технологическим ниткам осушки и поддержания перепада давления между входным и выходным коллекторами ДКС использовать линейную зависимость при работе клапанов-регуляторов по газу и ДЭГ.

Входной величиной алгоритма является суммарное измеренное значение расхода газа по технологическим ниткам осушки газа:

$$F_{yknz} = \sum_{i=1}^j F_i. \quad (5.1)$$

Выходными величинами являются значения расходов по локальным контурам регулирования технологических линий.

Алгоритм начинает свою работу по команде оператора. Перед началом работы оператор вводит задание по производительности промысла.

Алгоритм распределяет суммарный расход только по участвующим в его выполнении технологическим ниткам. В работе алгоритма принимают участие нитки, находящиеся в режиме «Работа», клапан-регулятор переведен в автоматический режим по поддержанию расхода газа и установлен флаг «Технологическая нитка включена в алгоритм перераспределения расхода». В противном случае технологическая нитка в работе алгоритма не участвует.

Бывают ситуации, когда по не участвующей в выполнении алгоритма технологической нитке идет расход газа (происходит запуск технологической нитки с последующим выводом ее на режим). Для его учета сумма значений расходов по таким технологическим ниткам вычитается из заданного суммарного расхода, полученное значение выполняет роль уставки при выполнении алгоритма перераспределения. Таким образом, полученное значение, которое разделяется между участвующими в работе алгоритма технологическими нитками, вычисляется по формуле

$$UF = F_{зад} - \sum_j F_n, \quad (5.2)$$

где $F_{зад}$ – заданный суммарный расход по УКПГ; $\sum_j F_n$ – сумма расходов по не участвующим в выполнении алгоритма «Перераспределение расхода по технологическим ниткам осушки газа» технологическим ниткам.

При увеличении значения $F_{зад}$ производится пуск одной технологической линии, находящейся в режиме «Горячий резерв», при условии установки соответствующего переключателя на мнемосхеме оператора в положение «Авт. пуск/останов технологических ниток осушки включен». После вывода на режим резервной линии алгоритм осуществляет корректировку общего задания по остальным линиям в соответствии с рассчитанным заданием для рабочих клапанов-регуляторов.

При снижении значения производится останов одной находящейся в работе технологической линии, при условии установки соответствующего переключателя на мнемосхеме оператора в положение «Авт. пуск/останов технологических ниток осушки включен». После вывода на режим рабочей линии алгоритм осуществляет корректировку общего задания по остальным линиям в соответствии с рассчитанным заданием для рабочих клапанов-регуляторов.

Алгоритм функционально состоит из двух частей – определение запасов до верхних и нижних ограничений параметра по расходу газа каждой из технологических ниток осушки и непосредственно перераспределение значений расхода газа для технологических ниток.

Определение запасов до верхних и нижних ограничений расхода газа по технологическим линиям ТКПГ

Ограничениями для технологической нитки абсорбционной осушки газа являются максимальный и минимальный расход газа по нитке. Ограничения по расходу газа рассчитываются в алгоритме «Расчет граничных значений расхода».

Запас до ограничения определяется следующим образом:

$$kF_n = \frac{(F_{max_n} - F_{min_n}) - (F_n - F_{min_n})}{F_{max_n} - F_{min_n}}, \quad (5.3)$$

где n – номер нитки;

F_{max} и F_{min} – максимально и минимально допустимые расходы по нитке;

F_n – измеренный расход газа по нитке.

Перераспределение значений расхода газа для технологических линий ТКПГ

Равномерное перераспределение

Определяется заданный расход по каждой работающей нитке:

$$UF_n = \frac{UF}{n}. \quad (5.4)$$

Если расчетное значение расхода по технологической нитке больше максимально допустимого расхода минус 1 % ($F_{max} - 0,01 \cdot F_{max}$), то значение, передаваемое на вход локального контура, принимается соответствующим граничному условию ($F_{max} - 0,01 \cdot F_{max}$). Если расчетное задание на расход по технологической нитке меньше минимального расхода плюс 1 % ($F_{min} + 0,01 \cdot F_{min}$), то значение, передаваемое на вход локального контура, принимается соответствующим граничному условию ($F_{min} + 0,01 \cdot F_{min}$).

Предусматривается выдача оператору сообщений о наличии активных ограничений с указанием параметра в панели обобщенной сигнализации на мнемосхеме «Алгоритма перераспределения расходов по технологическим ниткам осушки». Сообщение об ограничении формируется при достижении параметром значения ограничения 1 %, снимается при значении ограничения 2 %.

6. АЛГОРИТМ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЕРЕПАДА ДАВЛЕНИЯ МЕЖДУ ВХОДНЫМ И ВЫХОДНЫМ КОЛЛЕКТОРАМИ ДКС

Алгоритм предназначен для обеспечения работоспособности системы торцевых газодинамических уплотнений (ТГДУ) компрессоров. Работает совместно с алгоритмом «Перераспределение расходов по технологическим ниткам» (рис. 5). При отсутствии условий для включения находится в дежурном режиме.

Алгоритм включается при условии:

$$\Delta P_{\text{дк}} < P_{\text{yct}}, \quad (6.1)$$

где $\Delta P_{\text{дк}}$ – разница между давлением в выходном коллекторе ДКС ($P_{\text{дкc вых}}$) и давлением во входном коллекторе ДКС ($P_{\text{дкc вх}}$).

Алгоритм поддержания перепада давления между входным и выходным коллекторами ДКС состоит из следующих шагов:

Шаг 1. Исключение технологических ниток из алгоритма, если выполняется любое из условий:

- технологическая нитка ограничена по минимальному расходу;
- клапан-регулятор участвовал в регулировании на предыдущем цикле;
- технологические данные по технологической нитке недостоверны.

Шаг 2. Если исключены все технологические нитки, то формируется сообщение оператору о невозможности поддержания перепада давления в автоматическом режиме. Переход на Шаг 6.

Шаг 3. Поиск технологической нитки с минимальным значением коэффициента запаса по расходу (см. алгоритм «Перераспределение расходов по технологическим ниткам осушки газа», формула (5.3)).

Шаг 4. Перевод клапана-регулятора на выбранной технологической нитке в режим регулирования по давлению.

Шаг 5. Закрытие клапана на заданную величину dA_i (степень закрытия клапана-регулятора i -той технологической нитки). Переход на Шаг 6.

Шаг 6. Временная задержка (пауза, прерывание) перед следующим циклом расчета алгоритма.

Шаг 7. Перевод клапана-регулятора на выбранной технологической нитке в режим регулирования по расходу.

Шаг 8. Обработка (обновление) используемых параметров. Переход на Шаг 1.

7. АЛГОРИТМ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НИТОК ЦОГ

Алгоритм предназначен для определения количества технологических линий очистки газа, обеспечивающих заданную производительность промысла.

Количество работающих технологических линий $N_{\text{зад}}$ определяется исходя из соотношения суммарного текущего расхода газа на ЗПА $F_{\text{ЗПА}}$ и заданного расхода по одной технологической линии $F_{\text{зад}}$:

$$N_{\text{зад}} = F_{\text{ЗПА}} / F_{\text{зад}}. \quad (7.1)$$

Для первоначальной наладки экспериментально определено значение $F_{\text{зад}} = 650000 \text{ м}^3/\text{ч}$. В дальнейшем значение $F_{\text{зад}}$ может изменяться оперативным персоналом УКПГ в соответствии с изменением технологического режима работы УКПГ. При этом значение $N_{\text{зад}}$ округляется до ближайшего целого в большую сторону.

Если алгоритм автоматического запуска технологической линии ЦОГ находится в работе, то осуществляются действия, предусмотренные алгоритмом «Автоматический пуск/останов технологической нитки ЦОГ».

Если алгоритм «Автоматический пуск/останов технологической нитки ЦОГ» исключен из работы, то:

1. В случае если значение $N_{\text{зад}}$ больше, чем текущее количество технологических линий, на АРМ ЦОГ поступает сообщение «Необходимо запустить резервную технологическую линию».

2. В случае если значение $N_{\text{зад}}$ меньше, чем текущее количество технологических линий, на АРМ ЦОГ поступает сообщение «Необходимо остановить рабочую технологическую линию».

На мнемосхеме алгоритма указываются справочные данные по минимальной и максимальной производительности технологической линии ЦОГ в целях предотвращения неправильного выбора $F_{\text{зад}}$. Минимальная граница составляет 273774 м³/ч, максимальная граница – 793467 м³/ч.

8. АЛГОРИТМ АВТОМАТИЧЕСКОГО ПУСКА/ОСТАНОВА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ НИТКИ ЦОГ

Алгоритм предназначен для автоматического пуска/останова технологической нитки ЦОГ по рекомендациям из алгоритма «Определение количества технологических ниток ЦОГ». Активацию алгоритма осуществляет оперативный персонал УКПГ путем установки соответствующего переключателя на мнемосхеме оператора в положение «Аvt. пуск/останов технологических ниток ЦОГ включен» (рис. 4).

Для реализации алгоритма необходимо определение статических режимов технологического оборудования. В табл. 3 представлены условия формирования статических режимов.

В процессе эксплуатации технологического оборудования могут быть formalизованы другие статические и динамические режимы работы (например, «Ремонт», «Неисправность», «Резерв», «Подготовка к пуску», «Останов» и др.). В рамках алгоритма автоматического пуска/останова технологической нитки ЦОГ данные режимы не рассматриваются.

Автоматический пуск технологической нитки ЦОГ возможен только из режима «Горячий резерв». Для включения технологической нитки в алгоритм персонал должен установить соответствующий переключатель на мнемосхеме оператора в положение «Аvt. Пуск/останов технологической нитки включен». Пуск осуществляется путем подачи команды на открытие входного крана КШ16/1.

Автоматический останов технологической нитки ЦОГ возможен только из режима «Работа» при условии, что переключатель на мнемосхеме оператора находится в положении «Аvt. Пуск/останов технологической нитки включен». Останов осуществляется путем подачи команды на закрытие входного крана КШ16/1. При автоматическом останове технологическая нитка переводится в режим «Горячий резерв» (при условии соответствия УФР режима «Горячий резерв»).

Таблица 3

■ Условия формирования статических режимов

Статические режимы	Условия формирования режимов
Работа	<ul style="list-style-type: none"> ■ входные краны КШ_{15/1}, КШ_{16/1} – открыты ■ выходные краны КШ_{17/1}, КШ_{18/1} – открыты ■ свечной кран КШ_{19/1} – закрыт ■ давление (PIT1102) после КШ_{16/1} соответствует давлению в общем коллекторе ■ отсутствуют аварийные сигналы ■ отсутствуют сигналы ПАЗ
Горячий резерв	<ul style="list-style-type: none"> ■ входной кран КШ_{15/1} – открыт ■ входной кран КШ_{16/1} – закрыт ■ выходные краны КШ_{17/1}, КШ_{18/1} – открыты ■ свечной кран КШ_{19/1} – закрыт ■ давление (PIT1102) после КШ_{16/1} соответствует давлению в общем коллекторе ■ отсутствуют аварийные сигналы ■ отсутствуют сигналы ПАЗ

9. АЛГОРИТМ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ УЗЛА ЗАМЕРА ГАЗА

Алгоритм предназначен для своевременного информирования оперативного персонала УКПГ о необходимости запуска/останова измерительных трубопроводов с целью обеспечения непрерывного корректного учета расхода газа.

Для работы алгоритма используются следующие технологические параметры:

- количество работающих измерительных трубопроводов (определяется по состоянию «открыто» входных и выходных кранов на газоизмерительной станции), $N_{\text{ит}}$;
- текущее значение расхода газа по измерительному трубопроводу (для каждой нитки), $F_{\text{ит}_n}$.

Количество работающих измерительных трубопроводов $N_{\text{зад}}$ определяется исходя из соотношения суммарного текущего расхода газа по ГИС $F_{\text{гис}}$ и заданного расхода оператором по одной технологической линии $F_{\text{зад}}$:

$$N_{\text{зад}} = F_{\text{гис}} / F_{\text{зад}}. \quad (9.1)$$

В дальнейшем значение $F_{\text{зад}}$ может меняться в соответствии с изменением технологического режима работы УКПГ. При этом значение $N_{\text{зад}}$ округляется до ближайшего целого в большую сторону.

Алгоритм определения количества измерительных трубопроводов УЗГ состоит из следующих шагов:

Шаг 1. В случае если $N_{\text{зад}}$ больше, чем текущее количество измерительных трубопроводов, на АРМ оператора поступает сообщение «Необходимо запустить дополнительную нитку ИТ».

Шаг 2. В случае если $N_{\text{зад}}$ меньше, чем текущее количество измерительных трубопроводов, на АРМ оператора поступает сообщение «Необходимо остановить рабочую нитку ИТ».

Пуск/останов измерительных трубопроводов осуществляется персоналом промысла в соответствии с технологическим регламентом.

10. АЛГОРИТМ ПОДДЕРЖАНИЯ КАЧЕСТВА ПРОДУКЦИИ

Показателем качества продукции УКПГ является соответствие очищенного и осущененного газа требованиям СТО Газпром 089-2010 в части температуры точки росы (ТТР) по воде [6]. В основу алгоритма поддержания качества продукции в абсорберах цеха осушки положен расчет расхода регенерированного ДЭГ отдельно для каждого абсорбера, при этом задается значение расхода ДЭГ, рассчитанное на основе заданного коэффициента нормы удельного расхода. Расход ДЭГ зависит от мгновенного расхода газа и влажности газа. Влажность газа определяется путем косвенного измерения температуры точки росы по воде.

В основе алгоритма лежит работа системы локальных контуров регулирования по отклонению, заданием для которого является расход ДЭГ, рассчитанный на основе заданного удельного расхода ДЭГ ($q_n = 0,006$). Регулирующим устройством является клапан-регулятор по подаче ДЭГ в абсорбер, датчиком обратной связи – расходомер $F_{\text{ДЭГ}}$.

Расход рДЭГ рассчитывается исходя из заданного значения расхода газа по технологической линии UF_n и заданного удельного расхода ДЭГ ($q_n = 0,006$):

$$F_{\text{рДЭГ}n} = UF_n \cdot q_n = UF_n \cdot 0,006. \quad (10.1)$$

Оптимальный объем подачи рДЭГ определен экспериментально, составляет $F_{\text{рДЭГопт}} = 2100$ кг/ч на одну технологическую линию, однако в процессе эксплуатации эта цифра может корректироваться. Для корректировки объема подачи рДЭГ на одну технологическую линию определяется разница $dF_{\text{рДЭГ}}$ между рассчитанными заданными значениями $F_{\text{рДЭГ}n}$ и $F_{\text{рДЭГопт}}$. Тогда заданное значение $UF_{\text{рДЭГ}n}$ формируется исходя из условия:

$$UF_{\text{рДЭГ}n} = F_{\text{рДЭГ}n} - dF_{\text{рДЭГ}}, \quad (10.2)$$

где $dF_{\text{рДЭГ}} = F_{\text{рДЭГ}n} - F_{\text{рДЭГопт}}$.

Контроль температуры точки росы по воде осуществляется на газоизмерительной станции. В случае необходимости по результатам измерения температуры точки росы осуществляется ручная корректировка заданного удельного расхода ДЭГ и расхода $F_{\text{рДЭГопт}}$.

Работа алгоритма поддержания качества продукции зависит также от общего объема подачи рДЭГ, осуществляемой насосами 30Н-1, расположенными в ЦРД.

Общий объем подаваемого рДЭГ рассчитывается из заданного суммарного значения:

$$\sum_{n=1}^i UF_{\text{рДЭГ}_n}, \quad (10.3)$$

где $i = 1, 2, \dots, 10$ – технологические линии по подаче рДЭГ в абсорбера, находящиеся в работе.

Оптимальная работа насосов 30Н-1 осуществляется в диапазоне от 30 до 75 % от общей производительности насоса ($Q_H = 6,3 \text{ м}^3/\text{ч} = 7037 \text{ кг}/\text{ч}$).

Если усредненный часовой текущий суммарный расход рДЭГ $\sum_{n=1}^i F_{\text{рДЭГ}_n}^{\text{ср.тек}}$ меньше суммарного задания по подаче $\sum_{n=1}^i UF_{\text{рДЭГ}_n}$:

$$\sum_{n=1}^i UF_{\text{рДЭГ}_n} < \sum_{n=1}^i F_{\text{рДЭГ}_n}^{\text{ср.тек}}, \quad (10.4)$$

при этом насосы 30Н-1 работают на минимальной границе, т. е. $0,3 \cdot Q_H$, то необходимо попеременно повышать производительность насосов с шагом $h = 5\%$ до уравнивания усредненного текущего суммарного расхода рДЭГ $\sum_{n=1}^i UF_{\text{рДЭГ}_n}$ и заданного суммарного объема подачи $\sum_{n=1}^i F_{\text{рДЭГ}_n}^{\text{ср.тек}}$.

Если общий расход рДЭГ при значении на всех включенных в работу насосах $0,75 \cdot Q_H$ не достигается, то выдается сообщение оператору о включении дополнительного насоса. В обратном случае, если необходимо уменьшить общую подачу рДЭГ, производится снижение производительности насосов до $0,3 \cdot Q_H$, и если заданное значение расхода не достигается, оператору поступает сообщение об отключении насоса. После включения или отключения насоса автоматически производится выравнивание производительности оставшихся в работе насосов в указанном диапазоне от $0,3 \cdot Q_H$ до $0,75 \cdot Q_H$ с шагом $h = 5\%$.

11. АЛГОРИТМ ФОРМИРОВАНИЯ ОГРАНИЧЕНИЙ СТАНЦИИ ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗА

Алгоритм «Определение режима работы СОГ» предназначен для формирования флага, определяющего режим работы СОГ «Лето/Зима» (табл. 4). Значение параметра может быть задано оператором путем установки соответствующего переключателя на мнемосхеме оператора в положение «Режим работы «Летний», «Режим работы «Зимний» или сформировано автоматически на основе положения запорной арматуры.

В случае появления признаков недостоверности (по активным переключателям) автоматическое формирование флага системы отключается, соответствующее сообщение поступает на АРМ оператора, при этом значение флага режима работы СОГ «Лето/Зима» замораживается.

Таблица 4
Условия формирования флага режима работы СОГ «Лето/Зима»

Режим	Условия формирования
Режим работы «Летний»	Автоматическое формирование флага системы включено <input checked="" type="checkbox"/> Кран № 505 – закрыт <input checked="" type="checkbox"/> Кран № 505.1 – закрыт <input checked="" type="checkbox"/> Кран № 506 – закрыт <input checked="" type="checkbox"/> Кран № 506.1 – закрыт <input checked="" type="checkbox"/> Краны № 501 и/или № 501.1 – открыты <input checked="" type="checkbox"/> Краны № 502, № 502.1, № 502.3, № 502.4 – открыты <input checked="" type="checkbox"/> Краны № 503, № 503.1, № 503.3, № 503.4 – открыты <input checked="" type="checkbox"/> Кран № 504 – открыт <input checked="" type="checkbox"/> Кран № 504.1 – открыт
Режим работы «Зимний»	Автоматическое формирование флага системы включено <input checked="" type="checkbox"/> Кран № 505 – открыт <input checked="" type="checkbox"/> Кран № 505.1 – открыт <input checked="" type="checkbox"/> Кран № 506 – открыт <input checked="" type="checkbox"/> Кран № 506.1 – открыт <input checked="" type="checkbox"/> Краны № 501 и/или № 501.1 – закрыты <input checked="" type="checkbox"/> Краны № 502, № 502.1, № 502.3, № 502.4 – закрыты <input checked="" type="checkbox"/> Краны № 503, № 503.1, № 503.3, № 503.4 – закрыты <input checked="" type="checkbox"/> Кран № 504 – закрыт <input checked="" type="checkbox"/> Кран № 504.1 – закрыт

Алгоритм активируется при наличии следующих условий:

- частота вращения ротора любого из работающих турбодетандерных агрегатов (ТДА) выше 16200 об/мин (уставка настраивается с АРМ оператора и должна соответствовать уставке, заданной в алгоритме «Снижение оборотов ТДА» (локальный алгоритм САУ СОГ), или передается автоматически из САУ СОГ);
- давление в коллекторе газа с ТДА на АВО более уставки (по умолчанию 10 МПа; значение уставки доступно для изменения оперативному персоналу).

Алгоритм снижения оборотов ТДА заключается в автоматическом регулировании клапанами антипомпажного регулирования 515.1 и 513.1 и включает следующие шаги:

Шаг 1. При нахождении оборотов ТДА в диапазоне от 5000 до 16200 об/мин алгоритм находится в дежурном режиме.

Шаг 2. При числе оборотов любого ТДА, находящегося в режиме «Работа», больше величины уставки, равной 16200 об/мин, открывается клапан 515.1. Если текущее положение клапана-регулятора находится в диапазоне от 0 до 10 %, то происходит открытие клапана-регулятора на 15 %. Если текущее положение клапана-регулятора находится в диапазоне более 10 %, то клапан открывается еще на 10 % от текущего положения.

Шаг 3. Через 5 секунд подается сигнал на изменение положения клапана 513.1. Если текущее положение клапана-регулятора находится в диапазоне

от 0 до 10 %, то клапан открывается на 15 %. Если положение клапана-регулятора находится в диапазоне более 10 %, то клапан открывается еще на 10 % от текущего положения. Ожидание 5 секунд и возврат к Шагу 2.

Алгоритм «Формирование ограничения по производительности СОГ» предназначен для своевременного формирования ограничений по производительности СОГ (рис. 6). Режим работы СОГ («Лето/Зима») определяется в алгоритме «Определение режима работы СОГ»:

- скорость вращения ротора ТДА, $\omega_{тда \cdot н}$;
- количество вентиляторов АВО в режиме «Работа», N_{fan} ;
- количество вентиляторов АВО в режиме «Резерв», $N_{fan \text{ рез}}$;
- количество ТДА в режиме «Работа», $N_{тда}$;
- количество ТДА в режиме «Резерв», $N_{тда \text{ рез}}$;
- необходимое количество ТДА при текущей производительности промысла, $N_{тда \text{ тек}}$ (рассчитывается в алгоритме «Расчет необходимого количества ТДА»).

Формирование ограничений СОГ. Расчет необходимого количества ТДА					
Определение режима работы СОГ: <input type="checkbox"/> Автоматически / Вручную					
	Режим		Состояние кранов		
	Зима	Лето	открыт	закрыт	
Кран 505	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
Кран 505.1	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
Кран 506	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
Кран 506.1	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
Кран 501	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Кран 501.1	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Кран 502	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Кран 502.3	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Кран 503	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Кран 503.3	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Кран 504	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Кран 504.1	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	

Режим «Лето»	
Формирование ограничений по производительности СОГ	
Оптимальная производительность ТДА:	416000
Расход газа на ГИС (тыс. М3):	1891119
Задание на расход газа на ГИС от диспетчера:	1900000
Зона нечувствительности:	50000.0
Количество вентиляторов в «Работе»:	53
Количество вентиляторов в «Резерв»:	1
Количество ТДА в «Работе»:	5
Необходимое кол-во ТДА:	0
Требуется останов ТДА	<input type="checkbox"/>
Требуется пуск ТДА	<input type="checkbox"/>
Наличие недостоверности по состоянию кранов	<input type="checkbox"/>

Режим «Зима»	
Формирование ограничений по температуре в выходном кол. СОГ	
Сработка ограничения по dT на выходе АВО	<input type="checkbox"/>
Наличие недостоверности по состоянию кранов	<input type="checkbox"/>

Главная Окно сообщений << назад

Рис. 6. Мнемосхема алгоритма формирования ограничений СОГ

Алгоритм формирования ограничения по производительности СОГ отличается для летнего и зимнего режима работы СОГ.

Алгоритм формирования ограничения по производительности СОГ для летнего режима работы (переключатель режима работы в положении «Режим работы «Летний» формируется в алгоритме «Определение режима работы СОГ») состоит из следующих шагов:

Шаг 1. Если рассогласование ($\Delta F_{\text{огр}}$) между измеренным на газоизмерительной станции (ГИС) значением расхода газа ($\sum_{i=1}^j F_{\text{итгис}_i}$) и заданной производительностью промысла ($F_{\text{зад}}$) выходит за границы зоны нечувствительности регулирования, то осуществляется переход на Шаг 2, иначе переход на Шаг 1.

Шаг 2. Если рассогласование больше нуля плюс заданная зона нечувствительности регулирования ($\Delta F_{\text{огр}} > 0 + X_d$), то осуществляется переход на Шаг 3, иначе переход на Шаг 4.

Шаг 3. Если $N_{\text{тда тек}} > N_{\text{тда}}$, то появляется технологическое сообщение «Производительность СОГ максимальная», иначе переход на Шаг 5.

Шаг 4. Если $N_{\text{тда тек}} < N_{\text{тда}}$, то появляется технологическое сообщение «Производительность СОГ минимальная», иначе переход на Шаг 5.

Шаг 5. Появление сообщения, подтверждающего отсутствие ограничений по производительности СОГ. Переход на Шаг 1.

Для зимнего режима работы СОГ (переключатель режима работы в положении «Режим работы «Зимний» формируется в алгоритме «Определение режима работы СОГ») формирование ограничения по производительности не предусматривается.

Алгоритм «Формирование ограничения по температуре в выходном коллекторе СОГ» предназначен для своевременного формирования ограничений по температуре в выходном коллекторе.

Ограничение формируется при зимнем режиме работы СОГ (переключатель режима работы в положении «Режим работы «Зимний» формируется в алгоритме «Определение режима работы СОГ») при условии, если достигнуто предельное отклонение температуры на выходе АВО (формируется в САУ АВО).

12. АЛГОРИТМ АНАЛИЗА ШЛЕЙФОВ ГАЗОСБОРНОЙ СЕТИ

Алгоритм предназначен для отслеживания времени работы шлейфов в режиме накопления жидкости и формирования ограничения вероятности обнаружения пробкового поступления жидкости из шлейфа.

Оценка вероятности обнаружения пробкового поступления жидкости из шлейфа скважины осуществляется персоналом промысла исходя из времени работы шлейфа в режиме накопления жидкости.

Формирование ограничения вероятности обнаружения пробкового поступления жидкости из шлейфа осуществляется как в автоматическом режиме (по результатам сравнения измеренного значения расхода скважины с заданной уставкой,

время нахождения скважины в режиме накопления жидкости устанавливается оператором) для скважин Западно-Песцовой площади, так и в ручном режиме. В ручном режиме персоналу доступно осуществление учета времени нахождения скважины в режиме накопления жидкости (запускает таймер) или введение ограничений по скважине.

13. АЛГОРИТМ РАСЧЕТА НЕОБХОДИМОГО КОЛИЧЕСТВА ТУРБОДЕТАНДЕРНЫХ АГРЕГАТОВ

Алгоритм предназначен для своевременного информирования персонала о необходимости запуска/останова ТДА для обеспечения отсутствия ограничений по производительности СОГ при выполнении комплексного алгоритма поддержания производительности промысла.

■ Измеряемые параметры:

$\sum_{i=1}^j F_{\text{итгис}_i}$ – сумма значений расхода газа, измеренного в измерительных трубопроводах газоизмерительной станции.

■ Заданные параметры:

$Q_{\text{тда}}$ – оптимальная производительность одного ТДА (определяется по паспортным данным);

$F_{\text{зад}}$ – заданная производительность промысла.

Работа алгоритма:

Шаг 1. Если рассогласование ($\Delta F_{\text{огр}}$) между измеренным на ГИС значением расхода газа ($\sum_{i=1}^j F_{\text{итгис}_i}$) и заданной производительностью промысла ($F_{\text{зад}}$) выходит за границы зоны нечувствительности регулирования, то осуществляется переход на Шаг 2, иначе переход на Шаг 1 (время ожидания перехода устанавливается при пусконаладочных работах).

Шаг 2. Рассчитываем необходимое количество ТДА для текущей производительности промысла (по измеренному расходу на ГИС):

$$N_{\text{тда тек}} = \frac{\sum_{i=1}^j F_{\text{итгис}_i}}{Q_{\text{тда}}} \quad (13.1)$$

Полученное значение $N_{\text{тда тек}}$ округляется до ближайшего целого.

Шаг 3. Рассчитываем необходимое количество ТДА для заданной производительности промысла ($F_{\text{зад}}$):

$$N_{\text{тда прог}} = \frac{F_{\text{зад}}}{Q_{\text{тда}}} \quad (13.2)$$

Полученное значение $N_{\text{тда прог}}$ округляется до ближайшего целого.

Шаг 4. Если $N_{\text{тда тек}} = N_{\text{тда прог}}$, осуществляется переход на Шаг 1, иначе переход на Шаг 5.

Шаг 5. Если $N_{\text{тда тек}} < N_{\text{тда прог}}$, то появляется технологическое сообщение «Требуется запуск ТДА» и осуществляется переход на Шаг 1, иначе переход на Шаг 6.

Шаг 6. Если $N_{\text{тда тек}} > N_{\text{тда прог}}$, то появляется технологическое сообщение «Требуется останов ТДА». Переход на Шаг 1.

14. АЛГОРИТМ РАСЧЕТА ГРАНИЧНЫХ ЗНАЧЕНИЙ РАСХОДА

Алгоритм предназначен для автоматического пересчета и задания граничных значений расхода газа для технологических ниток очистки и осушки газа. Рассчитанные значения применяются в следующих алгоритмах:

- «Определение количества технологических ниток ЦОГ»;
- «Определение количества технологических ниток осушки»;
- «Перераспределение расходов по технологическим ниткам осушки газа».

Область задается на основе расчетных графиков зависимости расхода и давления газа от производительности сепарационного оборудования. Для упрощения расчетов область эффективной работы можно представить в виде четырех линейных функций вида

$$y = kx + m.$$

Полученный пересечением построенных прямых четырехугольник, вершинами которого являются параметры давления и расхода, и есть область эффективной работы технологической нитки (**рис. 7**).

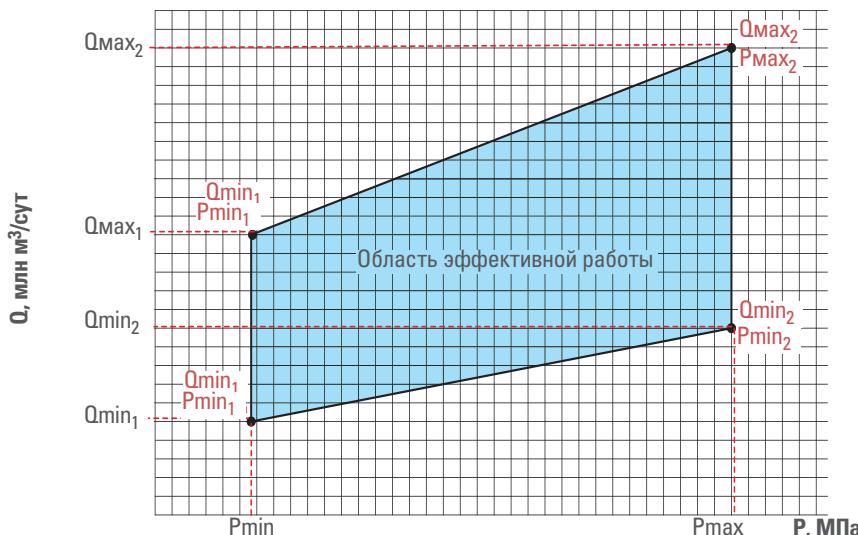
Заданные параметры:

$P_{i\min}$ – минимально допустимое значение давления в i -той технологической нитке;

$Q_{i\min 1}$ – нижняя граница производительности i -той технологической нитки при значении давления $P_{i\min}$;

$Q_{i\max 1}$ – верхняя граница производительности i -той технологической нитки при значении давления $P_{i\min}$;

$P_{i\max}$ – максимально допустимое значение давления в i -той технологической нитке;



■ Рис. 7. Область эффективной работы технологической нитки

Q_{imin2} – нижняя граница производительности i -той технологической нитки при значении давления P_{imax} ;

Q_{imax2} – верхняя граница производительности i -той технологической нитки при значении давления P_{imax} .

Измеряемые параметры:

P_i – текущее значение давления в i -той технологической нитке.

Работа алгоритма:

При установке/изменении заданных параметров P_{imin} , Q_{imin1} , Q_{imax1} , P_{imax} , Q_{imin2} , Q_{imax2} происходит расчет коэффициентов k и m для каждой из линейных функций:

$$k_{imin} = \frac{Q_{imin1} - Q_{imin2}}{P_{imin} - P_{imax}}; \quad (14.1)$$

$$k_{imax} = \frac{Q_{imax1} - Q_{imax2}}{P_{imax} - P_{imin}}; \quad (14.2)$$

$$m_{imin} = Q_{imin1} - \frac{P_{imin} \cdot (Q_{imin1} - Q_{imin2})}{P_{imax} - P_{imin}}; \quad (14.3)$$

$$m_{imax} = Q_{imax2} - \frac{P_{imax} \cdot (Q_{imax1} - Q_{imax2})}{P_{imax} - P_{imin}}. \quad (14.4)$$

При первичном включении алгоритма или если изменение текущего давления на технологической нитке ($\Delta P_{тек}$) более заданного значения, алгоритм осуществляет расчет граничных значений параметра расхода и записывает их в соответствующие алгоритмы:

$$Q_{imin} = k_{imin} \cdot P_i + m_{imin}; \quad (14.5)$$

$$Q_{imax} = k_{imax} \cdot P_i + m_{imax}. \quad (14.6)$$

Далее осуществляется преобразование Q_{imax} в единицы измерения, применяемые в АСУ ТП при измерении расхода газа (F_{imin} , F_{imax}).

15. АЛГОРИТМ ПОДДЕРЖАНИЯ КАЧЕСТВА ДЭГ

Алгоритм «Поддержание качества ДЭГ» предназначен для поддержания качества диэтиленгликоля в цехе регенерации ДЭГ посредством управления температурным режимом в испарителях ЗОИ-1 с помощью импульсного регулирования соотношения расходов топливного газа и воздуха и подачи их к горелкам с учетом ограничений:

- по максимальной температуре ДЭГ в испарителе (является верхней предупредительной границей для данного технологического параметра);
- по расходу топливного газа (уставка вносится в соответствии с режимной картой работы испарителя);
- по температуре дымовых газов (уставка вносится в соответствии с режимной картой работы испарителя и является верхней предупредительной границей для данного технологического параметра).

В данном алгоритме косвенным показателем качества ДЭГ для контура регулирования является его температура в испарителе, регулируемым параметром является соотношение расходов топливного газа и воздуха, подаваемых на горелку испарителя. Поддерживая определенное соотношение расходов «топливный газ – воздух», регламентированное режимной картой работы испарителя, получаем заданную температуру ДЭГ в испарителе.

Алгоритм поддержания температуры ДЭГ в испарителе реализуется следующим образом (**рис. 8**):

Шаг 1. Вводятся значения технологических параметров:

$T_i^{\text{зад}}$ – температура в испарителе заданная (160 °C);

dT_i , dF , $dT_{\text{дг}}$ – отклонения измеренных параметров по температуре в испарителе, расходу топливного газа и температуре дымовых газов от заданных значений;

$T_{i, \text{огр}}^{\text{max}}$ – ограничение по максимальной температуре в испарителе (163 °C);

$T_{\text{дг, огр}}^{\text{реж}}$ – ограничение по температуре дымовых газов в соответствии с режимной картой (изменяется 1 раз в 3 года при режимно-наладочных испытаниях);

$F_{\text{тг, огр}}^{\text{реж}}$ – ограничение по расходу топливного газа в соответствии с режимной картой (изменяется 1 раз в 3 года при режимно-наладочных испытаниях).

Шаг 2. Включение алгоритма в работу.

Шаг 3. Получение текущих измеренных данных от датчиков:

– температуры ДЭГ в испарителе 30И-1;

– расхода топливного газа;

– температуры дымовых газов в дымовой трубе.

Шаг 4. Производится сравнение значения введенного ограничения по максимальной температуре в испарителе с измеренными данными с учетом их погрешности по формуле

$$T_i^{\text{изм}} + dT_i \geq T_{i, \text{огр}}^{\text{max}}. \quad (15.1)$$

Шаг 5. Если измеренная температура в испарителе больше или равна температуре ограничения (163 °C), то алгоритм возвращается к шагу 3 и на дисплей выводится сообщение: «Достигнута максимальная уставка по температуре в испарителе».

Шаг 6. Если условие, представленное в шаге 4, не соблюдается, то осуществляется переход к шагу 7.

Шаг 7. Производится сравнение значения введенного ограничения по расходу топливного газа, указанного в режимной карте, с измеренными данными с учетом их погрешности по формуле

$$F_{m\text{г.}}^{\text{изм}} + dF > F_{m\text{г.огр}}^{\text{реж}}. \quad (15.2)$$

Шаг 8. Если измеренный расход превышает нормативные показатели и выходит за пределы ограничения, указанного в режимной карте, то алгоритм возвращается к шагу 3 и на дисплей выводится сообщение: «Превышено максимальное ограничение по расходу топливного газа».

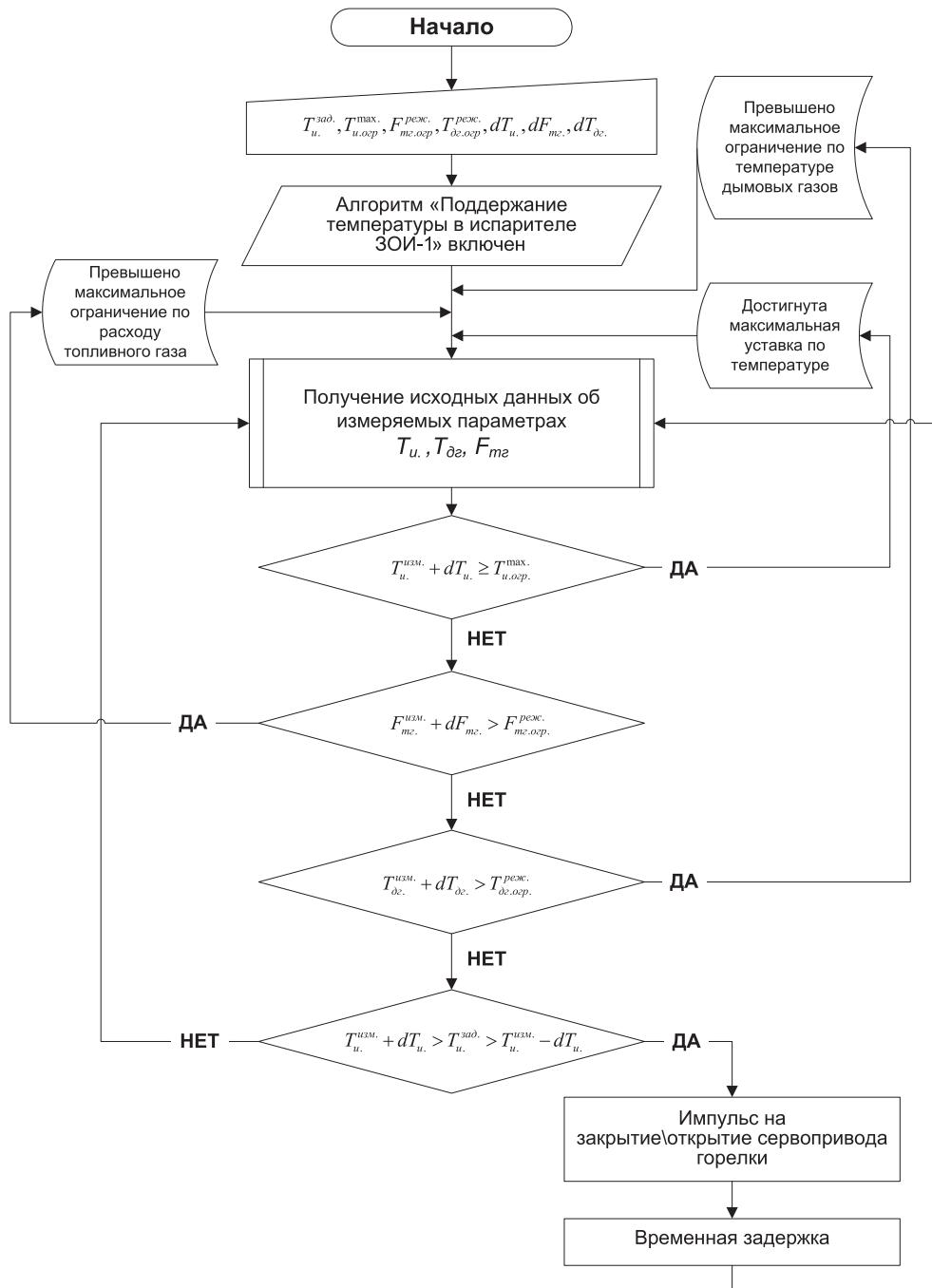


Рис. 8. Блок-схема алгоритма поддержания температуры в ЗОИ-1 посредством импульсного регулирования соотношения расхода (топливный газ – воздух) в горелках с помощью сервопривода

Шаг 9. Если условие, представленное в шаге 7, не соблюдается, то осуществляется переход к шагу 10.

Шаг 10. Производится сравнение значения введенного ограничения по температуре дымовых газов, указанного в режимной карте, с измеренными данными с учетом отклонения по формуле

$$T_{\text{дг}}^{\text{изм}} + dT_{\text{дг}} > T_{\text{дг. орг.}}^{\text{реж}}. \quad (15.3)$$

Шаг 11. Если измеренная температура дымовых газов превышает нормативные показатели и выходит за пределы ограничения, указанного в режимной карте, то алгоритм возвращается к шагу 3 и на дисплей выводится сообщение: «Превышено максимальное ограничение по температуре дымовых газов».

Шаг 12. Если условие, представленное в шаге 10, не соблюдается, то осуществляется переход к шагу 13.

Шаг 13. Производится сравнение измеренного значения температуры в испарителе с заданным значением температуры в испарителе по формуле

$$T_{\text{и}}^{\text{изм}} + dT_{\text{и}} > T_{\text{и}}^{\text{зад}} > T_{\text{и}}^{\text{изм}} - dT_{\text{и}}. \quad (15.4)$$

Шаг 14. Если условие, отраженное в шаге 13, выполняется, то подается импульс на открытие или закрытие сервопривода регулятора соотношения расходов «топливный газ – воздух» и осуществляется переход к шагу 15.

Шаг 15. Выдерживается пауза перед следующим циклом измерения и затем осуществляется переход к шагу 3 (время ожидания перехода устанавливается при пусконаладочных работах).

Шаг 16. Если условие на шаге 13 не выполняется, то происходит переход к шагу 3 без импульсного регулирования.

ВЫВОДЫ

Разработанный комплексный алгоритм позволяет оперативному персоналу газового промысла передать весь объем рутинной работы и дифференцированных операций цифровой платформе, которая выступает в роли помощника в сфере автоматического управления технологическими процессами обработки информации и интерпретации данных, а также дает возможность автоматической адаптации к непредвиденным изменениям условий протекания производственных процессов [7].

Человек воспринимает ограниченный объем информации с конечной скоростью; ему требуется некоторое время на ее обдумывание, принятие решения и выполнение соответствующих мероприятий. Действия человека отличаются субъективностью. Оператор должен непрерывно следить за процессом, максимально быстро оценивать ситуацию и в случае необходимости принимать решения с целью поддержания заданного режима, что чрезвычайно сложно, а иногда и невозможно. Поэтому в настоящее время эксплуатация технологических объектов газоконденсатных месторождений без использования комплексных алгоритмов практически немыслима.

Универсальность рассмотренного комплексного алгоритма определяется его адаптивными свойствами. Вся априорная информация, закладываемая в алгоритм на стадии проектирования, касается структуры математической модели управляемого процесса, критериев оптимизации, состава датчиков и органов регулирования. Вся остальная информация поступает в процессе функционирования самого комплекса. Это обеспечивает высокий уровень адаптивности и универсальности [8].

Реализованный комплексный алгоритм управления и регулирования технологическими процессами добычи и подготовки газа открывает широкие возможности автоматизации в нефтяной и газовой промышленности.

ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. СТО Газпром 2-2.1-1043-2016. Автоматизированный газовый промысел. Технические требования к технологическому оборудованию и объемам автоматизации при проектировании и обустройстве на принципах малолюдных технологий. – Москва: Газпром экспо, 2016. – 31 с.
2. Ананенков, А.Г. АСУ ТП промыслов газоконденсатного месторождения Крайнего Севера / А.Г. Ананенков, Г.П. Ставкин, Э.Г. Талыбов. – Москва: Недра-Бизнесцентр, 1998. – 271 с.
3. СТО Газпром 097-2011. Автоматизация. Телемеханизация. Автоматизированные системы управления технологическими процессами добычи, транспортировки и подземного хранения газа. Основные положения. – Москва: Газпром экспо, 2012. – 63 с.
4. Уренгойское НГКМ. Газовый промысел № 16. Автоматизированная система управления технологическими процессами. Решения по математическому обеспечению. Комплексный алгоритм поддержания производительности промысла. – Москва: ПАО «Газпром автоматизация», 2018. – 52 с.
5. Лапшенков, Г.И. Автоматизация производственных процессов в химической промышленности / Г.И. Лапшенков, Л.М. Полоцкий. – Москва: Химия, 1988. – 288 с.
6. СТО Газпром 089-2010. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия. – Москва: Газпром экспо, 2011. – 11 с.
7. Теория автоматического управления / С.Е. Душин, Н.С. Зотов, Д.Х. Имаев [и др.]. – Москва: Высшая школа, 2005.
8. Бесекерский, В.А. Теория автоматического управления / В.А. Бесекерский, Е.П. Попов. – Изд. 4-е, перераб. и доп. – Санкт-Петербург: Профессия, 2003. – 752 с.

Совершенствование алгоритма управления скважиной, эксплуатируемой по концентрическим лифтовым колоннам

Т.В. Сопнев, М.Ю. Сафонов, Д.Р. Валиулин, А.А. Юнусов
(ООО «Газпром добыча Уренгой»)

Рассматриваются вопросы, связанные с обеспечением работоспособности скважин Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения в условиях обводнения конденсационной водой. Описан опыт применения метода эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам, который подтвердил свою эффективность в условиях падающей добычи. Отмечены достоинства метода. Представлено решение, направленное на совершенствование технологии эксплуатации по КЛК – использование бесшовной сталеполимерной армированной трубы, позволившее выполнить работы по реконструкции скважины без ее глушения. Рассказывается об управлении процессом эксплуатации скважин технологическим комплексом контроля производства (ТККП), необходимым для поддержания оптимального режима работы скважины, оборудованной КЛК. Рассмотрена возможность поддержания оптимального режима скважины без применения ТККП. Представлен алгоритм расчета оптимального технологического режима работы скважины, эксплуатируемой без автоматизированного управляющего комплекса. Результаты стендовых исследований и устойчивая эксплуатация скважины свидетельствуют об эффективности использования представленного алгоритма.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение, газ сеноманской залежи, удаление жидкости с забоя скважины, эксплуатация скважины по концентрическим лифтовым колоннам (КЛК), центральная лифтовая колонна (ЦЛК), межтрубное кольцевое пространство (МКП), реконструкция скважины без глушения, управление процессом эксплуатации скважины технологическим комплексом контроля производства (ТККП), эксплуатация скважины с концентрической лифтовой колонной без оборудования ее ТККП, алгоритм расчета оптимального технологического режима работы скважины

Переход базовых объектов разработки газовых месторождений Западной Сибири на стадию падающей добычи характеризуется значительным снижением их ресурсно-энергетического потенциала. Вместе с тем текущие запасы газа сеноманской залежи составляют почти треть от начальных, что определяет долгосрочные перспективы добычи на месторождениях ООО «Газпром добыча Уренгой».

При проектировании обустройства Уренгойского месторождения предусматривалось применение прогрессивных технологий добычи газа. Одним из решений, обеспечивших оптимальные дебиты скважин порядка 1 млн м³/сут и высокие уровни годовых отборов, стало дифференцированное вскрытие пласта кустом из 5–6 скважин, оснащенных эксплуатационными колоннами диаметром 219 мм и насосно-компрессорными трубами (НКТ) диаметром 168 мм.

На современном этапе эксплуатации сеноманской залежи в связи с общим падением пластового давления, повышением уровня газоводяного контакта, нарушением устойчивости продуктивных коллекторов призабойной зоны пласта,

ухудшением технического состояния скважин (негерметичность эксплуатационных колонн и заколонного цемента) увеличивается число скважин, эксплуатация которых осложнена накоплением жидкости на забое.

Большие диаметры НКТ, обеспечивающие высокие дебиты скважин на начальном этапе разработки месторождения, сегодня являются фактором, осложняющим добычу газа. Снижение пластового давления в совокупности с достижением предела мощностей дожимного комплекса определяет низкие скорости потока газа в НКТ, которые не обеспечивают устойчивый и непрерывный вынос жидкости и мехпримесей на поверхность, что приводит к накоплению жидкости на забое и снижению дебитов скважин вплоть до их полной остановки.

Для решения задачи удаления жидкости с забоя скважины в практике газодобычи получили применение следующие методы: проведение продувок на горизонтальную факельную установку, использование ПАВ, замена НКТ на трубы меньшего диаметра, оборудование скважин плунжерным лифтом, оснащение скважин концентрической лифтовой колонной.

Одним из наиболее перспективных методов эксплуатации газовых скважин, позволяющих поддерживать устойчивый режим работы скважины в широком диапазоне дебитов без технологических продувок и в ряде случаев без глушения скважины и/или операционных затрат, на завершающем этапе разработки является эксплуатация по концентрическим лифтовым колоннам. В 2008–2011 гг. с использованием современных средств телеметрии, контроля и управления данная технология добычи была внедрена на 4 скважинах Медвежьего и Ямбургского НГКМ [1]. Главным недостатком реализованных решений стала необходимость глушения скважины для спуска в нее дополнительной лифтовой колонны из насосно-компрессорных труб. Продуктивность скважин при использовании жидкостей глушения существенно снижалась вследствие кольматации призабойной зоны пласта.

На скважине № 514 Уренгойского месторождения технология эксплуатации с применением концентрических лифтовых колонн (КЛК) была усовершенствована. В качестве центральной лифтовой колонны (ЦЛК) впервые применили бесшовную сталеполимерную армированную трубу. Такое технологическое решение позволило выполнить работы по реконструкции скважины без ее глушения, что предотвратило кольматацию призабойной зоны пласта технологическими жидкостями глушения.

В целом технология эксплуатации скважин по КЛК имеет следующие достоинства:

- обеспечение устойчивой эксплуатации за счет поддержания скорости потока, достаточной для непрерывного выноса жидкости;
- исключение продувок скважины;
- гибкость при выборе режима – возможность эксплуатации как по каждому каналу в отдельности, так и одновременно по двум каналам;
- возможность реализации технологии в скважине без проведения работ по глушению благодаря применению в качестве ЦЛК сталеполимерной гибкой

трубы без соединительных муфт, которая спускается до забоя скважины единым отрезком.

В ноябре 2013 года на скважине № 514 в существующую основную лифтовую колонну (ОЛК) Ду = 168 мм была спущена сталеполимерная гибкая труба с диаметром Ду = 73 мм и внутренним диаметром 49 мм. 16 декабря 2013 года скважина была введена в опытно-промышленную эксплуатацию.

Особенностью эксплуатации скважины № 514 является управление процессом эксплуатации технологическим комплексом контроля производства (ТККП), изготовленным ООО «НПФ «Вымпел». ТККП необходим для регулирования и поддержания режима работы скважины, обеспечивающего непрерывный вынос конденсационной жидкости из ее ствола. В ТККП задается значение уставки – расхода в линии ЦЛК, минимально необходимого для обеспечения выноса конденсирующейся жидкости. Поддержание устойчивой работы скважины осуществляется путем непрерывного контроля расхода газа по ЦЛК и поддержания его на уровне минимально необходимого дебита за счет изменения величины отбора из межтрубного кольцевого пространства (МКП) с помощью дистанционно управляемого регулирующего устройства РУД-02.

Опыт эксплуатации скважины № 514 показал высокую эффективность реализованных технических решений (скважина эксплуатируется в газосборный коллектор, количество продувок сокращено до нуля).

В процессе эксплуатации залежи по мере снижения забойного давления изменяется значение уставки. Расчеты и промысловые испытания показывают, что со временем вследствие снижения плотности газа значения минимально необходимой скорости для выноса жидкости из скважины по ЦЛК увеличиваются, а минимально необходимый дебит снижается. На основании выявленных зависимостей в ООО «Газпром добыча Уренгой» выполняется своевременная корректировка алгоритма работы комплекса управления, что позволяет оптимизировать технологический режим скважины с одновременным увеличением расхода газа по МКП и, соответственно, увеличением суммарного дебита газа скважины при сохранении условий стабильной эксплуатации [2].

Программа технического перевооружения ООО «Газпром добыча Уренгой» предусматривает оснащение 201 скважины концентрическими лифтовыми колоннами и ТККП. Использование ТККП является наиболее технологичным решением для поддержания оптимального режима работы скважины, оборудованной КЛК.

Проектной документацией предусмотрен период эксплуатации скважин без применения ТККП, с управлением режимом их работы силами персонала промысла. В связи с этим актуальной становится задача обоснования и регулирования технологического режима эксплуатации скважины с концентрической лифтовой колонной без оснащения ее ТККП.

Принципиальная схема скважины, оборудованной КЛК, без применения ТККП представлена на **рис. 1** [3].

В этом случае задача расчета технологического режима работы скважины сводится к определению режима эксплуатации по ЦЛК, МКП или сразу по обоим

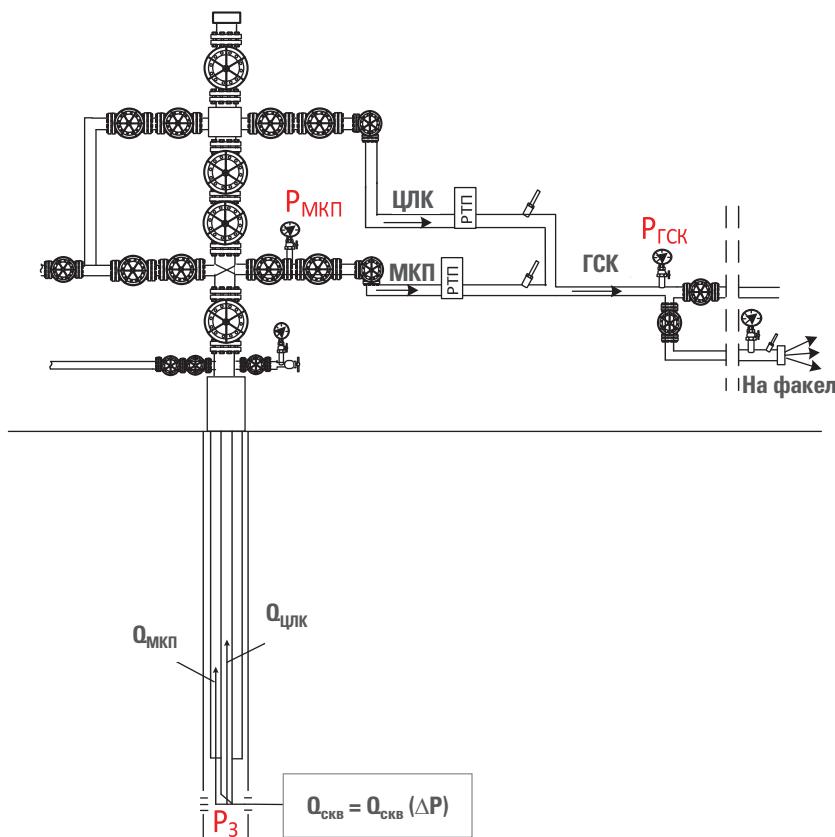


Рис. 1. Принципиальная схема скважины, оборудованной КЛК

пространствам. В случае совместной эксплуатации проводится определение величины отбора по межтрубному кольцевому пространству, обеспечивающему стабильную работу ЦЛК с минимально необходимым дебитом. Принципиальной особенностью и условием одновременной эксплуатации скважины по МКП и ЦЛК является равенство величин потерь давления в линиях на участке «забой – точка объединения потоков».

В качестве исходных данных для расчета используются: текущее пластовое давление ($P_{\text{пл}}$), приточная характеристика скважины по результатам гидродинамических исследований (ГДИ) на установившихся режимах, ее конструкция и значение давления в газосборном коллекторе (ГСК). Определяется рабочий диапазон депрессий, далее расчет выполняется по следующему алгоритму с принятым шагом (рис. 2):

■ Рассчитываются соответствующее депрессии забойное давление и дебит ($Q_{скв}$) скважины по приточной характеристике.

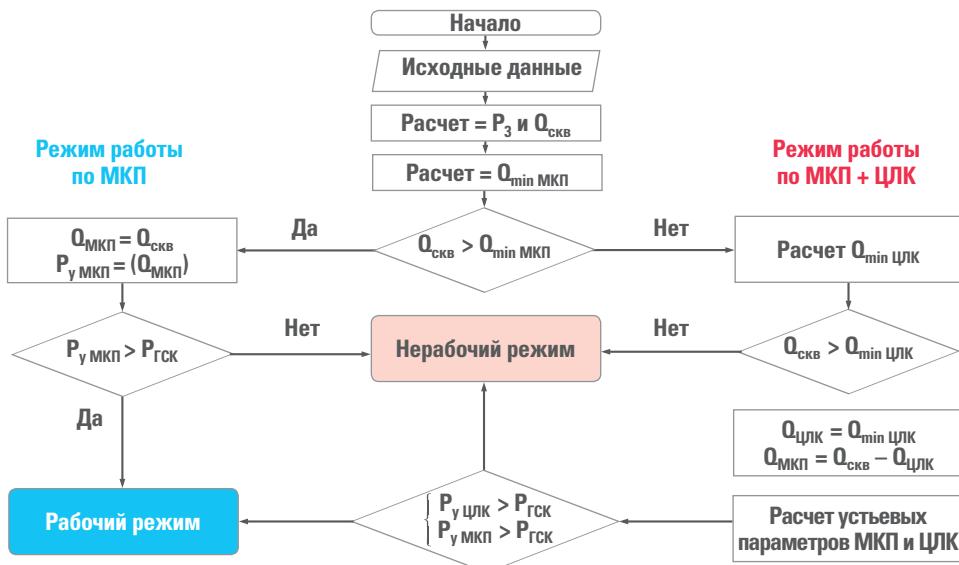


Рис. 2. Алгоритм расчета оптимального технологического режима работы скважины

- Рассчитывается минимально необходимый дебит для выноса жидкости по МКП ($Q_{min MKP}$) и сравнивается с полученным дебитом скважины ($Q_{скв}$).
- Если дебит скважины больше минимально необходимого для выноса жидкости по МКП, то рассчитывается устьевое давление при работе скважины с таким дебитом исключительно по МКП ($P_y MKP$) и в случае превышения давления ГСК делается вывод о возможности эксплуатации скважины при таком депрессионном режиме только по МКП.
- В случае, если дебит скважины ($Q_{скв}$) меньше минимально необходимого для эксплуатации по МКП ($Q_{min MKP}$), рассчитывается режим работы при совместной эксплуатации МКП+ЦЛК.
- Рассчитывается минимально необходимый дебит для выноса жидкости по ЦЛК ($Q_{min CLK}$) и сравнивается с полученным дебитом скважины ($Q_{скв}$).
- Если дебит скважины ($Q_{скв}$) больше минимально необходимого для выноса жидкости по ЦЛК ($Q_{min CLK}$), то требуется рассчитать режим, при котором расход по ЦЛК (Q_{CLK}) будет поддерживаться на уровне минимально необходимого для выноса жидкости, а в МКП поступит остальной газ (Q_{MKP}).
- Для соответствующих дебитов и забойного давления рассчитывается устьевое давление в линии МКП ($P_y MKP$) и ЦЛК ($P_y CLK$), и в случае, если рассчитанные величины устьевого давления превышают значение давления в ГСК (P_{GCK}), такой режим принимается рабочим, т.е. обеспечивающим устойчивую эксплуатацию скважины.

С целью обеспечения выполнения условия равенства потерь давлений на устье в линиях ЦЛК и МКП для исключения «передавливания» используется штуцирующее устройство, с помощью которого линию МКП при необходимости «зажимают» до значения устьевого давления (P_{yMKP}), полученного при расчете.

Расчет реализован с помощью принятых в практике газового дела соотношений, определяющих распределение параметров потока по стволу скважины.

Расходные характеристики режима рассчитываются на основании результатов ГДИ по квадратичному уравнению притока, минимально необходимые скорости в МПК и ЦЛК рассчитываются по соотношению А.А. Точигина. Коэффициент сверхжимаемости рассчитывается с использованием корреляции Абу-Кассема итерационно методом Ньютона. Для расчета вязкости газа применяется уравнение Ли, для расчета плотности смеси – правило аддитивности.

Потери по стволу скважины зависят от коэффициента гидравлических сопротивлений, рассчитываемого по одной из аппроксимаций уравнения Коулброка. Режим потока определяется по значению числа Рейнольдса. Для расчета значения потерь давления используется корреляция для газовой скважины с учетом наличия жидкости. Для вычисления профиля распределения температуры применяется соотношение, описанное в известной инструкции по комплексному исследованию скважин.

Решение представленной системы соотношений выполнено по элементам скважины по направлению потока от забоя к устью численным методом на равномерной сетке: скважина делится на участки, на границе каждого участка выполняется расчет параметров потока, на основании которых рассчитываются потери давления на следующем участке.

Результатом расчета является режимная карта, в которой для каждого значения депрессии рассчитаны соотношения дебитов по линиям ЦЛК и МКП и соответствующие им устьевые параметры, в том числе режимы самозадавливания, а также режимы эксплуатации скважины только по МКП либо совместно по МКП и ЦЛК. Таким образом обеспечивается возможность установить оптимальный режим работы скважины в соответствии с текущим давлением в газосборном шлейфе.

С целью апробации разработанных методических подходов на скважине № 514 было проведено моделирование ее работы без управляющего комплекса. Суть их заключалась в отключении ТККП, ручной установке степени открытия клапана на кольцевом пространстве с последующим мониторингом параметров эксплуатации скважины. Результаты имитации работы скважины без управляющего комплекса были сопоставлены с результатами расчетов по разработанному алгоритму. Как видно на [рис. 3](#), расчетные параметры с высокой степенью точности соответствуют фактическим. Значительные отклонения наблюдаются на первом и последнем режиме. Это объясняется тем, что алгоритм предусматривает расчет оптимального режима с установлением расхода по ЦЛК на минимально необходимом уровне.



■ Рис. 3. Сопоставление расчетных и фактических данных при апробации методики

Разработка данного алгоритма была продиктована необходимостью управления скважиной, оборудованной КЛК, без управляющего комплекса и стала единственным решением, позволяющим рассчитывать параметры работы скважины с целью определения оптимального режима ее эксплуатации.

По результатам анализа геолого-технического состояния фонда и интерпретации результатов гидродинамических исследований для испытания технологии КЛК с оснащением ствола скважины гибкой насосно-компрессорной трубой без ТККП была выбрана газовая скважина № 8142 Уренгойского НГКМ.

До оснащения КЛК дебит скважины № 8142 Уренгойского НГКМ был меньше минимально необходимого дебита для устойчивой эксплуатации, в скважине периодически проводились продувки на газофакельную установку для удаления столба жидкости.

В ноябре 2018 г. скважина № 8142 была оборудована КЛК и 28 декабря 2018 г. введена в устойчивую эксплуатацию. На данной скважине не установлен технологический комплекс автоматического регулирования дебита газа. Поддержание минимально необходимого дебита газа скважины, обеспечивающего вынос жидкости, задается угловым штуцером путем изменения величин устьевого давления и, соответственно, отбора газа на линии МКП. По результатам специальных промысловых исследований и данным гидрохимического контроля скважина работает как по МКП, так и по ЦЛК, пластовая вода отсутствует. Поддержание работы скважины осуществляется путем контроля термобарических параметров потока газожидкостной смеси на линиях ЦЛК, МКП и изменения положения открытия углового регулятора фонтанной арматуры на отводе МКП.

Опыт применения метода эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам подтвердил свою эффективность для поддержания работоспособности фонда газовых скважин в условиях падающей добычи. Эксплуатация скважин по КЛК возможна без ТККП при условии установления корректного технологического режима.

Разработанный алгоритм расчета позволяет определить оптимальный технологический режим, обеспечивающий устойчивую эксплуатацию скважин, оборудованных КЛК. На основе полученных данных разработана «Инструкция по управлению режимом работы газовой скважины Уренгойского НГКМ, оборудованной концентрической лифтовой колонной, без автоматизированного управляющего комплекса» ООО «Газпром добыча Уренгой».

ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. Эксплуатация самозадавливающихся скважин в условиях завершающего этапа разработки месторождения / Д.В. Дикамов, И.В. Мельников, В.З. Минликаев [и др.] // Газовая промышленность. – 2010. – № 2. – С. 76–77.
2. Опыт применения на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении технологии эксплуатации газовой скважины по концентрическим лифтовым колоннам / А.Ю. Корякин, Д.В. Дикамов, А.А. Типугин [и др.] // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2018. – № 5. – С. 62–65.
3. Опыт эксплуатации скв. 514 сеноманской залежи Уренгойского НГКМ, оборудованной концентрическими лифтовыми колоннами / Д.В. Дикамов, С.В. Мазанов, В.З. Минликаев [и др.] // Газовая промышленность. – 2015. – № 5. – С. 85–88.
4. Пат. 2722899 Российской Федерации, МПК E21B 43/12. Способ эксплуатации газовой скважины / Дикамов Д.В., Сафонов М.Ю., Юнусов А.А., Рагимов Т.Т., Валиулин Д.Р., Венков Ю.Г.; заявитель и патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «Газпром добыча Уренгой». – № 2019143787; заявл. 2019.12.23; опубл. 2020.06.04. – Бюл. № 16. – 9 с.

Обоснование критериев выбора и результаты реализации мероприятий по переводу нефтяных скважин на эксплуатацию вышерасположенных газоконденсатных объектов

Т.В. Сопнев, С.В. Бригадиренко, А.В. Хромцов,
М.Ю. Сафонов, А.А. Тереханов
(ООО «Газпром добыча Уренгой»)

Рассматриваются вопросы, связанные с рациональным использованием малодебитных нефтяных скважин при эксплуатации Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. Показана бесперспективность проведения геолого-технических мероприятий на низкодебитном и бездействующем фонде нефтяных скважин. Поднимается проблема неполной загрузки производственных мощностей промысловых объектов, что ведет к снижению эффективности работы сепарационного оборудования и делает невозможным осуществление процесса промысловой подготовки на высоком качественном уровне. Предложен способ эффективного использования фонда скважин и сепарационного оборудования, основанный на переводе низкодебитных нефтяных скважин на эксплуатацию газоконденсатных объектов. Данный способ позволит максимально увеличить коэффициент извлечения газового конденсата без привлечения значительных капиталовложений. Представлены основные критерии оценки целесообразности перевода нефтяных скважин на эксплуатацию газоконденсатных объектов. Выявлены наиболее подходящие для перевода скважины. Приведены результаты реализации программы перевода скважин, которые подтвердили ее перспективность. Вовлечение бесперспективных нефтяных скважин в систему разработки газоконденсатных объектов позволит достичь максимально возможных коэффициентов извлечения углеводородов и осуществить полную загрузку производственных мощностей промысловых объектов.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение (УНГКМ), эксплуатация нефтяных оточек, снижение пластового давления, геолого-технические мероприятия на низкодебитном и бездействующем фонде нефтяных скважин, промысловая подготовка нефти, промысловая подготовка газа и газового конденсата, перевод нефтяных скважин на эксплуатацию газоконденсатных объектов, выбор скважин – кандидатов для перевода на эксплуатацию газоконденсатных объектов, ликвидация заколонных перетоков, снятие кольматации призабойных зон целевых газоконденсатных пластов, гидроразрыв пласта (ГРП), доизвлечение оставшихся запасов неокомских отложений Уренгойского НГКМ, осложняющие факторы при выборе скважин-кандидатов

Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение (УНГКМ) является уникальным по величине начальных извлекаемых запасов и сложным с точки зрения геологического строения. Нижнемеловой продуктивный комплекс УНГКМ залегает на глубине от 1700 до 3200 м, включает порядка 80 газоконденсатных и газоконденсатно-нефтяных залежей, по большей части пластово-сводового типа, выделенных в 5 эксплуатационных объектов на основании идентичных глубин залегания, характера насыщения и коллекторских свойств горных пород, физико-химических свойств пластовых флюидов, термобарических параметров

и т.д. Основные запасы углеводородов нижнемеловых отложений сосредоточены в залежах, залегающих в интервалах пластов Бу₈⁰-Бу₁₄.

Характерной особенностью нижнемелового продуктивного комплекса является наличие нефтяных оторочек краевого и подстилающего типа. Нефтяные оторочки обладают сложным, неоднородным литологическим составом, блоковым строением с выявленными тектоническими нарушениями и имеют неповсеместное распространение и малые эффективные мощности (2,4–13,2 м). Нефтяные оторочки территориально объединены в шесть опытно-промышленных участков (рис. 1). В промышленной эксплуатации находятся три нефтяных участка.

За время промышленной эксплуатации нефтяных оторочек проявилась устойчивая тенденция к снижению пластового давления на всех разрабатываемых участках – более чем на 75 % от первоначального (рис. 2), что послужило причиной постепенного перевода скважин действующего фонда на механизированные способы эксплуатации при помощи газлифта или электроцентробежных насосов.

На этапе нарастающей добычи нефтяные оторочки находились в состоянии фазового равновесия с газоконденсатными частями залежей, что по мере выработки запасов и снижения энергетического потенциала закономерно привело к уменьшению продуктивности скважин и способствовало появлению сопутствующих, осложняющих процесс добычи нефти факторов: прорыву газа к забоям скважин из вышележащих пластов, обводнению по пласту, обводнению вследствие возникновения межпластовых перетоков. Влияние указанных факторов зачастую



Рис. 1. Нижнемеловой продуктивный комплекс УНГКМ

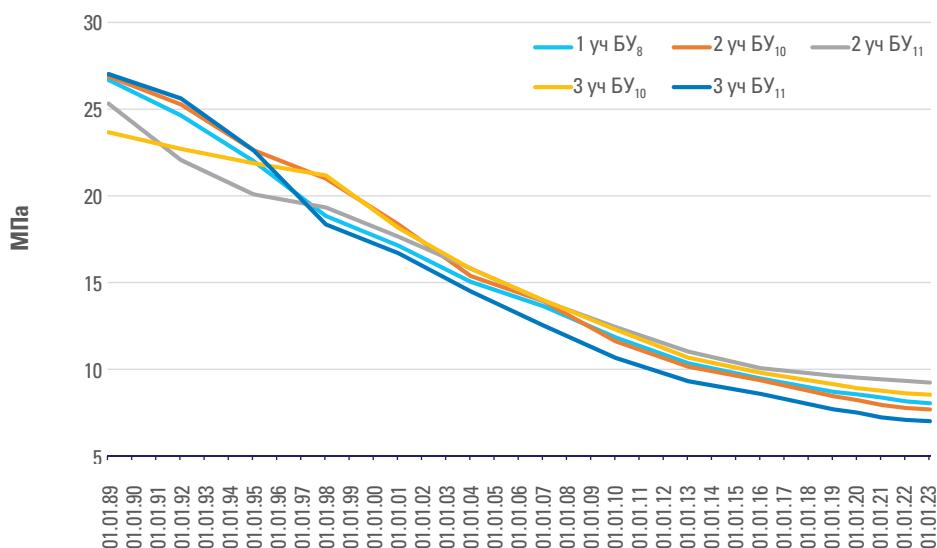
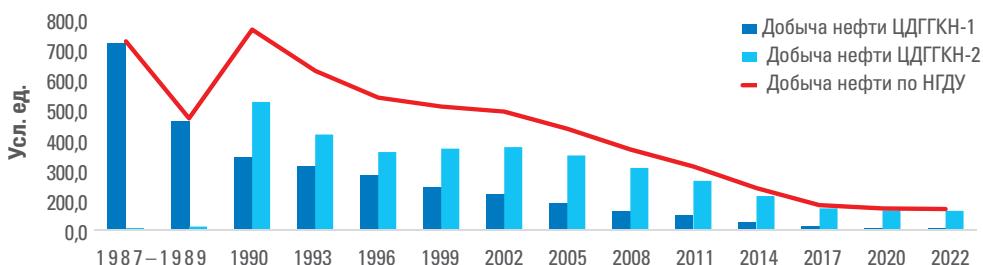


Рис. 2. Динамика снижения пластового давления нефтяных оторочек УНГКМ

приводит к отклонениям параметров работы скважин от технологического режима и переходу их в бездействующий или консервационный фонд.

Реализуемая ООО «Газпром добыча Уренгой» программа геологотехнических мероприятий на низкодебитном и бездействующем фонде нефтяных скважин позволяет снизить только темпы падения годовой добычи. В 99 % нефтяных скважин действующего фонда была проведена интенсификация притока углеводородов методом гидравлического разрыва пласта, в том числе с приобщением нижележащих пропластков со смешанным насыщением (нефть + вода). К настоящему времени большинство скважин исчерпали свой потенциал в качестве нефтяного фонда – ежегодное снижение объемов добычи нефти и попутного газа на нефтяных скважинах ООО «Газпром добыча Уренгой» составляет 10–13 % и 11–14 % соответственно. Так, с начала разработки нефтяных оторочек совокупная добыча нефти снизилась более чем на 90 % (**рис. 3**).

При проектировании промысловых объектов подготовки нефти, газа и газового конденсата профильными институтами осуществлялся расчет сепарационного оборудования и аппаратов для каждой ступени подготовки нефти и газа на технологических промысловых площадках исходя из прогнозируемых объемов добычи нефти и попутного газа. При наличии тенденции к стабильному снижению показателей добычи нефти, газа и газового конденсата существующее сепарационное оборудование теряет свою эффективность ввиду снижения аппаратной нагрузки, что делает невозможным осуществление процесса промысловой подготовки с должным качеством.



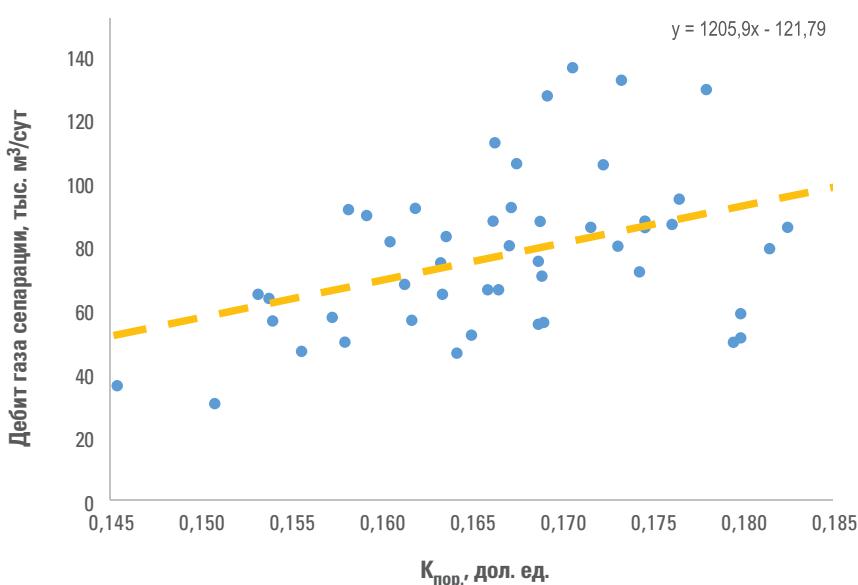
■ Рис. 3. Снижение темпов добычи нефти на УНГКМ в 1987–2022 гг.

Уменьшение продуктивности, увеличение числа простояющих и бесперспективных в плане проведения геологотехнических мероприятий нефтяных скважин в совокупности с неполной загрузкой производственных мощностей промыслового объектов обусловили поиск альтернативных вариантов эффективного использования фонда скважин и сепарационного оборудования. В 2018 году специалистами ООО «Газпром добыча Уренгой» совместно с представителями проектного института был выполнен анализ пробуренного фонда нефтяных скважин для определения возможности перевода этих скважин на эксплуатацию газоконденсатных объектов месторождения. Основными критериями оценки целесообразности такого перевода являлись:

- фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) вышележащих газонасыщенных толщин коллекторов, вскрытых нефтяной скважиной при бурении в качестве транзитного объекта;
- энергетический и ресурсный потенциал продуктивного горизонта;
- совокупная мощность эффективной газонасыщенной толщи, ее расчлененность и степень глинизации;
- техническое состояние эксплуатационных колонн скважин;
- наличие / отсутствие перетоков флюидов (в особенности воды) из вышележащих и нижележащих пластов по заколонному пространству в целевой интервал;
- положение газожидкостного контакта в целевом горизонте;
- наличие и удаленность водонасыщенных зон выше- и нижерасположенных горизонтов;
- величина остаточных извлекаемых запасов, оценка их подвижности и расчет прогнозируемых дебитов (проектный институт);
- приоритетность вовлечения газоконденсатных пластов в разработку по принципу «снизу вверх»;
- техническое состояние и готовность к эксплуатации наземных газосборных коллекторов.

Анализ скважин – кандидатов для перевода на эксплуатацию газоконденсатных объектов месторождения с учетом значений ФЕС и эффективных газонасыщенных толщин наряду с расчетами прогнозных дебитов показал общую перспективность прорабатываемого решения. Коэффициенты пористости и проницаемости соответствовали средневзвешенным показателям по второму эксплуатационному объекту – $K_{\text{пор}}$ в диапазоне от 0,14 до 0,18 д.ед., $K_{\text{пр}}$ до 45 мД, по третьему эксплуатационному объекту – $K_{\text{пор}}$ до 0,18 д.ед., $K_{\text{пр}}$ до 35 мД. Так, эффективные газонасыщенные толщины пластов в скважинах-кандидатах находились в диапазоне 8–30 метров, в наиболее перспективных достигали 50 метров. По результатам анализа нефтяных скважин, выполнивших свое назначение, с применением данных критериев установлено, что наиболее подходящие для перевода перспективные скважины расположены в сводовых частях газоконденсатных залежей пласта БУ₈, где газонасыщенные толщины достигают максимальных значений. При этом текущая газонасыщенность целевого интервала подтверждается геофизическими методами в процессе реализации геолого-технических мероприятий. Зависимости дебита переведенных скважин от средневзвешенного коэффициента пористости и эффективных газонасыщенных толщин приведены на рис. 4, 5.

Оценка технического состояния эксплуатационных колонн нефтяных скважин, подлежащих переводу, а также наличия и состояния заколонного



■ Рис. 4. Зависимость дебита газа сепарации переведенных скважин от коэффициента пористости целевого пласта

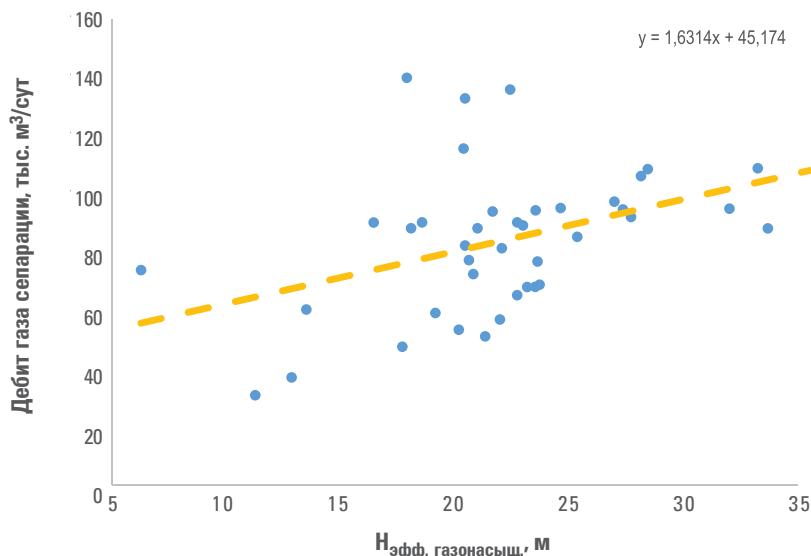


Рис. 5. Зависимость дебита газа сепарации переведенных скважин от эффективной газонасыщенной мощности целевого пласта

цементного камня основывалась на анализе ранее полученных результатов ГИС (профилеметрии, магнитно-импульсной дефектоскопии, АКЦ, ГГКЦ и др.). Было установлено, что в целом по нефтяному фонду эксплуатационные колонны находятся в удовлетворительном состоянии при средней продолжительности эксплуатации скважин порядка 35 лет.

Анализ информации о наличии заколонных перетоков флюида (вода) в целявом интервале по данным ранее проведенных геофизических исследований позволил исключить из числа кандидатов ряд бесперспективных скважин по причине прогнозируемой низкой эффективности работ по ликвидации заколонных перетоков.

Подъем уровня газожидкостного контакта в газоконденсатном пласте также является осложняющим фактором при отборе скважин-кандидатов. Наряду с неудовлетворительным состоянием заколонного цемента это может привести к появлению заколонного перетока в направлении снизу вверх при эксплуатации газоконденсатной части пласта в будущем. Для предотвращения возможного влияния негативных эффектов, в том числе появления заколонных перетоков, в условиях установленного подъема газожидкостного контакта в целявом горизонте при проведении ремонтных работ формируется заколонный «экран» путем закачки цементного раствора под давлением через специальные перфорационные отверстия.

Целевые газоконденсатные объекты, которые планируется вовлечь в разработку, являлись транзитными объектами при строительстве нефтяных

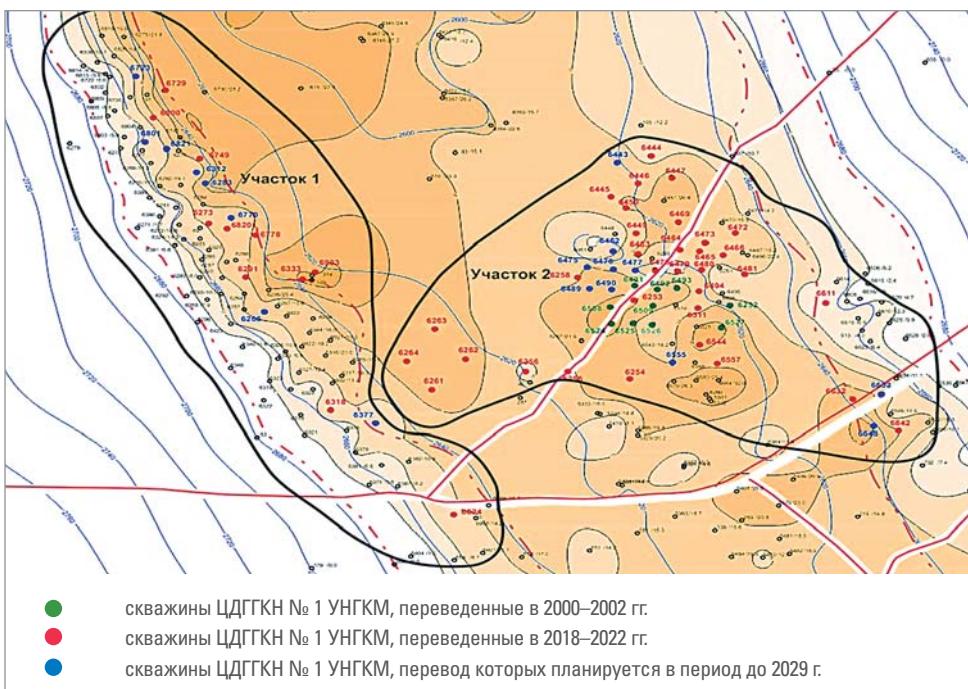


Рис. 6. Нефтяные скважины, переведенные и подлежащие переводу на эксплуатацию вышеуказанных газоконденсатных объектов месторождения

скважин. Бурение в интервале залегания пластов с высокими ФЕС осложнялось поглощением бурового раствора. Для предотвращения поглощения активно применялась закачка кольматирующих составов. Снятие кольматации призабойных зон целевых газоконденсатных пластов является актуальной задачей при переводе скважин. Наиболее эффективным ее решением служит проведение гидроразрыва пласта (ГРП). В период с 2018 по 2022 год на переводимых скважинах было выполнено 35 скважино-операций, общая эффективность операций по гидроразрыву пласта составила 91,2 %. В случае близкого расположения к целевому горизонту водо-нефтенасыщенных зон проведение ГРП становится невозможным по причине вероятного прорыва воды в целевой горизонт через создаваемые трещины. Основная часть указанных скважин расположена на первом опытном нефтяном участке УНГКМ. В данном случае для снятия кольматации призабойной зоны пласта применяются кислотные обработки с использованием растворов соляной и фтористоводородной кислот.

Стоит отметить, что впервые перевод нефтяных скважин в количестве 10 единиц на эксплуатацию газоконденсатных объектов месторождения был осуществлен в 2000–2002 годах (рис. 6).

По результатам анализа существующего фонда нефтяных скважин с применением обозначенных критериев были определены 163 скважины-кандидата, 60 из которых к настоящему времени успешно переведены на эксплуатацию газоконденсатных объектов пластов БУ_8^0 , БУ_8 , БУ_{10} .

Активная стадия реализации программы по переводу бесперспективных нефтяных скважин на эксплуатацию газоконденсатных объектов началась в 2018 году. Результаты перевода первых 10 скважин подтвердили перспективность программы перевода в целом, что позволило продолжить реализацию в запланированных объемах. Так, фактически полученные дебиты газоконденсатной смеси из переведенных в первую очередь скважин варьировали в диапазоне 60–150 тыс. м³/сут, а в некоторых случаях превышали прогнозируемые значения в среднем на 15–20 %.

На **рис. 7** показана динамика эксплуатационного фонда скважин, переведенных на эксплуатацию вышележащих газоконденсатных объектов, с указанием накопленной добычи газа сепарации в период реализации программы с 2018 года. Накопленная добыча газа сепарации составила более 2,4 млрд м³, нестабильного газового конденсата – 140,5 тыс. т.

Наряду с полученными положительными результатами существует ряд определенных трудностей, требующих оперативного вмешательства на текущем этапе реализации программы. Речь идет о необходимости снятия геологических неопределенностей, касающихся перспектив перевода на эксплуатацию



Рис. 7. Результаты реализации программы перевода низкодебитных нефтяных скважин на эксплуатацию газоконденсатных объектов УНГКМ в 2018–2022 годах



Рис. 8. Целевые показатели реализации программы перевода нефтяных скважин на эксплуатацию газоконденсатных объектов Уренгойского НГКМ на период до 2029 года

газоконденсатных объектов нефтяных скважин, расположенных в краевых частях газоконденсатных залежей. Возможным вариантом решения вопроса является проведение опытных геолого-технических мероприятий на скважинах, расположенных в краевых зонах. Данный подход связан с рисками неполучения промышленного притока газоконденсатной смеси, однако позволит определить перспективы эксплуатации газоконденсатных объектов рядом расположеными скважинами со схожими геологическими условиями. Общее количество таких скважин, находящихся в бездействии или согласно прогнозу подлежащих выбытию в ближайшие годы, достигает 40 единиц.

На рис. 8 представлены целевые показатели реализации программы вовлечения нефтяных скважин в систему разработки газоконденсатных объектов на период до 2029 года в соответствии с утвержденными проектными решениями. Реализация программы позволит обеспечить прирост накопленной добычи газа сепарации в объеме 8,5 млрд м³, нестабильного газового конденсата – 650 тыс. т [1].

С учетом уникального геологического строения Уренгойского НГКМ найдены перспективные решения, направленные на рациональное использование бесперспективного нефтяного фонда скважин, увеличение темпа дренирования краевых зон, получение максимального коэффициента извлечения конденсата без привлечения значительных капиталовложений, что подтверждается успешностью реализации программы. Вовлечение бесперспективных

нефтяных скважин в систему разработки газоконденсатных объектов позволит достичь максимально возможных коэффициентов извлечения углеводородов, адаптировать геологическую и гидродинамическую модель разработки месторождения и выработать оптимальную стратегию доизвлечения оставшихся запасов неокомских отложений Уренгойского НГКМ.

ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. Дополнение к технологической схеме разработки неокомских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения в пределах Уренгойского лицензионного участка. – Тюмень: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2022.

Комплексное использование нефтепромыслового оборудования в завершающий период разработки нефтяных оторочек Уренгойского НГКМ

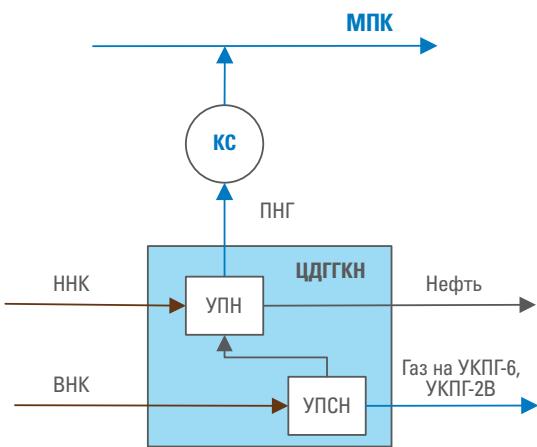
В.Ф. Кобычев, С.С. Курдюмов, В.С. Гимпу, И.Р. Хайруллин, Н.В. Иванов
(ООО «Газпром добыча Уренгой»)

Рассматриваются проблемы, возникшие при разработке Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения в режиме истощения пластовой энергии и при значительном сокращении объема добычи углеводородного сырья из нефтяных оторочек. С целью повышения эффективности эксплуатации объектов нефтедобычи и увеличения коэффициентов извлечения газа и газового конденсата предложены и реализованы технологические решения, позволившие оптимизировать процессы сбора, подготовки и транспорта жидких углеводородов, обеспечить учет сырьевых потоков, существенно увеличить объем добычи жидких углеводородов с максимальным вовлечением действующего нефтепромыслового оборудования и минимальными капитальными затратами. Приведены схемы подготовки и транспорта жидких углеводородов. Рассмотрена возможность исключения РВС (резервуара вертикального стального) из схемы подготовки нефти. Представленные в статье решения позволили решить проблемы дефицита мощностей завода по подготовке газового конденсата к транспорту и низкой загрузки нефтепромыслового оборудования.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: валанжинские газоконденсатные залежи Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ); цех добычи газа, газового конденсата и нефти (ЦДГКН); установка подготовки нефти (УПН); установка предварительной сепарации нефти (УПСН); компрессорная станция (КС) для утилизации попутного нефтяного газа; увеличение коэффициентов извлечения газа и газового конденсата; завод по подготовке газового конденсата к транспорту (ЗПКТ); совместная подготовка нефти и газового конденсата

Разработка валанжинских газоконденсатных залежей Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) началась в 1985 году, а с 1987 года ведется эксплуатация нефтяных оторочек на трех опытных участках. Нефтяные оторочки и газоконденсатные залежи представляют собой единую гидродинамическую систему и разрабатываются совместно в режиме истощения пластовой энергии. Первоначальные проектные решения по разработке нефтяных залежей предусматривали фонтанный, газлифтный и механизированный способы эксплуатации скважин, продукция которых поступала в двухнапорную систему сбора продукции. Данная система сбора состоит из ВНК (высоконапорного коллектора), куда поступала нефть из скважин с высокими устьевыми давлениями, и ННК (низконапорного коллектора), предназначенного для сбора продукции скважин с низкими давлениями (**рис. 1**). Далее эти два сырьевых потока направлялись в цех добычи газа, газового конденсата и нефти (ЦДГКН).

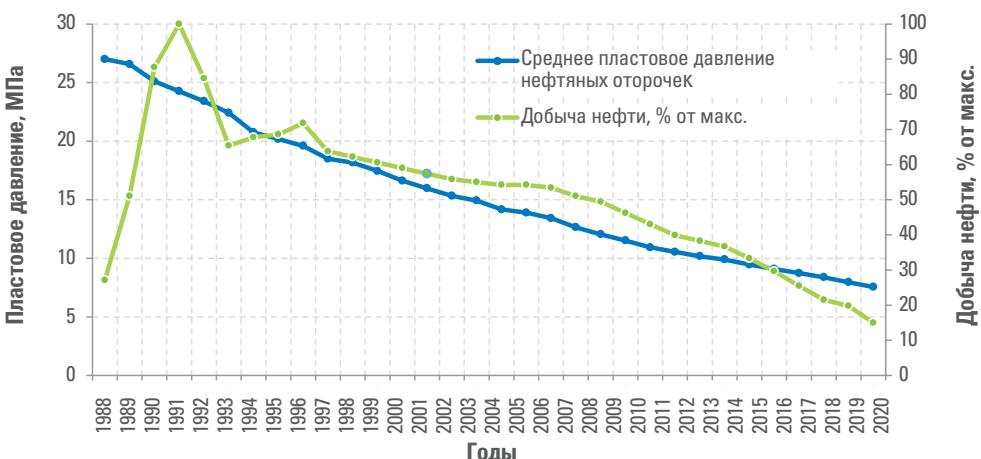
ЦДГКН включает установку подготовки нефти (УПН), установку предварительной сепарации нефти (УПСН) и компрессорную станцию (КС) для утилизации

**Рис. 1.**

Принципиальная схема подготовки нефти в ЦДГКН

попутного нефтяного газа. Продукция из ННК направлялась для подготовки на УПН, а продукция из ВНК подавалась на УПСН. После подготовки нефть ЦДГКН-1 подавалась на ЦДГКН-2, а общий поток нефти с ЦДГКН-2 — в конденсаторопровод «Уренгой — Сургут». Выделившийся при этом попутный нефтяной газ (ПНГ) поступал на компрессорную станцию для компримирования и последующей подготовки на установке низкотемпературной сепарации (НТС).

За 30 лет разработки нефтяных оторочек произошло значительное снижение пластового давления и ухудшение технологических характеристик нефтяных скважин, в связи с чем объем добычи нефти уменьшился более чем в 7 раз по сравнению с максимальным значением (рис. 2), а часть нефтяных скважин была переведена в бездействующий фонд.

**Рис. 2.** Динамика снижения пластового давления нефтяных оторочек

С целью повышения эффективности эксплуатации объектов нефтедобычи и увеличения коэффициентов извлечения газа и газового конденсата реализуется перевод части нефтяных скважин на эксплуатацию вышерасположенного газоконденсатного объекта месторождения. Для этого существующая двухнапорная система сбора продукции была разделена в зависимости от вида углеводородного сырья [1]. Принципиальная схема подготовки и транспорта жидких углеводородов представлена на **рис. 3**.

Нефтяные скважины, продукция которых поступала в ВНК, были подключены к ННК, а газоконденсатные скважины были подключены к ВНК. Нефть, поступающая по ННК, направлялась для подготовки на УПН, а газовый конденсат из скважин, переключенных на ВНК, направлялся на УПСН. Газовый конденсат ЦДГКН из УПСН по существующим трубопроводам подавался на ближайшие газоконденсатные промыслы. Данное решение позволило существенно повысить объем добычи жидкого углеводородов с максимальным вовлечением действующего нефтепромыслового оборудования и минимальными капитальными затратами и обеспечить учет сырьевых потоков. С установок комплексной подготовки газа, добываемого в валанжинских залежах, смешанный поток конденсата подавался на насосную станцию подачи конденсата (НСПК) и далее на завод по подготовке газового конденсата к транспорту ООО «Газпром переработка» (ЗПКТ).

Проектными решениями предусмотрена подача всего валанжинского газового конденсата на ЗПКТ. Важным недостатком существующей схемы подготовки скважинной продукции на УКПГ валанжинских залежей является их зависимость

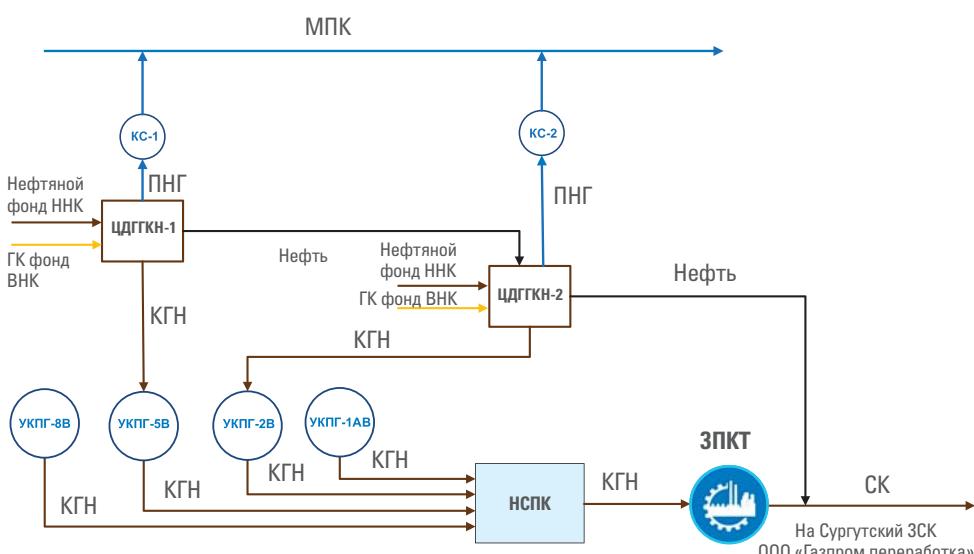


Рис. 3. Принципиальная схема подготовки и транспорта жидких углеводородов

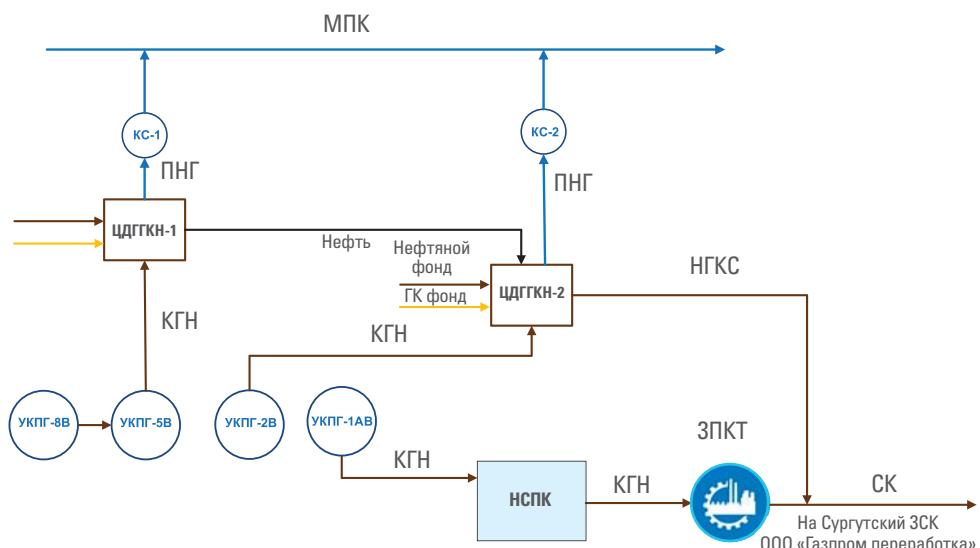
от работы ЗПКТ ОOO «ТюменНИИгипрогаз» при разработке технических решений по обустройству ачимовских залежей Уренгойского месторождения рассматривало вариант подготовки парафинистого конденсата в ЦДГГКН. Однако при уточнении объемов добычи конденсата от данного решения отказались и была проведена реконструкция установки деэтанизации конденсата ЗПКТ для приема ачимовского конденсата.

Летом 2021 года возник дефицит мощностей по переработке жидких углеводородов. В связи с этим с учетом опыта ОOO «ТюменНИИгипрогаз» была разработана и внедрена схема транспортировки и подготовки жидких углеводородов в ЦДГГКН, предусматривающая подготовку на них валанжинского газового конденсата с УКПГ-2В, УКПГ-5В, УКПГ-8В.

Подготовка газового конденсата с УКПГ-8В и УКПГ-5В осуществлялась в ЦДГГКН-1, а конденсат с УКПГ-2В направлялся в ЦДГГКН-2 (рис. 4).

При технологическом моделировании процессов подготовки газового конденсата на объектах подготовки нефти удалось определить, что при стабилизации конденсата в РВС выделяется газ дегазации, плотность которого больше плотности воздуха. Через дыхательные клапаны РВС возможно его поступление наружу и скопление у основания РВС, что потенциально может привести к аварийной ситуации.

Схема с исключением РВС из технологии подготовки нефти прорабатывалась ОOO «ТюменНИИгипрогаз» и ОOO «Газпром добыча Уренгой» в начале 2000-х годов [5]. Данные решения могли снять проблему утилизации жирного газа ступеней сепарации низкого давления за счет подготовки нефти с остаточной газонасыщенностью и были включены в проект «Реконструкция систем подготовки,



■ Рис. 4. Альтернативная схема подготовки и транспорта жидких углеводородов

перекачки и учета нефти на ЦПС-2». Однако проблема утилизации попутного нефтяного газа была решена посредством строительства компрессорных станций в составе ЦДГГКН для его подачи в магистральный газопровод и использования для работы системы газлифта, и от реализации данного проекта отказались.

С учетом имеющегося проекта нами было предложено исключить из работы РВС, а нестабильный конденсат, поступающий в ЦДГГКН, нагревать до 40 °С. Это позволило обеспечить содержание в подготовленном продукте углеводородов C_1 и C_2 не более 0,8 % мас., что соответствует требованиям к нефтегазоконденсатной смеси, представленным в СТО «Газпром переработка» 75-2010 «Смесь нефтегазоконденсатная деэтанизированная для переработки на Сургутском заводе по стабилизации конденсата. Технические требования».

Проведенные расчеты показали, что для сокращения объемов газа дегазации, образующегося из нестабильного конденсата, необходимо изменить режим работы установки низкотемпературной сепарации на УКПГ валанжинских залежей [4]. Повышение температуры в низкотемпературном сепараторе до минус 20 °С позволило повысить долю тяжелых фракций углеводородов в конденсате, направляемом в ЦДГГКН (рис. 5), а объем газа дегазации сократился в ЦДГГКН на 48 % мас.

Таким образом, в ООО «Газпром добыча Уренгой» разработан и успешно реализован комплекс технических решений по эффективному использованию мощностей по добыче и подготовке жидких углеводородов. Перевод части нефтяных скважин на эксплуатацию газоконденсатного объекта месторождения обеспечил повышение эффективности эксплуатации объектов добычи нефти, а подготовка валанжинского конденсата в ЦДГГКН позволила решить проблемы дефицита мощностей ЗПКТ и низкой загрузки нефтепромыслового оборудования. С учетом данного решения были обеспечены плановые показатели добычи и подготовки товарной продукции нормативного качества, повышена эффективность эксплуатации ЦДГГКН.

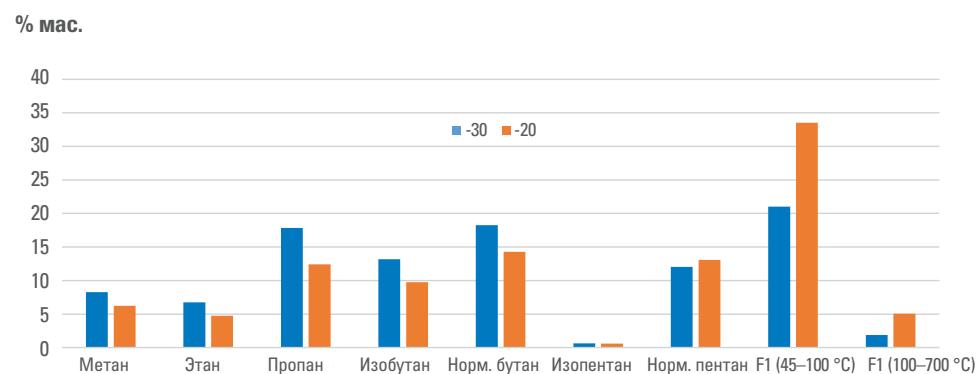


Рис. 5. Содержание углеводородов в конденсате при различных температурах низкотемпературной сепарации

ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. Синергия нефтепромыслового оборудования ООО «Газпром добыча Уренгой» для подготовки продукции газоконденсатных скважин Уренгойского НГКМ и нефти ПАО «Газпром нефть» / В.Ф. Ко-бычев, И.В. Колинченко, С.В. Семенов [и др.] // Газовая промышленность. – 2020. – № 3. – С. 20–25.
2. СТО Газпром 089-2010. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия: утвержден и введен в действие распоряжением ОАО «Газпром» от 25 октября 2010 г. № 359.
3. СТО Газпром 5.5-2007. Обеспечение единства измерений. Конденсат газовый нестабильный. Методика определения компонентно-фракционного и группового углеводородного состава: утвержден распоряжением ОАО «Газпром» от 13 марта 2007 г. № 41.
4. Оптимизация подготовки газа на УКПГ валанжинских залежей Уренгойского НГКМ / Г.А. Ланчаков, В.А. Ставицкий, О.П. Кабанов [и др.] // Проблемы освоения месторождений Уренгойского комплекса: сборник науч. трудов / ООО «Газпром добыча Уренгой». – М.: Недра, 2008. – С. 195–200.
5. Добыча и подготовка нефти и попутного нефтяного газа на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении: проблемы и решения / В.С. Сорокин, О.П. Кабанов, В.М. Тугарев [и др.] // Проблемы освоения месторождений Уренгойского комплекса: сборник науч. трудов / ООО «Газпром добыча Уренгой». – М.: Недра, 2008. – С. 181–190.

Использование существующей инфраструктуры сеноманских и валанжинских УКПГ Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения при обустройстве вновь вводимых газоконденсатных объектов

В.Ф. Кобычев, Р.Р. Ялалетдинов, В.О. Юрсов, Н.А. Бурмистров
(ООО «Газпром добыча Уренгой»)

Р.Н. Исмагилов, к.т.н. (филиал ООО «Газпром инвест» «Новый Уренгой»)
В.И. Столяров, А.А. Фролов
(ООО «Газпромнефть-Заполярье»)

Поднята одна из основных проблем продолжительной эксплуатации объектов сеноманского и валанжинского комплексов на этапе падающей добычи – постепенное высвобождение мощностей технологического оборудования и компрессорных станций. Рассмотрены возможности повышения эффективности использования имеющихся мощностей. Децентрализованная схема размещения существующих инфраструктурных объектов ООО «Газпром добыча Уренгой» в южной части Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения позволяет обеспечить подключение перспективных объектов разработки к существующим промысловым коммуникациям. В статье представлены результаты аналитической оценки и расчетов с применением математического моделирования, промысловых испытаний оборудования установки низкотемпературной сепарации, а также технические решения и основные мероприятия, реализуемые в настоящее время и планируемые в рамках перспективных проектов обустройства месторождения. Разработанные технические решения по использованию промысловой инфраструктуры для сбора и подготовки углеводородной продукции позволяют реализовать стратегию ООО «Газпром добыча Уренгой», направленную на увеличение уровней добычи газа и конденсата, оптимально загрузить существующие производственные мощности и сократить капитальные затраты на освоение залежей ачимовской и валанжинской толщи.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: сеноманские газовые залежи, валанжинские газоконденсатные залежи, подготовка сеноманского газа, технология абсорбционной осушки диэтиленгликолем, подготовка валанжинского газа, технология низкотемпературной сепарации (НТС), установка комплексной подготовки газа (УКПГ), транспорт подготовленного газа, межпромысловый коллектор (МПК), совместная эксплуатация сеноманских и валанжинских промыслов, Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение (УНГКМ), подготовка углеводородной продукции валанжинских и ачимовских отложений, газосборный коллектор (ГСК), куст ачимовских скважин, куст сеноманских скважин, оценка коррозионного риска при совместной транспортировке ачимовского и сеноманского газов, обустройство участка валанжинских залежей Уренгойского НГКМ, совместная подготовка газа валанжинских скважин

Сеноманская газовая и валанжинские газоконденсатные залежи месторождений Большого Уренгоя на протяжении нескольких десятилетий находятся в промышленной эксплуатации. Для подготовки газа из сеноманских залежей была применена технология абсорбционной осушки диэтиленгликолем,

а для подготовки газа из валанжинских залежей – технология низкотемпературной сепарации (НТС). В настоящее время в эксплуатации находятся 16 установок комплексной подготовки газа (УКПГ), добываемого в сеноманской толще, и 5 установок подготовки газа из валанжинских залежей. Сбор подготовленного газа осуществляется в межпромысловый коллектор, который связывает УКПГ с головными компрессорными станциями. Конденсат транспортируется по системе трубопроводов на завод по подготовке конденсата к транспорту (ЗПКТ) ООО «Газпром переработка», а нефть направляется в конденсатопровод «Уренгой–Сургут».

С начала 2000-х годов из-за снижения объемов добываемого из сеноманской залежи газа высвободились производственные мощности по подготовке и компримированию газа. С того времени в ООО «Газпром добыча Уренгой» проводятся исследования, направленные на повышение эффективности использования существующих мощностей. На первом этапе были реализованы схемы подготовки добываемого из сеноманской залежи газа в двух технологических цехах и совместной эксплуатации сеноманских и валанжинских промыслов с применением свободных мощностей, расположенных вблизи дожимных компрессорных станций (ДКС) УКПГ сеноманской залежи [1]. На основе полученного опыта в Обществе разработаны схемы совместной эксплуатации промыслов с использованием МПК [2].

Валанжинские залежи Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения имели более высокие начальные пластовые давления по сравнению с сеноманскими. Относительно умеренный темп отбора газа из валанжинских залежей позволил разрабатывать их с постоянным уровнем отбора практически до 2010 года. В последние годы загрузка технологического оборудования УКПГ валанжинских залежей снизилась на 50–60 %. В связи с этим нами были проведены исследования, направленные на определение возможности использования данных мощностей для подготовки углеводородной продукции как валанжинских залежей, так и ачимовских отложений, оператором разработки которых является ООО «Газпромнефть–Заполярье». Данные залежи расположены в непосредственной близости от УКПГ-1, УКПГ-1АВ, УКПГ-2В (рис. 1).

УЧАСТОК ЗА АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

Ранее в журнале «Газовая промышленность» (№ 7 за 2018 год) была опубликована статья о разработанной технологической схеме совместной подготовки газа валанжинских залежей и участка ЗА ачимовской толщи на УКПГ-1АВ с использованием ее технологического оборудования, а также дожимной компрессорной станции на сеноманских газовых промыслах [3]. На данной установке подготовка газа ведется в двух технологических цехах, оснащенных семью технологическими нитками производительностью 5 млн м³/сут и одной опытной ниткой производительностью 10 млн м³/сут. Для сокращения затрат на обустройство участка ЗА ачимовских залежей в 2024 году предлагается отделять парафинистый конденсат на установке предварительной подготовки газа (УППГ),



Рис. 1.
Схема приема продукции
ООО «Газпромнефть–Заполярье»
на объекты подготовки
ООО «Газпром добыча Уренгой»

а отсепарированный газ направлять на технологические нитки № 1–4 одного из цехов НТС УКПГ-1АВ. Для внедрения технических решений разработан и реализуется проект «Газоконденсатный промысел № 1А Уренгойского НГКМ. Техническое перевооружение» ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект».

Опыт эксплуатации ачимовских промыслов показал, что первоначальное конденсатосодержание пластового флюида, принятное для проектирования, было занижено. Удельный выход нестабильного конденсата оказался на 30% выше проектного [4]. При вводе новых скважин и увеличении отборов продукции это привело к превышению загрузки по жидкости и нарушениям работы технологического оборудования подготовки. Потребовалась его реконструкция. Поэтому для исключения подобных проблем при вводе в разработку участка ЗА в настоящее время проводятся исследования состава пластового флюида.

ООО «Газпромнефть–Заполярье» пробурены пять эксплуатационных газоконденсатных скважин на кусте № 3А02. Для снижения негативного воздействия на окружающую среду и обеспечения дополнительной добычи углеводородов нами разработана схема подготовки пластового флюида ачимовских отложений на кустовой сепарационной установке с подачей газа в действующий газосборный коллектор куста № 110 УКПГ-1 сеноманской залежи (рис. 2). Подготовка продукции по проекту «Обустройство 3 Ачимовского участка Уренгойского месторождения. Куст газоконденсатных скважин» осуществляется методом НТС с использованием кустовой мобильной установки и обеспечением требований качества газа по СТО Газпром 089-2010 [5]. Подготовленный газ по новому трубопроводу Ду 400, L = 1700 м направляется в шлейф сеноманского куста газовых скважин № 110 Ду 400, L = 4030 м и далее на УКПГ-1. Стабильный конденсат, соответствующий ГОСТ Р 54389-2011, цистернами доставляется заказчику. Газ выветривания полностью направляется на собственные нужды – используется для печей

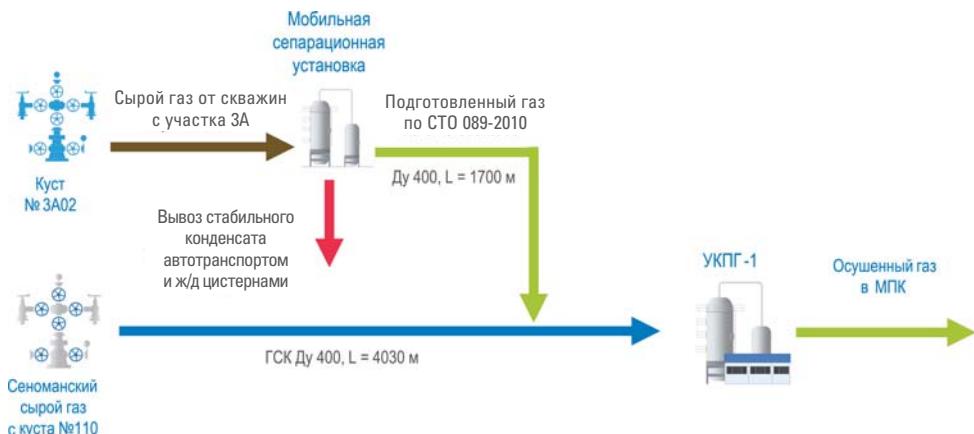


Рис. 2. Схема подключения куста № 3А02 к шлейфу куста № 110 УКПГ-1

подогрева конденсата и утилизации пластовой воды на горизонтальной факельной установке.

Во избежание нарушения технологического режима работы скважин куста № 110 сеноманской залежи с помощью технологического моделирования были определены оптимальные параметры сбора газа и максимально возможный дебит скважин ачимовского куста. Установлено, что скорость потока углеводородной смеси составит не более 17 м/с и соответствует требованиям п. 5.9 СТО Газпром НТП 1.8-001.2004 [6].

Установлено также, что в ГСК № 110 будет происходить насыщение сухого ачимовского газа влагой за счет смешения с сеноманским сырым газом. Необходимо отметить, что в составе ачимовского флюида присутствует углекислый газ [7]. Существует риск протекания углекислотной коррозии из-за наличия в сеноманском пластовом флюиде водной фазы. Была проведена оценка коррозионного риска при совместной транспортировке ачимовского и сеноманского газов. Расчеты показали, что парциальное давление углекислого газа составит 0,004 МПа и согласно СТО Газпром 9.3-011-2011 [8] степень агрессивности транспортируемой продукции является низкой, противокоррозионные мероприятия не требуются. Несмотря на это, предусмотрена организация мониторинга коррозии.

ДООБУСТРОЙСТВО ВАЛАНЖИНСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ

На основе результатов исследований валанжинских пластов при бурении скважин в ачимовских отложениях участка ЗА 000 «Газпромнефть–Заполярье» подтверждены остаточные извлекаемые запасы газа. Проектом «Обустройство участка валанжинских залежей Уренгойского НГКМ. Кусты газоконденсатных скважин» предусматривается бурение 25 скважин в валанжинских залежах, объединенных

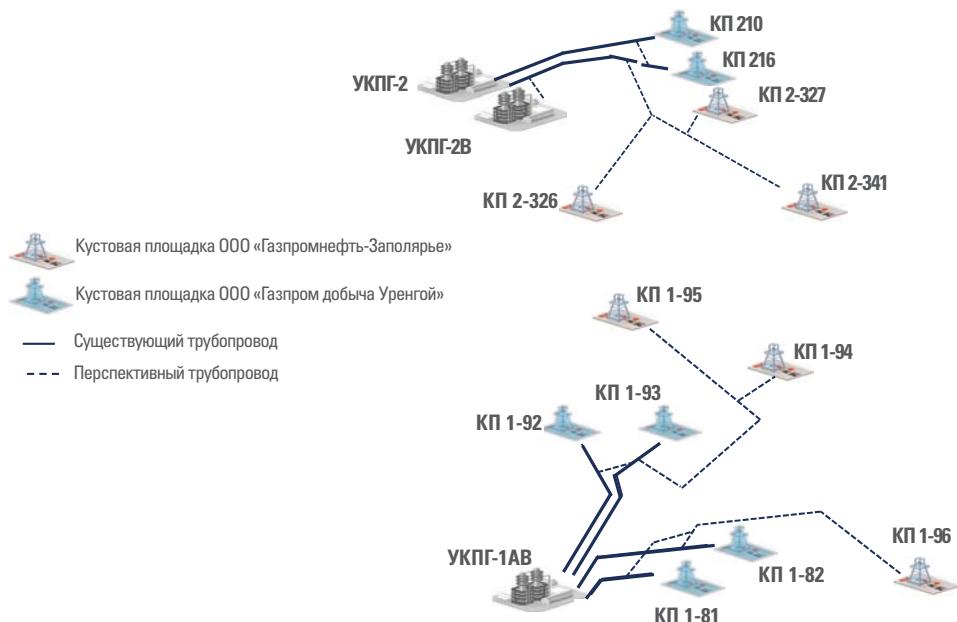


Рис. 3. Схемы сбора углеводородной продукции
ООО «Газпромнефть-Заполярье»
на УКПГ ООО «Газпром добыча Уренгой»

в 6 кустовых площадок (КП), которые располагаются рядом с коммуникациями УКПГ-1АВ и УКПГ-2В Уренгойского НГКМ. На их основе разработаны схемы сбора и подготовки углеводородной продукции на установках НТС (рис. 3).

На технологических моделях газосборных систем выполнены прогноз эксплуатации системы транспорта газа с кустов скважин ООО «Газпромнефть-Заполярье» и подключение в действующие газосборные коллекторы УКПГ-1АВ и УКПГ-2В. Определены максимально допустимые объемы газа в шлейфах и оптимальные параметры в точках подключения. По результатам расчета скорости потока в шлейфах не превышают 18 м/с.

ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Совместная подготовка газа валанжинских скважин ООО «Газпром добыча Уренгой» и ООО «Газпромнефть-Заполярье» на УКПГ-1АВ предполагается на трех технологических нитках производительностью 5 млн м³/сут и одной опытной нитке производительностью 10 млн м³/сут. Таким образом, общая производительность цеха НТС при резервировании опытной нитки снижается на 25 %, что создает дополнительные риски недостижения плановых показателей по добыче углеводородного сырья.

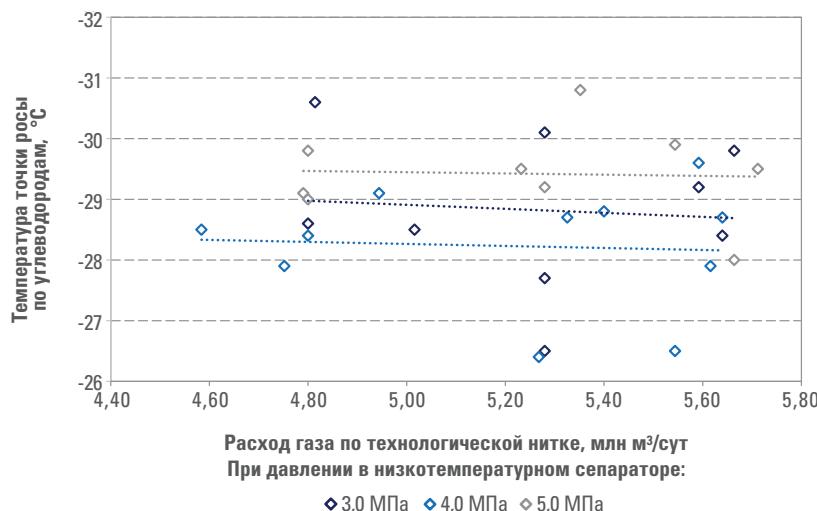


Рис. 4. Температура точки росы по углеводородам при различных значениях давления в низкотемпературном сепараторе и производительности технологической нитки

Для определения потенциальных технологических осложнений при реализации разработанной схемы совместной подготовки с точки зрения обеспечения качества товарной продукции были проведены промысловые испытания работы оборудования технологических ниток при различных термобарических параметрах и производительности. В результате испытаний определены оптимальные параметры работы НТС и установлено, что при увеличении расхода газа технологических ниток номинальной производительностью 5,0 млн м³/сут до 18 % не происходит снижения удельного выхода конденсата, качества товарного газа по показателю температуры точки росы и содержанию компонентов С₅₊ в товарном газе (рис. 4, 5).

Таким образом, на основе проведенных исследований состава валанжинских пластов, анализа работы систем сбора и подготовки промысловых объектов рекомендуется использование схем подключения скважин валанжинской залежи ООО «Газпромнефть–Заполярье» к существующим шлейфам УКПГ-1АВ и УКПГ-2В. Запас производственных мощностей позволяет осуществлять подготовку газа в полном объеме с учетом предложенных схем работы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Использование производственных мощностей ООО «Газпром добыча Уренгой» для подготовки продукции ООО «Газпромнефть–Заполярье» позволит увеличить добычу газа и конденсата, оптимально загрузить существующее технологическое оборудование, а также более эффективно применять промысловую инфраструктуру для сбора и подготовки углеводородной продукции с минимальными эксплуатационными затратами.

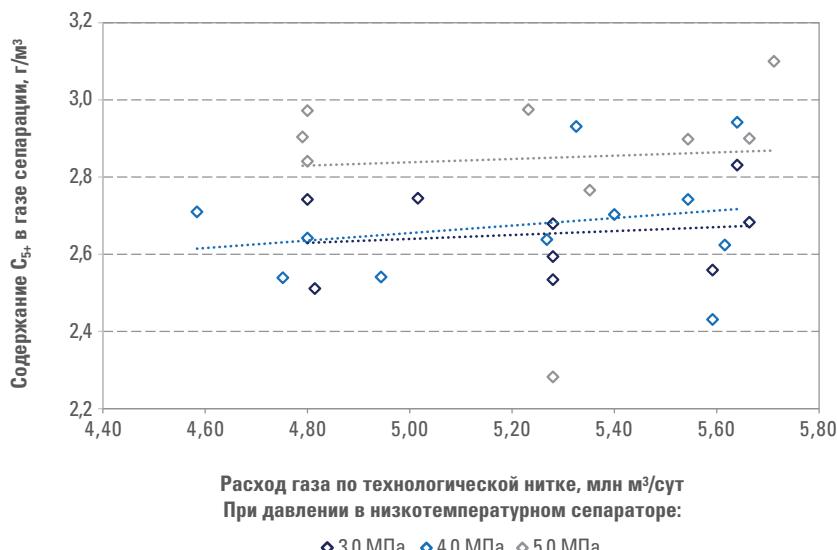


Рис. 5. Содержание компонентов C_{5+} в товарном газе при различных значениях давления в низкотемпературном сепараторе и производительности технологической нитки

ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. Инновационные технические решения по совместной эксплуатации сеноманских и валанжинских промыслов месторождений Большого Уренгоя / С.В. Мазанов, А.Ю. Корякин, Р.В. Абдуллаев, А.А. Типугин // Новые технологии газовой, нефтяной промышленности, энергетики и связи: матер. XXII Международного конгресса. – Т. 22. – Москва: Экономика, 2015. – С. 104–109.
2. Концепция развития дожимного комплекса сеноманской залежи и технологии подготовки газа для завершающего периода разработки Уренгойского комплекса / А.Ю. Корякин, И.В. Игнатов, Р.Н. Исмагилов [и др.] // Газовая промышленность. – 2021. – Спецвыпуск № 1 (814). – С. 20–24.
3. Комплексное использование промысловых объектов Уренгойского НГКМ в условиях разработки сеноманской, валанжинской и ачимовских залежей / А.Ю. Корякин, А.И. Ермолаев, П.П. Слугин [и др.] // Газовая промышленность. – 2018. – № 7. – С. 58–64.
4. Совершенствование технологического оборудования и схем подготовки продукции ачимовских залежей Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / И.В. Игнатов, В.Ф. Кобычев, Д.Ю. Корякин [и др.] // Газовая промышленность. – 2020. – № 7 (803). – С. 80–85.
5. СТО Газпром 089-2010. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия. – Москва: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2010. – 12 с.
6. СТО Газпром НТП 1.8-001-2004. Нормы технологического проектирования объектов газодобывающих предприятий и станций подземного хранения газа. – Москва: ОАО «ВНИПИгаздобыча», 2004. – 26 с.
7. Условия протекания углекислотной коррозии на объектах добычи ачимовских отложений, методы контроля и прогнозирования / А.Ю. Корякин, В.Ф. Кобычев, И.В. Колинченко, А.Д. Юсупов // Газовая промышленность. – 2017. – № 12. – С. 84–89.
8. СТО Газпром 9.3-011-2011. Ингибиторная защита от коррозии промысловых объектов и трубопроводов. Основные требования. – Москва: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2011. – 7 с.

Оптимизация работы оборудования и режимов эксплуатации установок комплексной подготовки газа сеноманских залежей в завершающий период разработки Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения

В.Ф. Кобычев, А.А. Типугин, к.т.н., О.В. Еремин, В.С. Гимпу,
А.Ш. Хабибулин, И.Р. Хайруллин, В.О. Юрсов, Г.А. Усманова
(ООО «Газпром добыча Уренгой»)

В статье предложены эффективные решения, позволившие оптимизировать работу установок комплексной подготовки газа ООО «Газпром добыча Уренгой» в завершающий период разработки Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. Представлена концепция развития систем компримирования, подготовки и межпромыслового транспорта газа, которая предусматривает технические решения по объединению сеноманских промыслов в три группы. Рассмотрены и проанализированы схемы работы установок комплексной и предварительной подготовки газа при их объединении, а также приведены результаты расчетов, выполненных с применением технологического моделирования для последующей оптимизации работы оборудования и обеспечения нормативных требований по показателю температуры точки росы по воде. По результатам анализа технологических рисков определены наиболее эффективные схемы работы при совместной эксплуатации промыслов применительно к летнему и зимнему периодам, проведена оценка возможных осложнений при низкой степени загрузки оборудования, разработаны предложения по нивелированию их влияния на технологический процесс. Предложенные технические решения позволят обеспечить качество транспортируемого газа и проектные показатели по добыче углеводородов, они будут включены в проектные решения по объединению установок комплексной подготовки газа, добываемого из сеноманских залежей.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: сеноманская залежь Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), подготовка к транспортировке продукции сеноманской залежи по магистральному газопроводу, абсорбционная осушка газа, установки комплексной подготовки газа (УКПГ), дожимная компрессорная станция (ДКС), двухступенчатая осушка газа с последовательной подготовкой газа, объединение сеноманских УКПГ, предотвращение образования гидратов, охлаждение газа в аппаратах воздушного охлаждения (АВО), обеспечение качества транспортируемого газа

С 1978 года ООО «Газпром добыча Уренгой» осуществляет разработку сеноманской залежи Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. В настоящее время разработка сеноманской залежи Уренгойского НГКМ перешла в завершающую стадию, характеризующуюся увеличением влагосодержания газа вследствие снижения пластового давления, уменьшением загрузки основного технологического оборудования для сбора и подготовки углеводородов к транспортировке [1]. Данные факторы приводят к снижению эффективности сепарационного, абсорбционного оборудования и компрессорных станций,

ЧТО В СОВОКУПНОСТИ С ПРОДОЛЖИТЕЛЬНЫМ СРОКОМ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ СОЗДАЕТ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ РИСКИ В ЧАСТИ СТАБИЛЬНОЙ РАБОТЫ ПРОМЫСЛОВЫХ УСТАНОВОК И ОБЕСПЕЧЕНИЯ КАЧЕСТВА ТОВАРНОЙ ПРОДУКЦИИ.

Подготовка к транспортировке продукции сеноманской залежи по магистральному газопроводу осуществляется абсорбционной осушкой на 16 установках комплексной подготовки газа (УКПГ). В состав УКПГ входят 2 технологических цеха осушки газа и дожимная компрессорная станция (ДКС) с двумя компрессорными цехами, как правило, оснащенными тремя газоперекачивающими агрегатами. Ранее в ООО «Газпром добыча Уренгой» были реализованы различные технические решения по эффективному использованию мощностей основного технологического оборудования. Снижение пластового давления привело к ухудшению термобарических параметров в аппаратах осушки газа. Для обеспечения качества товарного газа внедрялись схемы двухступенчатой осушки газа с последовательной его подготовкой в двух технологических цехах [2, 3].

Совместно с отраслевыми институтами была создана концепция развития Уренгойского комплекса для завершающего периода разработки сеноманской залежи, предусматривающая объединение сеноманских УКПГ в группы с предварительной подготовкой на промыслах-сателлитах (1-я ступень) и окончательной осушкой газа на головных УКПГ (2-я ступень) [4]. Предварительная подготовка газа на промыслах-сателлитах предполагает очистку сырого природного газа, поступающего из системы промысловых трубопроводов, от механических примесей и капельной влаги с последующим компримированием на ДКС первой ступени и подачей его на головную УКПГ. Окончательная осушка газа на головных УКПГ предусматривает очистку предварительно подготовленного газа, поступающего с промыслов-сателлитов, компримирование на ДКС третьей очереди и ДКС второй ступени, абсорбционную осушку газа.

При объединении УКПГ сеноманских залежей планируется создание трех групп промыслов:

- **1 группа промыслов** – в качестве головной выступает УКПГ–4, подключаемые с 2025 года УКПГ–2, 3, 5 и с 2032 года УКПГ–1, 1A;
- **2 группа промыслов** – в качестве головной выступает УКПГ–7, подключаемые с 2025 года УКПГ–6, 8 и с 2032 года УКПГ–9, 10;
- **3 группа промыслов** – в качестве головной выступает УКПГ–12, подключаемые с 2023 года УКПГ–11, 13, 15 [6].

Для определения технологических рисков разработанных схем с точки зрения обеспечения качества товарной продукции были построены математические модели системы «промышлен – сателлит – головная УКПГ» для трех групп промыслов с использованием уравнения состояния Cubic-Plus-Association (CPA). Проведены расчеты по трем схемам работы УКПГ:

- двухступенчатая осушка газа с последовательной работой технологических цехов при давлении 2,9 МПа и 4,9 МПа;
- двухступенчатая осушка газа с последовательной работой технологических цехов при давлении 4,9 МПа;

- осушка газа в параллельно работающих технологических цехах при давлении 4,9 МПа.

При моделировании схем работы УКПГ был принят летний режим работы с температурой контакта «газ – ДЭГ» 30 °С, параллельной подачей регенерированного диэтиленгликоля (рДЭГ) в технологические цеха с удельным расходом 15 г/м³ и массовой долей диэтиленгликоля (ДЭГ) от 98,5 мас. % до 99,6 мас. %.

Адаптация моделей была осуществлена по результатам комплексных обследований УКПГ сеноманской залежи в 2022 году. Программа комплексного обследования включает:

- анализ технологической схемы и режима работы УКПГ;
- сбор и обработку исходной информации о работе технологического оборудования;
- фиксацию термобарических параметров и расхода на всех ступенях процесса подготовки;
- единовременный отбор представительных проб газовых и жидкостных потоков с определением компонентного состава и физико-химических свойств;
- измерение уноса капельной жидкости с газом с технологического оборудования;
- проведение контрольных измерений температуры точки росы по воде [7, 8].

С учетом измеренных значений температуры точки росы по воде (T_{TP_B}), концентрации насыщенного, регенерированного ДЭГ и компонентного состава пластового флюида определена фактическая эффективность работы оборудования для 1 и 2 групп в 1,8 теоретических тарелки для абсорбера типа ГП 252, для 3 группы – 2 теоретические тарелки для абсорбера типа ГП 502.

Двухступенчатая осушка газа с последовательной работой технологических цехов при давлении 2,9 МПа и 4,9 МПа. Сырой газ на УКПГ-сателлитах проходит очистку от механических примесей и капельной влаги в цехе очистки газа (ЦОГ), компримирование на ДКС 1 ступени и далее транспортируется на выделенные нитки ЦОГ головной УКПГ для дополнительной очистки. На головной УКПГ собственный пластовый газ поступает для очистки на отдельные нитки ЦОГ, компримируется на 1 ступени сжатия ДКС и далее смешивается с потоком газа от сателлитов, поступающим из ЦОГ [9]. Смешанный поток газа через ДКС 3 очереди проходит 1 ступень абсорбционной осушки в технологическом цехе № 1, дожимается на ДКС 2 ступени и направляется на 2 ступень осушки в технологический цех № 2, далее транспортируется в межпромысловый коллектор (МПК) (рис. 1).

На основе расчетов с применением моделирования установлено, что технология гликолевой осушки при данной схеме работы не будет соответствовать требованиям СТО Газпром 089-2010 [10] по показателю T_{TP_B} (рис. 2). Для соответствия T_{TP_B} требованию отраслевого стандарта на адаптированной модели были проведены расчеты при различной температуре контакта «газ – ДЭГ». По результатам расчета определена максимальная температура контакта 22 °С для всех групп промыслов при нормативной концентрации ДЭГ.

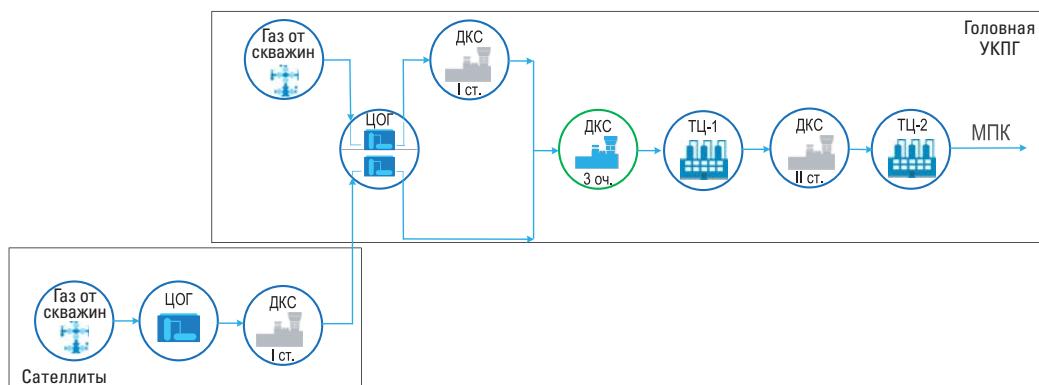


Рис. 1. Схема работы № 1 – двухступенчатая осушка газа с последовательной работой технологических цехов при давлении 2,9 МПа и 4,9 МПа

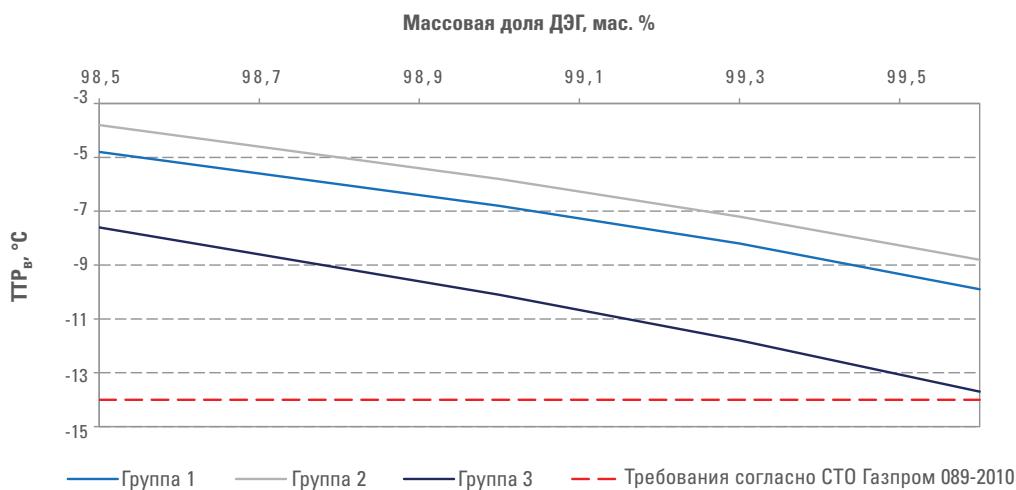


Рис. 2. График ТТР_в при схеме работы № 1 при различной концентрации ДЭГ

Таким образом, эксплуатация УКПГ по схеме двухступенчатой осушки газа с последовательной работой технологических цехов на среднем и высоком давлении будет затруднена при высокой температуре окружающей среды, которая не обеспечит приемлемую кондиционность товарного газа на выходе УКПГ.

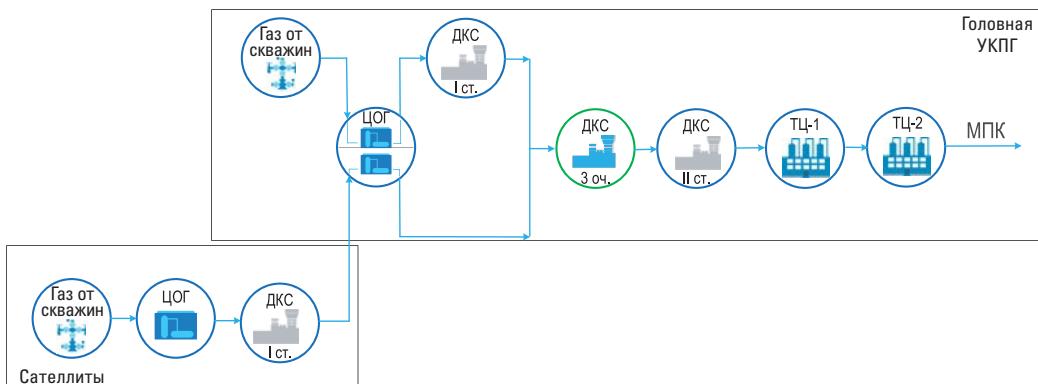


Рис. 3. Схема работы № 2 – двухступенчатая осушка газа с последовательной работой технологических цехов при давлении 4,9 МПа

Двухступенчатая осушка газа с последовательной работой технологических цехов при давлении 4,9 МПа. Сырой газ на УКПГ-сателлитах поступает в ЦОГ, далее компримируется на ДКС 1 ступени и транспортируется на выделенные нитки ЦОГ головной УКПГ. На головной УКПГ собственный пластовый газ через ЦОГ компримируется на 1 ступени сжатия ДКС и далее смешивается с потоком газа от сателлитов, поступающим из ЦОГ. Смешанный поток газа через ДКС 3 очереди и 2 ступени сжатия проходит последовательно два технологических цеха и направляется в МПК (**рис. 3**).

По результатам проведенных расчетов, работа по данной схеме в летний период эксплуатации всех групп промыслов обеспечит нормативную ТТР_в при массовой доле ДЭГ свыше 99,3 мас. % для 1 группы промыслов, 99,3 мас. % для 2 группы и 98,8 мас. % для 3 группы (**рис. 4**).

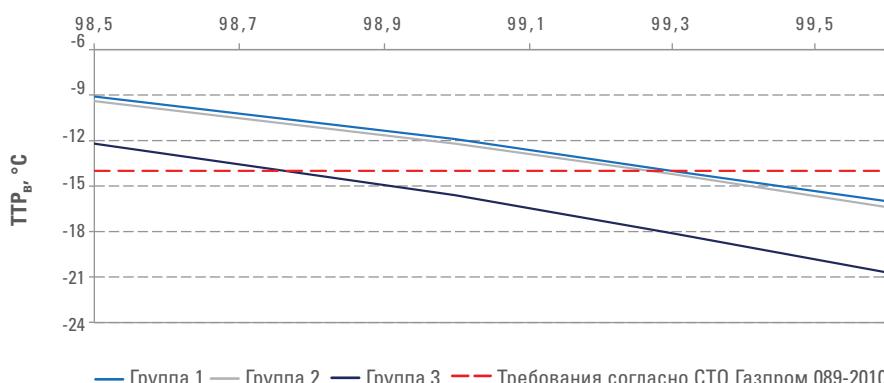
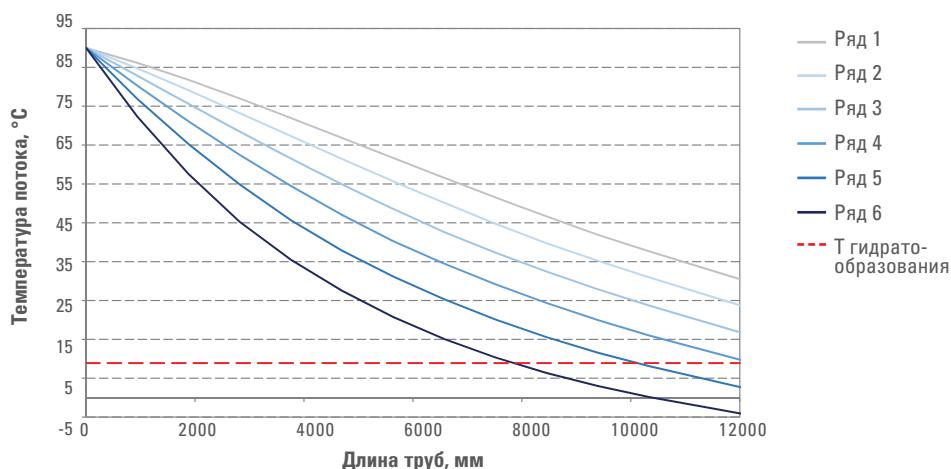


Рис. 4. График ТТР_в при схеме работы № 2 при различной концентрации ДЭГ

Вследствие продолжительного срока эксплуатации технологического оборудования снизилась эффективность цеха регенерации ДЭГ, что не позволит повысить концентрацию регенерированного ДЭГ. Для качественной осушки газа и ведения технологического режима требованиями на проектирование предусмотрена полная замена технологического оборудования цеха регенерации диэтиленгликоля, а также переход с паровой регенерации на огневую с применением отдувочного газа – азота [5].

Работа по данной схеме затруднительна в зимний период, что связано с конструктивными особенностями аппаратов воздушного охлаждения (АВО), которые не позволяют обеспечить равномерное охлаждение сырого газа по теплообменным трубкам. Поэтому в трубках, расположенных ближе к холодному воздуху, из-за разной интенсивности их охлаждения в зимний период появляются условия для образования гидратных пробок [11, 12]. Для подтверждения данного фактора при помощи средств математического моделирования был проведен интегрированный расчет температуры газа по рядам труб в АВО типа 2АВГ-75С после ДКС 2 ступени при температуре окружающей среды минус 25 °С (рис. 5). На графике видно, что температура газа в 5 и 6 рядах ниже температуры гидратообразования (8,9 °С), определенной по формуле Ng-Robinson [14].

Для предотвращения образования гидратов появляется необходимость перераспределять тепловую нагрузку по секциям АВО и понижать степень охлаждения газа [13]. Таким образом, осушка газа в абсорберах осуществляется с повышенной температурой контакта «газ – ДЭГ», что ограничивает эксплуатацию при низких температурах окружающей среды по схеме двухступенчатой осушки газа с последовательной работой технологических цехов на высоком давлении.



■ Рис. 5. Изменение температуры газа по рядам труб в АВО типа 2АВГ-75С

Осушка газа в параллельно работающих технологических цехах при давлении 4,9 МПа. Осушка газа в параллельно работающих технологических цехах при давлении 4,9 МПа отличается от предыдущих схем тем, что работа технологических цехов изменяется с последовательной на параллельную (рис. 6). Данная схема работы является наименее эффективной, так как TTP_B в течение всего периода эксплуатации не будет соответствовать требованиям СТО Газпром 089-2010 [9] (рис. 7). С применением одноступенчатой осушки газа повышается температура контакта «газ – ДЭГ» в зимний период из-за эксплуатации АВО в гидратном режиме,

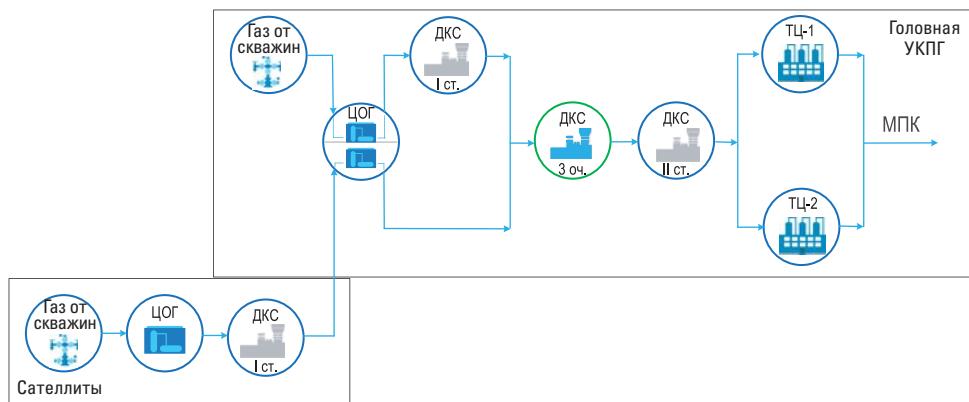


Рис. 6. Схема работы № 3 – осушка газа в параллельно работающих технологических цехах при давлении 4,9 МПа

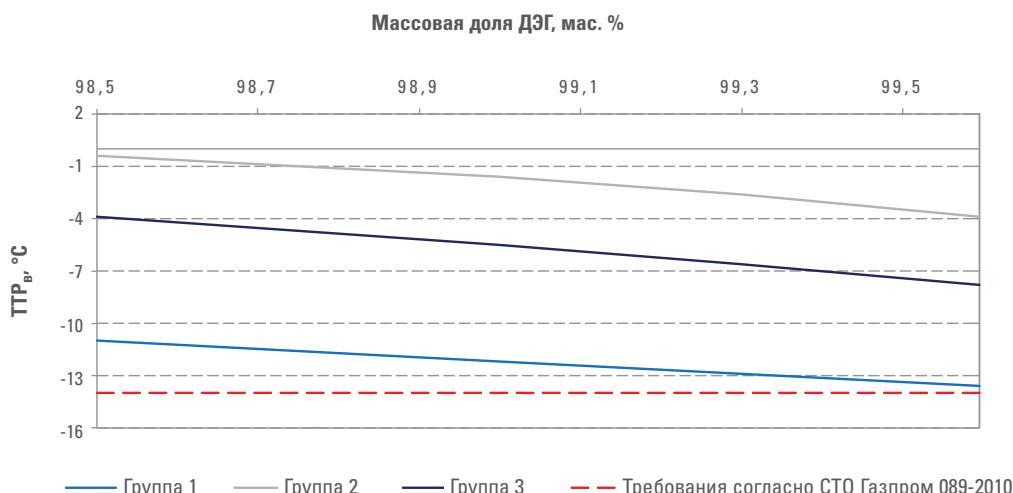


Рис. 7. График TTP_B при схеме работы № 3 при различной концентрации ДЭГ

в летний период из-за высокой температуры окружающей среды, что ухудшает извлечение влаги гликолем.

ВЫВОДЫ

Результаты проведенного анализа свидетельствуют, что наиболее эффективной схемой работы при объединении УКПГ будет двухступенчатая осушка газа с последовательной работой технологических цехов при давлении 4,9 МПа, за исключением зимнего периода с пиковыми температурами окружающей среды, что связано с образованием гидратных пробок в нижних теплообменных трубках АВО. В качестве альтернативной схемы работы в зимний период может использоваться двухступенчатая осушка газа с последовательной работой технологических цехов при давлении 2,9 МПа и 4,9 МПа. Применение данной схемы в зимний период решит проблему понижения температуры контакта «газ – ДЭГ» за счет более глубокого охлаждения газа в АВО, что даст возможность создать оптимальные термобарические условия для процесса абсорбции на входе в технологический цех № 2. Предложенные схемы работы установки позволят обеспечить качество транспортируемого газа и проектные показатели по добыче углеводородов при совместной работе УКПГ сеноманских залежей.

ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. Обеспечение устойчивой эксплуатации дожимного комплекса на УКПГ месторождений Большого Уренгоя / А.Ю. Корякин, С.В. Мазанов, А.А. Типугин [и др.] // Перспективные направления развития Уренгойского комплекса: сб. науч. трудов. – Москва: ООО «Газпром добыча Уренгой», 2018. – С. 193–200.
2. Истомин, В.А. Усовершенствованная технологическая схема двухстадийной абсорбционной осушки газа на северных месторождениях / В.А. Истомин, Ю.Н. Ефимов // Актуальные проблемы освоения газовых месторождений Крайнего Севера. – Москва: ВНИИГАЗ, 1995. – С. 59–72.
3. Ланчаков, Г.А. Развитие технологии и основного технологического оборудования на УКПГ Уренгойского комплекса / Г.А. Ланчаков, В.А. Ставицкий, Р.В. Абдуллаев // 55 лет ДОАО «ЦКБН» ОАО «Газпром»: сб. науч. трудов. – Москва: Недра, 2006. – С. 65–72.
4. Концепция развития дожимного комплекса сеноманской залежи и технологии подготовки газа для завершающего периода разработки Уренгойского комплекса / А.Ю. Корякин, И.В. Игнатов, Р.Н. Исмагилов [и др.] // Газовая промышленность. – 2021. – Спецвыпуск № 1 (814). – С. 20–24.
5. Оптимизация работы установки гликолевой осушки газа сеноманских УКПГ Уренгойского месторождения на завершающей стадии разработки / Р.Н. Исмагилов, А.А. Типугин, В.О. Юрасов [и др.] // Газовая промышленность. – 2022. – № 1. – С. 30–35.
6. Разработка схем совместной эксплуатации УКПГ-13 и УКПГ-15 / Р.Н. Исмагилов, А.А. Фролов, А.А. Типугин [и др.] // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – № 5(113). – 2019. – С. 52–55.
7. Методология создания адекватной технологической модели газоконденсатного промысла на основе результатов комплексного обследования / О.П. Кабанов, А.Г. Касперович, Д.А. Рычков [и др.] // Наука и техника в газовой промышленности. – Москва: ООО «ИРЦ Газпром», 2006. – С. 30–36.
8. СТО Газпром 2-3.3-1203-2020. Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые, нефтеконденсатные. Цифровые технологические модели системы сбора и подготовки углеводородов к транспорту. Методика создания, оценки качества и порядок актуализации. – Санкт-Петербург: Газпром экспо, 2021. – С. 24–29.

9. Оптимизация режима работы эксплуатации дожимных компрессорных станций сеноманской залежи месторождений Большого Уренгоя в период падающей добычи / Д.В. Дикамов, Р.Н. Исмагилов, М.А. Сорокин [и др.] // Газовая промышленность. – 2019. – № 9. – С. 104–107.
10. СТО Газпром 089-2010. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия. – Москва: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2010. – 12 с.
11. Совершенствование технологии абсорбционной осушки на Уренгойском ГКМ при подключении ДКС второй очереди / Г.А. Ланчаков, Ю.Н. Ефимов, В.А. Истомин [и др.] // Актуальные проблемы освоения газовых месторождений Крайнего Севера: сб. науч. трудов. – Москва: ВНИИГАЗ, 1995. – С. 73–84.
12. Опыт эксплуатации и модернизации основного оборудования на объектах добычи и подготовки углеводородного сырья к транспорту на УКПГ сеноманской и валанжинской залежей / Г.А. Ланчаков, А.Н. Дудов, А.Н. Кульков [и др.] // Проблемы освоения месторождений Уренгойского комплекса. – 1998. – С. 36–59.
13. Дудов, А.Н. К вопросу об использовании серийного АВО для охлаждения «сырого» (неосуженного) газа / А.Н. Дудов, В.А. Ставицкий, А.И. Ларюхин // 55 лет ДОАО «ЦКБН» ОАО «Газпром»: сб. науч. трудов. – Москва: Недра, 2006. – С. 233–265.
14. Lin Jianwei. Research on Formation Prediction Model of Gas Hydrate / Jianwei Lin. – Oil Production Service Branch of CNOOC Energy Technology & Services Limited, China.

Повышение эффективности технологических процессов добычи и подготовки углеводородного сырья за счет применения СПЧ-16/30-3,5 на объектах дожимного комплекса Уренгойского НГКМ

А.Ш. Хабибулин, О.М. Сираев, А.Н. Филиппов,
Р.У. Набиуллин
(ООО «Газпром добыча Уренгой»)

Поднимаются вопросы, связанные с модернизацией технологического оборудования УКПГ, техническим перевооружением газоперекачивающих агрегатов ДКС. Рассмотрен алгоритм модернизации газоперекачивающих агрегатов (ГПА), основанный на ступенчатой замене сменных проточных частей (СПЧ) технологических компрессоров ГПА. Показана необходимость оптимизации и актуализации графика замены СПЧ. Приведены результаты исследований и соответствующих расчетов, проведенных с целью оценки режимов работы ГПА в различных условиях. Применение математического моделирования при расчетах режимов работы ДКС в краткосрочной и долгосрочной перспективе позволяет определить и оценить возможные диапазоны работы ГПА, спрогнозировать оптимальные даты проведения работ по замене СПЧ, что в итоге даст возможность получить существенную экономию топливного газа, расходуемого на привод ГПА.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Уренгойское НГКМ, газовая сеноманская залежь, подготовка газа, метод абсорбционной осушки, установка комплексной подготовки газа (УКПГ), дожимные компрессорные станции (ДКС), газоперекачивающие агрегаты (ГПА), модернизация технологического оборудования УКПГ, замена сменных проточных частей (СПЧ) в центробежных компрессорах (ЦБК), оптимизация графика замены СПЧ, оценка режимов работы ГПА, математическое моделирование процесса компримирования газа, расчет режима работы дожимных компрессорных станций, математическое моделирование при расчетах режимов работы ДКС

ООО «Газпром добыча Уренгой» ведет разработку крупнейшего Уренгойского месторождения в трех продуктивных комплексах: сеноманском, неокомском, ачимовском. В 1978 году была введена в промышленную эксплуатацию газовая сеноманская залежь, разработка которой ведется в режиме истощения пластовой энергии. Подготовка газа к транспортировке по магистральному газопроводу осуществляется методом абсорбционной осушки на 16 установках комплексной подготовки газа (УКПГ) сеноманских залежей. Газ с установок подготовки направляется в межпромысловый коллектор (МПК), состоящий из четырех технологических ниток, через который подается на головные компрессорные станции. Для поддержания проектных уровней добычи газа на каждой УКПГ эксплуатируются 16 дожимных компрессорных станций (ДКС), каждая из которых состоит из двух цехов компримирования. Компрессорные цеха оснащены газоперекачивающими агрегатами (ГПА) мощностью 16 и 18 МВт. Всего установлены 103 ГПА суммарной мощностью 1670 МВт.

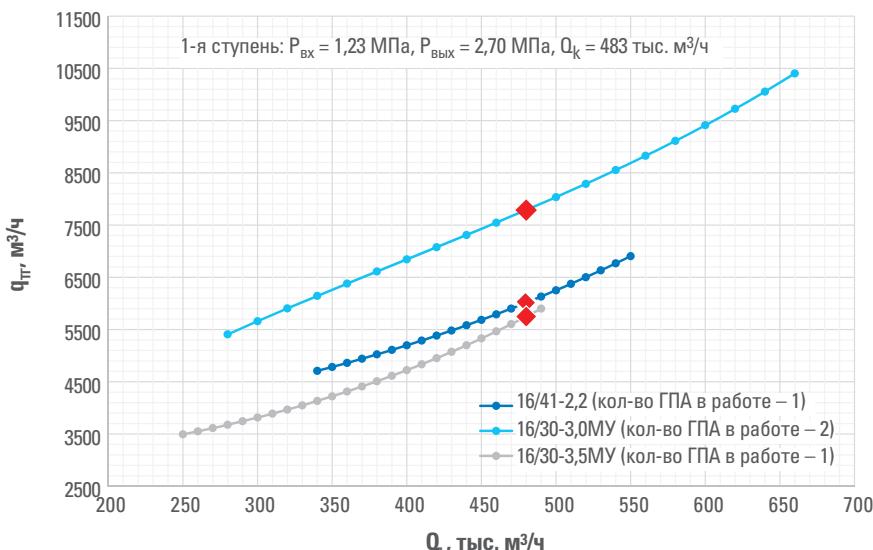
По мере разработки месторождения в условиях снижения пластового давления газа возникает необходимость проведения реконструкции и модернизации основного технологического оборудования УКПГ. Одним из ключевых направлений является техническое перевооружение ГПА ДКС. Это предполагает совершенствование конструкции оборудования, обеспечивающее проектные режимы его работы в текущих условиях добычи и подготовки углеводородов к транспорту и в перспективе. Необходимость проведения соответствующих мероприятий обусловлена необходимостью достижения запланированных показателей по добывче газа, обеспечения заданного давления газа при подаче его в межпромысловый коллектор, а также реализации процесса низкотемпературной сепарации на газоконденсатном промысле. Повышение отношений давлений, создаваемых ГПА, реализуется за счет замены сменных проточных частей в центробежных компрессорах (ЦБК).

Согласно проектной документации по техническому перевооружению ГПА [1] предусматривается модернизация оборудования ДКС Уренгойского НГКМ. Алгоритм модернизации предполагает ступенчатую замену СПЧ на первых ступенях ДКС сеноманских промыслов в следующей последовательности: СПЧ-16/41-2,2 -> СПЧ-16/30-3,0МУ(СМУ) -> СПЧ-16/30-3,5МУ. Для рассматриваемых в данной статье объектов предусмотрена установка СПЧ-16/30-3,5МУ по графику [1]:

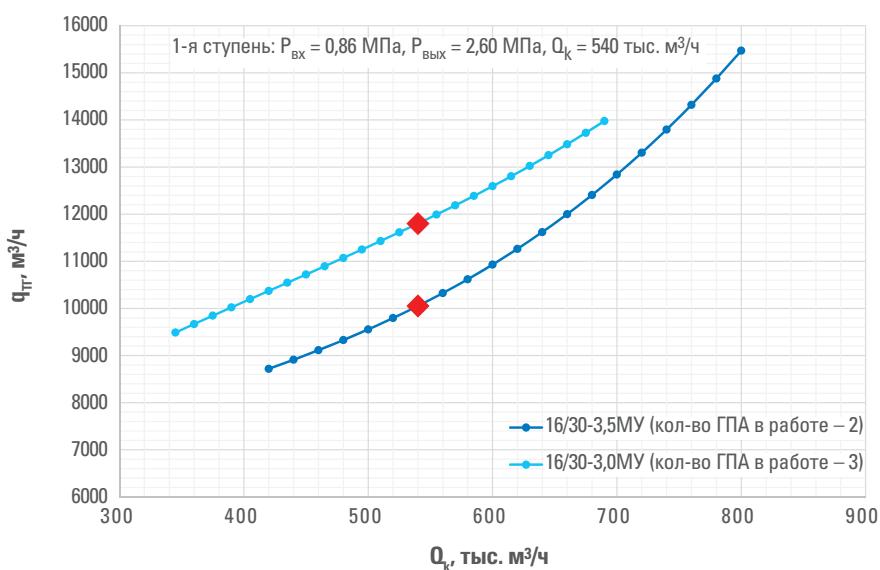
- ДКС-1АС – 2025 год;
- ДКС-10 – 2027 год.

График замены СПЧ в проектной работе [1] основан на расчетах, исходными данными для которых являются параметры технологического проекта разработки сеноманской залежи месторождений Большого Уренгоя [2]. Поскольку на момент утверждения технологического проекта [2] оборудование, которое планировалось внедрить в производство (СПЧ-16/30-3,5МУ), находилось на стадии технического задания на его разработку, в расчетах проектной организации использовались прогнозируемые характеристики перспективного оборудования, основой для которых послужили характеристики эксплуатируемых на объектах Уренгойского НГКМ базовых СПЧ 16/30-3,0МУ. По итогам приемо-сдаточных испытаний опытного образца на заводе-изготовителе, приемочных испытаний на производственном объекте фактические газодинамические характеристики оборудования превзошли заявленные (номинальный политропный КПД фактический 0,825, в Т3 – 0,785).

С учетом периодической актуализации технологических параметров разработки, а также результатов оценки энергоэффективности оборудования в условиях производства возникает необходимость пересмотра и актуализации графика замены СПЧ. Основной целью данной работы является оптимизация графика замены СПЧ путем исключения из цепочки техперевооружения оборудования СПЧ-16/30-3,0МУ на тех объектах, где еще эксплуатируются СПЧ-16/41-2,2, а также ускоренная замена СПЧ-16/30-3,5 на объектах, где уже проведена установка СПЧ-16/30-3,0МУ. Так, предлагается установка СПЧ 16/30-3,5МУ для ДКС-1АС,



а



б

■ Рис. 1. Результаты моделирования режимов работы компрессорных цехов на 4 квартал 2023 года:
а – ДКС-1АС; б – ДКС-10

ДКС-10 в 4 квартале 2023 года. При этом для ДКС-1АС предусматривается переход с СПЧ 16/41-2,2 на 16/30-3,5МУ без промежуточной установки 16/30-3,0МУ.

В рамках данной работы для исследования и оценки режимов работы ГПА в различных условиях использовалось математическое моделирование процесса компримирования природного газа на основе метода асимптотических координат, линейной интерполяции и аппроксимации зависимостей газодинамических характеристик исследуемых компрессоров. Для автоматизации и удобства расчета режима работы дожимных компрессорных станций были получены функции зависимости основных газодинамических параметров ЦБК: $Ni/RH = f(Q_{пр}, \varepsilon)$, $n/n_0 = f(Q_{пр}, \varepsilon)$ – зависимости относительной приведенной индикаторной мощности и относительных оборотов ротора ЦБК от приведенной производительности и степени повышения давления в ЦБК. Алгоритм расчета построен на основе методик расчета режимов работы компрессорных станций согласно нормам проектирования ПАО «Газпром» [3, 4]. Модели позволяют определить возможный диапазон работы ГПА по производительности в зависимости от входных параметров, провести сравнительную оценку режимов работы ДКС в зависимости от установленного оборудования.

С использованием прогнозируемых параметров, указанных в дополнении к технологическому проекту разработки сеноманской залежи месторождений Большого Уренгоя [5], смоделированы режимы работы первых ступеней ДКС-1АС, ДКС-10, определены физические и термодинамические показатели процесса компримирования газа, показатели топливной эффективности ГПА.

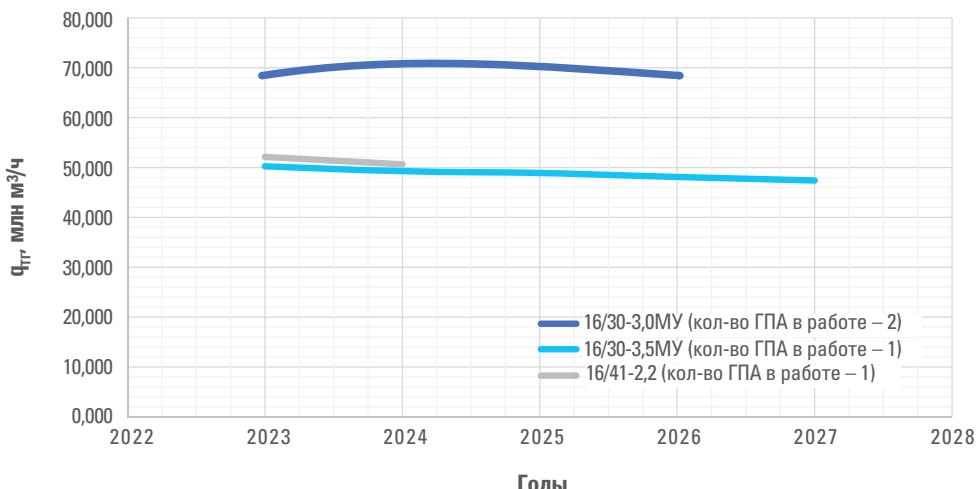
Смоделировав процессы сжатия природного газа, используя параметры из отчета [5] для ЦБК ДКС-1АС, ДКС-10, авторы получили режимы работы компрессорных цехов на 4 квартал 2023 года (**рис. 1**) в разрезе работы оборудования по производительности (минимальная производительность ограничена помпажным запасом ЦБК в 10 %, максимальная – предельными оборотами и располагаемой мощностью приводного ГТД на свободной турбине; алгоритм топливного регулирования двигателя НК-16СТ представлен в [6]).

Высокая топливная экономичность компрессора СПЧ 16/30-3,5МУ обусловлена высоким политропным КПД ($\eta_{пол} = 0,825$), широким диапазоном работы по производительности и степени повышения давления относительно установленных 16/30-3,0МУ и 16/41-2,2.

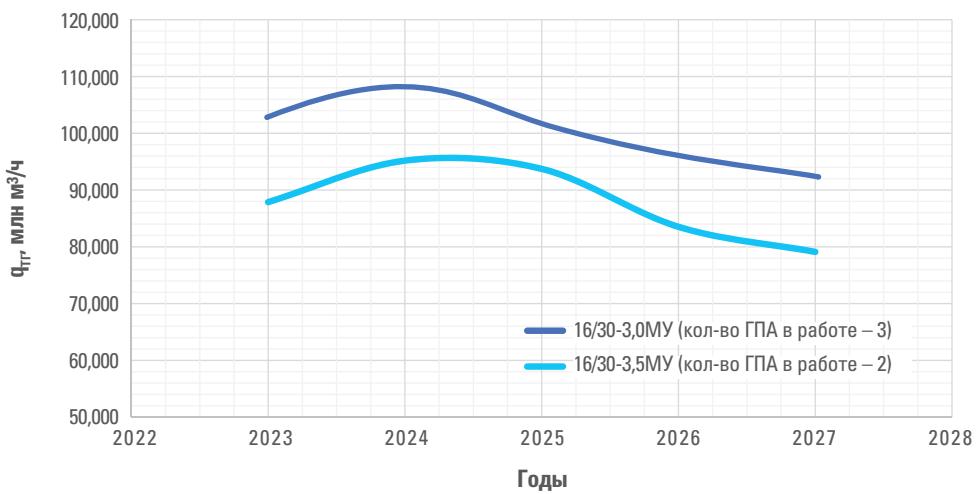
Посредством моделирования режимов работы исследуемых объектов в 2023–2027 гг. для ДКС-1АС, ДКС-10 при различных вариантах оснащенности ЦБК первых ступеней компримирования были построены диаграммы для визуализации экономии количества топливного газа, расходуемого на привод ГПА (**рис. 2**).

По результатам анализа режимов работы исследуемых объектов, с учетом актуализации графика замены СПЧ, экономия топливного газа, расходуемого на привод ГПА, суммарно составит около 120 млн м³ за период с 2023 по 2027 год.

Расход газа на привод ГПА является основной статьей потребления газа на собственные нужды предприятия, составляя до 4 % объема добываемого сырья. По мере выработки месторождения доля потребляемого газа будет только



а



б

Рис. 2. Потребление топливного газа на привод ГПА в год:
а – 1-я ступень ДКС-1АС; б – 1-я ступень ДКС-10

расти в общем объеме добытой продукции, так как для обеспечения проектных технологических параметров газа при подготовке его к транспорту требуется ввод новых мощностей для реализации многоступенчатого сжатия.

Применение математического моделирования при расчетах режимов работы ДКС в краткосрочной и долгосрочной перспективе позволяет определить

и оценить возможные диапазоны работы ГПА, спрогнозировать оптимальные даты проведения мероприятий по модернизации оборудования, обеспечивая плановые показатели производства и высокую энергоэффективность дожимного комплекса Уренгойского НГКМ.

ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. Техническое перевооружение газоперекачивающих агрегатов. Замена СПЧ на ДКС Уренгойского НГКМ (ш. 57704): проектная документация / ОАО «Сибнефтетранспроект».
2. Технологический проект разработки сеноманской залежи месторождений Большого Уренгоя (Уренгойское и Северо-Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождения) ООО «Газпром добыча Уренгой»: утвержден протоколом заседания Центральной нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС № 5891 от 26.12.2013 / ООО «Газпром добыча Уренгой».
3. СТО Газпром 2-3.5-051-2006. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов. – Москва: Газпром, 2006. – VIII, 197 с.
4. СТО Газпром 3.1-2-006-2008. Методика определения нормативов расхода газа горючего природного на собственные нужды добывающих организаций ОАО «Газпром». – Москва: Газпром, 2008. – 40 с.
5. Дополнение к технологическому проекту разработки сеноманской залежи месторождений Большого Уренгоя (Уренгойское и Северо-Уренгойское НГКМ). – Москва: Газпром ВНИИГАЗ, 2021.
6. Двигатель НК-16СТ: руководство по технической эксплуатации. – 1982.

Опыт применения технологии регенерации диэтиленгликоля с использованием отдувочного газа на УКПГ сеноманской залежи Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения

В.Ф. Кобычев, Р.Р. Ялалетдинов, И.Р. Хайруллин,
Т.Т. Рагимов, к.т.н., С.В. Юхин, В.О. Юрсов
(ООО «Газпром добыча Уренгой»)

В статье представлены результаты теоретических и экспериментальных исследований, направленных на повышение эффективности действующих установок гликолевой осушки газа. Рассмотрена схема регенерации диэтиленгликоля, приведен анализ способов увеличения концентрации ДЭГ. С целью сокращения капитальных затрат на реконструкцию и техническое перевооружение существующего оборудования предложено повысить массовую долю диэтиленгликоля за счет подачи отдувочного газа – азота – в испаритель установки регенерации, для этого разработаны и изготовлены внутренние распределительные устройства. С помощью технологической модели определены оптимальные параметры работы установки регенерации с подачей азота в межтрубное пространство и накопительный отсек испарителя, которые в дальнейшем были подтверждены промысловыми испытаниями. Представлена оценка результатов испытаний. С учетом полученных результатов подтверждена эффективность предложенного способа оптимизации работы установок комплексной подготовки газа сеноманской залежи и разработаны технические решения по эффективной эксплуатации установок гликолевой осушки газа на завершающей стадии разработки.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: сеноманская залежь, Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение, установки абсорбционной осушки газа с использованием диэтиленгликоля (ДЭГ), регенерация ДЭГ, регенерация ДЭГ с подачей отдувочного газа, термодинамическая модель установки регенерации ДЭГ, регенерация ДЭГ с подачей азота, снижение деструкции ДЭГ, оптимизация установок комплексной подготовки газа сеноманской залежи, установки гликолевой осушки газа с использованием отдувочного газа

С 1978 года ООО «Газпром добыча Уренгой» осуществляет разработку сеноманской залежи Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. В периоды нарастающей и постоянной добычи газа был создан комплекс из 16 установок абсорбционной осушки газа с использованием диэтиленгликоля (ДЭГ). По мере падения пластового давления строились и вводились в эксплуатацию дожимные компрессорные станции, в состав которых входят два цеха, как правило, оснащенных тремя газоперекачивающими агрегатами (ГПА) единичной мощностью 16 МВт. В период снижения объемов добычи газа и высвобождения мощностей основного оборудования для обеспечения качества товарной продукции была внедрена технология последовательной осушки в двух технологических цехах [1, 2, 3].

В настоящее время на завершающей стадии разработки отмечается рост влагосодержания газа вследствие низких пластовых давлений, снижение

загрузки ГПА обуславливает их неэффективную работу. ООО «Газпром добыча Уренгой» совместно с отраслевыми институтами создана концепция развития Уренгойского комплекса на завершающей стадии разработки сеноманской залежи, предусматривающая объединение установок комплексной подготовки газа (УКПГ) этой залежи в группы с предварительной подготовкой на промыслах-сателлитах (1-я ступень) и окончательной осушкой газа на головных УКПГ (2-я ступень) [4].

Для определения технологических рисков разработанных схем с точки зрения обеспечения качества товарной продукции авторами была построена термодинамическая модель системы «промышлен – сателлит – головная УКПГ» с использованием уравнения состояния Cubic-Plus-Association (CPA). Адаптация модели осуществлялась по результатам комплекса промысловых исследований УКПГ сеноманской залежи в 2021 году. С учетом измеренных значений температуры точки росы по воде (T_{TP_B}), уноса капельной жидкости, а также концентрации насыщенного регенерированного ДЭГ и компонентного состава пластового флюида была определена фактическая эффективность работы технологического оборудования: 2,58 теоретических тарелки для двух ступеней осушки. По результатам мониторинга параметров работы УКПГ сеноманской залежи ООО «Газпром добыча Уренгой» в период пиковых температур окружающей среды определена максимальная температура контакта в абсорбционном оборудовании концевой ступени осушки – от 31,74 до 35,22 °С, среднее значение в летнее время года составляет 17,81 °С.

На основе расчетов с применением моделирования было установлено, что в летний период при температуре контакта «газ – ДЭГ» в абсорбере выше 29 °С и регламентной концентрации ДЭГ проектная технология гликоловой осушки не обеспечит требование СТО Газпром 089-2010 [5] по показателю T_{TP_B} . Наиболее эффективным способом увеличения глубины осушки является повышение концентрации гликоля (рис. 1). При высокой температуре контакта необходимо увеличение массовой доли ДЭГ с 99,0 (регламентное значение) до 99,5 %. Это требует оптимизации существующей технологии регенерации.

СХЕМА РЕГЕНЕРАЦИИ ДЭГ

На УКПГ сеноманской залежи применяется вакуумная регенерация ДЭГ (рис. 2). Насыщенный раствор гликоля с массовой долей 95,0–97,0 % поступает в выветриватель В-1 для дегазации при давлении 0,3 МПа. Далее он нагревается в теплообменном аппарате Т-1 встречным потоком регенерированного ДЭГ до температуры 120–130 °С и поступает в десорбер Д-1. Раствор ДЭГ направляется в нижнюю часть аппарата для массообмена с восходящим паровым потоком из испарителя И-1. ДЭГ из нижней части десорбера с температурой 140 °С поступает в межтрубное пространство испарителя, где нагревается до температуры 153–164 °С и регенерируется при абсолютном давлении 40–50 кПа, после чего регенерированный ДЭГ поступает в накопительный отсек, откуда насосом Н-4 направляется в теплообменник и далее в накопительную емкость регенерированного ДЭГ Е-4.

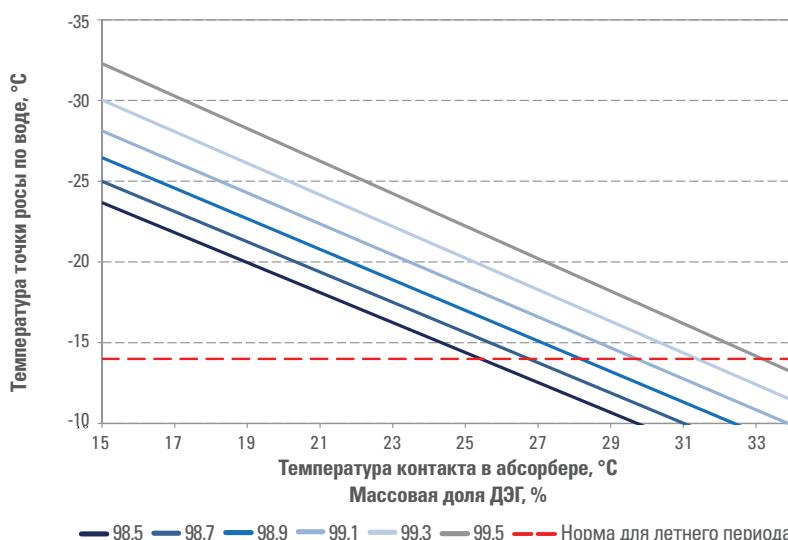


Рис. 1. Зависимость ТТР_в от температуры контакта при давлении на II ступени осушки 5,0 МПа и различной массовой доле ДЭГ по результатам моделирования

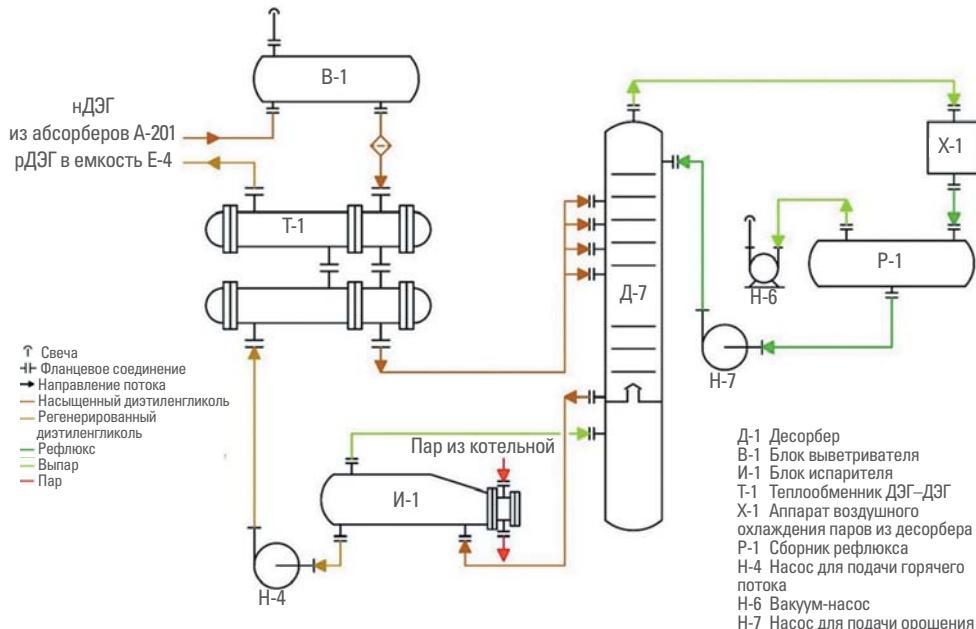


Рис. 2. Принципиальная схема вакуумной регенерации ДЭГ с паровым нагревом на УКПГ ООО «Газпром добыча Уренгой»

АНАЛИЗ СПОСОБОВ УВЕЛИЧЕНИЯ КОНЦЕНТРАЦИИ ДЭГ

Известны различные способы увеличения массовой доли гликоля. Одним из них является повышение температуры в испарителе. В настоящее время данные о температуре начала деструкции гликолов в научной литературе разнятся, ряд исследований указывает на температуры значительно выше общепринятых в газовой промышленности: 164,5 °С для диэтиленгликоля и 206,5 °С для триэтиленгликоля [6, 7]. Однако многолетний опыт эксплуатации показывает, что даже при соблюдении регламентной температуры в испарителе происходит коррозионное разрушение трубопроводов и оборудования. При вакуумной регенерации не исключено попадание воздуха в систему, что усиливает процессы деструкции ДЭГ и коррозии. Наличие механических примесей и минеральных солей в гликоле, а также конструктивные особенности испарителя приводят к возникновению локальных зон, наиболее подверженных перегреву, где интенсифицируется процесс разложения [8].

Другим способом повышения массовой доли ДЭГ является увеличение глубины вакуума, но на практике это сопровождается нестабильной работой установки регенерации при абсолютном давлении ниже 35 кПа. Наблюдаются прекращение сброса регенерированного ДЭГ с перегревом в связи с тем, что подпор насоса Н-4 обеспечивается гидростатическим давлением столба жидкости, недостаточным при давлении в испарителе ниже указанного.

На практике в нефтяной и газовой промышленности применяется азеотропная регенерация гликолов [9]. Данная технология заключается во введении в десорбер разделяющих агентов, таких как бензол, толуол, газовый конденсат и его фракции, для образования положительных азеотропных смесей с влагой, присутствующей в гликоле. Процесс позволяет довести массовую долю регенерированного ДЭГ до 99,9 %, однако требует значительной модернизации и дополнительного колоннного, емкостного и насосного оборудования.

РЕГЕНЕРАЦИЯ ДЭГ С ПОДАЧЕЙ ОТДУВОЧНОГО ГАЗА

По результатам сравнительного анализа для условий Уренгойского комплекса наиболее применима схема регенерации ДЭГ с подачей отдувочного газа. Использование данной технологии позволяет понизить парциальное давление водяного пара, тем самым способствуя переходу воды из жидкого в газообразное состояние, и довести массовую долю регенерированного ДЭГ до 99,5–99,9 % [10]. С учетом существующего оснащения УКПГ проанализирована техническая возможность применения различных газов в качестве отдувочного. Использование осущенного природного газа сопряжено с выбросами загрязняющих веществ в атмосферу через свечу рассеивания, применение сжатого воздуха влечет за собой интенсификацию процесса деструкции ДЭГ.

В то же время азот, применяемый для продувки технологического оборудования и трубопроводов, является инертным газом и не оказывает негативного влияния на окружающую среду и оборудование. Генерация азота для технологических нужд осуществляется на мобильных установках, где проводится осушка

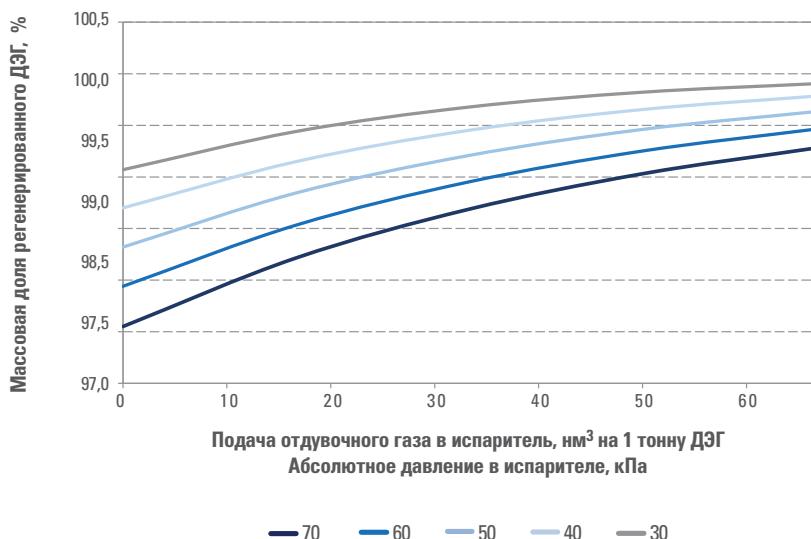


Рис. 3. Зависимость массовой доли регенерированного ДЭГ от расхода отдувочного газа при различном абсолютном давлении в испарителе

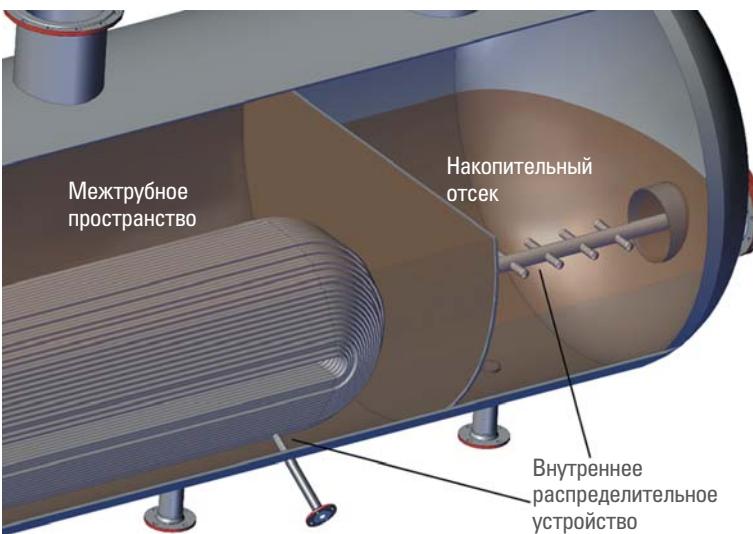
и очистка газа с остаточным содержанием влаги не более 0,001 мг/м³ в соответствии с руководством по эксплуатации.

В ходе исследования была построена термодинамическая модель установки регенерации ДЭГ, адаптированная по результатам промысловых обследований к фактическому режиму работы. Определен оптимальный расход отдувочного газа, который составил 50 нм³ на 1 т насыщенного гликоля (**рис. 3**), при этом возможно увеличение массовой доли регенерированного ДЭГ до 99,7 % и обеспечение стабильной работы установки регенерации.

ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ

Для подтверждения результатов моделирования были проведены промысловые испытания, в ходе которых определялась эффективность регенерации ДЭГ с подачей азота в испаритель. Для повышения площади контакта азота и ДЭГ подача отдувочного газа предусматривалась в межтрубное пространство и накопительный отсек (**рис. 4**).

С учетом определенного расхода азота были разработаны и изготовлены внутренние распределительные устройства: в межтрубном пространстве вследствие небольшого расстояния до трубного пучка установлен патрубок со сферической заглушкой, в накопительном отсеке – трубопровод с пятью перпендикулярными ему рядами патрубков. В результате расчета и проверочных испытаний подобраны оптимальные диаметры отверстий, а также необходимое количество слоев обмотки металлической мелкоячеистой сетки.



■ Рис. 4. Точки подачи отдувочного газа в испаритель

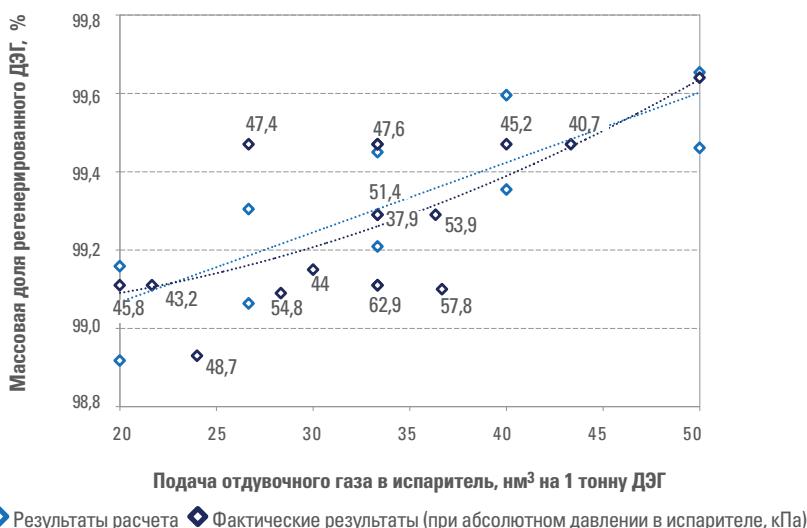
Имеющиеся избыточные мощности основного оборудования, а именно – незадействованная технологическая нитка осушки газа, использовались в качестве «емкости» для хранения азота. Заполнение азотом в период испытаний производилось передвижной установкой производительностью 20 м³/мин (1200 м³/ч). Для подачи отдувочного газа в испаритель и измерения его расхода был смонтирован арматурный блок со счетчиком газа.

Испытания проводились в апреле 2021 года на УКПГ-3, подача регенерированного ДЭГ осуществлялась последовательно на абсорбераы работающих технологических ниток 2-й и 1-й ступени осушки соответственно, выход на оптимальный режим работы установки регенерации ДЭГ и подачи азота осуществлялся поэтапно. Перед началом работ было проведено измерение температуры точки росы отдувочного газа анализатором Hydrovision-BL. В рабочем диапазоне измерений прибора (от температуры окружающей среды до минус 60 °С) выпадение влаги не отмечалось.

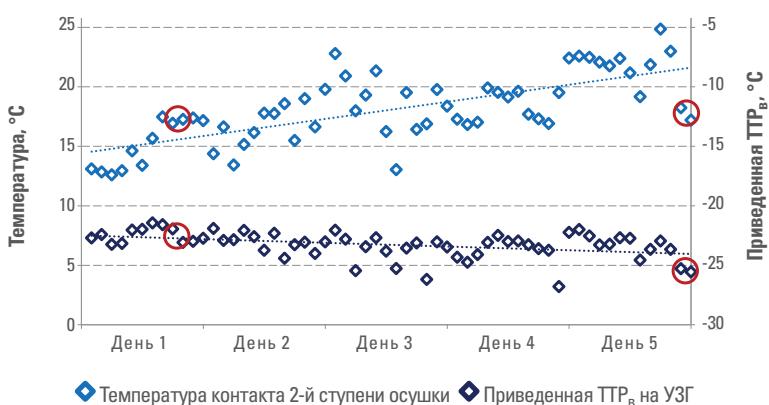
РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ

По результатам испытаний установлено увеличение массовой доли регенерированного ДЭГ на 0,63 % до 99,64 % после подачи азота в испаритель. На графике (рис. 5) представлены расчетные и фактические зависимости массовой доли регенерированного ДЭГ от подачи отдувочного газа при различной глубине вакуума. Сравнительный анализ полученных данных свидетельствует о сходимости результатов моделирования и фактического режима работы системы в части

достижения массовой доли регенерированного ДЭГ и глубины подготовки природного газа. Улучшение качества товарного газа по показателю TPP_B при росте температуры контакта указывает на повышение эффективности работы УКПГ (рис. 6). Отмечено, что при сопоставимой температуре контакта в 1-й и 5-й день испытаний удалось добиться дополнительной депрессии TPP_B в 2,9 °C.



■ Рис. 5. Зависимость массовой доли регенерированного ДЭГ от подачи отдувочного газа при различной глубине вакуума (по данным расчета и результатам испытаний)



■ Рис. 6. Динамика TPP_B и температуры контакта в период испытаний

ОЦЕНКА ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ

Для дополнительной оценки полученных результатов использовалась статистическая сводка данных о зависимости массовой доли регенерированного ДЭГ от расхода отдувочного газа при различном давлении в испарителе. В основу разрабатываемого инструментария была положена модель Бокса–Дженкинса (авторегрессионная интегрированная скользящая средняя, ARIMA), позволяющая делать прогнозы на основе временных рядов (исторических наблюдений). Для анализа специфики реакции кривой зависимости массовой доли регенерированного ДЭГ от экзогенных факторов на отклонение и восстановление модель была дополнена расчетными промежуточными значениями. В результате были получены значения, приведенные в **таблице**.

■ Обобщенные данные, используемые для расчета

№ п/п	Расход отдувочного газа (N), м ³ /ч	Абсолютное давление в испарителе (p), кПа	Массовая доля ДЭГ (WN), %	№ п/п	Расход отдувочного газа (N), м ³ /ч	Абсолютное давление в испарителе (p), кПа	Массовая доля ДЭГ (WN), %
1	72	-51,3	98,93	17	104,5	-47,32	99,18
2	78,5	-48,25	99,11	18	100	-45,9	99,47
3	85	-45,2	99,29	19	100	-47,57	99,19
4	92,5	-45,71	99,11	20	100	-52,4	99,47
5	100	-38,1	99,11	21	100	-47,68	99,21
6	105	-45,13	99,11	22	100	-50	99,47
7	110	-42,2	99,11	23	122	-47,78	99,22
8	105	-44,14	99,11	24	144	-50,1	99,64
9	100	-37,2	99,11	25	137	-48,23	99,23
10	100	-45,93	99,13	26	130	-59,3	99,47
11	100	-62,1	99,29	27	125	-48,46	99,24
12	95	-46,77	99,14	28	120	-54,8	99,47
13	90	-56	99,29	29	100	-48,6	99,25
14	77,5	-47,49	99,15	30	80	-52,6	99,47
15	65	-56,8	99,29	31	70	-48,77	99,25
16	87	-47,4	99,16	32	60	-54,2	99,29

Принцип построения линейной функции будущих значений с прошлыми «известными» и случайными ошибками является основополагающим. Если временной ряд удовлетворяет условиям стационарности (константы среднего арифметического, дисперсии и периодов наблюдений) и имеет алгоритмичное поведение в течение заданного временного интервала, то можно предположить, что он поведет себя так же в какой-то более поздний момент времени.

Оценка связи между последовательностями пар была проведена с помощью робастной (выбросоустойчивой) автокорреляции и метода определения ковариантов и лагов для наилучшей модели. График кросскорреляционной функции использовался для оценки связи между массовой долей регенерированного ДЭГ и расходом отдувочного газа. Также был осуществлен кросс-факторный анализ влияния на массовую долю рДЭГ расхода отдувочного газа и уровней давления в испарителе.

В результате анализа данных с помощью инструментов для анализа данных и Gretl был получен ряд результатов, на основе которых представлена графическая интерпретация зависимости массовой доли регенерированного ДЭГ от расхода отдувочного газа при различном давлении в испарителе (**рис. 7**).

Угловые коэффициенты, характеризующие рост кривой зависимости массовой доли регенерированного ДЭГ от расхода отдувочного газа и различных уровней давления, равны 0,0023 и минус 0,016 соответственно.

Проверка достоверности модели проведена по критерию Фишера:

$$F_{exp} = S_{ad}^2 / S_{\{\bar{W}_n\}}^2 = 3,328,$$

где S_{ad}^2 – дисперсия адекватности, характеризующая разброс экспериментальных результатов N и p относительно расчетных.

Табличное значение критерия Фишера равно $9,965$ $F_m > F_{exp}$.

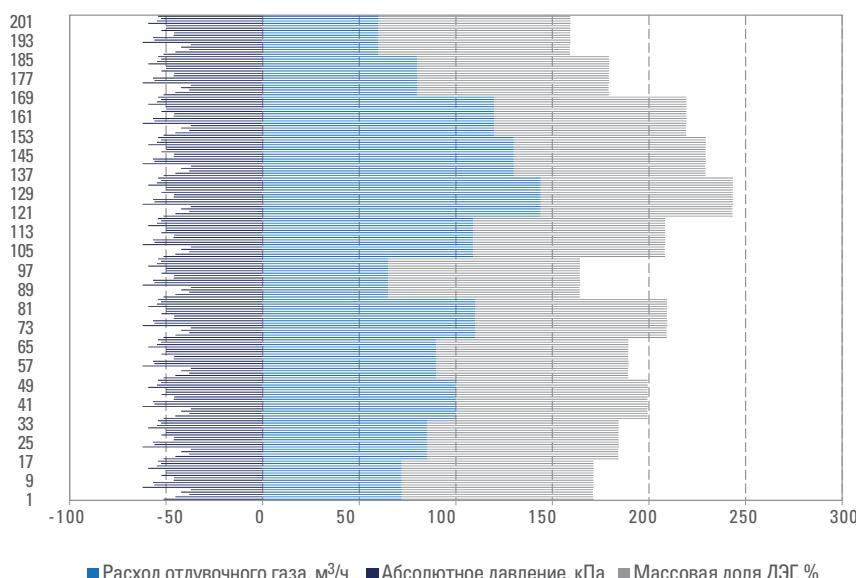


Рис. 7. Графическая интерпретация зависимости массовой доли регенерированного ДЭГ от расхода отдувочного газа при различном давлении в испарителе

Расчет подтвердил адекватность модели:

$$W_N = 0,0023N - 0,016p + 98,275$$

и значимость всех коэффициентов регрессии.

В результате анализа подтвержден параллельный перенос значений расхода отдувочного газа на выходные значения функции зависимости от него массовой доли регенерированного ДЭГ.

Таким образом, установлена возможность потенциальной оценки зависимости массовой доли регенерированного ДЭГ от расхода отдувочного газа при различном давлении в испарителе в рамках рассматриваемой модели, подтвержден оптимальный расход отдувочного газа 50 нм³ на 1 т насыщенного гликоля. Выполнив описанный эконометрический анализ и оценив полученные результаты, можно утверждать, что предложенная модель позволяет строить прогнозы в отношении предполагаемой доли регенерированного ДЭГ.

ВЫВОДЫ

С учетом полученных результатов подтверждена эффективность предложенного способа оптимизации работы установок комплексной подготовки газа сеноманской залежи. Использование азота на установке вакуумной регенерации позволило улучшить качество осущенного газа за счет повышения массовой доли регенерированного ДЭГ. Дополнительным преимуществом данной схемы является интенсификация процесса циркуляции гликоля в испарителе, что позволяет снизить деструкцию ДЭГ за счет исключения локальных зон, подверженных перегреву.

На основании результатов промысловых испытаний разработаны технические решения по эффективной эксплуатации установок гликолевой осушки газа на завершающей стадии разработки с использованием отдувочного газа. В настоящее время усовершенствованная технология регенерации ДЭГ рекомендована к реализации в летний период на УКПГ, где существуют риски необеспечения показателей качества товарного газа при пиковых температурах окружающей среды. Предусмотрено включение схемы регенерации ДЭГ с применением стационарных станций генерации азота в проектную документацию для последующей реконструкции установок осушки газа на головных УКПГ сеноманской залежи.

ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. Истомин, В.А. / Усовершенствованная технологическая схема двухстадийной абсорбционной осушки газа на северных месторождениях / В.А. Истомин, Ю.Н. Ефимов // Актуальные проблемы освоения газовых месторождений Крайнего Севера: сборник науч. трудов. – Москва: ВНИИГАЗ, 1995. – С. 59–72.
2. Совершенствование технологии абсорбционной осушки на Уренгойском ГКМ при подключении ДКС второй очереди / Г.А. Ланчаков, Ю.Н. Ефимов, В.А. Истомин [и др.] // Актуальные проблемы

- освоения газовых месторождений Крайнего Севера: сборник науч. трудов. – Москва: ВНИИГАЗ, 1995. – С. 73–84.
3. Реализация двухступенчатой осушки газа на УКПГ сеноманских залежей Уренгойского месторождения / Ю.Н. Ефимов, В.А. Ставицкий, В.А. Истомин [и др.] // Газификация. Природный газ в качестве моторного топлива. Подготовка, переработка и использование газа / ИРЦ Газпром. – 2001. – № 2. – С. 36–48.
 4. Концепция развития дожимного комплекса сеноманской залежи и технологии подготовки для завершающего периода разработки Уренгойского комплекса / А.Ю. Корякин, И.В. Игнатов, Р.Н. Исмагилов [и др.] // Газовая промышленность. – 2021. – Спецвыпуск № 1 (814). – С. 20–24.
 5. СТО Газпром 089-2010. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия: утвержден и введен в действие распоряжением ОАО «Газпром» от 25 октября 2010 г. № 359. – Москва, 2010. – 19 с.
 6. Истомин, В.А. Применение гликолей для абсорбционной осушки природных газов. Физико-химические аспекты / В.А. Истомин, М.В. Елистратов, А.В. Елистратов. – Москва: Газпром, 2004. – 168 с.
 7. Изучение равновесия жидкость–пар гликолей различного молекулярного веса / Е.И. Щербина, А.Э. Тенненбаум, В.К. Матвеев, Н.Ф. Грищенко // Химия и технология топлив и масел. – 1995. – № 8. – С. 17–19.
 8. Влияние изменения основных свойств и характеристик гликоля в процессе осушки газа на эффективность работы основного технологического оборудования УКПГ сеноманской залежи / А.Н. Дудов, Н.И. Дубина, В.А. Ставицкий [и др.] // Проблемы освоения месторождений Уренгойского комплекса: сборник науч. трудов. – Москва: Недра, 1998. – С. 88–99.
 9. Бекиров, Т.М. Технология обработки газа и конденсата / Т.М. Бекиров, Г.А. Ланчаков. – Москва: Недра, 1999. – 596 с.
 10. Кемпбел, Д.М. Очистка и переработка природных газов / Д.М. Кемпбел; под ред. С.Ф. Гудкова. – Москва: Недра, 1977. – 349 с.

Комплексный подход к анализу технологических жидкостей, применяемых на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении

М.С. Александров, Л.Н. Еремина, М.А. Катаева, Е.М. Марчук
(ООО «Газпром добыча Уренгой»)

В статье рассмотрен комплексный подход к анализу технологических жидкостей (ТЖ), применяемых при разработке и эксплуатации залежей Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (УНГМ). Данный подход разработан Инженерно-техническим центром ООО «Газпром добыча Уренгой» с целью постоянного контроля качества ТЖ. Описаны типы технологических жидкостей и обозначены задачи, решаемые в процессе их химико-аналитического контроля. Рассказывается о проведении исследований на основе комплексного подхода к анализу ТЖ, при котором наряду с традиционными методами анализа используются принципиально новые методы, позволяющие определить целый ряд физико-химических показателей технологических жидкостей. В рамках комплексного подхода к анализу ТЖ осуществляется контроль качества диэтиленгликоля, применяемого в качестве абсорбента при осушке газа, проводится оценка эффективности осушки газа, определение потерь диэтиленгликоля с рефлюксом в системе регенерации абсорбента, определение соответствия водометанольного раствора техническим требованиям, оценка защитного действия ингибиторов коррозии.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение, технологические жидкости (ТЖ), комплексный подход к анализу ТЖ, диэтиленгликоль (ДЭГ), рефлюкс, водометанольный раствор (ВМР), ингибиторы коррозии (ИК), определение водородного показателя (рН) ТЖ, определение плотности ТЖ, солесодержание технологических жидкостей, определение общей минерализации ТЖ, определение механических примесей в ТЖ, абсорбционный процесс осушки газа, установление массовой доли воды в абсорбенте, определение потерь ДЭГ с рефлюксом в системе регенерации абсорбента, исследования ингибиторов коррозии, анимировские отложения, входной контроль ИК, оценка защитного действия ИК

ООО «Газпром добыча Уренгой» является крупнейшим нефтегазодобывающим предприятием России. В состав его производственного комплекса входят 23 установки комплексной подготовки газа, 2 нефтепромысла, 20 дожимных компрессорных станций, 5 станций охлаждения газа, свыше 2800 скважин, 2 компрессорные станции по утилизации попутного нефтяного газа и насосная станция подачи конденсата. Для бесперебойной работы комплекса, а также получения качественной продукции на объектах ООО «Газпром добыча Уренгой» применяется значительное количество технологических жидкостей (ТЖ), в связи с чем существует необходимость постоянного контроля за их качеством. С этой целью в отделе физико-химических исследований (ОФХИ) Инженерно-технического центра ООО «Газпром добыча Уренгой» разработан и внедрен комплексный подход к анализу ТЖ.

Объектами физико-химических исследований являются (рис. 1):

- диэтиленгликоль (ДЭГ) – регенерированный, насыщенный;
- рефлюкс;



■ Рис. 1. Объекты физико-химических исследований

- водометанольный раствор (BMP);
- ингибиторы коррозии (ИК).

Комплексный подход к анализу перечисленных ТЖ, применяемых на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении, позволяет решать в рамках химико-аналитического контроля (ХАК) различные производственные задачи (рис. 2), такие как контроль качества ДЭГ, оценка эффективности осушки газа, оценка защитного действия ИК, определение потерь ДЭГ с рефлюксом и др.



■ Рис. 2. Практическое применение результатов физико-химических исследований технологических жидкостей в рамках химико-аналитического контроля

В целях качественного выполнения задач, поставленных перед лабораторией производственными филиалами ООО «Газпром добыча Уренгой», для технологической жидкости каждого типа (ДЭГ, ВМР, рефлюкс, раствор ингибитора коррозии (РИК) и т.д.) установлен определенный перечень показателей, которые определяются в процессе химико-аналитического контроля. Анализ проб ТЖ проводят согласно схеме, представленной на **рис. 3**.

Комплексный подход к анализу ТЖ основан на использовании традиционных методов анализа, а также внедрении и разработке принципиально новых методов исследований, позволяющих определить целый ряд физико-химических показателей (**рис. 4**).

На первом этапе исследования всех проб ТЖ проводится определение таких важных параметров, как водородный показатель и плотность (рис. 3).

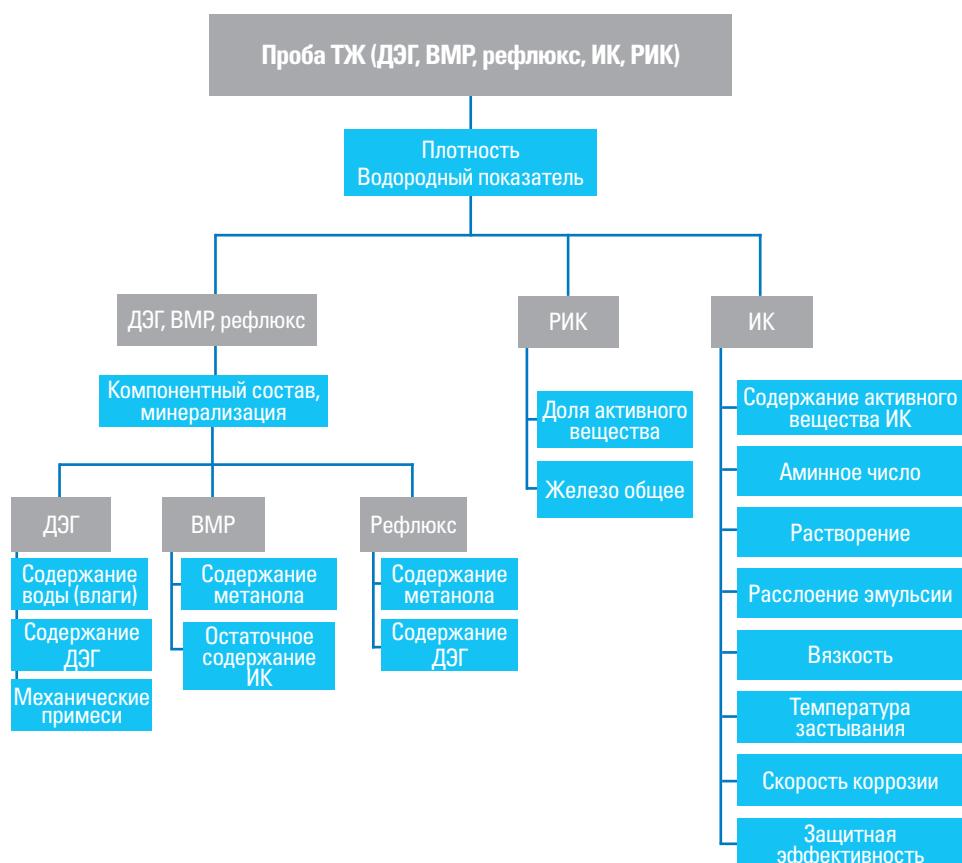
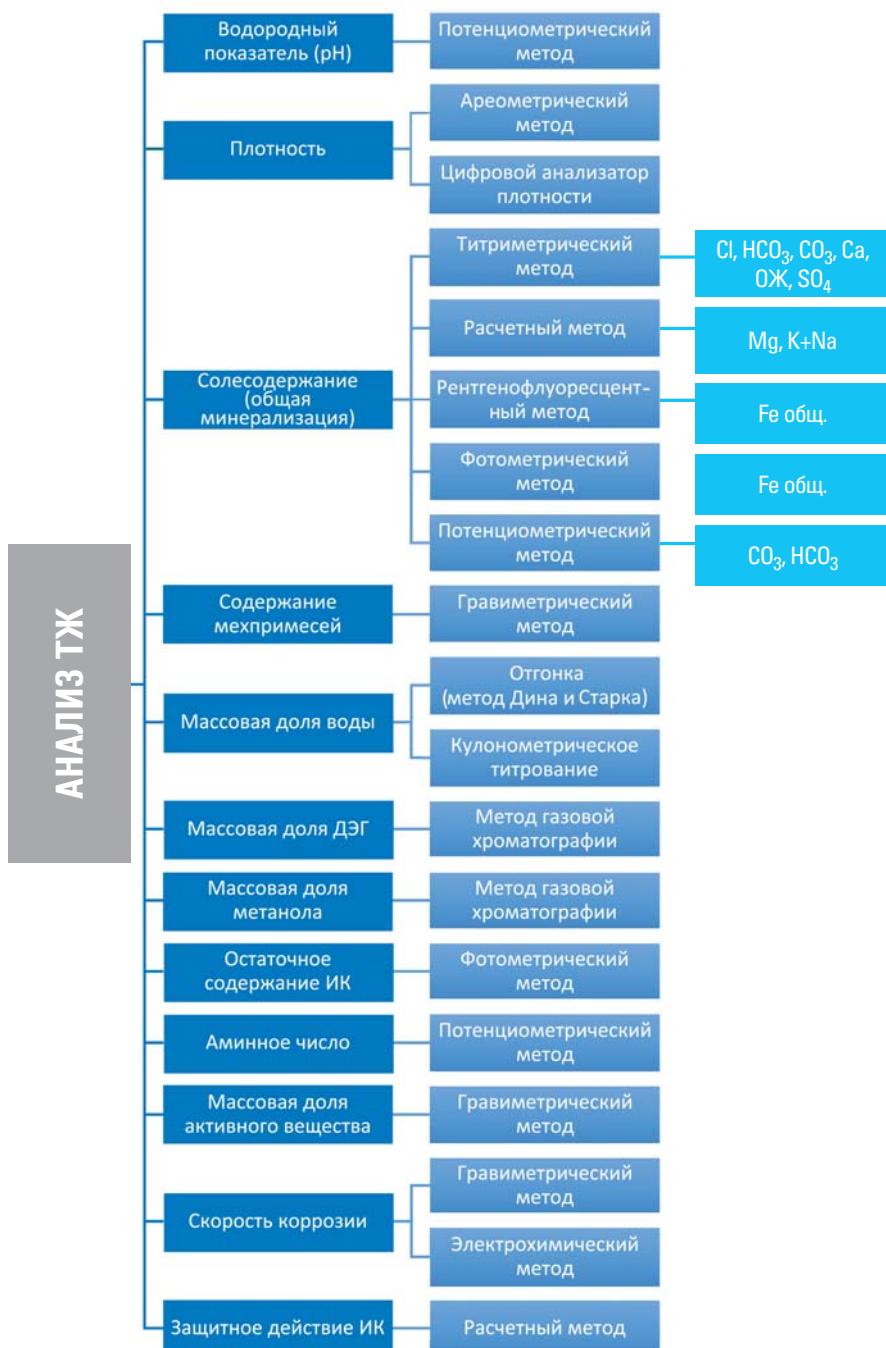


Рис. 3. Схема проведения компонентного анализа проб ТЖ
в отделе физико-химических исследований ИТЦ ООО «Газпром добыча Уренгой»



■ Рис. 4. Физико-механические показатели технологических жидкостей и методы их определения

По значению водородного показателя (рН) можно оценить многие физико-химические процессы, происходящие в производственной системе. Например, при анализе ДЭГ по значению водородного показателя можно судить о степени его разложения. При разложении гликоля образуются кислые продукты, что обуславливает снижение рН, поэтому необходимо постоянно контролировать значение рН гликолов. Снижение на одну единицу значения рН указывает на окисление гликолов и увеличение скорости коррозии оборудования из стали в среднем в 2 раза [1].

Определение водородного показателя гликолов, ВМР, рефлюкса проводится потенциометрическим методом. Для реализации данного метода в лаборатории применяются измеритель комбинированный Seven Multi и анализаторы лабораторные «АНИОН 4100», «ИТАН».

Значение плотности позволяет установить примерную степень засоленности анализируемой жидкости, а также предположить химическую природу объекта и определить приблизительно содержание метанола в водометанольном растворе. Данный показатель является контролируемым параметром при регламентном контроле растворов диэтиленгликоля и водометанольных растворов. В ОФХИ для определения плотности ТЖ в эксплуатацию были введены цифровые анализаторы плотности «Плотномер DM-40», «Плотномер DM-45», позволяющие проводить измерения с большой точностью. Значение плотности можно определить с точностью до 0,0001 г/см³ в случае использования прибора «Плотномер DM-40» и до 0,00001 г/см³ при применении прибора «Плотномер DM-45». Плотность определяют также традиционным ареометрическим методом по ГОСТ 18995.1-73, п. 1 [2].

Солесодержание технологических жидкостей характеризует показатель общей минерализации. Общая минерализация – это суммарное содержание растворенных веществ, рассчитанное по содержанию компонентов в ионно-массовой форме. Общую минерализацию определяют в ДЭГ, ВМР и рефлюксе (рис. 3).

Наличие минеральных солей в гликолях влияет на их абсорбционные свойства, а последующее накопление солей в абсорбенте существенно снижает коррозионную стойкость конструкционных материалов и оборудования газопромысловых объектов. Чаще всего в растворе встречается хлористый натрий, а иногда и хлористый кальций. Растворимость хлорида натрия в концентрированных растворах ДЭГ уменьшается с увеличением температуры, а растворимость хлористого кальция, наоборот, повышается. Это приводит к тому, что абсорбированная соль выпадает в осадок в испарителе, а оставшийся раствор циркулирует и накапливается в системе [1]. Осадок соли снижает коэффициент теплоотдачи и способствует дальнейшему разложению гликоля. Продукты разложения ДЭГ, в свою очередь, повышают коррозионную активность, вызывая коррозию оборудования.

ВМР применяется в производственных и технологических процессах на объектах ООО «Газпром добыча Уренгой» в качестве средства предотвращения гидратообразования, обледенения или разрушения кристаллогидратных и/или ледяных пробок в газовых, газоконденсатных, нефтяных скважинах, трубопроводах, аппаратах и другом оборудовании.

Высокое содержание солей в ВМР может привести к солеотложениям в процессе добычи и подготовки газа. Отложения солей, нарушающие режимы нормальной эксплуатации, наблюдаются в промысловых коммуникациях, на установках регенерации метанола (на тарелках и стенках колонн ректификации) [3]. Поэтому определению общей минерализации уделяется особое внимание. Оно проводится расчетным методом с предварительным определением в растворе содержания катионов и анионов. В частности, содержание ионов определяется с использованием четырех методов (рис. 5):

- титриметрический;
- рентгенофлуоресцентный;
- фотометрический;
- расчетный.

С помощью титриметрического метода проводится количественное определение целого ряда различных катионов и анионов, таких как хлориды, карбонаты, гидрокарбонаты, кальций, сульфаты, определение общей жесткости. Содержание хлоридов, карбонатов, гидрокарбонатов, сульфатов и показатель общей жесткости определяют по методикам измерений, разработанным в ОФХИ, содержание кальция – по ГОСТ 26449.1-85 [12].

Расчетный метод применяется для вычисления количественного содержания ионов магния, суммы калия и натрия, а также общей минерализации по СТО 05751745–235–2020 [4].

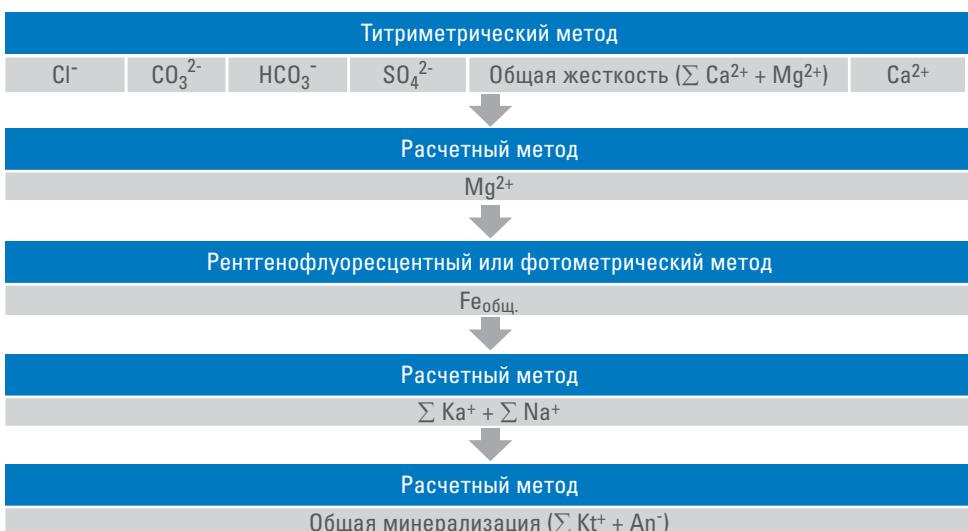


Рис. 5. Схема выполнения исследований для расчета общей минерализации

Определение железа общего проводится рентгенофлуоресцентным и фотометрическим методами.

При внедрении рентгенофлуоресцентного метода в лаборатории была разработана методика определения железа общего в различных объектах исследований – СТО 05751745-170-2013 [5]. Применение рентгенофлуоресцентного метода позволило значительно сократить время анализа, а также уменьшить объем пробы, необходимый для исследования. Кроме того, рентгенофлуоресцентный метод является неразрушающим, что позволяет использовать образец повторно при проведении других испытаний.

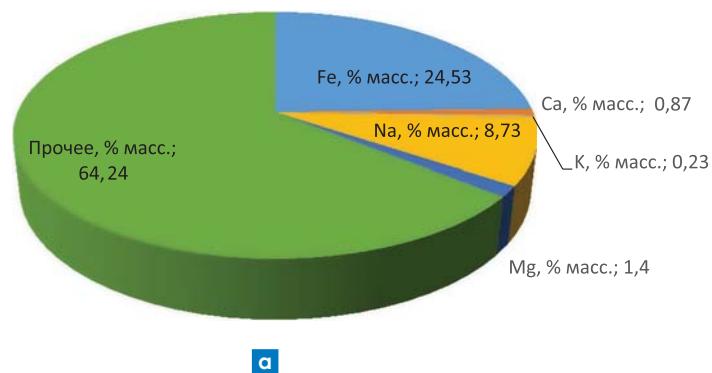
В промысловых растворах диэтиленгликоля определяют количество механических примесей. Источники механических примесей в газе – это продукты коррозии внутренних поверхностей труб, арматуры и аппаратов; грунт, попавший в газопровод при проведении ремонтных работ, и так далее. Наличие механических примесей в растворе диэтиленгликоля ведет к эрозии деталей насосов, арматуры и регуляторов, что, в свою очередь, снижает надежность эксплуатации технологического оборудования, а также приводит к выходу его из строя. Кроме того, механические примеси способствуют истиранию металла и, осаждаясь на поверхностях теплообменных аппаратов, ухудшают их тепловые характеристики, поэтому данный показатель является регламентным при контроле функционирования систем осушки газа и регенерации ДЭГ. Определение мехпримесей в лаборатории Инженерно-технического центра ООО «Газпром добыча Уренгой» проводят с использованием гравиметрического метода анализа согласно ГОСТ 6370-83 [6]. Внедрение в деятельность ОФХИ рентгенофлуоресцентного прибора «Спектроскан МАКС GV» позволило провести качественный анализ, а также установить количественное содержание некоторых компонентов, содержащихся в механических примесях промысловых растворов ДЭГ, по СТО 0575-1745-197-2014 [13].

Как видно из результатов анализа, представленных на **рис. 6, а-в**, мехпримеси состоят в основном из продуктов коррозии, что объясняет высокое содержание железа. В состав механических примесей входят следующие компоненты:

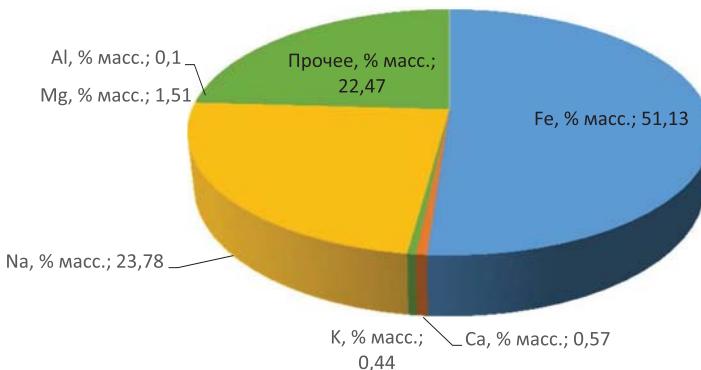
- натрий, кальций, калий, магний, определенные посредством количественного анализа;
- марганец, медь, хром, сера, алюминий, кремний, хлор, определенные путем качественного анализа (прочие компоненты).

Важно отметить, что сера, алюминий, кремний содержатся в растворах ДЭГ в следовых количествах. Это свидетельствует о том, что газ, поступающий на осушку, очищается от твердых мехпримесей, а основное загрязнение ДЭГ происходит компонентами капельной жидкости и растворенной воды, находящейся в природном газе. Натрий, кальций, калий, магний, хлорид-ион, гидрокарбонат-ион являются основными компонентами, содержащимися в пластовой воде Уренгойского месторождения, которая выносится при добыче газа.

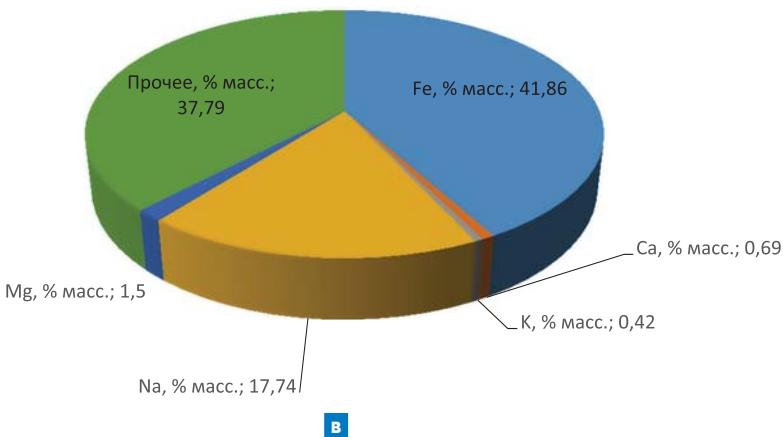
Важнейшим процессом комплексной подготовки газа является его осушка. В пластах углеводородные газы насыщены водяными парами до равновесного состояния. Количество паров воды зависит от условий в пласте,



a



б



в

Рис. 6. Качественный анализ механических примесей:
а – в пробах, отобранных с УКПГ-3; б – в пробах, отобранных с УКПГ-11;
в – в пробах, отобранных с УКПГ-12

а также от состава газа. Присутствие паров воды в газе негативно сказывается на аппаратах и коммуникациях установок переработки и транспорта газа вследствие образования в них гидратов [7]. Во избежание этого обязательным условием подготовки газа сеноманской залежи к транспортировке по магистральным газопроводам служит реализация процесса абсорбционной осушки газа.

Сделать вывод о качестве и эффективности процесса осушки газа можно по результатам определения массовой доли воды в абсорбенте. В качестве абсорбента на УКПГ сеноманских залежей используется диэтиленгликоль.

Определение массовой доли воды проводится с применением двух методов:

- отгонка (метод Дина и Старка) по ГОСТ 14870 [8];
- кулонометрическое титрование (метод Карла Фишера).

Метод Дина и Старка основан на принципе отгонки воды и растворителя (толуола). Вода собирается в приемнике и определяется ее объем. Затем согласно ГОСТ производится расчет содержания влаги (воды). Основные части прибора: колба для перегонки, насадка-приемник и обратный холодильник.

Определение воды в технологических жидкостях методом кулонометрического титрования по Карлу Фишеру – один из самых надежных и достоверных методов. Метод основан на количественном связывании присутствующей в образце влаги реагентом Карла Фишера. При кулонометрическом определении влаги реагент Фишера генерируется в титрационном растворе под действием электрического тока в ходе автоматического титрования.

Кулонометрический анализ предназначен для определения следовых количеств воды, поэтому в лаборатории применяются автоматические титраторы влаги ПЭ-9210 и МКС-510Н. Данный метод анализа в лаборатории используется для определения содержания воды в метаноле и диэтиленгликоле.

Для проведения регламентного контроля за потерями ДЭГ в системе регенерации абсорбента и его последующим «уносом» вместе с рефлюксом, а также для оценки соответствия ВМР определенным техническим требованиям в лаборатории был внедрен газохроматографический метод определения содержания ДЭГ и метанола (рис. 3). Измерения выполняются на газовом хроматографе «Хроматэк-Кристалл 5000». Анализ проводят в соответствии с двумя методиками, разработанными в лаборатории [9, 10]. Диапазон определяемых концентраций: метанол от 0,5 до 100 % мас., ДЭГ от 0,5 до 97 % мас. Преимуществами газохроматографического метода являются экспрессность, малый объем пробы, необходимый для анализа (до 5 см³), простота реализации, минимальная пробоподготовка (фильтрация), а также возможность определения как одного компонента (ДЭГ [10] или метанола [9]), так и двух в случае их совместного присутствия [10].

Применение ингибиторов в газовой промышленности является эффективным способом снижения коррозионного воздействия. Изучение свойств ингибиторов коррозии стало особенно актуальным с открытием ачимовских отложений. При разработке и эксплуатации ачимовских отложений возник целый ряд вопросов, касающихся эффективности применения ИК.

С учетом этого в ИТЦ активно ведутся разработки и довольно успешно внедряются новые методы исследования механизма действия ингибиторов коррозии.

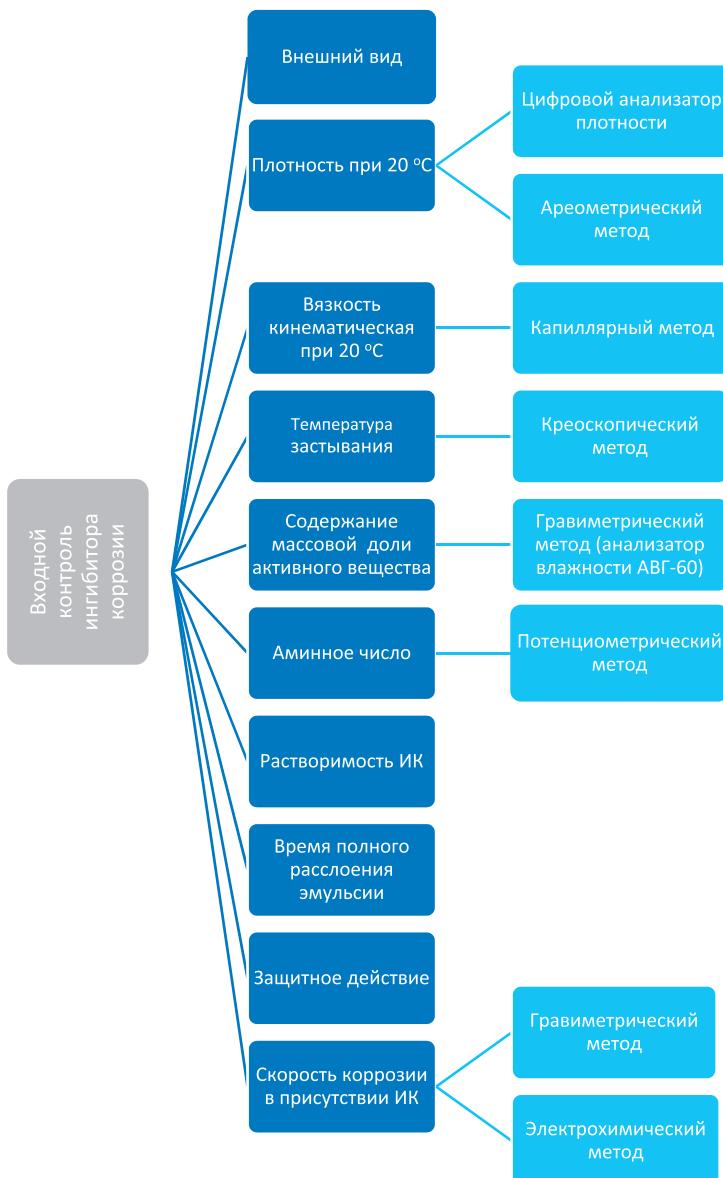


Рис. 7. Схема проведения комплексного исследования ингибитора коррозии при входном контроле

В лаборатории ИТЦ осуществляется входной контроль ИК (рис. 7), применяемых на месторождении. По физико-химическим показателям ИК должен соответствовать требованиям и нормам, указанным в технических условиях (ТУ). В частности, проводится определение следующих показателей:

- внешний вид;
- плотность при 20 °C;
- кинематическая вязкость при 20 °C;
- температура застывания;
- содержание массовой доли активного вещества;
- аминное число (или щелочное число);
- растворимость ИК;
- время полного расслоения эмульсии;
- защитное действие;
- скорость коррозии в присутствии ИК.

Все перечисленные показатели являются регламентируемыми, поэтому их определение при входном контроле ИК представляет особую важность для ХАК.

Определение плотности, как и в случае других ТЖ, проводится с помощью цифрового анализатора плотности «Плотномер DM-40», а также с помощью ареометра.

ИК представляет собой химически модифицированные полиамины¹ в органическом растворителе. В связи с этим при входном контроле важно определение массовой доли активного вещества гравиметрическим методом. Его проводят с помощью анализатора влажности АВГ-60.

Особое внимание при проведении физико-химических исследований уделяется растворению ИК в различных растворителях. Метод основан на визуальном наблюдении за смесью ингибитор–растворитель, которую получают посредством механического перемешивания компонентов. В качестве растворителей применяются одноатомные спирты (метанол, этанол), модель пластовой воды, а также газовый конденсат. Наблюдение за полученной смесью проводят в течение 7 суток с последующей фотофиксацией полученных результатов.

Немаловажным показателем при проведении входного контроля является аминное число. Для его определения в ОФХИ используется потенциометрическое титрование. Метод основан на титровании первичных и вторичных аминов раствором соляной кислоты с цифровой индексацией результатов измерений на дисплее иономера «ИТАН».

Время полного расслоения эмульсии – еще один важнейший параметр, который характеризует качество и свойства ИК. Метод измерений основан на визуальном наблюдении за процессом разделения эмульсии «газовый конденсат – пластовая вода» в присутствии ИК после интенсивного встряхивания

¹ В качестве основного вещества в ИК разных марок могут использоваться другие химические соединения.

полученной смеси. По ТУ время полного расслоения ИК не должно превышать 10 минут.

Безусловно, важнейшей функцией ИК является обеспечение противокоррозионной защиты газового и промыслового оборудования. Длительное воздействие различных физико-химических факторов приводит к постепенной эрозии и коррозии газового оборудования, что может вызвать поломку и выход его из строя. По этой причине особое значение имеет определение скорости коррозии, а также оценка защитной эффективности ИК.

Скорости коррозии, определенные в ходе испытаний, служат для оценки агрессивности сред по отношению к металлам и коррозионной стойкости металлов [14].

Для определения скорости коррозии в ОФХИ применяется установка «Моникор». На этой установке испытания ингибиторов коррозии проводятся гравиметрическим и электрохимическим методами. В соответствии с нормами ТУ скорость коррозии не должна превышать значение 0,1 мм/год.

Вывод об эффективности защитного действия ингибитора коррозии делается на основании сравнения показателей скорости коррозии двух образцов – свидетелей коррозии, один из которых выдерживается в модельной среде в присутствии ИК, а второй без него. Если полученное значение больше 85 %, то делается заключение об эффективности данного ИК и целесообразности его применения на газовом промысле.

В дальнейшем осуществляется контроль за концентрацией рабочих растворов ингибиторов коррозии, подающихся в газовую среду. Концентрация ингибиторов в РИК определяется гравиметрическим методом согласно ТУ 20.59.59-090-00151816-2018 [11].

Контроль за остаточным содержанием ингибитора коррозии в водометанольных растворах проводят фотометрическим методом в соответствии с СТО Газпром 9.3-004-2009 [7]. Методика определения остаточного содержания ИК включает предварительное экстрагирование пробы с хлороформом с последующим измерением оптической плотности экстракта на фотометре фотоэлектрическом КФК-3-01-«ЗОМЗ» относительно холостой пробы.

ВЫВОДЫ

Постоянное и тесное взаимодействие лабораторий с производственными подразделениями позволяет определять приоритетные направления в лабораторной практике. Заказчики – производственные филиалы ООО «Газпром добыча Уренгой» – представляют перечень показателей, определение которых необходимо для решения производственных задач и контроля за технологическим состоянием оборудования; лаборатории, в свою очередь, внедряют новое лабораторное оборудование, разрабатывают и применяют новые методики физико-химического анализа ТЖ. Совершенствование химико-аналитических исследований направлено на повышение экспрессности, информативности и точности измерений, что способствует успешному выполнению поставленных задач.

ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. Влияние измерения основных свойств и характеристик гликоля в процессе осушки газа на эффективность работы основного технологического оборудования УКПГ сеноманской залежи / А.Н. Дудов, Н.И. Дубина, В.А. Ставицкий [и др.] // Проблемы освоения месторождений Уренгойского комплекса. – Москва: Недра, 1998. – С. 88–99.
2. ГОСТ 18995.1-73. Продукты химические жидкие. Методы определения плотности. Определение плотности жидкости с помощью ареометра: утвержден и введен в действие Постановлением Государственного комитета стандартов Совета Министров СССР № 1740 от 17.07.73.
3. Бухгалтер, Э.Б. Метанол и его использование в газовой промышленности / Э.Б. Бухгалтер. – Москва: Недра, 1986. – С. 238.
4. СТО 05751745-235-2020. Методика расчета суммарной массовой (молярной) концентрации ионов калия и натрия, минерализации общей и приведенной в пластовой воде, водометанольных растворах, растворах диэтиленгликоля. – 2020.
5. СТО 05751745-170-2013. Методика измерений массовой концентрации железа в попутных водах нефтегазоконденсатных месторождений рентгенофлуоресцентным методом. – 2013.
6. ГОСТ 6370-83. Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей: утвержден и введен в действие Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам № 1708 от 12.04.83. – Москва: Стандартинформ, 2007.
7. СТО Газпром 9.3-004-2009. Методика выполнения измерений массовой концентрации азотсодержащих ингибиторов коррозии в жидких углеводородах, пластовой воде и водометанольных растворах: утвержден и введен в действие распоряжением ОАО «Газпром» № 99 от 20.04.2009.
8. ГОСТ 14870-77. Методы определения воды: утвержден и введен в действие Постановлением Государственного комитета стандартов Совета Министров СССР № 97 от 13.01.77. – Москва: Стандартинформ, 2005.
9. СТО 05751745-178-2012. Методика измерений массовой доли метанола в попутных и производственных водах нефтегазоконденсатных месторождений газохроматографическим методом.
10. СТО 05751745-241-2021. Методика (метод) измерений массовой доли диэтиленгликоля и метанола в промысловых растворах диэтиленгликоля и производственных водах с техногенными примесями в условиях их совместного присутствия хроматографическим методом.
11. ТУ 20.59.59-090-00151816-2018. Технические условия. Ингибитор коррозии «Сонкор-9020».
12. ГОСТ 26449.1-85. Установки дистилляционные оросительные стационарные. Методы химического анализа соленых вод: введен в действие Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам № 405 от 26.02.1985.
13. СТО 05751745-197-2014. Методика измерений состава и свойств отложений с технологического оборудования и эксплуатационных скважин промыслов нефтегазоконденсатных месторождений.
14. СТО Газпром 9.3-007-2010. Методика лабораторных испытаний ингибиторов коррозии для оборудования добычи, транспортировки и переработки коррозионно-активного газа.

Разработка технических решений по обеспечению подачи и измерения конденсата газового нестабильного валанжинской залежи месторождений Большого Уренгоя в период падающей добычи

В.Ф. Кобычев, Р.Р. Шепитяк, Р.Р. Ялалетдинов, А.Н. Филиппов, А.М. Козлов
(ООО «Газпром добыча Уренгой»)

Рассматриваются проблемы, возникающие при подготовке продукции валанжинских залежей, одной из которых является уменьшение пластового давления, вызывающее снижение показателей давления в технологической цепочке процесса низкотемпературной сепарации и затрудняющее транспортировку конденсата газового нестабильного (КГН). Представлен комплекс технологических решений, направленных на обеспечение качественных и количественных характеристик КГН и его стабильной транспортировки. Разработана и внедрена схема двухступенчатого дросселирования газа и компримирования газа сепарации на дожимных компрессорных станциях (ДКС) УКПГ сеноманских залежей, что компенсировало отсутствие мощностей ДКС на валанжинских промыслах. Введена в эксплуатацию насосная станция подачи конденсата (НСПК), позволившая снизить давление в узловых точках установок комплексной подготовки газа и обеспечить добычу КГН в заданных объемах. Приведена схема работы УКПГ и НСПК валанжинской залежи. Представлено техническое решение, разработанное в рамках концепции внедрения малолюдных технологий, – оснащение НСПК автоматизированным технологическим комплексом учета конденсата газового нестабильного, поступающего с УКПГ валанжинских залежей. Показаны его функциональные элементы. Технические мероприятия, разработанные и реализованные в ООО «Газпром добыча Уренгой», позволяют обеспечить стабильную транспортировку жидких углеводородов.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: валанжинские залежи, установка комплексной подготовки газа (УКПГ), конденсат газовый нестабильный (КГН), завод по подготовке конденсата к транспорту (ЗПКТ), низкотемпературная сепарация (НТС) КГН, транспортировка КГН, межпромысловый конденсатопровод, двухступенчатое дросселирование газа, компримирование газа сепарации, дожимные компрессорные станции (ДКС) УКПГ сеноманских залежей, насосная станция подачи конденсата (НСПК), автоматическое регулирование давления в общем коллекторе КГН, автоматизированный технологический комплекс (АТК) учета КГН

На начальной стадии разработки валанжинских залежей месторождений ООО «Газпром добыча Уренгой» отделившийся на установках комплексной подготовки газа (УКПГ) 1АВ, 2В, 5В, 8В конденсат газовый нестабильный (КГН) транспортировался на завод по подготовке конденсата к транспорту (ЗПКТ) с помощью пластовой энергии. Однако в ходе разработки валанжинских залежей значительно изменились термобарические параметры ДКС на валанжинских промыслах, влияющие как на технологические процессы низкотемпературной сепарации (НТС), так и на процесс транспортировки КГН по межпромысловому конденсатопроводу.

Для обеспечения плановых показателей добычи и подготовки продукции валанжинских залежей в 2003–2006 гг. на УКПГ-1АВ, 2В, 5В, 8В специалистами ООО «Газпром добыча Уренгой» была разработана и внедрена схема двухступенчатого дросселирования газа и компримирования газа сепарации на дожимных компрессорных станциях (ДКС) УКПГ сеноманских залежей [4]. Применение данной технологии компенсировало отсутствие мощностей ДКС установок комплексной подготовки газа валанжинской залежи. В связи с этим до 2012 года отделившийся в процессе подготовки нестабильный газовый конденсат напрямую поступал на ЗПКТ. Положительные результаты, полученные при опытной эксплуатации второго дросселя, стали основанием для внедрения этой технологии и на УКПГ-11В Ен-Яхинского месторождения.

Поддержание регламентных режимов процесса НТС зависит от давления на выходе УКПГ. Оно напрямую зависит от удаленности промысла от ЗПКТ. При подаче конденсата на ЗПКТ давление на выходе УКПГ валанжинских залежей значительно отличалось: на УКПГ1АВ – 5,0 МПа, на УКПГ-5В – 4,7 МПа, на УКПГ-8В – 5,3 МПа. При этом давление на ЗПКТ поддерживалось на уровне 3,6–3,7 МПа. Кроме того, для обеспечения внутрипромыслового транспорта КГН в системе «сепаратор – разделитель – конденсатопровод» необходимо поддерживать заданный перепад давления. Однако уменьшение пластового давления, которое, в свою очередь, вызывает снижение показателей давления в технологической цепочке процесса НТС, затрудняет транспортировку КГН.

С целью компенсации осложнений, возникших вследствие уменьшения пластового давления и отсутствия 1-х или 2-х очередей ДКС УКПГ-2В, 5В, 8В, в 2012 году была введена в эксплуатацию насосная станция подачи конденсата (НСПК), расположенная на территории газоконденсатного промысла № 2. Это технологическое решение позволило снизить давление в узловых точках УКПГ валанжинских залежей (низкотемпературных сепараторах, разделителях и буферных емкостях) и обеспечить добычу КГН в заданных объемах (**рис. 1**).

Вышеперечисленные технические решения позволили также отсрочить ввод в эксплуатацию первых очередей ДКС на УКПГ-1АВ и 8В до конца 2014 г. Оба технических решения обеспечили требуемые режимы работы УКПГ без потерь в объемах добычи газа сепарации и нестабильного конденсата [1].

Данные технические мероприятия были реализованы в рамках «Комплексной программы реконструкции и технического перевооружения объектов добычи газа на 2011–2015 гг.».

Схема потоков газа и нестабильного газового конденсата, представленная на **рис. 2**, показывает, что наиболее сложные процессы происходят на установке НТС УКПГ-2В. Это обусловлено тем, что на установку возвращается газ выветривания с НСПК, газ деэтанизации (ГД) с ЗПКТ и попутный нефтяной газ (ПНГ) с центрального пункта сбора нефти цеха добычи газа, газового конденсата и нефти № 2 (ЦДГКН № 2). Таким образом, на УКПГ-2В осуществляется выравнивание термобарических параметров потоков газа с разных объектов.

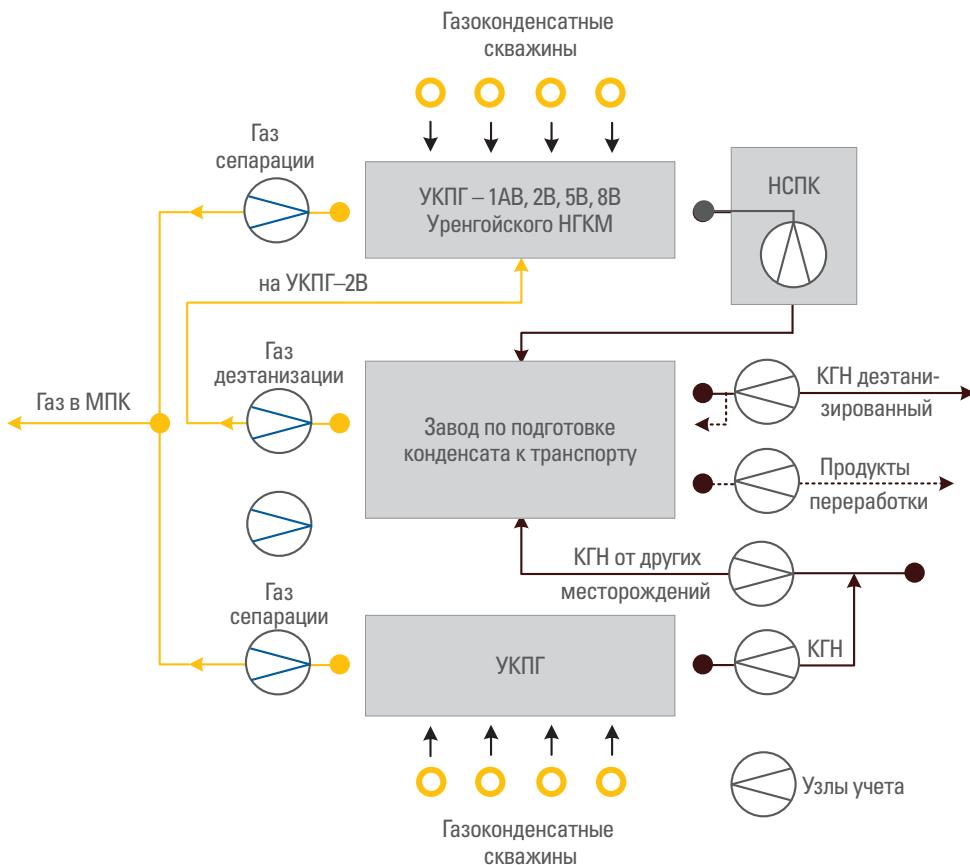


Рис. 1. Схема транспортировки потоков газа и нестабильного газового конденсата

Ввод НСПК позволил пересмотреть существующие модели добычи и подготовки углеводородной продукции при оптимальном давлении в сепараторах НТС. Так, при использовании технологической схемы с двухступенчатым дросселированием температура в промежуточном сепараторе С-4 УКПГ-2В поддерживается на уровне от минус 10 до минус 20 °С. При этом низкая температура в С-4 вкупе с высоким давлением (4,0–5,0 МПа) в низкотемпературном сепараторе приводит к увеличению выхода нестабильного конденсата за счет повышения содержания этана и пропан-бутановой фракции в его составе. В свою очередь эти компоненты создают дополнительную нагрузку на колонны деэтилизации и возвращаются для подготовки и транспортировки в МПК. Выход наиболее ценных компонентов C_{5+} максимален в интервале давлений от 3,5 до 4,5 МПа.

В соответствии с текущей схемой работы газ выветривания, выделяющийся из КГН емкостей НСПК, поступает на эжектор технологической линии № 2.

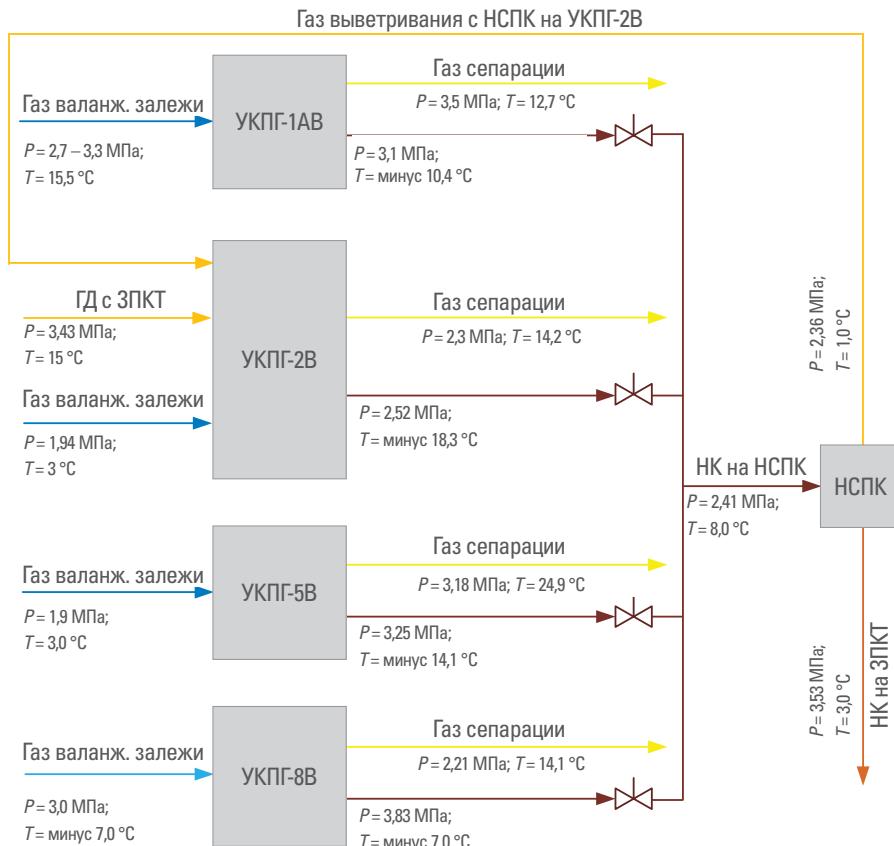
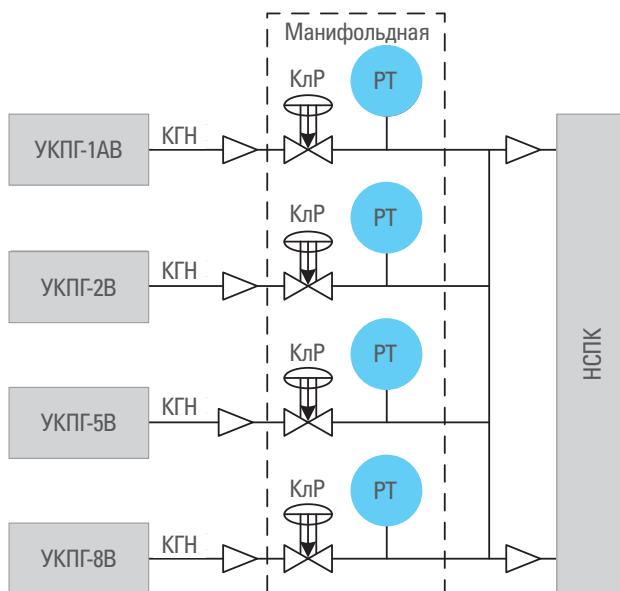


Рис. 2. Схема работы УКПГ и НСПК валанжинской залежи (по состоянию на 2023 г.)

Кроме того, на эжектор этой же линии подается попутный нефтяной газ с ЦДГГКН № 2 и газ выветривания с технологических ниток НТС. С ЗПКТ газ деэтанизации (ГД) поступает на эжекторы технологических линий № 1, 2, 3, 4 УКПГ-2В, на которых проходит подготовку методом НТС. Большую часть (80–85 %) ГД равномерно распределяют на эжекторы технологических линий № 1, 3, 4. Оставшаяся часть газа поступает на эжектор технологической линии № 2 ввиду поступления на него ПНГ с ЦДГГКН № 2 и газа выветривания (ГВ) с НСПК с целью предотвращения передавливания ПНГ и ГВ.

Таким образом, НСПК позволила понизить давление в низкотемпературных сепараторах до 3,5–4,5 МПа. Кроме работы НТС в зоне максимальной конденсации появился запас по перепаду давления на первом дросселе, что положительно сказалось на распределении нагрузки между промежуточным и низкотемпературным сепаратором. Перенос части дроссель-эффекта со второго на первый позволяет разгрузить промежуточный сепаратор по жидкостному потоку.



■ Рис. 3. Схема уравнивания давления в общем коллекторе КГН

НСПК как объект имеет сложную структуру. В ее сооружения подается КГН с четырех УКПГ (1АВ, 2В, 5В, 8В). Выше указывалось, что УКПГ расположены на разном расстоянии от ЗПКТ и это оказывает влияние на термобарические параметры на выходе из УКПГ, которые напрямую зависят от длины конденсатопровода. Таким образом, для стабильной работы оборудования НСПК необходимо обеспечить давление в общем коллекторе КГН на одном уровне, что позволит избежать передавливания потоков КГН с разных УКПГ. Для решения этой задачи реализована схема автоматического регулирования давления в общем коллекторе КГН (рис. 3).

Технологический процесс на НСПК состоит из стадий:

- приема КГН в разделительные емкости;
- отстоя КГН и отделения водометанольного раствора (ВМР) в разделительных емкостях;
- откачки КГН насосными агрегатами из емкостей на ЗПКТ через узел учета;
- измерения количества КГН, транспортируемого с НСПК на ЗПКТ.

После отстаивания нестабильного газового конденсата в разделительных емкостях его откачка производится электронасосными агрегатами, оснащенными преобразователями частоты. В данном случае частотно-регулируемый электропривод используется для согласования расходного режима работы насосных

агрегатов с режимом работы конденсатопровода до ЗПКТ. На НСПК применяется схема параллельной работы насосных агрегатов. Так как насосная установка состоит из нескольких агрегатов, режим ее работы может регулироваться не только с помощью преобразователей частоты, но и посредством изменения числа работающих агрегатов при заданных значениях верхних и нижних уровней в емкостном парке.

При увеличении подачи КГН по конденсатопроводу напор на насосной станции необходимо увеличивать. Однако характеристики центробежных насосов таковы, что при увеличении подачи КГН напор, развиваемый насосом, снижается. Таким образом, в периоды сниженного потребления КГН насосные агрегаты работают с избыточным напором, который гасится либо в дросселирующих устройствах, либо на ЗПКТ.

Выше отмечалось, что до 2012 года учет количества КГН на УКПГ 1АВ, 2В, 5В, 8В осуществлялся расчетным методом. Для обеспечения требований СТО Газпром [2, 3] в целях качественного выполнения взаиморасчетов между ООО «Газпром добыча Уренгой» и ООО «Газпром переработка» НСПК была оснащена автоматизированным технологическим комплексом (АТК) учета КГН. Данное техническое решение предложено в рамках разработки и внедрения малолюдных технологий. Наличие таких комплексов является прямым требованием нормативных документов ПАО «Газпром» [7–9].

Указанный комплекс предназначен для осуществления автоматизированного хозрасчетного учета КГН, поступающего с УКПГ валанжинских залежей и подлежащего сдаче на ЗПКТ ООО «Газпром переработка». Он состоит из следующих функциональных элементов:

- блока фильтров, в котором осуществляется очистка нестабильного газового конденсата от механических примесей;
- блока измерительных линий, где производится измерение расхода КГН;
- блока контроля качества КГН, предназначенного для оперативного контроля плотности и компонентного состава при рабочих условиях, а также отбора проб для лабораторного контроля качества КГН;
- блока рабочего эталона расхода для поверки расходомеров по месту эксплуатации на рабочей среде во всем диапазоне расхода, температуры, плотности, давления;
- блока сбора, обработки и передачи информации для сбора и обработки информации со всех первичных преобразователей расхода, температуры, давления, а также ее передачи на верхний уровень управления.

В качестве преобразователей расхода используются счетчики-расходомеры массовые, установленные на измерительных линиях. С помощью ультразвукового расходомера осуществляется контроль расхода КГН на выходе из блока контроля качества.

Для обеспечения дистанционного выполнения технологических операций на измерительных линиях предусмотрены краны шаровые с контролем протечек и электроприводом типа Rotork.

Таким образом, разработанные и реализованные в ООО «Газпром добыча Уренгой» технические мероприятия позволяют обеспечить стабильную транспортировку жидких углеводородов.

ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. Обеспечение эффективной эксплуатации валанжинских УКПГ после ввода ДКС и насосной станции подачи конденсата Уренгойского НГКМ / О.А. Николаев, О.П. Кабанов, Н.А. Цветков [и др.] // Газовая промышленность. – 2013. – Вып. 4. – С. 31–34.
2. СТО Газпром 5.3-2006. Расход и количество жидких углеводородных сред. Технические требования к узлам учета. – Москва: ИРЦ Газпром, 2006. – 24 с.
3. СТО Газпром 5.9-2007. Расход и количество углеводородных сред. Методика выполнения измерений. – Москва: ИРЦ Газпром, 2008. – 76 с.
4. Цветков, Н.А. Разработка энергосберегающих технологий подготовки газа валанжинских залежей Уренгойского месторождения в компрессорный период эксплуатации: специальность 25.00.17: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Цветков Николай Александрович. – Уфа, 2007. – 24 с. – Место защиты: Уфимский государственный нефтяной технический университет.
5. Типугин, А.А. Влияние централизованной насосной станции перекачки конденсата на материально-компонентные балансы подготовки углеводородного сырья валанжинских залежей УНГКМ / А.А. Типугин, И.В. Колинченко // Сборник научных трудов ООО «ТюменНИИгипрогаз». – Тюмень, 2013. – С. 243–247.
6. Патент № 2627754 Российской Федерации. Способ подготовки углеводородного газа к транспорту / Корякин А.Ю., Дикамов Д.В., Исмагилов Р.Н. [и др.]. – 2017. – Бюл. № 23.
7. СТО Газпром 2-2.1-1043-2016. Автоматизированный газовый промысел. Технические требования к технологическому оборудованию и объемам автоматизации при проектировании и обустройстве на принципах малолюдных технологий. – Москва: Газпром экспо, 2016. – 31 с.
8. СТО Газпром 097-2011. Автоматизация. Телемеханизация. Автоматизированные системы управления технологическими процессами добычи, транспортировки и подземного хранения газа. Основные положения. – Москва: Газпром экспо, 2012. – 63 с.
9. СТО Газпром 2-1.15-680-2012. Автоматизированные системы управления производственно-технологическими комплексами объектов ОАО «Газпром». Транспортировка, добыча, хранение, переработка углеводородов. Технические требования. – Москва: Газпром экспо, 2014.

Совершенствование технологического оборудования и схем подготовки продукции ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения

И.В. Игнатов, В.Ф. Кобычев, Е.С. Григорьев, В.О. Юрсов

(ООО «Газпром добыча Уренгой»)

А.Т. Хусаенов (филиал ООО «Газпром инвест» «Новый Уренгой»)

Рассматриваются проблемы, связанные со снижением эффективности работы технологического оборудования установок комплексной подготовки газа залежей ачимовской толщи – сепарационного, компрессорного и теплообменного. Предложен комплекс технических решений по повышению эффективности процесса подготовки ачимовского пластового флюида. Рассказывается о модернизации сепараторов и колонны-десорбера, работах по модернизации блока эжекторов, модернизации разделителя жидкости. Представлена модернизированная конструкция сепаратора, схема устройства разделителя жидкости до и после модернизации, а также схема подготовки продукции скважин, разработанная для новых установок комплексной подготовки газа ачимовских отложений. Практическая реализация разработанных технологий обеспечивает эффективную подготовку пластового флюида и снижение капитальных вложений при обустройстве участка ачимовских отложений Уренгойского НГКМ.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: этансодержащий газ, Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение, ачимовские отложения, установка комплексной подготовки газа, трехступенчатая низкотемпературная технология подготовки пластового флюида, модернизация сепараторов, модернизация блока эжекторов, модернизация разделителя жидкости, подготовка конденсатсодержащего газа методом низкотемпературной сепарации

До недавнего времени стратегия развития газовой отрасли заключалась в успешной реализации на внешнем и внутренних рынках газа и продуктов переработки газового конденсата. На долю России приходится 18,6 % мирового объема добычи газа и лишь 5,9 % объема его переработки. Однако в настоящее время принятая стратегия развития химического и нефтехимического комплекса на период до 2030 года, согласно которой ПАО «Газпром» планирует создание завода по переработке этансодержащего газа в районе порта Усть-Луга. Наиболее перспективное сырье для этого завода – товарный газ из залежей ачимовской толщи Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), содержание этана в котором составляет около 12 % мас. [1]. ПАО «Газпром» принят план поэтапного освоения шести эксплуатационных участков ООО «Газпром добыча Уренгой» [2] как собственными силами, так и с помощью созданных предприятий.

В период с 2008 по 2009 год на участках 1А и 2А были введены в эксплуатацию две установки комплексной подготовки газа – УКПГ-31 и 22 соответственно. На них была реализована схема трехступенчатой низкотемпературной

сепарации пластового флюида, аналогичная таковой на установках подготовки газа валанжинских залежей Уренгойского и Ен-Яхинского месторождений (с некоторыми отличиями). Для извлечения метанола из водометанольного раствора (BMP) вместо сепаратора-десорбера используется колонна-десорбер К-1, после которой установлен воздушный холодильник BX-1 (рис. 1). В связи с наличием тугоплавких парафинов в ачимовском пластовом флюиде в технологическую схему введен теплообменник Т-3 для нагревания конденсата, поступившего с низкотемпературной ступени разделения, перед смешиванием с углеводородной фазой из первичного разделителя Р-1. Из-за содержания коррозионно-активного углекислого газа на устье скважин подается ингибитор для предотвращения коррозии трубопроводов и входных сепараторов С-1.

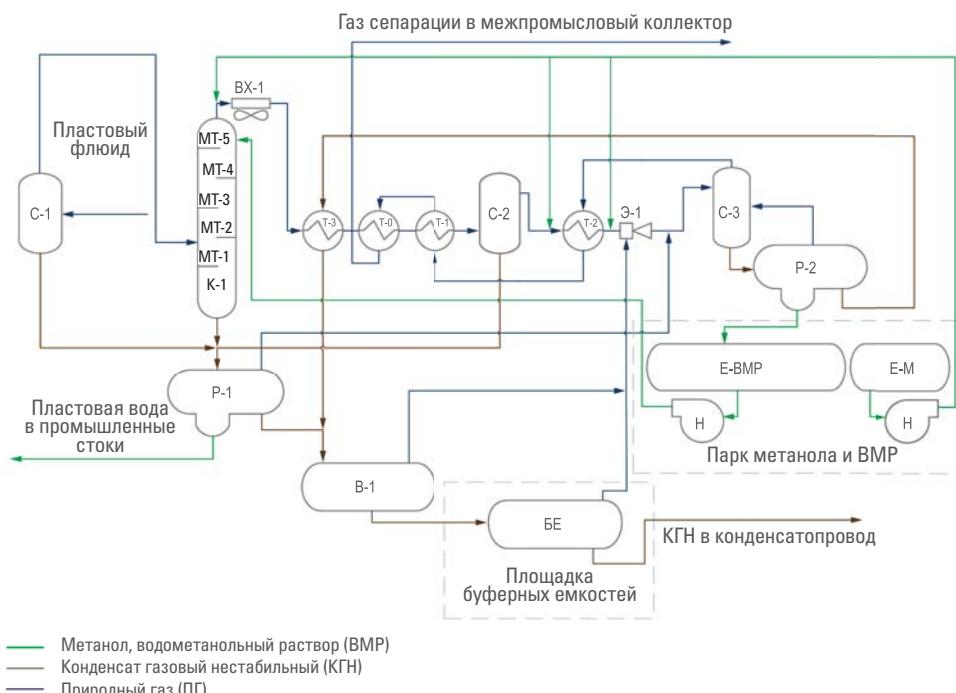


Рис. 1. Принципиальная технологическая схема подготовки продукции ачимовских отложений

Следует отметить, что промежуточная ступень сепарации на установках комплексной подготовки газа валанжинских залежей была предусмотрена для применения детандер-компрессорных агрегатов БТДА-5-100 [3]. Но в процессе испытаний на УКПГ-1АВ, 2В Уренгойского месторождения проявились их низкая надежность, в связи с чем было принято решение отказаться от применения данных агрегатов. На УКПГ-31 и 22 ачимовских отложений промежуточный сепаратор С-2 предусмотрен для предотвращения образования парафиновых отложений на концевой ступени сепарации в случае уноса жидкой фазы из сепаратора С-1 и колонны-десорбера К-1.

При эксплуатации установок комплексной подготовки газа залежей ачимовской толщи обнаружилось, что удельный выход нестабильного конденсата на 30 % выше значения, предусмотренного проектной документацией. В начальный период разработки из-за малого объема отборов пластового флюида оборудование УКПГ ачимовских отложений работало эффективно [4], но в дальнейшем при вводе скважин и увеличении отбора углеводородов из залежей входные сепараторы С-1 стали эксплуатироваться с превышением загрузки по жидкости, вследствие чего ее унос увеличился с 0,05 до 3 г/м³. Снизилась также эффективность аппаратов К-1, капельный унос жидкости на которых достиг 2 г/м³. Термобарические параметры эксплуатации и наличие углекислого газа с минерализованной водной фазой привели к коррозии аппаратов ВХ-1 и Т-3, при этом подача ингибитора коррозии в них не была предусмотрена [5]. Серьезной проблемой стало снижение эффективности теплообменного оборудования Т-3, Т-0 и Т-1 из-за поступления в него тугоплавких парафинов из сепаратора С-1. Температура эксплуатации сепаратора С-2 понизилась на 5–10 °С относительно проектной величины, увеличилось количество жидкой фазы, поступающей в аппарат, на что не была рассчитана его конструкция. Из-за уноса жидкости из сепаратора С-2 тугоплавкие парафины стали поступать и в теплообменник Т-2, что привело к снижению его эффективности. Вследствие уменьшения рекуперации холода на установке необходимо раньше ввести дожимную компрессорную станцию. По причине эксплуатации разделителя Р-1 с превышением производительности и применения ингибитора коррозии в аппарате происходило пенообразование, результатом чего явилось неэффективное отделение водного раствора от конденсата. Дальнейшая подготовка конденсата в выветривателе В-1 и буферной ёмкости не предусматривала отвод водной фазы.

Для преодоления возникших сложностей специалистами ООО «Газпром добыча Уренгой» совместно с отечественными производителями оборудования был разработан комплекс технических решений для повышения эффективности процесса подготовки ачимовского пластового флюида.

На первом этапе были модернизированы сепаратор С-1 и колонна-десорбер К-1, о чем ранее сообщалось в [6]. Применение в сепараторе С-1 распределителя газожидкостного потока, двух каплеуловителей прямоточных центробежных и каплеуловителя прямоточного центробежного с дренирующими элементами позволило многократно уменьшить значения уноса капельной жидкости.

В результате модернизации сепаратора С-1 и колонны-десорбера К-1 удалось предотвратить коррозионные процессы в теплообменном оборудовании, исключить поступление в него жидкости с тугоплавкими парафинами и повысить эффективность рециркуляционной технологии использования метанола [7].

На следующем этапе рассматривалась возможность эксплуатации существующего оборудования УКПГ-22 при максимальной производительности 5 млн м³/сут на случай задержки ввода строящейся технологической нитки № 4. При проведении испытаний была выявлена проблема узкого диапазона производительности блока эжекторов по активному и пассивному газам, вследствие чего не достигалась проектная производительность технологической нитки, а также усложнялась работа выветривателя В-1 и буферной емкости.

Поэтому были проведены работы по модернизации блока эжекторов: вместо проектных установили эжекторы ООО «ПРОТЭК» и заменили трубопроводы пассивного газа. Благодаря этому практически в 10 раз увеличился диапазон производительности блока эжекторов по активному и пассивному газам (**рис. 2**) и расширился диапазон рабочих давлений: минимальное снизилось с 10,6 до 9,4 МПа, а максимальное увеличилось с 11,9 до 12,1 МПа.

Анализ работы сепарационного оборудования с максимальной производительностью показал, что проектная схема подачи газа дегазации из разделителя Р-2 в сепаратор С-3 имеет существенный недостаток: при росте загрузки аппарата повышается уровень жидкости в С-3, и она выносится с потоком товарного газа. Посредством моделирования работы аппарата в программном комплексе

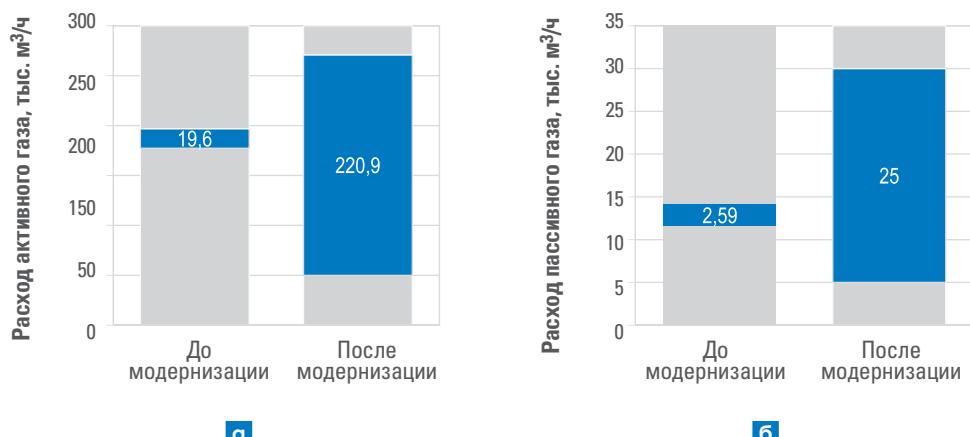


Рис. 2. Производительность проектного и модернизированного блока эжекторов по активному (а) и пассивному (б) газам 2-й технологической нитки УКПГ-22

ANSYS Fluent было установлено: из-за увеличения центробежной скорости в нижней части сепаратора С-3 в него прекращает поступать газ выветривания из разделителя Р-2, что приводит к повышению давления в Р-2 и прекращению сброса жидкости из С-3.

В связи с этим было принято решение модернизировать сепараторы С-2 и С-3. В аппарате С-3 заменили входной завихритель на распределитель газожидкостного потока, обеспечивающий равномерное распределение жидкой фазы по сечению аппарата (рис. 3). Вместо тарелки с центробежными элементами ГПР 515 установили каплеуловитель прямоточный центробежный с циклонными элементами конструкции ООО «Инженерно-внедренческий центр «Инжехим». Над ним разместили дополнительный каплеуловитель прямоточный фильтрующий в целях улавливания мелкодисперсных частиц (размером менее 15 мкм). При прохождении частиц через слой фильтрующих материалов за счет капиллярных сил и столкновения частиц между волокнами происходит их слияние

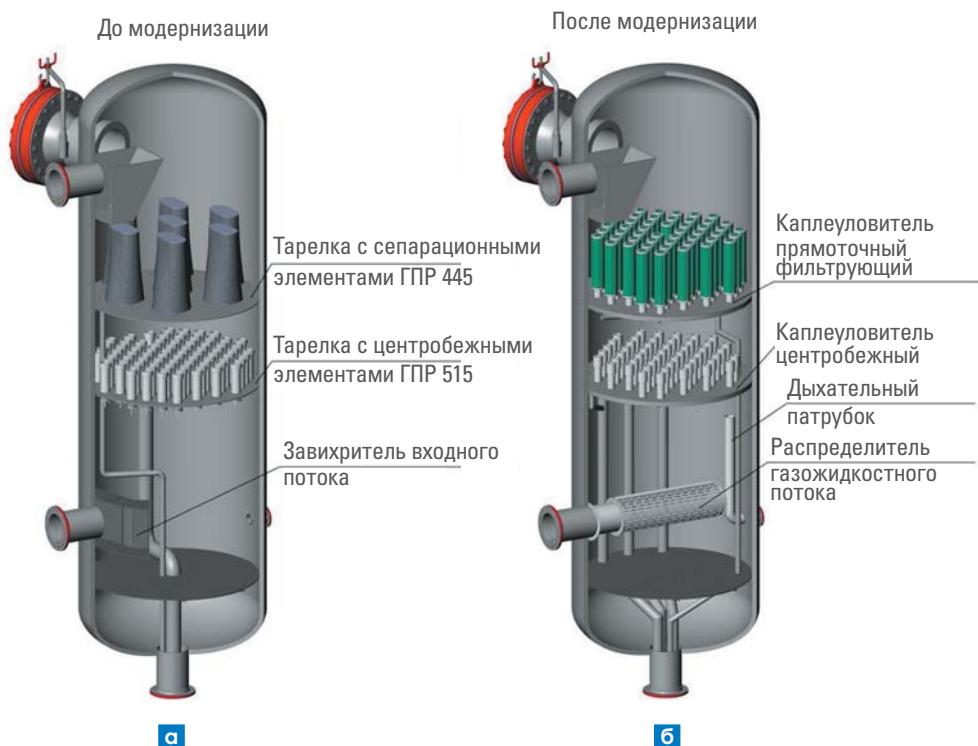


Рис. 3. Проектная (а) и модернизированная (б) конструкции сепаратора С-3 УКПГ-22

и укрупнение. Чтобы предотвратить накопление конденсата в сепараторе С-3, смонтировали дыхательный патрубок для отвода газа выветривания в среднюю часть аппарата из разделителя Р-2. Технические решения, реализованные в сепараторе С-2, были идентичными, за исключением монтажа дыхательного патрубка. В результате испытаний подтвердили, что производительность оборудования технологической нитки увеличилась на 30 % (до 6,5 млн м³/сут) при снижении уноса капельной жидкости с товарным газом.

На следующем этапе в целях повышения эффективности оборудования для подготовки ачимовского пластового флюида модернизировали разделитель жидкости Р-1. Чтобы обеспечить равномерное поступление исходной смеси и предварительную сепарацию крупных дисперсных частиц, в начале цилиндрической части аппаратов установили выравниватели потока (рис. 4). В качестве основной ступени разделения используется пластинчатая насадка, которая представляет собой комплект блоков, состоящих из профилированных

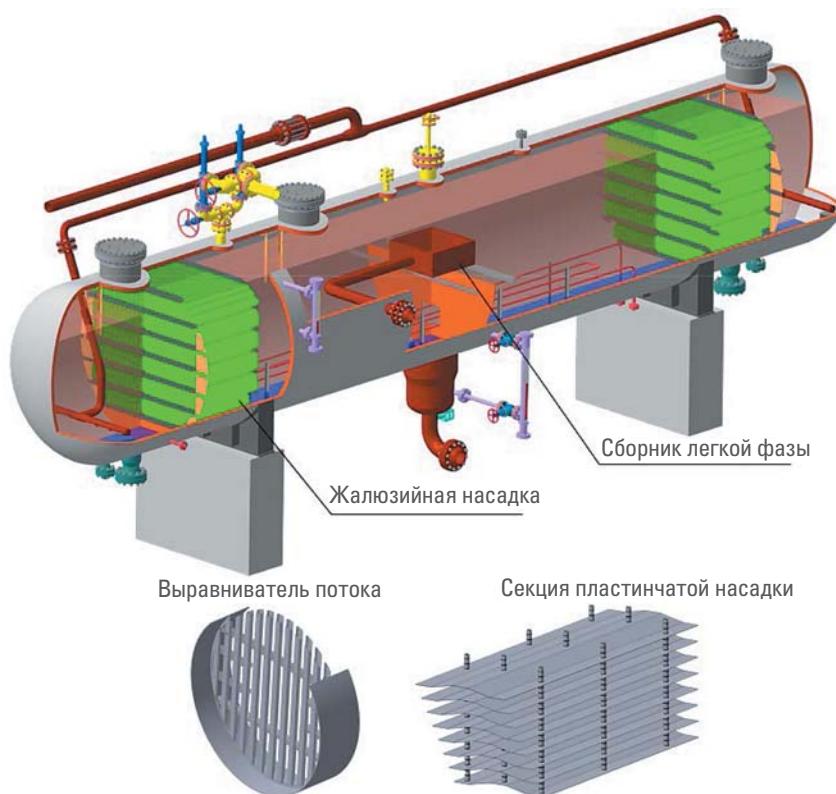
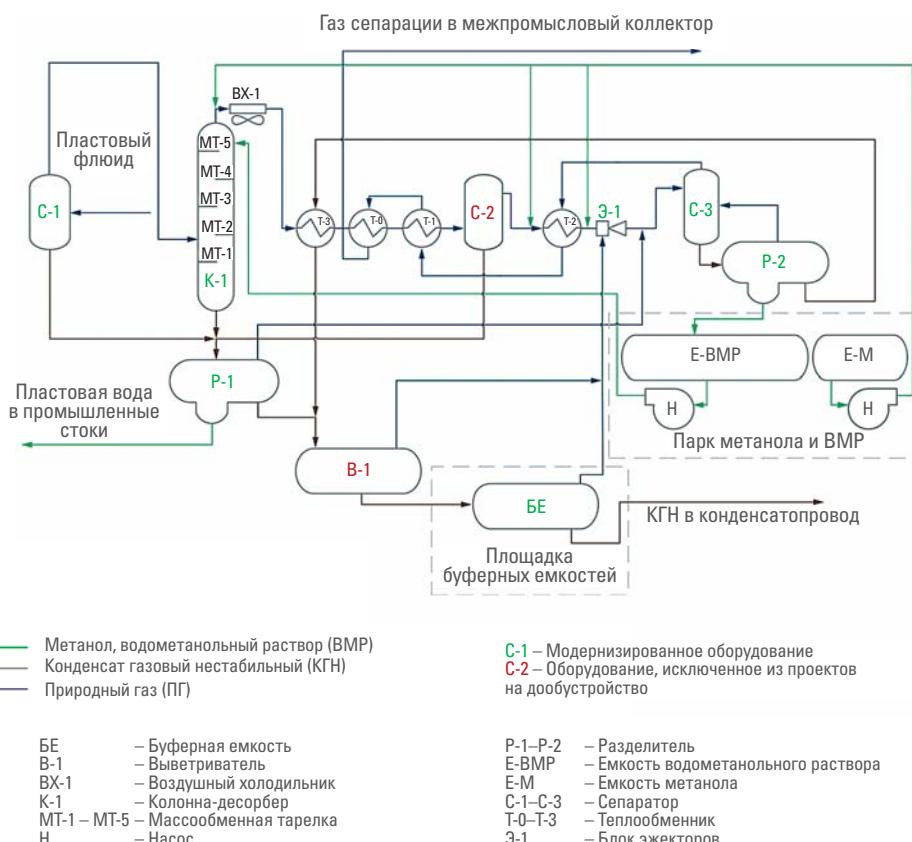


Рис. 4. Внутренние устройства разделителя жидкости Р-1 до и после модернизации

металлических пластин, закрепленных на несущих элементах. Благодаря конструкции пластинчатой насадки эффективность разделения ВМР и конденсата повышается: поток секционируется вдоль оси аппарата (снижение турбулизации потока), уменьшаются путь и продолжительность осаждения. За счет расположения насадки по всему сечению аппарата достигается максимальное использование рабочего объема. Для исключения попадания пены в сборник легкой фазы установлена крышка-отбойник. Согласно результатам анализа в пробах разделителя Р-1 после модернизации технологической нитки № 2 значительно уменьшился объем унесенной с потоком конденсата пластовой воды: с 2,56 до 0,08 % об. Для повышения степени разделения конденсата и ВМР в дальнейшем предложено модернизировать буферные емкости в трехфазные разделители.

С учетом полученного опыта эксплуатации УКПГ-22 для новых УКПГ ачимовских отложений разработали схему подготовки продукции скважин (**рис. 5**). В 2020–2021 годах на втором участке ачимовских отложений была введена



■ Рис. 5. Модернизированная технологическая схема работы установки НТС

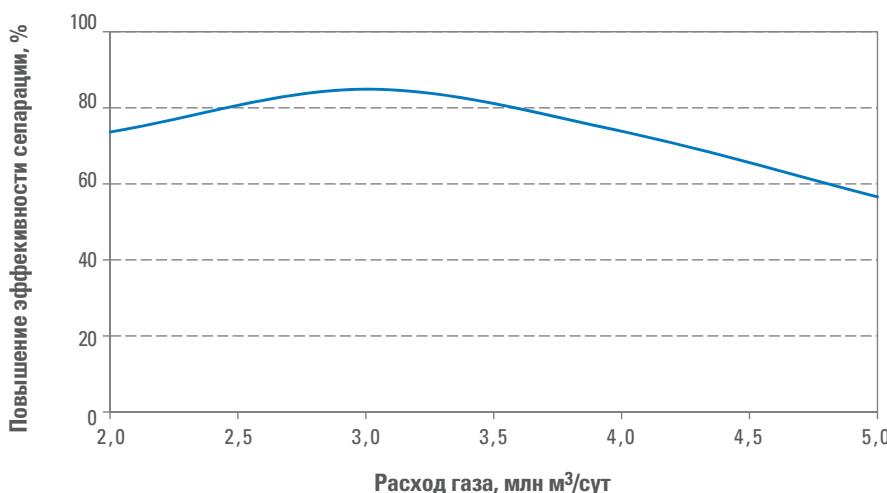


Рис. 6. График эффективности технологической нитки № 4 по сравнению с проектной схемой работы

в работу технологическая нитка № 4, на четвертом и пятом – две установки комплексной подготовки газа, УКПГ-41 и 51 соответственно. В рамках проектирования этих объектов были учтены разработанные технические решения по модернизации оборудования, что позволило отказаться от использования сепаратора С-2 и выветривателя В-1 и снизить капитальные вложения при обустройстве участков.

Эффективность работы оптимизированной установки НТС по уносу капельной жидкости (на примере технологической нитки № 4 УКПГ-22) увеличилась в среднем более чем на 70 % по сравнению с проектной схемой работы (**рис. 6**).

Таким образом, специалистами ООО «Газпром добыча Уренгой» совместно с отечественными производителями технологического оборудования разработан комплекс технических решений по совершенствованию оборудования для подготовки конденсатсодержащего газа методом низкотемпературной сепарации. Реализация разработанных технологий позволила повысить эффективность подготовки пластового флюида залежей ачимовской толщи в рамках расширения второго и обустройства четвертого и пятого участков ачимовских отложений Уренгойского НГКМ.

ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. Создание технологической схемы транспортировки этансодержащего газа с использованием межпромыслового коллектора месторождений Большого Уренгоя / С.К. Ахмедсафин, И.Н. Добрынин, С.С. Чужмарев [и др.] // Газовая промышленность. – 2019. – № 12. – С. 112–119.
2. Обоснование стратегии освоения ачимовских отложений Уренгойского месторождения / В.А. Маркелов, А.Г. Черепанов, А.Г. Филиппов [и др.] // Газовая промышленность. – 2016. – № 1. – С. 40–45.
3. Язик, А.В. / Оптимальная система подготовки газа Уренгойского месторождения / А.В. Язик // Газовая промышленность. – 1984. – № 1. – С. 8.
4. Задачи и комплекс геолого-технических решений для эффективного освоения ачимовских отложений Уренгойского месторождения / А.Ю. Корякин, М.Г. Жариков, М.Ю. Сафонов, К.И. Кондратьев // Вестник газовой науки. – 2017. – № 4 (32). – С. 38–42.
5. Организация коррозионного мониторинга на объектах второго участка ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения // Перспективные направления развития Уренгойского комплекса: сборник науч. трудов / ООО «Газпром добыча Уренгой». – Москва: Недра, 2018. – С. 135–143.
6. Опыт модернизации технологического оборудования подготовки газа залежей ачимовской толщи Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / А.Ю. Корякин, В.Ф. Кобычев, В.В. Александров [и др.] // Газовая промышленность. – 2019. – № 1. – С. 64–70.
7. Совершенствование технологии ингибиования установки низкотемпературной сепарации ачимовских залежей / А.Ю. Корякин, А.Ю. Неудахин, Р.А. Мухетдинов [и др.] // Технология нефти и газа. – 2017. – № 6. – С. 10–13.

Обзор и сравнительный анализ методов определения уноса капельной жидкости с газом на технологическом оборудовании ООО «Газпром добыча Уренгой»

И.В. Игнатов, Р.Р. Шепитяк, И.Р. Хайруллин, Е.С. Григорьев,
В.О. Юрасов (ООО «Газпром добыча Уренгой»)

Качество газа, прошедшего промысловую подготовку, в значительной степени зависит от эффективности отделения жидкости в газосепараторах установок комплексной подготовки газа. Несовершенство конструкции аппаратов осушки приводит к уносу капельной жидкости, ухудшению качества товарного газа и безвозвратным потерям ценных углеводородных компонентов C_{3+} . В этой связи актуальной задачей является мониторинг работы и оценка эффективности технологического оборудования. В статье рассмотрена проблема точности измерения уноса капельной жидкости на оборудовании установок комплексной подготовки газа. Представлены сведения о некоторых методах определения капельного уноса, как прямых, так и косвенных, приведены схематичные изображения конструктивных элементов измерителей уноса капельной жидкости, описана оптимизированная конструкция измерителя уноса капельной жидкости, разработанного в ООО «Газпром добыча Уренгой». На основании сравнительного анализа различных методов определения капельного уноса даны рекомендации по параллельному использованию измерителя уноса капельной жидкости – циклона и косвенного хроматографического способа, что позволит минимизировать риск неверной интерпретации результатов.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ), установки комплексной подготовки газа (УКПГ), этансодержащий газ, подготовка пластового флюида ачимовских отложений, низкотемпературная сепарация (НТС) газа, ингибитор гидратообразования, снижение уноса капельной жидкости на установках подготовки природного газа, устройства для измерения капельного уноса, определение уноса капельной жидкости из сепараторов, измерение капельного уноса из низкотемпературных сепараторов УКПГ, измеритель уноса капельной жидкости циклон, косвенные способы определения капельного уноса, хроматографический способ определения капельного уноса

Повышение эффективности использования нефтегазохимического сырья является одной из основных задач, обозначенных в Энергетической стратегии России до 2035 года [1]. Решению данной задачи способствует проектирование и строительство крупных производств, в том числе реализация ПАО «Газпром» проекта по созданию комплекса переработки этансодержащего газа и сжижения природного газа в районе поселка Усть-Луга. В качестве сырьевой платформы проекта предусматривается использование газа с высоким содержанием этана преимущественно из ачимовских отложений, проходящего подготовку на установках комплексной подготовки газа (УКПГ) Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) [2]. В нормативно-технической документации представлены установленные номинальные значения целевых углеводородных компонентов от этана до C_{6+} , а также метанола

и неуглеводородных примесей: азота, углекислого газа и т.п. Поэтому особого внимания при реализации проекта требует обеспечение выполнения контрактных обязательств в части компонентного состава этаносодержащего газа.

Подготовка пластового флюида ачимовских отложений осуществляется с применением технологического процесса двух- или трехступенчатой низкотемпературной сепарации (НТС) газа и использованием метанола в качестве ингибитора гидратообразования [3] (рис. 1). Для получения необходимых температур, конденсации влаги и тяжелых углеводородов на установках комплексной подготовки газа используется эффект изоэнтальпийного или энтропийного расширения посредством применения дросселя, эжектора или турбодетандера [4–6]. Подготовка товарного газа до регламентного качества осуществляется за счет поэтапного охлаждения потока с последующим отделением сконденсированной жидкости в сепарационном оборудовании и ее отведением от газового потока [7, 8].

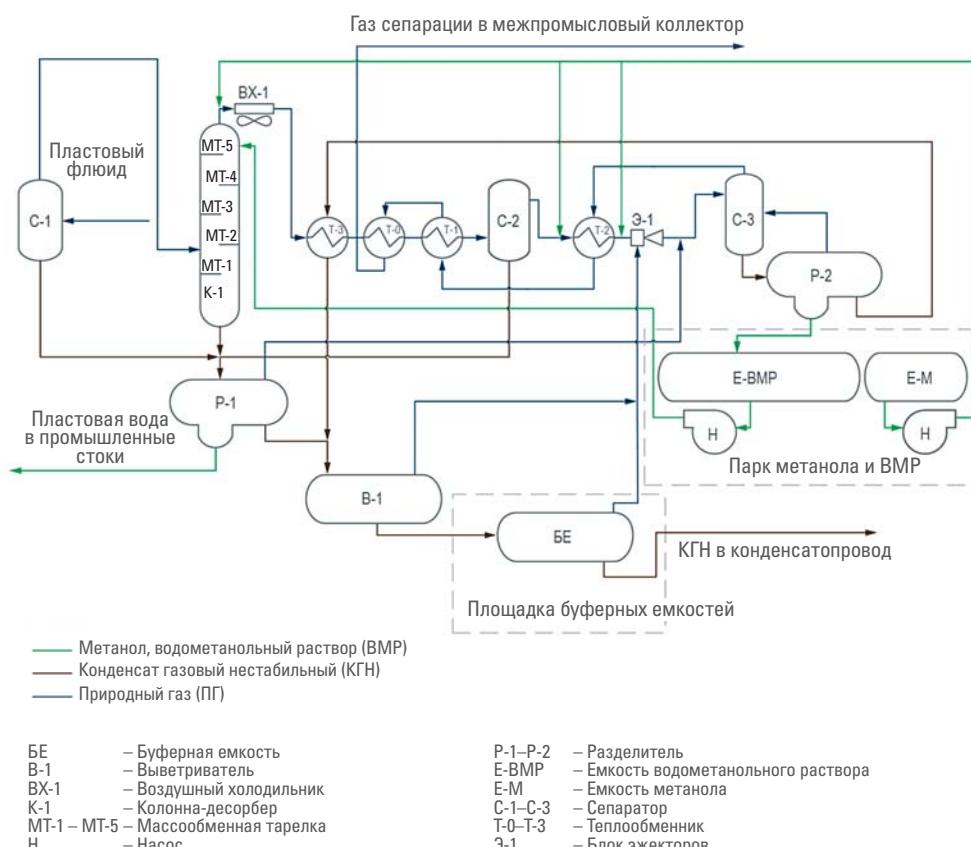


Рис. 1. Принципиальная технологическая схема НТС УКПГ-22

ПРОБЛЕМАТИКА ОЦЕНКИ УНОСА КАПЕЛЬНОЙ ЖИДКОСТИ

Как известно, состав товарного газа и показатели его качества зависят в основном от термобарических параметров в низкотемпературном сепараторе и эффективности его работы. Опыт эксплуатации УКПГ-22, осуществляющей подготовку продукции из ачимовских отложений, в первые годы выявил недостаточную эффективность используемого оборудования НТС. С увеличением отбора пластового газа до проектной производительности установки происходило увеличение уноса капельной жидкости с газом вследствие несовершенства конструкции аппаратов [9]. В этой связи специалистами ООО «Газпром добыча Уренгой» совместно с ООО ИВЦ «Инжехим» был реализован комплекс технических решений по модернизации внутренних элементов сепараторов и колонны-десорбера. За счет этого повысилась эффективность подготовки пластового флюида на УКПГ-22 и недавно введенных УКПГ второго, четвертого и пятого участков ачимовских отложений Уренгойского НГКМ [10]. Таким образом, уменьшение уноса капельной жидкости позволило минимизировать риски невыполнения обязательств по компонентному составу этанодержащего газа, в частности по компонентам C_{3+} и метанолу.

При проведении анализа эффективности сепарационного оборудования установок комплексной подготовки газа ачимовских отложений, в том числе с привлечением специалистов ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и ООО ИВЦ «Инжехим», неоднократно отмечалось, что результаты, полученные с помощью различных устройств для измерения капельного уноса, существенно отличаются. Данный факт свидетельствовал о необходимости изучения применяемых методик.

Проблеме обеспечения точности определения уноса капельной жидкости из сепараторов посвящено множество исследований. Изучением теоретических и практических аспектов применения различных методов определения капельного уноса занимались в ДОАО «ЦКБН» ОАО «Газпром» и ООО «Газпром ВНИИГАЗ» [11–15]. Традиционно капельный унос определяется прямыми методами, суть которых заключается в использовании специальных устройств, позволяющих измерить объем (объемный метод) или массу (массовый метод) жидкости, выделяющейся из газового потока.

В работе [12] представлены анализ и обсуждение разработанных ранее и применяемых на практике методик прямого измерения уноса капельной жидкости на установках подготовки природного газа. Обращается внимание на значительные погрешности данных методов при высоком давлении и содержании капельной жидкости в газе, что характерно для УКПГ ачимовских отложений. В [14] отмечается, что зачастую погрешности измерения капельного уноса жидкости сопоставимы с самими значениями измеряемой величины и, таким образом, могут рассматриваться только как качественные показатели оценки работы сепараторов.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРЯМЫХ МЕТОДОВ ИЗМЕРЕНИЯ

До 2017 года в ООО «Газпром добыча Уренгой» для оценки эффективности работы сепарационного оборудования использовался прямой объемный метод с применением измерителя уноса капельной жидкости ГРП-420 конструкции

ДОАО «ЦКБН» ОАО «Газпром» [15, 16]. Конструктивные элементы измерительного устройства представлены на **рис. 2**. Измерение содержания капельной жидкости осуществляется путем фильтрации газа через сепаратор с фильтр-патроном с соблюдением условия изокинетичности, т.е. равенства скорости потока в трубопроводе и на входе в пробоотборный зонд. Определение величины уноса производится по объему жидкости, стекающей в специальную мерную емкость.

При использовании данного устройства выявились недостатки, которые приводят к возникновению погрешности результатов измерения:

- диапазон эффективной работы теплообменника является недостаточным, что обуславливает фазовые переходы потока, поступающего в сепаратор устройства;

- при насыщении углеводородами отмечается проявление гидрофобных свойств материала фильтрующего элемента сепаратора, что выражается в снижении возможности улавливания водной фазы и ее уносе из измерительного устройства;

- продолжительное время ожидания до полного насыщения фильтра в мерной емкости может приводить к заниженным результатам при низком расходе.

Опыт измерения капельного уноса жидкости из низкотемпературных сепараторов УКПГ ачимовских отложений с помощью ГПР-420, эксплуатирующихся в температурном диапазоне от минус 25 °С до минус 30 °С, указывает на высокую

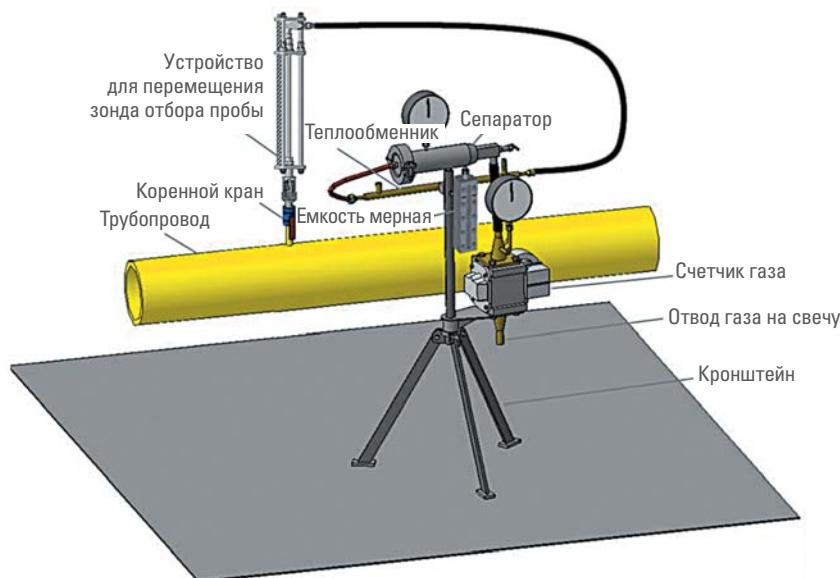


Рис. 2. Конструктивные элементы измерителя уноса капельной жидкости ГПР-420



■ Рис. 3. Измеритель уноса капельной жидкости циклон

погрешность (до 100 %), что не позволяет достоверно определять эффективность технологического оборудования и своевременно принимать решение о его техническом обслуживании или модернизации.

Для устранения вышеперечисленных недостатков в ООО «Газпром добыча Уренгой» была разработана оптимизированная конструкция измерителя уноса капельной жидкости, особенностью которой является использование сепаратора циклонного типа с дополнительным контуром охлаждения (рис. 3). При проектировании был выполнен гидродинамический расчет внутренней полости сепаратора в диапазоне давления от 5,5 до 12,0 МПа. Моделирование двухфазного потока проведено с использованием системы автоматизированного проектирования. По результатам моделирования были определены размеры устройства, которое получило название циклон, сконструированы и изготовлены его основные детали, проведена сборка изделия и гидравлическое испытание. С недавнего времени данное устройство применяется для оценки эффективности технологического оборудования УКПГ-22 и УКПГ-21.

КОСВЕННЫЕ СПОСОБЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КАПЕЛЬНОГО УНОСА

С учетом сложности реализации и существенной погрешности прямых методов измерения на выходе из низкотемпературных сепараторов весьма актуальным представляется развитие косвенных способов, многие из которых описаны в работе Б.Д. Донских [11]. Метод точки росы, использующийся в ООО «Газпром добыча Уренгой» для оценки сепарационной эффективности на УКПГ валанжинских залежей наряду с прямыми методами, заключается

в определении разности между температурой точки росы и температурой сепарации газа [13]. По этой разности температур с использованием термодинамической модели установки подготовки сырого газа, построенной в программном обеспечении, расчетным путем оценивается унос тяжелых углеводородов в капельном виде. Но данная методика не нашла своего применения для оценки эффективности низкотемпературных сепараторов УКПГ ачимовских отложений, поскольку при моделировании принимается следующее допущение: состав жидкости, уносимой с газом сепарации, соответствует составу отсепарированной жидкости. В действительности жидкость, отделяемая в различных частях низкотемпературного сепаратора УКПГ ачимовских отложений, может отличаться по составу: более тяжелые фракции во входной части и более легкие, которые, вероятнее всего, унесутся с потоком газа, в фильтрующей секции. Таким образом, не исключается, что результаты, полученные методом точки росы на УКПГ ачимовских отложений, могут быть заниженными по причине высокого содержания конденсата в пластовом флюиде и на входе в низкотемпературный сепаратор.

Хроматографический метод, подробно описанный в работе [11], по мнению авторов, лишен погрешностей, вызванных непредставительной пробой, и позволяет с достаточной точностью определить фактический унос углеводородной жидкости с учетом растворенных легких компонентов. Его суть заключается в хроматографическом исследовании представительной пробы нагретого газа сепарации на выходе из теплообменного оборудования НТС и последующем сравнении составов газа сепарации – рассчитанного в программном комплексе и измеренного после низкотемпературного сепаратора. Величина капельного уноса рассчитывается по разнице молярных долей двух составов при известных молекулярных массах компонентов.

Для применения на объектах ООО «Газпром добыча Уренгой», в том числе на УКПГ ачимовских отложений, хроматографический способ определения капельного уноса был усовершенствован. По аналогии с рассмотренным ранее методом газожидкостная смесь, выходящая из низкотемпературного сепаратора, нагревается в теплообменном оборудовании установки НТС и капельная жидкость, уносимая с газом сепарации, переходит в газовую фазу. В таком случае при отборе обеспечивается представительность (однофазность) пробы и при последующем хроматографическом исследовании можно выявить уносы капельной жидкости на выходе из низкотемпературного сепаратора. При этом предложено определять не компонентно-групповой состав анализируемого газа сепарации, а компонентно-фракционный, что позволяет увеличить точность определения уноса капельной жидкости для каждого компонента и фракции с различной температурой кипения. Представительная пробы газа отбирается и анализируется в соответствии с требованиями, предъявляемыми стандартом организации [17].

После хроматографического исследования пробы в среде технологического моделирования создается модель измерителя уноса капельной жидкости,



Рис. 4. Графическое изображение математической модели расчета величины уноса

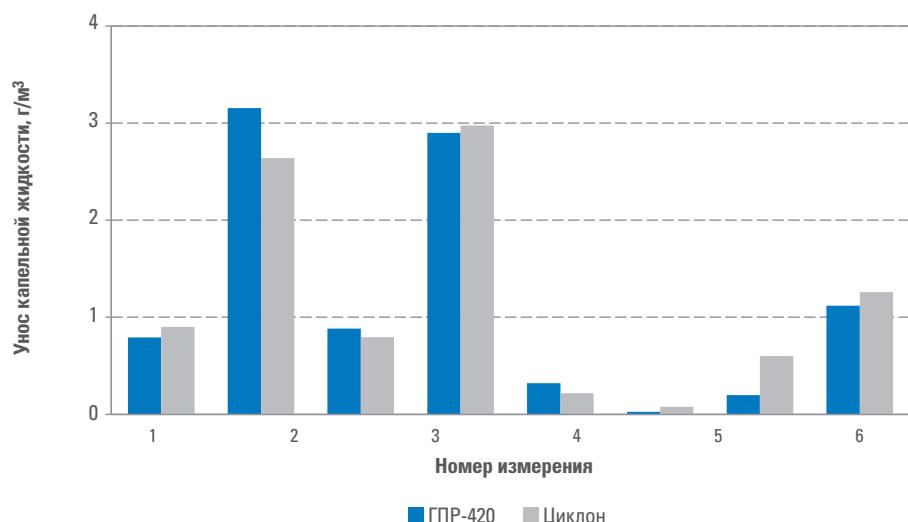
представляющего собой сепаратор. Для входящего в сепаратор газожидкостного потока задается компонентно-фракционный состав газа сепарации, полученный в результате хроматографического исследования, вводятся термобарические параметры и расход, соответствующий фактическому в исследуемом низкотемпературном сепараторе в момент отбора пробы (рис. 4). Величину уноса рассчитывают как отношение массового расхода жидкости и объемного расхода газа, приведенного к нормальным условиям, выходящих из моделируемого сепаратора. Моделирование технологического процесса выполняется в соответствии с требованиями, предъявляемыми стандартом организации [18].

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Для выполнения сравнительного анализа различных способов определения капельного уноса были проведены промыслово-исследовательские работы. На первом этапе сравнивались прямые методы измерения устройствами ГПР 420 и циклон, на втором этапе – прямые методы и косвенный хроматографический способ. Измерения выполнялись на немодернизированных сепараторах УКПГ-22. Безусловным приоритетом исследований являлось строгое соответствие методологии измерения требованиям инструкций по эксплуатации каждого измерительного устройства для дальнейшего анализа сходимости полученных результатов. Отсутствие отклонения термобарических условий от рабочих параметров в исследуемом аппарате имеет определяющее значение для достижения максимальной точности измерения уноса. В период экспериментальных исследований оперативно контролировались параметры работы технологического оборудования и при необходимости выполнялась корректировка режима работы измерителей.

■ Результаты проведенного исследования

№ п/п	Аппарат	Давление, МПа	Температу- ра, °C	Расход газа, тыс. м ³ /ч	Результат измерения уноса капельной жидкости, г/м ³		
					ГПР-420	Циклон	Хромат. метод
Этап 1 – Измерение уноса из первичных и промежуточных сепараторов							
1	C-1	10,7	23,4	191	0,79	0,90	–
2		10,6	23,8	171	3,15	2,64	–
3		10,6	22,7	133	2,90	2,98	–
4		10,3	1,0	171	0,88	0,80	–
5		10,3	7,6	140	0,32	0,22	–
6		10,3	5,9	119	0,03	0,08	–
7		10,2	-9,2	105	0,20	0,60	–
8		10,1	-0,6	91	1,12	1,26	–
Этап 2 – Измерение уноса из низкотемпературных сепараторов							
1	C-3	5,5	-30,1	181	1,356	4,527	4,954
2		5,4	-29,9	141	5,129	4,115	4,126
3		5,4	-28,4	110	0,657	3,670	4,133
4		5,5	-27,4	210	3,957	2,520	2,349
5		5,4	-29,1	168	2,703	2,564	2,350



■ Рис. 5. Сравнение результатов измерения капельного уноса прямыми методами

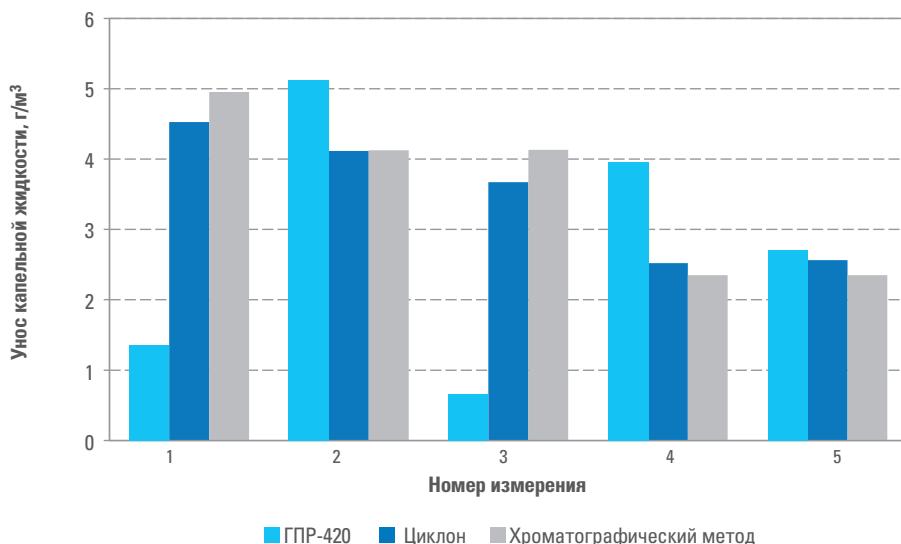


Рис. 6. Сравнение результатов измерения капельного уноса на низкотемпературных сепараторах

На первом этапе исследования была проведена оценка результатов измерения уноса капельной жидкости из первичных (С-1) и промежуточных сепараторов (С-2), выполненного прямыми методами (см. таблицу, рис. 5).

Результат № 6 в таблице указывает на значительное отклонение показаний различных измерительных устройств от действительного значения измеряемой величины, поскольку при низком значении уноса увеличивается погрешность методик. Результат № 7 получен на промежуточном сепараторе при температуре внутри аппарата минус 9,2 °C, в связи с чем наблюдались межфазовые переходы при измерении устройством ГПР-420. Результаты № 1–5, 8 имеют усредненную погрешность 5,67 % между разными устройствами и весьма сопоставимы, что свидетельствует о достоверности показаний устройств ГПР-420 и циклон.

На втором этапе исследования в результате измерений на низкотемпературных сепараторах (С-3) технологических ниток с применением прямых и косвенного хроматографического метода подтверждается высокая погрешность устройства ГПР-420 (рис. 6). При этом максимальное отклонение результатов измерения уноса устройством циклон от результатов определения уноса хроматографическим способом составило не более 12 %. Данный факт свидетельствует об эффективности использования косвенного хроматографического метода для определения уноса капельной жидкости из низкотемпературных сепараторов.

Таким образом, на основании полученных результатов для оценки эффективности низкотемпературных сепараторов УКПГ ачимовских отложений

рекомендуется параллельное использование устройства циклон и косвенного хроматографического способа. Применение двух различных методов позволит минимизировать риск неверной интерпретации ошибочного результата. На прочем сепарационном оборудовании и колоннах-десорберах рекомендуется использование устройства циклон ввиду более эффективной работы охлаждающего контура.

ВЫВОДЫ

По результатам выполненной работы подтверждается эффективность методов определения капельного уноса, используемых и разработанных в ООО «Газпром добыча Уренгой». Применение различных способов оценки эффективности технологического оборудования УКПГ ачимовских отложений позволило оперативно выявлять его несовершенство. За счет реализованных технических решений удалось обеспечить более эффективную подготовку пластового флюида, а также минимизировать риски необеспечения компонентного состава этансодержащего газа в рамках контрактных обязательств. В дальнейшем полученный опыт позволит осуществлять необходимый мониторинг работы УКПГ ачимовских отложений и оперативно реагировать на возможные изменения в работе технологического оборудования НТС.

С учетом полученных результатов сравнительного анализа и экспериментального исследования планируется дальнейшая апробация различных методов оценки эффективности технологического оборудования на промышленных объектах, в том числе совместно с представителями ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. Министерство энергетики Российской Федерации. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года: утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 09.05.2020 № 1523-р [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/565068231> (дата обращения: 09.02.2023).
2. Создание технологической схемы транспортировки этансодержащего газа с использованием межпромыслового коллектора месторождений Большого Уренгоя / С.К. Ахмедсафин, И.Н. Добринин, С.С. Чужмарев [и др.] // Газовая промышленность. – 2019. – № 12. – С. 110–117.
3. Салихов, Ю.Б. Оптимизация технологии низкотемпературной сепарации и компримирования газа на примере Уренгойского газоконденсатного месторождения: специальность 05.15.06: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Салихов Юнир Биктимирович. – Уфа, 1999. – 134 с.
4. Зубарев, Д.Н. Джоуля – Томсона эффект / Д.Н. Зубарев // Физическая энциклопедия / Гл. ред. А.М. Прохоров. – Москва: Советская энциклопедия, 1988. – 704 с.
5. Smith, R. Low Temperature Separation Systems / R. Smith, S. Farrokhpour. – Centre for Process Integration, School of Chemical Engineering and Analytical Science, University of Manchester. – Manchester U.K., M60, 1QD.
6. Ланчаков, Г.А. Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчета оборудования / Г.А. Ланчаков, А.Н. Кульков, Г.К. Зиберт. – Москва: Недра, 2000. – 280 с.
7. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России / А.И. Гриценко, В.А. Истомин, А.Н. Кульков, Р.С. Сулейманов. – Москва: Недра, 1999. – 474 с.

8. Бекиров, Т.М. Сбор и подготовка к транспорту природных газов / Т.М. Бекиров, А.Т. Шаталов. – Москва: Недра, 1986. – 261 с.
9. Опыт модернизации технологического оборудования подготовки газа залежей ачимовской толщи Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / А.Ю. Корякин, В.Ф. Кобычев, В.В. Александров [и др.] // Газовая промышленность. – 2019. – № 1. – С. 64–70.
10. Совершенствование технологического оборудования и схем подготовки продукции ачимовских залежей Уренгойского НГКМ / И.В. Игнатов, В.Ф. Кобычев, Д.Ю. Корякин [и др.] // Газовая промышленность. – 2020. – № 7. – С. 27–31.
11. Перспективные методы определения капельного уноса углеводородов с установок низкотемпературной сепарации природного газа / Б.Д. Донских, В.А. Истомин, С.В. Крашенников, Г.Н. Русанова // Вестник газовой науки. – 2012. – № 3 (11). – С. 265–281.
12. Методика и устройство измерения уноса капельной жидкости на установках подготовки газа / М.Н. Ахлямов, Ф.А. Байгузин, И.М. Шигапов, Г.М. Хайруллин // Газовая промышленность. – 2009. – № 4. – С. 79–81.
13. Истомин, В.А. Метод точки росы для оценки капельного уноса углеводородов в процессе подготовки газа валанжинских залежей / В.А. Истомин, И.В. Колинченко, А.М. Деревягин // Наука и техника в газовой промышленности. – 2006. – № 4. – С. 37–41.
14. Толстов, В.А. Основные результаты испытаний сепараторов различных конструкций на объектах ОАО «Газпром» и направления их дальнейшего совершенствования / В.А. Толстов // Газификация. Природный газ в качестве моторного топлива. Подготовка, переработка и использование газа. – 2004. – № 8. – С. 36–51.
15. Толстов, В.А. Методика и средства определения содержания капельной жидкости и механических примесей в газовом потоке / В.А. Толстов, А.П. Ромашков, В.В. Панин // Транспорт и подземное хранение газа. – 2012. – № 1. – С. 18–31.
16. Толстов, В.А. Измеритель уноса жидкости. Руководство по эксплуатации ГПР-420 / В.А. Толстов, Б.С. Палей. – Подольск: Газпром, 2013. – 27 с.
17. СТО Газпром 5.5–2007. Конденсат газовый нестабильный. Методика определения компонентно-фракционного и группового углеводородного состава. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: ограниченный.
18. СТО Газпром 05751745–126–2007 Методология обследования, моделирования и мониторинга технологии промысловой подготовки углеводородного сырья газоконденсатных месторождений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: ограниченный.

Оценка влияния термобарического режима эксплуатации газопровода на фазовое состояние этансодержащего газа при его транспортировке

И.В. Игнатов, Д.А. Попов, В.И. Лобанов,
С.Ю. Кот, А.А. Типугин, к.т.н., Н.В. Иванов
(ООО «Газпром добыча Уренгой»)

Подняты проблемы, связанные с подготовкой и транспортировкой этансодержащего газа на объекты газопереработки. Показана актуальность исследования фазового состояния этансодержащего газа при его транспортировке. В статье описана исследовательская работа, целью которой является анализ факторов, влияющих на возможность конденсации водометанольного раствора и углеводородов при транспортировке товарного газа неокомских и ачимовских залежей Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения, а также оценка возможных осложнений при транспортировке этансодержащего газа. Данное исследование основано на результатах математического моделирования процессов подготовки и дальнейшей транспортировки газа с высоким содержанием этана и пропан-бутановых фракций. По результатам исследования определено, что режим транспортировки этансодержащего газа по магистральному газопроводу будет однофазным, конденсация жидкой фазы исключена на всем термобарическом режиме работы системы транспорта.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение (УНГКМ), этансодержащий газ, система межпромыслового сбора этансодержащего газа, валанжинские залежи, ачимовские отложения, подготовка этансодержащего газа, транспортировка этансодержащего газа, магистральный газопровод, исследование фазового состояния этансодержащего газа при его транспортировке, влияние термобарических параметров эксплуатации газопровода на фазовое состояние товарного газа

ПАО «Газпром» совместно с АО «РусГазДобыча» реализует проект по созданию комплекса по переработке этансодержащего газа и производству сжиженного природного газа в районе поселка Усть-Луга Ленинградской области, ресурсную базу которого будет составлять газ валанжинских залежей и ачимовских отложений месторождений Надым-Пур-Тазовского региона.

В настоящее время в ООО «Газпром добыча Уренгой» создается система межпромыслового сбора этансодержащего газа для его последующей транспортировки на объекты газопереработки в рамках проекта «Реконструкция системы сбора месторождений Надым-Пур-Тазовского региона для подачи этансодержащего газа в районе ГКС-1 «Новоуренгойская» [1]. Установки комплексной подготовки газа (УКПГ) ачимовских и валанжинских залежей ООО «Газпром добыча Уренгой», расположенные на расстоянии более 2 тысяч километров от поселка Усть-Луга, будут играть ключевую роль в обеспечении сырьем объектов газопереработки.

Подготовка продукции валанжинских залежей и ачимовских отложений идентична и осуществляется по технологии низкотемпературной сепарации

в две или три ступени, а компонентный состав ачимовского товарного газа в целом идентичен составу валанжинского товарного газа. Как видно из данных таблицы, в товарном газе ачимовских отложений содержится большее количество этана и пропана по сравнению с валанжинским и меньшее количество бутанов и углеводородов C_{5+} [2].

Для этансодержащего газа предполагается использование всего объема ачимовского газа с добавлением валанжинского. При транспортировке этансодержащего газа в поселок Усть-Луга давление в магистральных газопроводах будет составлять 7,45 МПа после компрессорных станций, а до них – около 5,5 МПа. Как известно, давление газа влияет на температуру точки росы по воде и углеводородам. Поэтому актуальным вопросом является исследование фазового состояния этансодержащего газа при его транспортировке в поселок Усть-Луга.

Перед запуском УКПГ валанжинских залежей Уренгойского месторождения ООО «Газпром ВНИИГАЗ» проводило исследования по оценке влияния термобарических параметров подготовки и транспортировки валанжинского газа на его фазовое состояние [3, 4]. Было установлено, что по мере снижения давления газа в магистральном газопроводе температура его точки росы по углеводородам ($T_{TR_{yb}}$) существенно повышается, что может создать условия для выпадения углеводородной жидкости в газопроводе. Температура точки росы повышается на 13–15 °С при снижении давления товарного газа с 8 МПа до 4 МПа. С учетом этого была выбрана температура в низкотемпературном сепараторе минус 30 °С, которая гарантированно обеспечивала транспортировку товарного валанжинского газа без выделения жидкой фазы в условиях давления сепарации 7,8 МПа.

Специалистами института также отмечалось, что высокое давление в низкотемпературных сепараторах негативно влияет на температуру точки росы по углеводородам, оптимальный диапазон составляет 4,0–4,5 МПа. С учетом того, что транспортировка товарного газа газоконденсатных промыслов происходит

■ Компонентный состав валанжинского и ачимовского товарного газа

Компонент	УКПГ валанжинской залежи	УКПГ ачимовских отложений
	Массовая доля, %	
C_1	82,49	78,61
C_2	8,43	11,78
C_3	4,91	5,14
C_4	2,28	1,72
C_{5+}	0,44	0,33
CO_2	0,53	2,13
N_2	0,94	0,28

совместно с товарным газом газовых промыслов, проблемы с образованием жидкой фазы в магистральных газопроводах были исключены, что позволило повысить качество подготовки газа.

В начальный период разработки валанжинских залежей Уренгойского месторождения товарный газ направлялся из межпромыслового коллектора (МПК) в магистральный газопровод, в связи с чем давление в низкотемпературных сепараторах УКПГ превышало 7,0 МПа. После ввода головных компрессорных станций давление сепарации было снижено до 5,0–5,5 МПа, а после подключения установок комплексной подготовки газа валанжинских залежей к дожимным компрессорным станциям (ДКС) на УКПГ сеноманских залежей в 2003–2006 годах оно уменьшилось до 4,0 МПа. Проведенные исследования с использованием технологического моделирования подготовки пластового флюида валанжинских залежей (с конденсатосодержанием от 50 до 200 г/м³) показали (рис. 1, а), что при снижении давления низкотемпературной сепарации до 3,5–4,0 МПа содержание углеводородов С₅₊ в товарном газе уменьшается до 3 г/м³, при этом состав пластового флюида незначительно влияет на этот показатель.

Давление сепарации на УКПГ валанжинских залежей Уренгойского комплекса соответствует 3,5–4,5 МПа, что обеспечивает минимальное содержание углеводородов С₅₊ в товарном газе. Результаты расчетов подтверждаются фактическими данными о составе товарного газа валанжинских УКПГ, полученными посредством хроматографического анализа (рис. 2). По мере ввода головных компрессорных станций (ГКС) и реализации схемы с подачей валанжинского газа

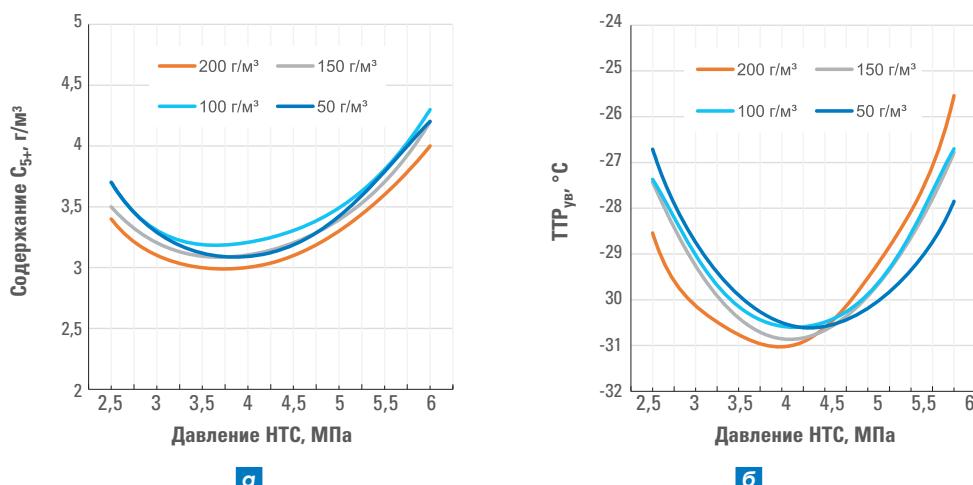


Рис. 1. Зависимость содержания углеводородов С₅₊ в газе сепарации (а) и ТТР_{ув} при различных составах пластового флюида (б) от давления в низкотемпературном сепараторе

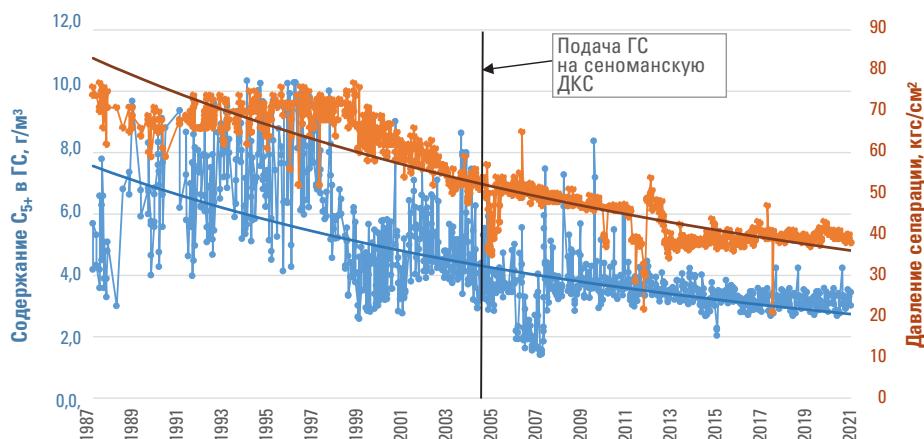


Рис. 2. Изменение давления низкотемпературной сепарации и содержания углеводородов C_{5+} в валанжинском товарном газе УКПГ-5В

сепарации на сеномансскую ДКС наблюдается снижение давления в низкотемпературных сепараторах УКПГ валанжинских залежей.

Как видно, минимальное значение температуры точки росы по углеводородам достигается при давлении сепарации в диапазоне 4–4,5 МПа (рис. 1, б). Кроме того, наблюдается следующая зависимость: при давлении сепарации от 3 до 4,5 МПа пластовый газ с большим содержанием углеводородов C_{5+} обеспечивает меньшее значение $TTP_{ув}$. А в диапазоне 4,5–6 МПа, наоборот, пластовый газ с большим конденсатосодержанием обеспечивает большее значение $TTP_{ув}$.

Аналогичные исследования были проведены в ООО «Газпром добыча Уренгой» и для подготовки этансодержащего газа из пластового флюида ачимовских отложений. Автором [2] получены аналогичные зависимости для пластового флюида ачимовских отложений, имеющего конденсатосодержание до 335 г/м³ (рис. 3).

Как и для пластового флюида валанжинских залежей, наименьшая $TTP_{ув}$ отмечается в интервале давлений, при котором содержание в товарном газе углеводородов C_{5+} минимально.

Таким образом, на сегодняшний день в полной мере исследовано фазовое поведение сеноманского, валанжинского, ачимовского газов и смеси сеноманского и валанжинского в зависимости от давления низкотемпературной сепарации. Однако до настоящего времени не изучен вопрос о влиянии состава ачимовского товарного газа и его смеси с валанжинским на температуру точки росы по углеводородам при транспортировке по магистральным газопроводам.

Нами были проведены исследования фазового состояния этансодержащего газа при его транспортировке по магистральным газопроводам с использованием уравнения состояния Пенга–Робинсона. В программном комплексе для математического моделирования была создана технологическая модель

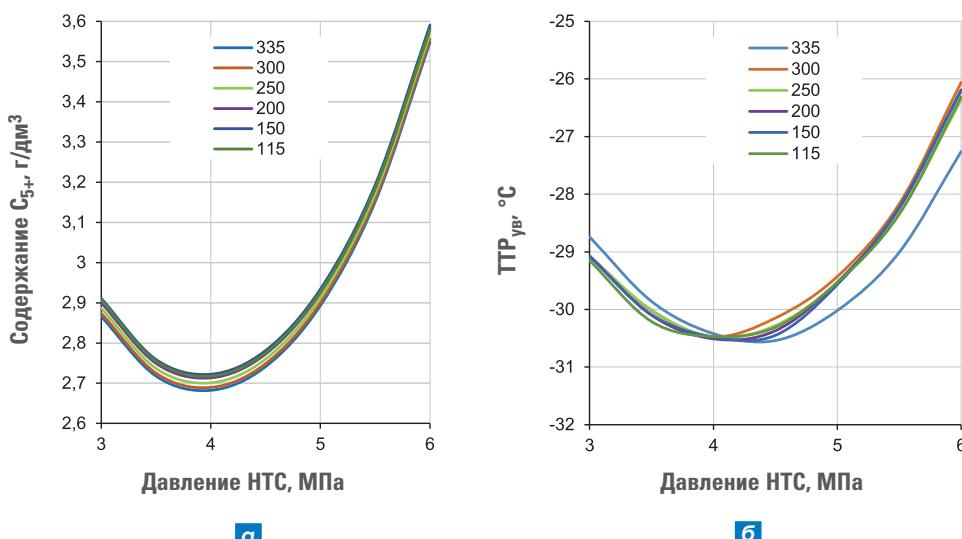


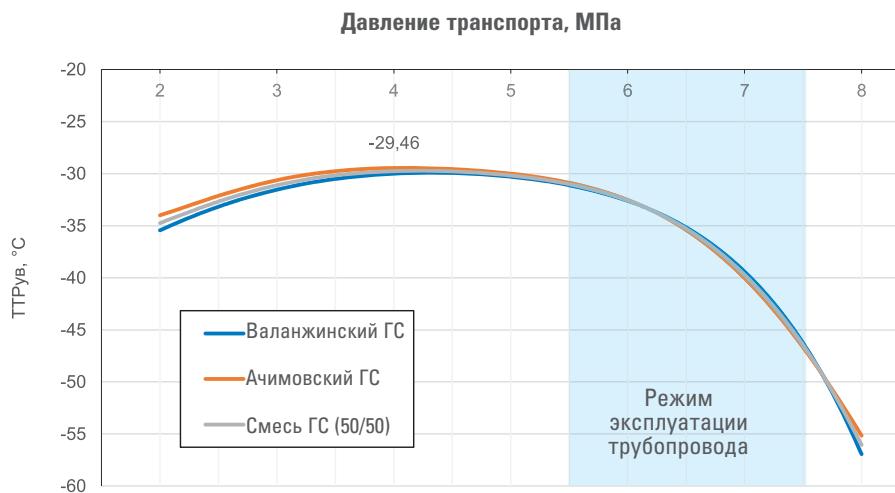
Рис. 3. Зависимость от давления содержания углеводородов C_{5+} в товарном газе (а) и TTP_{yb} при различных составах пластового флюида (б) при температуре сепарации минус 30 °С

МПК с подачей газа с УКПГ валанжинских и ачимовских залежей. В качестве компонентно-фракционных составов этансодержащего газа принимались фактические составы товарного ачимовского газа, товарного валанжинского газа и их смеси в одинаковой пропорции. Товарный газ с УКПГ ачимовских и валанжинских залежей принимался при фактическом давлении низкотемпературной сепарации (HTC) соответственно 5 и 4 МПа при температуре минус 30 °С. Рассматривалось давление транспортировки от 2 до 8 МПа. В указанном диапазоне давлений максимальное значение TTP_{yb} газа составляет минус 29,46 °С (рис. 4), что соответствует СТО Газпром 089-2010.

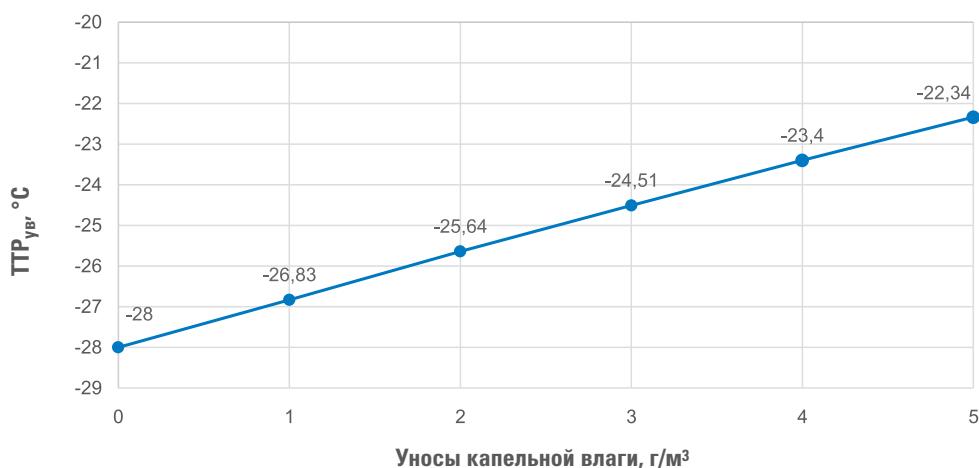
Стоит отметить, что понижение давления в магистральном газопроводе, которое наблюдается при транспортировке газа, оказывает влияние на температуру точки росы. При снижении давления с 7,5 МПа до 5,5 МПа температура точки росы по углеводородам повышается на 15 °С до значения минус 31 °С.

Одним из факторов, влияющих на температуру точки росы по углеводородам товарного газа, является значение уносов капельной жидкости из низкотемпературных сепараторов (рис. 5). С помощью технологической модели были исследованы характеристики подготавливаемого газа на УКПГ-22 при различных значениях уносов капельной влаги – от 2 до 5 г/м³.

По результатам расчетов определено, что увеличение значений уносов капельной влаги с 0 до 5 г/м³ обуславливает повышение температуры точки росы по углеводородам на 5,66 °С.



■ Рис. 4. Влияние давления этансодержащего газа на температуру точки росы



■ Рис. 5. Зависимость $T_{TP_{yb}}$ от уносов капельной влаги

ВЫВОДЫ

Таким образом, в работе исследовано влияние термобарических параметров эксплуатации газопровода на фазовое состояние смеси товарного газа с установок комплексной подготовки газа валанжинских и ачимовских залежей. Проведена оценка влияния давления сепарации и уносов капельной жидкости на $T_{TP_{yb}}$ товарного газа. По результатам технологического моделирования

определенено, что во всем диапазоне эксплуатации магистрального газопровода будет действовать однофазный режим транспортировки этансодержащего газа. Образование жидкой фазы в потоке этансодержащего газа во всем термодинамическом режиме исключается.

ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. Создание технологической схемы транспортировки этансодержащего газа с использованием межпромыслового коллектора месторождений Большого Уренгоя / С.К. Ахмедсафин, И.Н. Добрынин, С.С. Чужмарев [и др.] // Газовая промышленность. – 2019. – № 12. – С. 112–119.
2. Корякин, А.Ю. Разработка ресурсосберегающих технологий подготовки и межпромыслового транспорта скважинной продукции ачимовских промыслов Уренгойского месторождения: специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Корякин Александр Юрьевич; Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина. – Москва, 2020. – 151 с.
3. Интенсификация промысловой подготовки конденсатосодержащих газов к транспорту: обзорная информация ВНИИГазпрома. Сер. Подготовка и переработка газа и газового конденсата // Газовая промышленность. – 1985. – Вып. 11. – С. 1–41.
4. О взаимоувязке показателей УКПГ и МГ / Т.М. Бекиров, В.И. Мурин, В.А. Сулейманов, В.П. Сидорин // Газовая промышленность. – 1989. – № 10. – С. 53–55.

Изменение технологической схемы перевалки светлых нефтепродуктов с целью увеличения грузооборота базы по хранению и реализации ГСМ, метанола и химикатов ООО «Газпром добыча Уренгой»

С.Н. Маклаков, Р.В. Саранчук, В.А. Широбоков, А.К. Собяянин
(ООО «Газпром добыча Уренгой»)

В статье рассмотрены вопросы технико-экономической целесообразности изменения технологической схемы перевалки светлых нефтепродуктов производства ЗПКТ. На основе анализа востребованности продуктов выявлены снижение спроса на конденсат газовый стабильный (КГС) и рост заинтересованности зарубежных партнеров ПАО «Газпром» в перспективном продукте – дистилляте газового конденсата легкого (ДГКЛ). Обозначены факторы, сдерживающие реализацию идеи увеличения грузооборота ДГКЛ. Рассказывается о мероприятиях по изменению технологической схемы перевалки нефтепродуктов – конденсата газового стабильного и дистиллята газового конденсата легкого. В основу новой технологической схемы легла идея «зеркального» изменения технологических цепочек перевалки продуктов ДГКЛ и КГС, предусматривающая применение технологического оборудования, ранее задействованного при приеме, хранении и реализации КГС, в качестве оборудования для перевалки ДГКЛ, с обратным применением оборудования, ранее задействованного для перевалки ДГКЛ, от начальной точки на ЗПКТ до конечной в резервуарных парках и далее до отгрузки на железнодорожных и автомобильных эстакадах. Реализация комплекса мероприятий позволила исключить технологические ограничения в производстве и транспортировке ДГКЛ и значительно увеличить объемы экспортной продукции.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: обустройство Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения, завод по подготовке конденсата к транспорту (ЗПКТ), перевалка светлых нефтепродуктов производства ЗПКТ, конденсат газовый стабильный (КГС), дистиллят газового конденсата легкий (ДГКЛ), изменение технологической схемы перевалки нефтепродуктов, хранение ДГКЛ в резервуарных парках

ХРАНЕНИЕ И ТРАНСПОРТИРОВКА ПРОДУКЦИИ: ДИНАМИКА ЗА 40 ЛЕТ

Своим возникновением база по хранению и реализации горюче-смазочных материалов, метанола и химикатов Управления материально-технического снабжения и комплектации ООО «Газпром добыча Уренгой» (ранее – база по снабжению нефтепродуктами и ингибиторами) обязана разработке и активному обустройству Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения в середине восьмидесятых годов прошлого столетия.

В 1983 году при производственно-диспетчерской службе производственно-го объединения (далее – ПО) «Уренгойгаздобыча» был создан резервуарный парк для хранения метанола. После появления в структуре ПО «Уренгойгаздобыча» завода по переработке газового конденсата база была передана на баланс вновь созданного структурного подразделения.

После вывода месторождения на проектный уровень отбора газа в 1986 году возникла острая необходимость в буферном хранении неснижаемого запаса стратегического для газодобывающего предприятия продукта – метилового спирта (метанола технического), а значительное увеличение количества автомобильной и специальной техники, необходимой для обустройства и эксплуатации месторождения, потребовало достаточных запасов нефтепродуктов для обеспечения ее функционирования.

С целью формирования единой профильной структуры, осуществляющей полный комплекс операций по приему, хранению и отгрузке линейки нефтепродуктов, в соответствии с приказом Министерства газовой промышленности СССР для обеспечения внутренних потребностей ПО «Уренгойгаздобыча» в июле 1987 года была создана база по снабжению нефтепродуктами и ингибиторами, на структурном фундаменте которой впоследствии сформировалось Управление по транспортировке нефтепродуктов и ингибиторов, просуществовавшее до 2017 года.

Структурное подразделение прошло все этапы развития – от небольшого участка с двумя резервуарами для хранения метанола и численностью персонала в несколько десятков человек до современного производственного комплекса с годовым грузооборотом, приближающимся к полутора миллионам тонн, который сегодня эксплуатируют и обслуживают около 400 рабочих и специалистов. Промышленная площадка предприятия занимает территорию более 630 тыс. м², здесь объединены в единый производственный комплекс резервуарные парки для приема и хранения метанола и широкой номенклатуры нефтепродуктов (общий объем единовременного хранения – 160 тыс. м²), сливно-наливные автомобильные и железнодорожные эстакады (общей годовой мощностью 2,5 млн тонн), здания технологических насосных, здания переключающей арматуры, межцеховые и межпромысловые технологические трубопроводы общей протяженностью около 300 километров, вспомогательные объекты производственного назначения.

После этапа реструктуризации ПАО «Газпром» и включения в 2007 году завода по подготовке конденсата к транспорту (ЗПКТ) в состав ООО «Газпром переработка» предприятия продолжают оставаться технологически связанным комплексом по переработке и дальнейшей транспортировке жидких углеводородов, а приоритетной целью подразделений дочерних Обществ по-прежнему является повышение эффективности производственно-хозяйственной деятельности.

Одно из значимых направлений текущей производственной деятельности Управления материально-технического снабжения и комплектации (УМТСиК) – перевалка светлых нефтепродуктов производства ЗПКТ, играющая существенную роль в организации экспортной отгрузки ДГКЛ и топлива дизельного по контрактам ООО «Газпром экспорт», а также в обеспечении контрагентов ПАО «Газпром» ценным углеводородным сырьем – конденсатом газовым стабильным (КГС) – для его дальнейшего вовлечения в процессы нефтехимии.

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ НЕОБХОДИМОСТЬ ИЗМЕНЕНИЯ СХЕМЫ ПЕРЕВАЛКИ НЕФТЕПРОДУКТОВ

Проектирование и строительство существующих сегодня производственных мощностей Управления материально-технического снабжения и комплектации ООО «Газпром добыча Уренгой» по хранению и реализации КГС изначально осуществлялись с учетом планируемого в тот период ввода в эксплуатацию Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения. Таким образом, ориентировались на рост объемов переработки нестабильного газового конденсата ЗПКТ.

Объем единовременного хранения КГС в соответствии с проектом составлял 30 тыс. тонн, а годовые технологические мощности по отгрузке готовой продукции автомобильным и железнодорожным транспортом на производственных мощностях УМТСиК приближались к 2 млн тонн.

Специалистами ПО «Уренгойгазпром» в тот период была проведена научно-исследовательская работа по определению возможности производства на технологических мощностях ЗПКТ продуктов переработки конденсата газового нестабильного, спрос на которые увеличивался в сложившейся экономической ситуации, и определению рентабельности этого производства.

Одним из таких продуктов стал ДГКЛ (по ТУ 0271-006-05751745-2000), представляющий собой смесь углеводородов ряда С3...С8 и использующийся в качестве сырья для нефтехимических производств и изготовления широкой линейки топлива. Незначительные (в сравнении с КГС) на начальном этапе объемы производства определили мощности для единовременного хранения данного вида продукции. В парке нефтебазы объем единовременного хранения продукта составил 12 000 тонн.

Учитывая наделение ООО «Газпром добыча Уренгой» полномочиями агента по реализации товарной продукции ПАО «Газпром» с выполнением функций по организации перевалки и транспортировки товарной продукции (железнодорожным, трубопроводным, автомобильным транспортом), а также перспективы получения экономической выгоды от увеличения объемов грузооборота, специалисты ООО «Газпром добыча Уренгой» на основе анализа востребованности продуктов выявили снижение спроса на КГС, транспортируемый главным образом по железной дороге, и рост заинтересованности зарубежных партнеров ПАО «Газпром» в ДГКЛ.

Вопрос о смене векторов дальнейшего развития производственных комплексов по переработке и перевалке нефтепродуктов на производственных мощностях ЗПКТ и УМТСиК всесторонне рассматривался на местах. Анализ подтвердил возможность производства и реализации дополнительного объема высококвадратных продуктов, лидером среди которых являлся ДГКЛ.

Сдерживающими факторами в реализации идеи увеличения грузооборота ДГКЛ оказались на тот момент низкая пропускная способность технологических трубопроводов по приему продукта в парки хранения и производительность насосного оборудования технологической линии транспортировки и отгрузки ДГКЛ, а также недостаточный объем резервуарного парка для его хранения [1] (**рис. 1**).

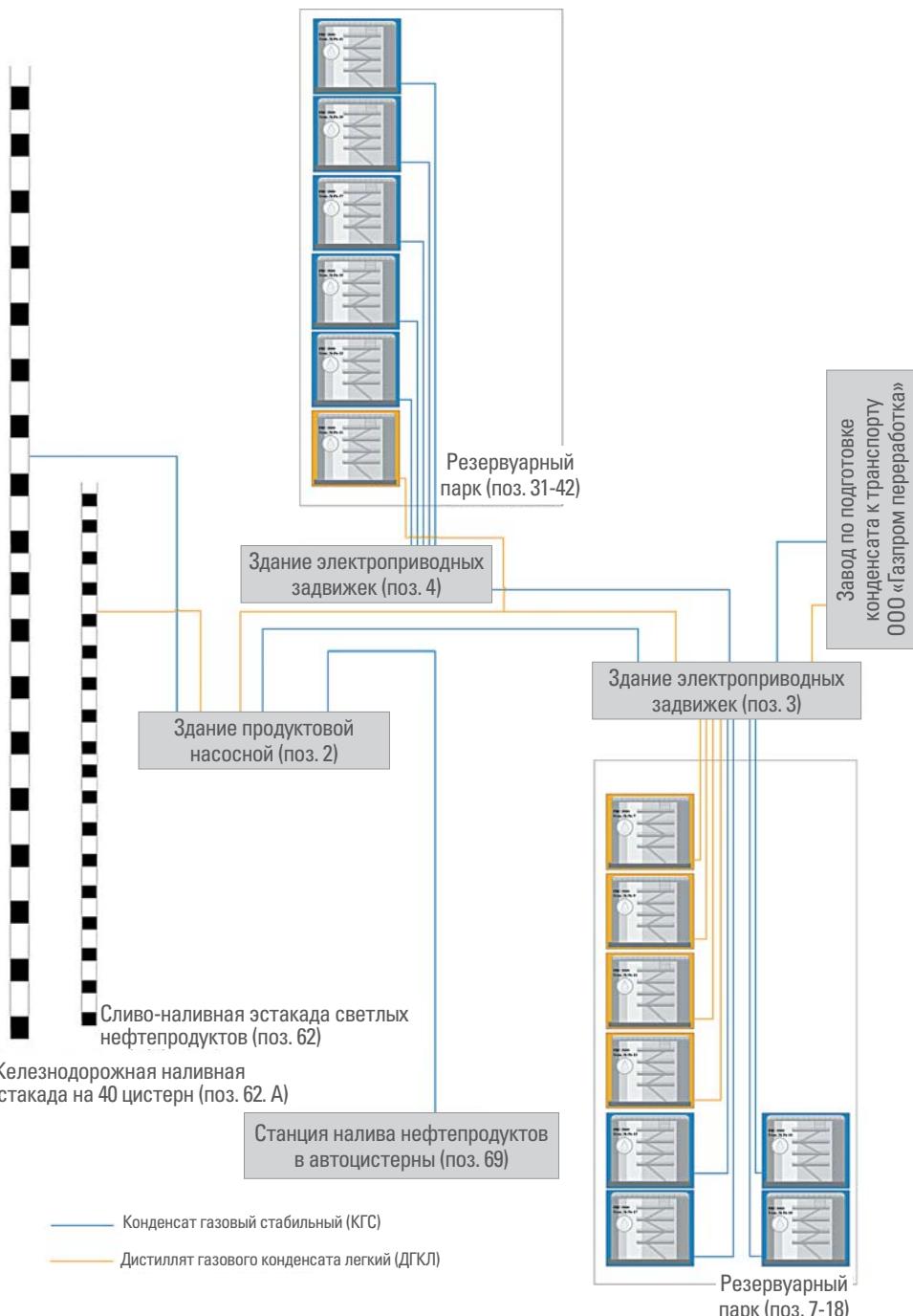


Рис. 1. Принципиальная схема приема, хранения и отпуска ДГКЛ и КГС до проведения комплекса мероприятий

При этом в части перевалки и обработки другого продукта, являвшегося ранее перспективным, – КГС – наблюдалась прямо противоположная картина по всем вышеперечисленным параметрам.

Основная идея рационального и эффективного использования производственных мощностей УМТСиК – «зеркальное» изменение технологических цепочек перевалки ДГКЛ и КГС от начальной точки на ЗПКТ до конечной в резервуарных парках УМТСиК и далее до отгрузки на железнодорожных и автомобильных эстакадах.

Данные решения были приняты за основу при подготовке и реализации мероприятий по изменению технологической схемы перевалки нефтепродуктов – конденсата газового стабильного и дистиллята газового конденсата легкого – на производственных мощностях УМТСиК ООО «Газпром добыча Уренгой».

Неотъемлемой частью процесса корректировки проектных решений, касающихся сложного технологического комплекса, является согласование вносимых изменений с генеральным проектировщиком. Изменения в технологической схеме перевалки нефтепродуктов были реализованы путем разработки рабочей документации на техническое перевооружение объектов «сливо-наливная эстакада светлых нефтепродуктов» (поз. 62), «железнодорожная наливная эстакада на 40 цистерн» (поз. 62А), «насосная слива нефтепродуктов из железнодорожных цистерн» (поз. 1), «продуктовая насосная» (поз. 2) и «технологические трубопроводы», которая прошла экспертизу промышленной безопасности с положительным заключением [2].

Еще одной сложной и важной задачей до реализации мероприятий по смене потоков являлся логистический расчет количества нефтепродуктов для обеспечения их синхронизированной отгрузки потребителю с одновременным освобождением технологических мощностей (резервуаров) для их хранения в резервуарных парках в период до двух месяцев в условиях непрерывной работы нефтебазы (без остановки приема продуктов от ЗПКТ и их текущей отгрузки). Расчет производился в условиях ежедневной суммарной отгрузки более 3000 т и неритмичной подачи (ООО «Газпромтранс») подвижного состава для транспортировки сырья железнодорожным транспортом.

Следующая по значимости задача – обеспечение зачистки освобождаемого резервуарного оборудования, используемого для хранения ДГКЛ и КГС, и технологических коммуникаций, их связывающих, от остатков продуктов. Сложность заключалась в предельно сжатых сроках выполнения данного мероприятия – в недельный срок предстояло произвести полный комплекс операций по зачистке четырех единиц РВС-5000 для приема ДГКЛ и начала его экспортной реализации после завершения работ. А это комплексная подготовка резервуаров к безопасному производству газоопасных работ, установка заглушек, вскрытие резервуара, удаление технологического остатка продукта и многое другое. Понадобилось также полное освобождение межцеховых технологических трубопроводов транспортировки нефтепродуктов на сливоналивные железнодорожные и автомобильную эстакады, собственно, как и подготовка оборудования

самых эстакад для отгрузки новых видов продукции, различающихся качественными характеристиками.

С учетом обязательств ООО «Газпром добыча Уренгой» сохранять качество экспортной продукции после изменения схемы перевалки все продуктопроводы для транспортировки продукции (ДГКЛ и КГС) от ЗПКТ до резервуарных парков УМТСиК, Ду 150 и Ду 300 общей протяженностью 5,3 км после вытеснения содержащего инертным газом были заполнены соответствующим продуктом, а потоки направлены в подготовленные резервуары. При этом осуществлялся регулярный лабораторный контроль физико-химических характеристик нефтепродуктов.

В дополнение к основным мероприятиям были реализованы сопутствующие мероприятия по переподключению трубопровода (Ду 200), обеспечивающего подачу КГС на наливную автомобильную эстакаду [3] (**рис. 2**) для отгрузки автомобильным транспортом.

Усилиями персонала и руководства ООО «Газпром добыча Уренгой» и ООО «Газпром переработка» мероприятия были выполнены в запланированные сроки (10.07.2018 – 20.07.2018). И уже начиная с 22.07.2019 отгрузка ДГКЛ осуществлялась по измененной технологической схеме.

Комплекс реализованных мероприятий исключил технологические ограничения в производстве и транспортировке ДГКЛ и позволил обеспечить ежесуточную поставку трубопроводным транспортом около 1300 тонн продукции. Появилась также перспектива значительного увеличения объемов транспортировки после завершения работ по вводу на ЗПКТ новых производственных мощностей, которые составляют около 1700 т/сут.

Кроме того, из-за прироста технологических мощностей по хранению ДГКЛ в резервуарных парках минимизирована вероятность их затоваривания и остановки технологических мощностей при производстве продукции на ЗПКТ вследствие задержек перевозок грузов железнодорожным транспортом или иных технических причин.

Изменение схемы отгрузки ДГКЛ железнодорожным транспортом позволило ежесуточно реализовывать порядка 4000 тонн продукции по контрактам ООО «Газпром экспорт» (с возможным резервом до 6000 тонн в сутки). При этом оптимизированы технологические операции по наливу цистерн за счет единовременной постановки до 32 вагонов под эстакаду более высокой производительности. Повысилась производительность, по сути, ручного труда и, по итогам 2022 года, снизились на 0,187 млн руб. затраты на электроэнергию за счет более ритмичной загрузки высокопроизводительных центробежных насосов.

Синергетический эффект от реализации мероприятий позволил значительно увеличить грузооборот экспортной продукции, а также создать задел для сохранения тенденции к увеличению объемов производства ДГКЛ в перспективе развития перерабатывающего комплекса ЗПКТ.

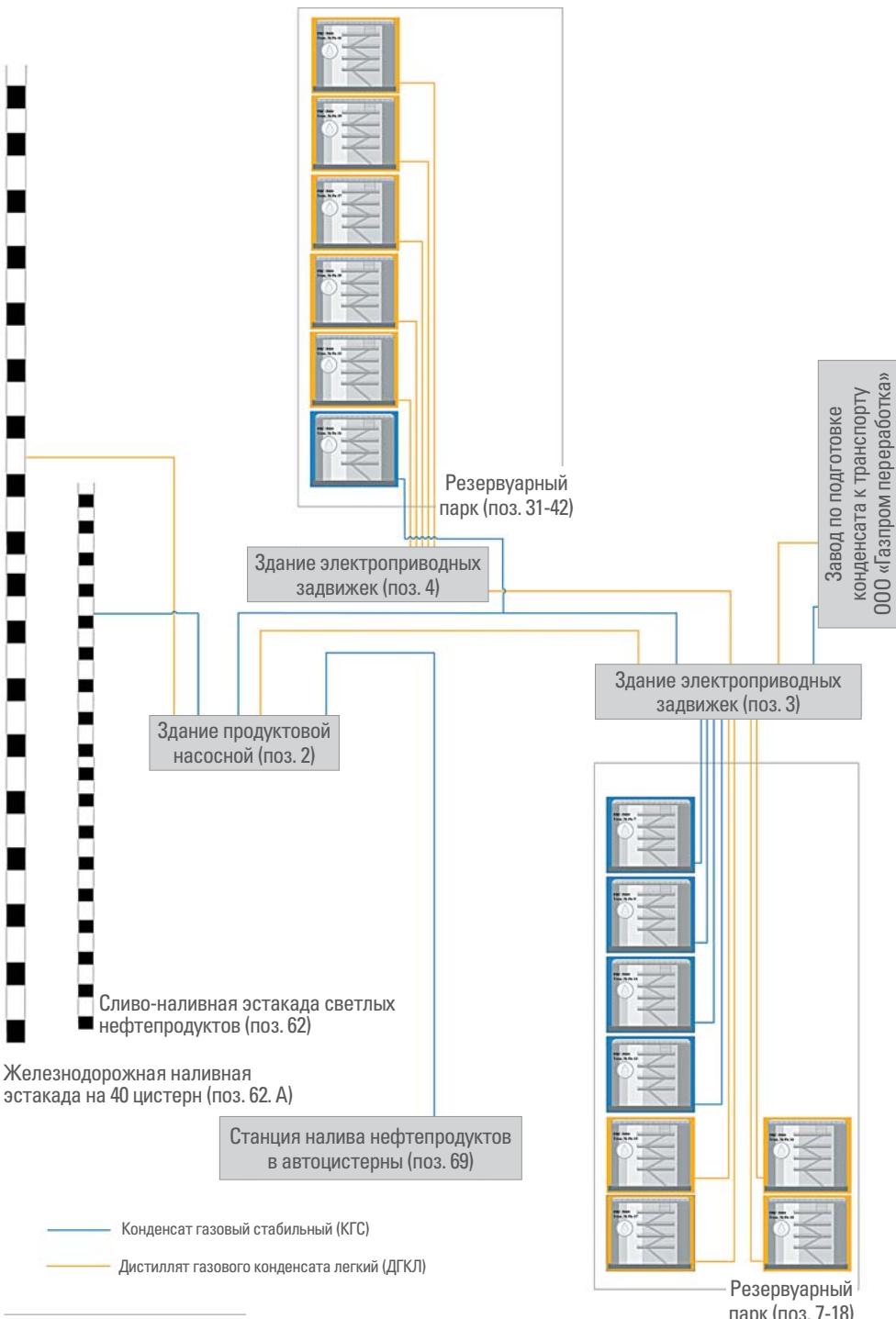


Рис. 2. Принципиальная схема приема, хранения и отпуска ДГКЛ и КГС после проведения комплекса мероприятий

ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. Технологический регламент на прием, хранение и отпуск ГСМ и химикатов филиала ООО «Газпром добыча Уренгой». – Управление материально-технического снабжения и комплектации. – 2017.
2. Документация на техническое перевооружение объектов «сливо-наливная эстакада светлых нефтепродуктов» (поз. 62), «железнодорожная наливная эстакада на 40 цистерн» (поз. 62А), «насосная слива нефтепродуктов из железнодорожных цистерн» (поз. 1), «продуктовая насосная» (поз. 2) и «технологические трубопроводы». – Служба проектно-конструкторских работ филиала ООО «Газпром добыча Уренгой» Инженерно-технический центр.
3. Технологический регламент на прием, хранение и отпуск ГСМ и химикатов филиала ООО «Газпром добыча Уренгой». – Управление материально-технического снабжения и комплектации. – 2018.

3

**Экологическая
и промышленная безопасность.
Повышение надежности
оборудования
промышленных объектов.
Энергосбережение**

Оценка протекания углекислотной коррозии подземного оборудования ачимовских скважин Уренгойского НГКМ

А.Ю. Корякин, к.т.н., В.Ф. Кобычев, И.В. Игнатов, И.В. Колинченко,
У.Р. Хажиахметов, А.Д. Юсупов, к.т.н.
(ООО «Газпром добыча Уренгой»)

Поднимается проблема, связанная с углекислотной коррозией подземного и устьевого скважинного оборудования, трубопроводов системы сбора газа, наблюдаемой при освоении ачимовских отложений. Рассказывается о проведении исследования с целью определения антакоррозионного режима эксплуатации добывающих скважин, оборудованных хвостовиками из углеродистой стали, нестойкой к углекислотной коррозии, где наблюдается коррозионная агрессивность пластового флюида, содержащего углекислый газ. В ходе решения поставленной задачи была разработана и в дальнейшем применена методика оценки возможности протекания углекислотной коррозии при эксплуатации скважины, основанная на моделировании фазового состояния воды при различных компонентно-фракционных составах добываемого флюида, изменяющихся в процессе разработки месторождения. Приведено описание данной методики. Разработанная методика позволит определять антакоррозионные режимы эксплуатации на стадии проектирования скважин, благодаря чему может быть получен экономический эффект за счет замены материала эксплуатационных хвостовиков – долгостоящей коррозионно-стойкой стали на углеродистую.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ачимовские отложения, коррозионная агрессивность пластового флюида, углекислотная коррозия устьевого оборудования, углекислотная коррозия трубопроводов системы сбора газа, углекислотная коррозия хвостовиков, моделирование фазового поведения многокомпонентных углеводородных смесей, антакоррозионный режим эксплуатации скважины, газоконденсатные месторождения, методика оценки возможности протекания углекислотной коррозии при эксплуатации скважины, моделирование фазового состояния воды при различных компонентно-фракционных составах добываемого флюида

Ачимовские отложения в настоящее время рассматриваются в качестве одного из основных резервов прироста запасов и добычи углеводородного сырья в Западной Сибири. Перспективность ачимовских отложений связана с широким ареалом развития и приуроченностью залежей к неантклинальным ловушкам, развитым на участках, слабо изученных бурением.

Существует большое количество лицензионных участков, на территории которых распространены ачимовские отложения. Среди недропользователей, имеющих лицензии на изучение и разработку ачимовской толщи, наиболее крупными запасами располагают ООО «Газпром добыча Уренгой», АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ» и ОАО «АРКТИКГАЗ» [1]. На лицензионном участке Общества «Газпром добыча Уренгой» находится более половины запасов газа и конденсата. Ачимовские отложения в пределах лицензионной территории ООО «Газпром добыча Уренгой» разделены на шесть эксплуатационных участков (1А–6А). Эксплуатация участка 1А ачимовских отложений началась в 2008 году

Таблица 1

■ Диаметры обсадных колонн скважин, мм

Колонна	Опытно-промышленная эксплуатация	Промышленная эксплуатация
Кондуктор	426	324
Техническая	324	245
Эксплуатационная	245	178
Хвостовик	178	114

АО «Ачимгаз». В октябре 2009 года ООО «Газпром добыча Уренгой» ввело в эксплуатацию газоконденсатный промысел ГКП-22 на ачимовском участке 2А.

Этап опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ) включал бурение 18 субгоризонтальных и 2 вертикальных скважин.

Опыт строительства и освоения первых скважин в низкопроницаемых коллекторах ачимовских отложений в период ОПЭ показал необходимость изменения конструкции скважин для повышения технико-экономических показателей их строительства и эксплуатации.

Заканчивание скважин хвостовиком диаметром 114 мм позволило уменьшить на один типоразмер диаметры эксплуатационной колонны, промежуточной колонны и кондуктора и обусловило возможность применения серийной оснастки и технологии проведения ГРП (табл. 1).

Стандартная конструкция скважин второго лицензионного участка представлена на рис. 1. Она включает [2]:



■ Рис. 1.
Типовая
конструкция скважин,
вскрывающих
ачимовские отложения

- кондуктор ($D = 324$ мм), перекрывающий многолетнемерзлые породы и неустойчивые четвертичные отложения;
- техническую (промежуточную) колонну ($D = 245$ мм), перекрывающую сеноманский горизонт с аномально низкими пластовыми давлениями;
- эксплуатационную колонну ($D = 178$ мм), перекрывающую пласты с нормальными и аномально низкими пластовыми давлениями, с установкой башмака колонны на 20 м выше продуктивного пласта ачимовских отложений;
- хвостовик ($D = 114$ мм), расположенный в интервале продуктивных пластов;
- лифтовую колонну ($D = 89$ мм), на которой установлен комплекс подземного оборудования (пакер, клапан-отсекатель, датчики давления и температуры и т.д.).

На большинстве скважин хвостовик, насосно-компрессорные трубы и комплекс подземного оборудования в составе лифтовой колонны выполнены в коррозионно-стойком исполнении. Это связано с потенциальной коррозионной агрессивностью скважинной продукции из-за содержания в ее составе углекислого газа. Причем более чем за десятилетний период эксплуатации были выявлены серьезные проблемы, обусловленные углекислотной коррозией устьевого оборудования и трубопроводов системы сбора газа [3, 4, 5, 6]. Коррозия не затронула подземное оборудование по причине выбора коррозионно-стойких материалов на стадии проектирования.

В 2020 году в рамках исследовательских работ в эксплуатацию были введены 3 скважины, конструкция которых предусматривает хвостовики, изготовленные в нестойком к коррозии исполнении, – углеродистая сталь группы прочности Р110. При анализе потенциальных рисков, связанных с процессами коррозии хвостовиков, можно сделать вывод о более интенсивном протекании углекислотной коррозии хвостовиков, чем оборудования на устье скважины, ввиду более высоких температур и парциальных давлений углекислого газа порядка 0,3–0,4 МПа, существующих на забое. Однако электрохимия углекислотной коррозии такова, что для протекания процесса коррозии необходимым условием является наличие на поверхности металла воды в жидком состоянии. Считается, что слой воды толщиной в 20–30 молекул достаточен для протекания электрохимической коррозии [7], разновидностью которой является углекислотная коррозия, наблюдаемая на объектах ачимовских отложений. Таким образом, при условии существования воды на забое скважины только в паровой фазе исключается коррозия хвостовиков, несмотря на более высокие температуры и парциальное давление углекислого газа по сравнению с условиями устья скважины, где фиксируются значительные коррозионные процессы.

Подобные вопросы были актуальны в 60-е годы прошлого столетия при разработке газоконденсатных месторождений в Краснодарском и Ставропольском крае, где была выявлена углекислотная коррозия как подземного, так и наземного оборудования и трубопроводов [8]. Отмечалась неравномерность коррозии насосно-компрессорных труб на некоторых скважинах. Чаще фиксировалась коррозия большей интенсивности в приуставевой зоне, чем в забойной, а на некоторых

скважинах коррозия в районе забоя не протекала совсем. Некоторые исследователи [9, 10, 11] утверждали, что в стволе скважин при падении температуры и давления имеет место ретроградное выделение из газа водного конденсата, за счет чего начинают протекать процессы коррозии. Причем конденсационные воды обладают небольшой коррозионной агрессивностью по отношению к железу сами по себе, но разрушительное действие этих вод увеличивается во много раз с насыщением их углекислым газом, что наблюдалось на месторождениях Краснодарского и Ставропольского края. Ввиду отсутствия на тот момент инструментов моделирования фазовых состояний многокомпонентных углеводородных смесей детальные исследования, направленные на определение границ анткоррозионного режима эксплуатации, связанного с наличием или отсутствием воды в жидкой фазе, не проводились.

Авторами была поставлена цель определить анткоррозионный режим эксплуатации трех скважин с коррозионно-агрессивным флюидом, содержащим углекислый газ, которые оборудованы хвостовиками из углеродистой стали, нестойкой к углекислотной коррозии.

Для достижения этой цели были построены фазовые диаграммы воды для различных составов скважинной продукции исследуемых скважин, изменяющихся в течение периода разработки месторождения вместе с пластовым давлением, определено фазовое состояние воды на текущий момент времени и в перспективе на 20 лет для условий забоя и устья исследуемых скважин.

Выбор определенного уравнения состояния многокомпонентных систем для расчета фазового равновесия обусловлен диапазонами давления и температуры, а также составом природных смесей, в который входят углеводороды различного строения (парафиновые, нафтеновые, ароматические) и неуглеводородные вещества (сероводород, диоксид углерода, азот и др.). Все современные программные комплексы, предназначенные для моделирования технологии добычи и подготовки углеводородного сырья, в том или ином виде используют уравнение состояния Пенга–Робинсона. Адекватность уравнения состояния Пенга–Робинсона применительно к расчету процессов добычи и подготовки углеводородного сырья подтверждается в работе [12]. Кроме того, авторами [13, 14] рекомендовано использование этого уравнения для моделирования фазового поведения многокомпонентных углеводородных смесей, в том числе при пластовых условиях. По этой причине все технологические расчеты проводились с применением уравнения состояния Пенга–Робинсона.

Для построения фазовых диаграмм в выбранном программном комплексе была разработана технологическая модель, в которой использовались следующие параметры:

- проектные значения дебитов пластовой смеси и воды;
- компонентно-фракционные составы углеводородной смеси.

Вышеуказанные параметры на перспективу 20 лет были определены на основе актуализированных показателей разработки, предоставленных проектной организацией в рамках авторского надзора. В свою очередь прогнозные расчеты

компонентно-фракционного состава пластового газа были проведены проектной организацией с применением методики расчета процесса дифференциальной конденсации. Данная методика имитирует поведение пластового газа в установке «РВТ-бомба» в процессе снижения давления при постоянном объеме. Расчет представляет собой итерационный цикл с определением составов отбираемого и остающегося в пласте флюида на каждом шаге снижения давления (начинается расчет от пластового давления).

Далее описывается методика оценки возможности протекания углекислотной коррозии при эксплуатации скважины, разработанная на примере скважины № 1 (на основе параметров 2020 г.). Она включает следующие этапы:

1. Производится сбор исходных данных, которые представлены в **табл. 2** и **табл. 3**.

2. Вышеуказанные данные экспортруются в технологическую модель программного комплекса и проводится моделирование фазового состояния воды в углеводородной смеси.

3. По полученным значениям давления и температуры строится фазовая диаграмма воды в углеводородной смеси. На диаграмме указываются термобарические условия устья и забоя исследуемой скважины.

4. Определяется фазовое состояние воды на указанных участках (устье, забой). В случае, если возможные параметры эксплуатации скважины не выходят за границы поля паровой фазы, делается вывод об эксплуатации скважины в антикоррозионном режиме.

Расчеты проводятся аналогично на остальных скважинах и для других периодов разработки, после чего осуществляется анализ полученных результатов.

В рамках сбора исходных данных были получены проектные параметры разработки скважин (табл. 2) и сформированы компонентно-фракционные составы исследуемых скважин, используемые для моделирования фазового состояния воды в углеводородной смеси (табл. 3).

Результаты исследования, полученные по разработанной методике для скважин № 1, 2 и 3, представлены на **рис. 2, 3, 4** соответственно.

Таблица 2

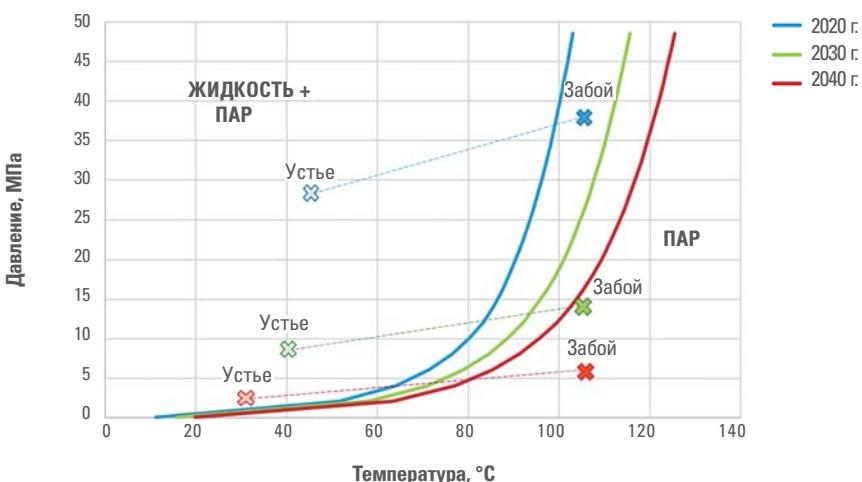
Проектные параметры разработки скважины № 1 в 2020 году

Параметр	Значение
Расход углеводородной смеси, тыс. н.м ³ /ч	9,59
Расход пластовой воды, м ³ /сут	1,05
Забойное давление, МПа	38,72
Температура на забое, °С	108,00
Устьевое давление, МПа	28,35
Температура на устье, °С	45,76

Таблица 3

■ Компонентно-фракционные составы добываемого флюида

Компонент	Содержание компонента, % мас. (кроме воды)								
	Скв. № 1			Скв. № 2			Скв. № 3		
	2020 г.	2030 г.	2040 г.	2020 г.	2030 г.	2040 г.	2020 г.	2030 г.	2040 г.
Метан	42,43	51,29	54,87	47,13	54,77	58,13	45,90	52,18	57,93
Этан	8,97	10,28	10,67	8,57	9,75	10,32	8,38	9,35	10,28
Пропан	8,69	9,11	9,03	6,80	7,55	7,90	6,67	7,31	7,87
Изобутан	3,38	3,26	3,10	2,27	2,48	2,56	2,23	2,42	2,55
Норм. бутан	5,17	4,73	4,39	3,18	3,42	3,49	3,13	3,35	3,49
Изопентан	2,68	2,18	1,92	1,42	1,48	1,48	1,40	1,47	1,48
Норм. пентан	3,14	2,46	2,13	1,59	1,65	1,63	1,57	1,65	1,63
Фр. 45–100 °C	11,07	7,21	5,86	5,62	5,27	4,74	5,61	5,49	4,78
Фр. 100–200 °C	12,59	7,45	5,93	12,25	9,41	6,94	12,41	10,79	7,11
Фр. 200–300 °C	0,36	0,22	0,19	5,38	1,96	0,79	5,77	3,15	0,85
Фр. 300–470 °C	0,01	0,00	0,00	4,19	0,42	0,09	5,38	1,08	0,10
Азот	0,16	0,20	0,21	0,19	0,22	0,23	0,18	0,21	0,23
Углекислый газ	1,35	1,60	1,69	1,40	1,61	1,71	1,37	1,54	1,71
Вода, г/м ³ флюида	4,58	6,50	8,45	4,62	6,44	8,55	4,80	6,24	8,07



■ Рис. 2. Границы фазового состояния воды в углеводородной смеси скважины № 1

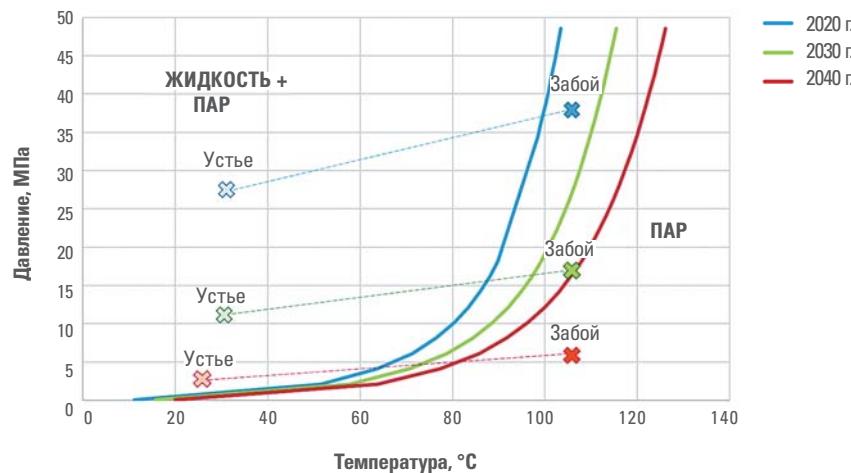


Рис. 3. Границы фазового состояния воды в углеводородной смеси скважины № 2

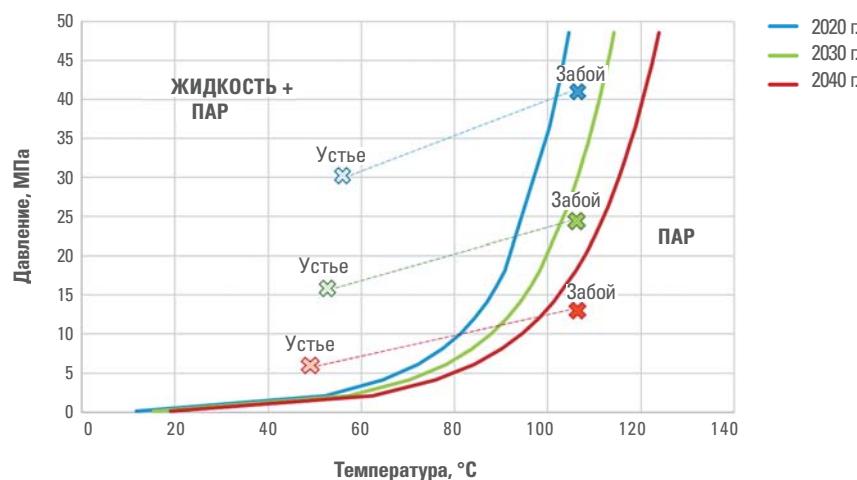


Рис. 4. Границы фазового состояния воды в углеводородной смеси скважины № 3

Одной из основных особенностей газоконденсатных месторождений является изменение состава добываемого флюида в процессе разработки – состав добываемого флюида «облегчается» (доля тяжелых фракций углеводородов снижается) по мере уменьшения пластового давления, что хорошо прослеживается по данным табл. 3. Так, например, за 20 лет эксплуатации скважины № 1 прогнозируется увеличение количества воды практически в 2 раза – с 4,58 г/м³ до 8,45 г/м³. Изменение компонентно-фракционного состава и количества воды повлечет за собой смещение

границы фазового состояния воды в смеси (рис. 2–4). Вместе с тем снижается забойное давление, что способствует переходу жидкой фазы воды в паровую.

После наложения на диаграммы фазового состояния воды (рис. 2–4) точек, характеризующих условия забоя и устья скважины для 2020, 2030, 2040 гг. соответственно, была получена следующая картина:

- несмотря на различный компонентно-фракционный состав добываемого флюида, для всех трех исследуемых скважин прогнозируется антикоррозионный режим (отсутствие жидкой фазы воды) в районе забоя в течение 20 лет эксплуатации. Таким образом, коррозия хвостовиков исключается на данный период;

- на устье всех трех исследуемых скважин вода присутствует в жидком виде с самого начала эксплуатации, что говорит о высокой вероятности протекания углекислотной коррозии на устьевом оборудовании и трубопроводах системы сбора газа в случае отсутствия противокоррозионных мероприятий. Точка начала конденсации воды находится между забоем и устьем скважин, однако коррозионно-стойкое исполнение насосно-компрессорных труб позволяет не разрабатывать дополнительные противокоррозионные мероприятия для их защиты.

В рамках данного исследования также был проведен анализ влияния количества воды в составе добываемого флюида на смещение границы фазового состояния воды. Для этого при моделировании фазового состояния воды в углеводородной смеси задавался постоянный компонентно-фракционный состав флюида. Затем изменялось количество воды в скважинной продукции и строились фазовые диаграммы в соответствии с разработанной методикой. На **рис. 5** представлены результаты моделирования для скважины № 1.

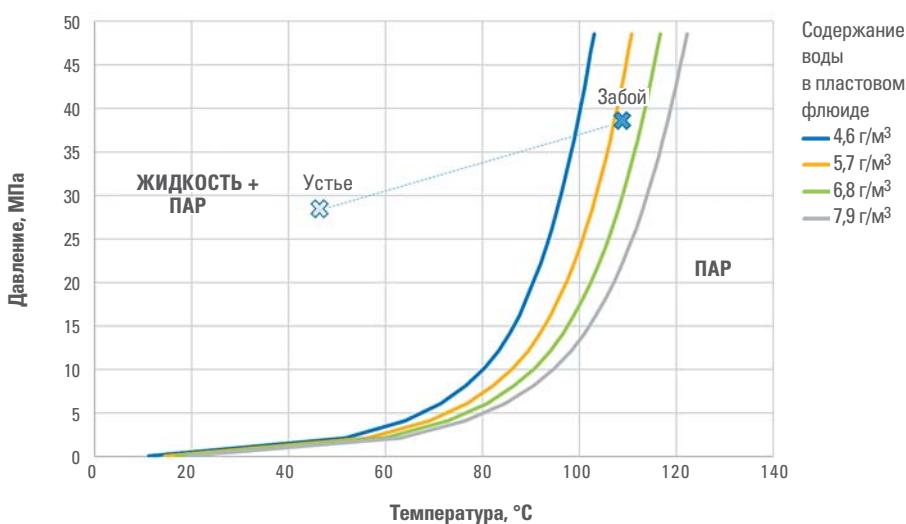


Рис. 5. Границы фазового состояния воды в углеводородной смеси скважины № 1 в зависимости от содержания воды при постоянном компонентно-фракционном составе флюида

Увеличение содержания воды способствует смещению границы фазового состояния воды в сторону более высоких температур. На рис. 5 указаны точки для забоя и устья скважины № 1, характеризующие условия эксплуатации скважины в 2020 году. Таким образом, при содержании воды свыше 5,7 г/м³ создаются риски углекислотной коррозии хвостовика. В случае роста удельного содержания воды требуется провести повторное моделирование фазового состояния воды с учетом актуализированных показателей.

Авторами статьи был также проведен анализ влияния изменения компонентно-фракционного состава на смещение границы фазового состояния воды при постоянном содержании воды в скважинной продукции. Результаты расчетов для скважины № 1 приведены на **рис. 6**.

Изменение состава углеводородного сырья в диапазоне изменения термобарических параметров пласта ачимовских отложений не влечет за собой серьезное смещение границы фазового состояния воды. Однако увеличение содержания воды в скважинной продукции способствует смещению границы фазового состояния воды в сторону более высоких температур, вследствие чего существует риск конденсации воды и последующего протекания коррозии. Поэтому необходимо тщательно оценивать содержание воды в скважинной продукции в ходе эксплуатации и в случае выявления отклонений фактических значений от проектных выполнить повторное моделирование фазового состояния воды с учетом фактических значений.

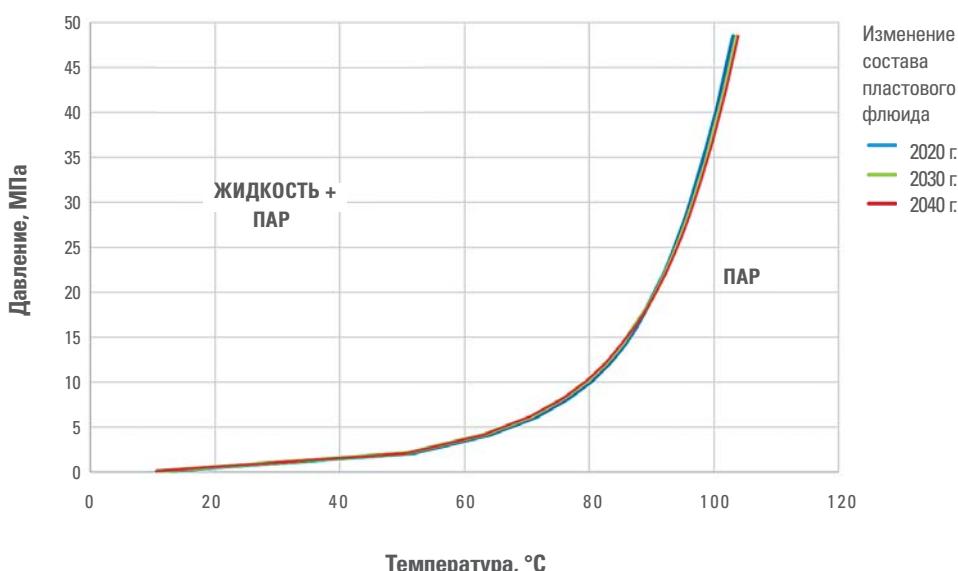


Рис. 6. Границы фазового состояния воды в углеводородной смеси скважины № 1 в зависимости от изменения компонентно-фракционного состава флюида при постоянном содержании воды

Учитывая вышеуказанное, было установлено, что в перспективе на ближайшие 20 лет не требуется разработка и проведение мероприятий, направленных на защиту от коррозии подземного оборудования скважин. Однако ввиду возможных отклонений фактических режимов эксплуатации от проектных рекомендуется периодически проводить повторное моделирование фазового состояния воды с учетом актуализированных показателей разработки. В случае выявления режимов эксплуатации, связанных с конденсацией воды в районе хвостовика, требуется диагностика технического состояния хвостовиков.

Согласно классическому уравнению протекания углекислотной коррозии Де Ваарда – Мильямса [15] для условий хвостовика скважины № 1 в 2020 году скорость коррозии составляла 47,32 мм/год. С учетом результатов расчета и проектной толщины стенки хвостовика – 7,37 мм – по истечении 2,5 лет после спуска техническое состояние хвостовиков должно быть неудовлетворительным. Поэтому для верификации разработанной методики в 2021 году и повторно в 2022 году была проведена диагностика технического состояния эксплуатационных хвостовиков методом магнитно-импульсной дефектоскопии. По результатам диагностики признаков нарушения целостности труб хвостовиков не наблюдалось, критических утонений стенки хвостовиков не выявлено, что подтверждает достоверность и возможность практического применения разработанной методики.

ВЫВОДЫ

Таким образом, в ходе исследования была разработана методика оценки возможности протекания углекислотной коррозии при эксплуатации скважины, основанная на моделировании фазового состояния воды при различных компонентно-фракционных составах добываемого флюида, изменяющихся в процессе разработки месторождения.

С использованием данной методики установлено, что хвостовики исследованных скважин находятся в области антакоррозионного режима эксплуатации. Термобарические условия обеспечивают отсутствие жидкой фазы воды, соответственно углекислотная коррозия протекать не будет. Данные условия сохранятся в течение 20 лет (до 2040 года), на этот период имеется информация о проектных показателях разработки.

В ближайшие 20 лет не требуется разработка и проведение противокоррозионных мероприятий для защиты эксплуатационных хвостовиков исследованных скважин. Рекомендуется периодически проводить моделирование фазового состояния воды с учетом актуализированных показателей разработки, используя разработанную методику. В случае выявления режимов эксплуатации, связанных с конденсацией воды в районе хвостовика, требуется диагностика хвостовиков для оценки их фактического коррозионного состояния и принятия решений по противокоррозионным мероприятиям.

Разработанная методика позволит определять антакоррозионные режимы эксплуатации скважин на стадии их проектирования, благодаря чему может быть получен экономический эффект за счет замены материала эксплуатационных

хвостовиков – дорогостоящей коррозионно-стойкой стали на более дешевую углеродистую – без снижения уровня надежности и безопасности.

С использованием данной методики можно оценить возможность протекания процессов углекислотной коррозии не только для подземного оборудования, но и для трубопроводов обвязки скважин и системы сбора газа.

ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. Корякин, А.Ю. Освоение участков ачимовских отложений ООО «Газпром добыча Уренгой» / А.Ю. Корякин, И.В. Игнатов, А.Ю. Неудахин [и др.] // Перспективные направления развития Уренгойского комплекса: сборник научных трудов. – Москва: Недра, 2018. – С. 9–20.
2. Совершенствование конструкций скважин на ачимовские залежи Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / А.Ю. Корякин, М.Г. Жариков, И.А. Яскин [и др.] // Газовая промышленность. – 2017. – № 9. – С. 76–79.
3. Александров, В.В. Коррозионное состояние оборудования и трубопроводов второго участка ачимовских отложений Уренгойского НГКМ / В.В. Александров, И.В. Колинченко, А.Д. Юсупов // Диагностика оборудования и трубопроводов, подверженных воздействию сероводородсодержащих сред: сборник трудов XI Международной научно-технической конференции. – Москва: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2017. – С. 117–120.
4. Koriakin, A.Ju. Carbon dioxide corrosion at the objects of the second district of achimovsk deposits of Urengoy oil and gas bearing complex / A.Ju. Koriakin // International Journal of Mechanical Engineering and Technology. – 2018. – Vol. 9, Issue 8. – Pp. 1073–1080.
5. Условия протекания углекислотной коррозии на объектах добычи ачимовских отложений, методы контроля и прогнозирования / А.Ю. Корякин, В.Ф. Кобычев, И.В. Колинченко, А.Д. Юсупов // Газовая промышленность. – 2017. – № 12. – С. 84–89.
6. Запевалов, Д.Н. Оценка фактора внутренней коррозии объектов добычи ПАО «Газпром» с повышенным содержанием углекислого газа / Д.Н. Запевалов, Р.К. Вагапов, К.А. Ибатуллин // Наука и техника в газовой промышленности. – 2018. – № 3 (75). – С. 59–71.
7. Скорчеллetti, В.В. Теоретическая электрохимия / В.В. Скорчеллetti. – Ленинград: Госхимиздат, 1963. – 609 с.
8. Маркин, А.Н. CO₂-коррозия нефтепромыслового оборудования / А.Н. Маркин, Р.Э. Низамов. – Москва: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – 187 с.
9. Абрамян, А.А. Исследование влияния некоторых факторов на коррозию стального газопромыслового оборудования под воздействием двуокиси углерода: специальность 05.00.00: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Абрамян Аврор Ашотович. – Москва, 1972. – 154 с.
10. Кузнецов, В.П. Основные факторы углекислотной коррозии газоконденсатных скважин и их изменение в процессе эксплуатации месторождений: специальность 05.17.14: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Кузнецов Василий Павлович. – Краснодар, 1974. – 143 с.
11. Легезин, Н.Е. Противокоррозионная защита систем добычи, сбора и транспорта природного газа с применением ингибиторов: специальность 05.17.14: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Легезин Николай Егорович. – Москва, 1998. – 284 с.
12. Калашников, О.В. Инженерные расчетные модели технологических сред газопереработки. 1. Фазовое состояние жидкость – пар / О.В. Калашников, Ю.В. Иванов // Химическая технология. – 1990. – № 6. – С. 28–36.
13. Калашников, О.В. Моделирование фазового поведения углеводородов: выбор уравнения состояния / О.В. Калашников. – Экотехнологии и ресурсосбережение. – № 1. – Киев, 2003. – С. 22–30.
14. De Waard, C. Predictive Model for CO₂ Corrosion Engineering in Wet Natural Gas Pipelines / C. De Waard, U. Lotz, D.E. Milliams // Corrosion. – 1991. – Vol. 47, № 12. – P. 976.

Экологический мониторинг на территории лицензионных участков ООО «Газпром добыча Уренгой»

И.В. Игнатов, Д.Г. Лешан, Р.Р. Шепитяк, С.В. Яковлева
(ООО «Газпром добыча Уренгой»)

В статье рассмотрены актуальные вопросы, связанные с экологическим контролем на предприятии нефтегазового комплекса, минимизацией воздействия нефтегазового производства на окружающую среду, экологичностью внедряемых технологий и оборудования. Рассказывается о проведении на территории лицензионных участков ООО «Газпром добыча Уренгой» экологического мониторинга различных видов: мониторинга геохимического состояния компонентов окружающей среды, мониторинга механических нарушений природных комплексов, мониторинга развития экзогенных процессов. Указаны технологические процессы, которые являются основными источниками загрязнения природных экосистем. На основе результатов мониторинга формируется массив данных о состоянии компонентов окружающей среды, позволяющий провести анализ их загрязненности, выявить масштабы влияния деятельности предприятия на окружающую среду, а также прогнозировать изменения окружающей среды под воздействием антропогенных факторов, что способствует своевременному выполнению природоохранных мероприятий.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение, экологический мониторинг, мониторинг геохимического состояния компонентов окружающей среды, мониторинг механических нарушений природных комплексов, мониторинг развития экзогенных процессов, экологический контроль выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, загрязняющие вещества в снежном покрове, оценка степени загрязнения водных объектов, индекс загрязненности воды (ИЗВ), анализ загрязненности донных отложений, рентгенофлуоресцентный анализ проб донных отложений и почв, почвенный мониторинг

Более 40 лет ООО «Газпром добыча Уренгой» (далее также Общество) обеспечивает добычу углеводородов на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении, расположеннном на территории Ямalo-Ненецкого автономного округа. По начальным запасам и размерам это самое крупное газовое месторождение страны. Его площадь превышает 6 тысяч квадратных километров.

В соответствии с лицензионными соглашениями Общество ведет разработку трех залежей на трех лицензионных участках месторождений: Уренгойского и Северо-Уренгойского (сеноманская залежь); Уренгойского и Ен-Яхинского (валанжинская залежь); Уренгойского (ачимовские отложения). Поисково-оценочные работы ведутся на территориях Южно-Песцовского, Западно-Песцовского и Восточно-Падинского лицензионных участков (**рис. 1**).

В ближайшем будущем планируется обустройство месторождений в северной части полуострова Ямал, а это добыча газа на Сеягинском, Восточно-Малыгинском и Западно-Малыгинском месторождениях.

Таким образом, перспективы развития ООО «Газпром добыча Уренгой» просматриваются не на одно десятилетие вперед.

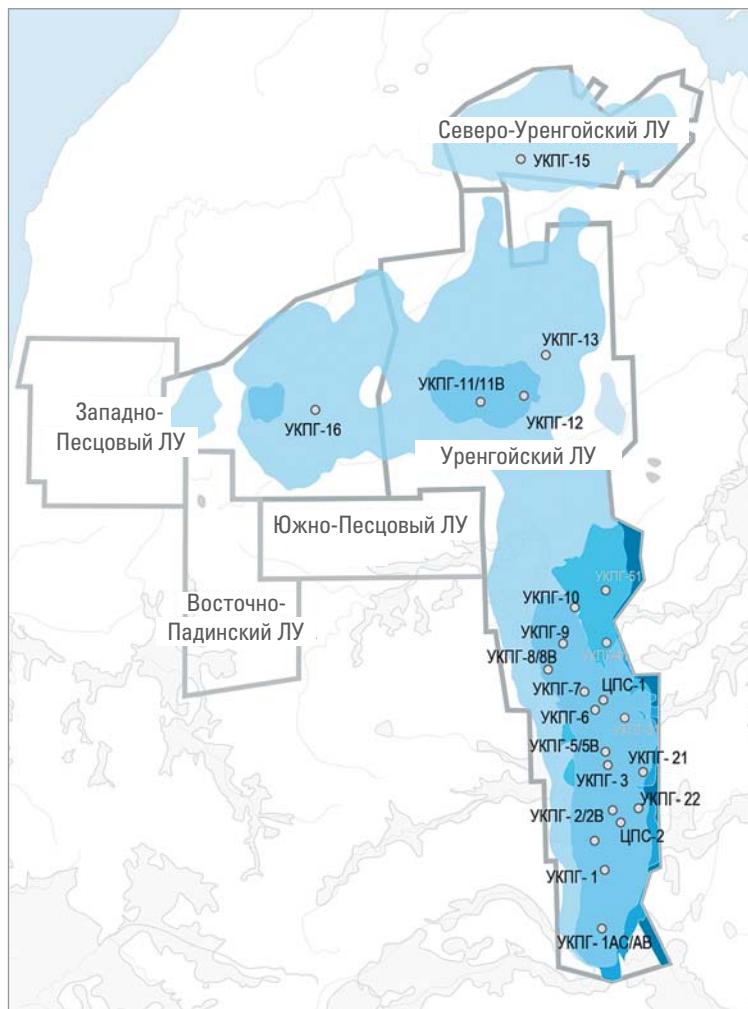


Рис. 1.
Территория лицензионных участков
ООО «Газпром добыча Уренгой»
на обзорной карте

На протяжении всего времени разработки в связи с изменяющимися условиями эксплуатации месторождения нами в тесном контакте с научно-исследовательскими и проектными институтами проводится систематическая работа по повышению эффективности процессов добычи, подготовки и переработки углеводородного сырья, особое внимание уделяется экологичности внедряемых технологий и оборудования. Минимизация воздействия на окружающую среду является одной из приоритетных задач ООО «Газпром добыча Уренгой».

Химико-аналитический контроль производственных процессов, мониторинг состояния компонентов окружающей среды является плановой деятельностью Общества, которая осуществляется на протяжении всего производственного цикла добычи и подготовки углеводородов к транспортировке.

В соответствии с региональными законодательными требованиями в ООО «Газпром добыча Уренгой» разработаны программы локального экологического мониторинга для каждого лицензионного участка, проводится локальный экологический мониторинг, включающий наблюдения и сбор информации, оценку и прогнозирование изменения состояния компонентов природной среды под воздействием антропогенных и естественных природных факторов в границах территории участков [1].

Экологический мониторинг и производственный контроль за состоянием окружающей среды осуществляются аккредитованной лабораторией производственно-экологического мониторинга и контроля Инженерно-технического центра Общества (ЛПЭМиК ИТЦ). Ежегодно выполняется более 46 000 инструментальных замеров выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на лицензионных участках и около 50 000 анализов химического состава питьевых, сточных, очищенных сточных, подземных вод и воды поверхностных водоемов, донных отложений, почв и снежного покрова по 40 показателям. Это дает возможность формировать свод данных о воздействии на окружающую среду.

Для исследования отобранных проб компонентов окружающей среды в ЛПЭМиК ИТЦ используется обширный приборный парк, в том числе приборы атомно-абсорбционной спектрометрии (МГА-1000), флуориметрии («Флюорат-02-2М»), капиллярного электрофореза («Капель-105»), жидкостной хроматографии («Люмахром»).

Для объективного анализа и прогнозирования комплексных изменений природной среды, а также с учетом низкой восстановительной способности природных экосистем автономного округа проводятся мониторинговые наблюдения по следующим направлениям [1]:

- мониторинг геохимического (гидрохимического) состояния компонентов окружающей среды (приземный слой атмосферного воздуха, поверхностные и подземные воды, донные отложения, почвы, снежный покров);

- мониторинг механических нарушений природных комплексов (ландшафтов);

- мониторинг состояния и развития экзогенных процессов.

В соответствии с требованиями природоохранного законодательства Обществом организовано более 1100 пунктов наблюдений, которые разделены на условно-фоновые, условно-контрольные и контрольные пункты. Пункты обозначены на местности опознавательными знаками с необходимой информацией (номер, координаты, наименование лицензионного участка, наименование отбираемого компонента природной среды).

Отбор проб осуществляется в соответствии с требованиями нормативных документов Российской Федерации [2]. Результаты наблюдений за состоянием компонентов окружающей среды оформляются протоколами испытаний и актами отборов проб с подтверждающими фотоматериалами.

В рамках производственного экологического контроля осуществляется контроль выбросов загрязняющих веществ с производственных объектов Общества.

Содержание в воздухе диоксида азота и серы, оксида азота и углерода определяется на пунктах наблюдения путем инструментальных экспресс-замеров с применением газоанализаторов АС32М, АФ22М, СО12М, установленных в передвижной экологической лаборатории на базе автомобиля, оснащенного устройствами принудительного забора пробы газа. Параллельно с отбором проб на метеостанции фиксируются текущие метеопараметры приземной атмосферы – температура и влажность воздуха, скорость и направление ветра, атмосферное давление (рис. 2).

В атмосферный воздух загрязняющие вещества поступают из более чем 9 000 источников. Экологический контроль выбросов загрязняющих веществ осуществляется и в рамках производственного экологического контроля. Основными источниками загрязнения воздуха являются следующие виды технологических процессов:

- работа дожимных компрессорных станций;
- отжиг газовых и газоконденсатных скважин после капитального ремонта и при плановых исследованиях;
- продувка и опорожнение межпромысловых трубопроводов.

С целью комплексного обследования атмосферы и определения уровней концентрации загрязняющих веществ проводятся наблюдения за состоянием атмосферного воздуха. Содержание в воздухе загрязняющих веществ и парниковых газов определяется на контрольных пунктах путем инструментальных замеров с применением современных приборов. Результаты анализов свидетельствуют, что в результате эксплуатации месторождения нагрузка на атмосферный воздух незначительна (рис. 3).

В зимний период с целью анализа состояния воздушной среды проводятся наблюдения за уровнем загрязняющих веществ в снежном покрове. В зависимости от источника загрязнения и его удаленности изменяется и состав снежного



а



б

Рис. 2. Передвижная экологическая лаборатория:

а – измерение метеопараметров в приземном слое атмосферы;

б – фиксирование и передача данных с помощью программно-аппаратного комплекса

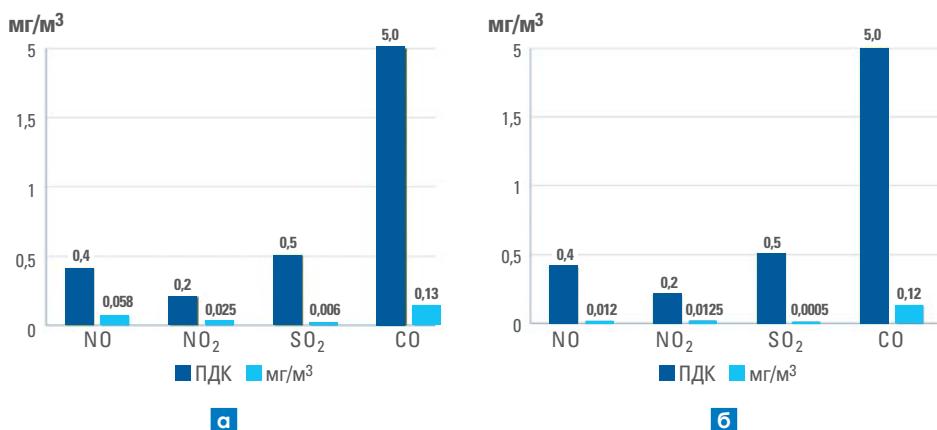


Рис. 3. Результаты мониторинга ООО «Газпром добыча Уренгой» атмосферного воздуха на территории г. Новый Уренгой (а) и вахтовых поселков (б)

покрова, в котором накапливаются практически все вещества, поступающие в атмосферу [3]. Поэтому он становится индикатором загрязнения не только самих атмосферных осадков, но и атмосферного воздуха, а также последующего загрязнения почвы и природной поверхностной воды. Одна проба, отобранная по всей толщине снежного покрова, позволяет получить объективные данные о загрязнении за весь зимний период – от начала образования устойчивого зимнего покрова до момента взятия пробы в начале процесса снеготаяния [3, 4]. Образцы сугробовой пробы отбираются в местах отбора проб почвы один раз в год – с марта по апрель, в период максимальной величины снежного покрова, и контролируются по 13 показателям [1]. Результаты комплексной оценки состояния снежного покрова показывают, что на территории лицензионных участков Общества состояние снежного покрова во всех пунктах наблюдений соответствует фоновому уровню.

В Обществе организованы более 200 пунктов контроля водных объектов, местоположение которых устанавливается с учетом гидрометеорологических и морфометрических особенностей водоема или водотока, возможных видов и расположения источников техногенного загрязнения поверхностных водных объектов. В их числе условно-фоновые, условно-контрольные и контрольные пункты наблюдения. Такая схема размещения точек наблюдения позволяет получать информацию о гидрохимическом составе водных объектов практически на всей территории лицензионного участка.

Для оценки степени загрязнения водных объектов используются региональные фоновые значения [5] и предельно допустимые концентрации химических элементов, установленные для водных объектов рыбохозяйственного значения [6]. Оценка проводится по отдельным загрязняющим веществам с применением статистических методов. Рассчитанный гидрохимический индекс

загрязненности воды (ИЗВ) используется для интегральной оценки качества поверхностных вод [7]. Согласно классификации качества воды на основе значений ИЗВ выделяются 5 классов поверхностных вод в зависимости от степени их загрязненности. Чем больше степень загрязненности воды, тем более высокий класс загрязненности ей соответствует. Результат интегральной оценки качества поверхностных вод лицензионных участков Общества показывает, что большая часть поверхностных вод по степени загрязнения относится к 2 классу, то есть воды классифицируются как «чистые».

Нефтепродукты входят в число наиболее распространенных и опасных загрязнителей. Средние значения содержания нефтепродуктов в реках лицензионных участков, представленные на **рис. 4**, находятся на уровне региональных фоновых значений.

Донные отложения являются накопительной средой для загрязняющих веществ, поступающих в поверхностные воды, и могут быть источником их вторичного загрязнения. Анализ загрязненности донных отложений позволяет получить информацию о многолетнем накоплении химических элементов и токсичных соединений природного и техногенного происхождения в водных объектах [8].

Отбор проб донных отложений осуществляется с июня по октябрь, пункты контроля состояния донных отложений совпадают с пунктами контроля состояния поверхностных вод. Применяется новейшее оборудование, например рентгеновский аппарат спектрального анализа «Спектроскан МАКС-GV» для проведения рентгенофлуоресцентного анализа проб донных отложений и почв. Он использует-

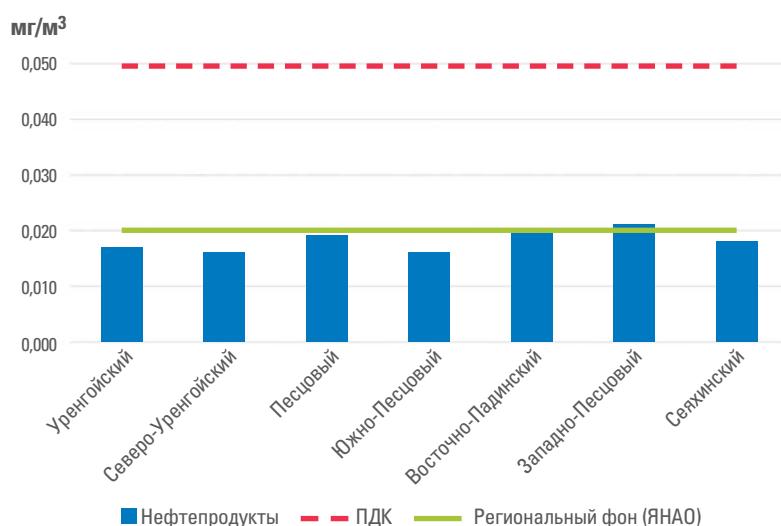


Рис. 4. Средние концентрации нефтепродуктов в природной воде на территории лицензионных участков ООО «Газпром добыча Уренгой»

ся для определения таких компонентов, как оксид железа (III), оксид марганца (II), медь, свинец, цинк, никель и хром. По результатам расчета суммарного показателя загрязненности донных отложений установлено, что донные отложения водных объектов в соответствии с ориентировочной шкалой оценки загрязнения водных систем характеризуются слабым уровнем загрязнения.

Целью почвенного мониторинга является оценка состояния почв, своевременное обнаружение неблагоприятных (с точки зрения природоохранного законодательства) изменений свойств почвенного покрова, возникающих вследствие производственно-хозяйственной деятельности. Исследования образцов почвенного покрова проводятся по 19 показателям, определяется содержание нитрат-ионов, сульфат-ионов, нефтепродуктов, бенз(а)пирена, железа, марганца и т.д. Применяемое оборудование аналогично оборудованию, используемому при проведении анализа донных отложений [1, 9].

На основании выполненной оценки степени химического загрязнения почв на территории лицензионных участков тяжелыми металлами установлено соответствие допустимому уровню загрязнения. Высокой концентрации нефтепродуктов не зафиксировано, их содержание в почвах находится на фоновом уровне (< 100 мг/кг) [10]. Содержание основных загрязняющих веществ в пробах почв соответствует региональным фоновым значениям.

Мониторинг механических нарушений ландшафтов на территории лицензионных участков организуется для наблюдения за состоянием природных комплексов и развитием экзогенных процессов под действием антропогенной нагрузки, он осуществляется с помощью дистанционного зондирования территории лицензионного участка (спектрозональная космосъемка с получением снимков высокого пространственного разрешения). По итогам дешифрирования и анализа полученных данных составляется векторная карта природно-антропогенных ландшафтов с базой данных, отражающая уровень состояния и изменения природных комплексов [1]:

- природные комплексы, не подвергшиеся антропогенному воздействию; антропогенные ландшафты (вырубки, гари, лесопосадки, рекультивированные карьеры и др.);
- геотехносистемы (действующие трубопроводы);
- газопроводы, разведочные и поисковые скважины, кустовые площадки, шламовые амбары, автодороги, линии электропередач.

В результате оценки карт нарушенности земель определяются участки, на которых требуется рекультивация и обработка земель.

Таким образом, на основе результатов исследований компонентов природной среды формируется массив данных, позволяющий сделать выводы о характере и масштабах влияния деятельности предприятия на окружающую среду. Собранный информация о состоянии компонентов окружающей среды, а также оценка и прогнозирование их изменения под воздействием антропогенных факторов способствуют своевременному выполнению природоохранных мероприятий и проведению анализа их эффективности.

Низкий уровень негативного воздействия достигается за счет планирования и реализации эффективных природоохранных мероприятий, в числе которых применение технологии безамбарного строительства скважин, совместная заработка хозяйственно-бытовых и промышленных стоков в поглощающий горизонт и проведение исследований скважин без выпуска газа в атмосферу. Данные технологии позволили сократить выбросы в атмосферу, уменьшить долю отходов, направляемых на захоронение, и полностью исключить сбросы сточных вод в водные объекты.

Благодаря этому сохраняются ранимая арктическая природа, видовой состав и биологическое разнообразие флоры и фауны, традиционный уклад жизни коренных малочисленных народов Крайнего Севера.

ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. О территориальной системе наблюдения за состоянием окружающей среды в границах лицензионных участков на право пользования недрами с целью добычи нефти и газа на территории Ямало-Ненецкого автономного округа: постановление Правительства ЯНАО № 56-П от 14.02.2013. – Салехард, 2013.
2. Федеральный закон № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002: принят Государственной Думой 20.12.2001. – https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34823
3. Фомин, Г.С. Воздух: контроль загрязнений по международным стандартам: справочник / Г.С. Фомин, О.Н. Фомина. – Москва: Химия, 2002.
4. Калинин, В.М. Мониторинг природных сред: учебное пособие / В.М. Калинин. – Тюмень: Издательство Тюменского государственного университета, 2007. – 208 с.
5. Об установлении нормативов качества окружающей среды «Фоновое содержание загрязняющих веществ в снежном покрове, в донных отложениях поверхностных водных объектов, в растительности на территории Ямало-Ненецкого автономного округа»: приказ Департамента природных ресурсов и экологии Ямало-Ненецкого автономного округа № 348 от 27.03.2017.
6. Об утверждении нормативов качества воды водных объектов рыбохозяйственного значения, в том числе нормативов предельно допустимых концентраций вредных веществ в водах водных объектов рыбохозяйственного значения: приказ Минсельхоза России № 552 от 13.12.2016.
7. РД 52.44.2-94. Руководящий документ. Методические указания. Охрана природы. Комплексное обследование загрязнения природных сред промышленных районов с интенсивной антропогенной нагрузкой: утвержден Росгидрометом 09.12.1994.
8. Головин, А.А. Эколого-геохимическая оценка урбанизированных территорий / А.А. Головин, С.Б. Самиев, Л.С. Соколов // Прикладная геохимия. – Вып. 7. – Москва, 2008. – С. 289–299.
9. Калинин, В.М. Мониторинг природных сред: учебное пособие / В.М. Калинин. – Тюмень: Издательство Тюменского государственного университета, 2007. – 208 с.
10. О порядке определения размеров ущерба от загрязнения земель химическими веществами: письмо Минприроды России № 04-25/61-5678 от 27.12.1993

Энергоэффективные технологии ООО «Газпром добыча Уренгой» по снижению выбросов метана в атмосферный воздух

В.Ф. Кобычев, Д.А. Попов, Д.Г. Лешан, А.Т. Арасланова
(ООО «Газпром добыча Уренгой»)

Представлены эффективные технологические решения, реализованные в процессе разработки Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. Описаны ресурсосберегающие, энергоэффективные, экологичные технологии, позволившие оптимизировать процесс добычи и подготовки углеводородного сырья, минимизировать воздействие производства на окружающую среду. Проведение исследований скважин ачимовских отложений без выпуска газа в атмосферу дает возможность избежать потерь скважинной продукции и снизить техногенную нагрузку на природные системы. Ресурсосберегающая технология эксплуатации газовых скважин сеноманской залежи по концентрическим лифтовым колоннам обеспечивает устойчивую работу скважин, предотвращая потерю природного газа. Для эффективных сбора, подготовки газа и функционирования дожимного комплекса реализуется схема совместной эксплуатации нескольких УКПГ. Предложены технические решения по повышению эффективности работы дожимных компрессорных станций, рациональному использованию попутного нефтяного газа. Представлены новые технологии газогидродинамических исследований скважин с использованием приборов нового поколения. Разработаны и успешно реализуются мероприятия, позволяющие минимизировать потери природного газа и сократить выбросы метана в атмосферу при внутритрубной дефектоскопии и ремонте трубопроводов межпромыслового коллектора. Для оптимизации работы газоконденсатных скважин с пониженным давлением на устье на валахинских промыслах создана двухнапорная система сбора и подготовки газового конденсата.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение, обвязка скважин ачимовских отложений, газоконденсатные исследования со сбросом продукции в систему сбора пластового газа, исследование скважин ачимовских отложений без выпуска газа в атмосферу, ресурсосберегающая технология эксплуатации газовых скважин сеноманской залежи по концентрическим лифтовым колоннам (КЛК), совместная эксплуатация сеноманских промыслов, оптимизация загрузки газоперекачивающих агрегатов дожимных компрессорных станций, повышение эффективности работы дожимных компрессорных станций, сокращение выбросов метана при ремонте трубопроводов межпромыслового коллектора, газогидродинамические исследования скважин, рациональное использование попутного нефтяного газа, оптимизация работы газоконденсатных скважин с пониженным давлением на устье, двухнапорная система сбора и подготовки газового конденсата

Эксплуатация уникального по размерам, геологическому строению и запасам углеводородов Уренгойского нефтегазоконденсатного комплекса осуществляется на Крайнем Севере более 40 лет.

Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение уникально не только по начальным запасам, превышающим 11 триллионов кубометров газа, но также по разнообразию состава и условиям разработки залежей углеводородов, расположенных в трех этажах газоносности.

В настоящее время на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении эксплуатируются 22 установки комплексной подготовки газа, 2 нефтепромысла, 20 дожимных компрессорных станций, 37 компрессорных цехов на сеноманских и валанжинских промыслах, две компрессорные станции по утилизации попутного нефтяного газа, насосная станция подачи конденсата, пробурено около 3000 скважин, проложено свыше тысячи километров газопроводов и сотни километров дорог.

С начала разработки нашим предприятием добыто более 7 трлн кубометров газа, 200 млн тонн газового конденсата и 19 млн тонн нефти.

Особенности геолого-технологических условий разработки месторождений Большого Уренгоя приводят к изменениям процессов добычи, эксплуатации и подготовки углеводородного сырья. С целью повышения энергоэффективности производства в ООО «Газпром добыча Уренгой» принимаются меры по сокращению выбросов парниковых газов.

Проектными решениями по обвязке скважин ачимовских отложений была предусмотрена возможность проводить газоконденсатные исследования со сбросом скважинной продукции, состав которой определялся, в систему сбора пластового газа. С 2011 года методом промышленных отборов без выпуска углеводородной продукции в атмосферу были проведены исследования 51 скважины с использованием мобильного полнопоточного тест-сепаратора конструкции ЗАО НТК «МодульНефтеГазКомплект» [1].

Исследование скважин ачимовских отложений без выпуска газа в атмосферу позволяет избежать потерь скважинной продукции и снизить техногенную нагрузку на окружающую среду за счет предотвращения выбросов парниковых газов (метана) в атмосферный воздух – до 16,13 тыс. тонн в год. Динамика сокращения объемов выбросов парниковых газов в атмосферу при исследовании скважин приведена на **рис. 1**.

На поздней стадии разработки залежей работа газовых скважин осложняется накоплением жидкости на забое вследствие низких скоростей газа в насосно-компрессорных трубах. Одним из важных достижений нашего Общества является внедрение ресурсосберегающей технологии эксплуатации газовых скважин сеноманской залежи по концентрическим лифтовым колоннам (КЛК). Реализация данной технологии обеспечивает устойчивую работу скважин и позволяет отказаться от продувок скважин на факельную установку, предотвращая потери природного газа.

В соответствии с проектом «Техническое перевооружение газовых и газоконденсатных скважин» на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении запланировано внедрение до 2026 года технологии эксплуатации по концентрическим лифтовым колоннам на 201 газовой скважине [2]. Энергосберегающий эффект от ее использования заключается в предотвращении сжигания газа на факельной установке в объеме около 16 млн м³/год, а экологический эффект заключается в исключении выбросов парниковых газов (метана) в атмосферу в объеме до 6,4 тыс. тонн в год.

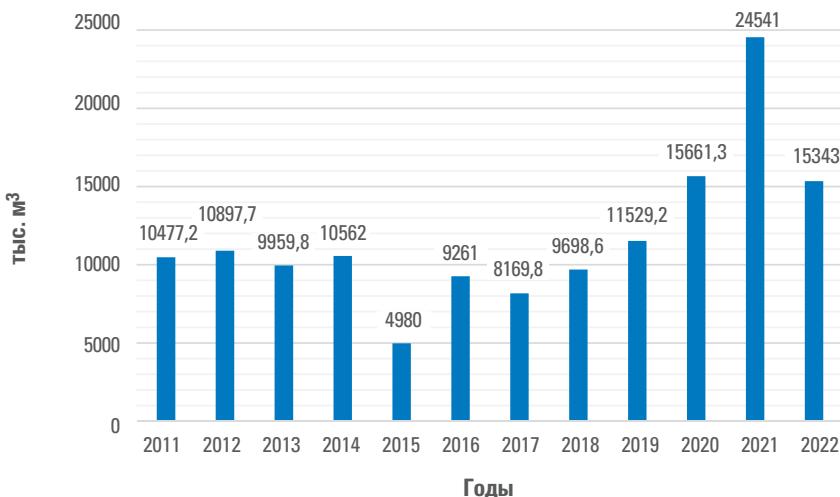


Рис. 1. Динамика сокращения объемов выбросов парниковых газов в атмосферу при исследовании скважин

По результатам эксплуатации скважин, оборудованных КЛК, в 2022 году отмечено сокращение количества операций по продувке скважин, уменьшение объемов метана, выпущенного в атмосферу, на 0,6 тыс. тонн.

Для обеспечения эффективного сбора, подготовки газа и эффективного функционирования дожимного комплекса реализуется схема совместной эксплуатации нескольких УКПГ. В соответствии с дополнениями к проекту разработки сеноманской залежи месторождений Большого Уренгоя на Уренгойском НГКМ предусматривается объединение промыслов в 3 группы: 1 группа промыслов – в качестве головной выступает УКПГ-4, подключаемые УКПГ-1, 1А, 2, 3, 5; 2 группа промыслов – в качестве головной выступает УКПГ-7, подключаемые УКПГ-6, 8, 9, 10; 3 группа промыслов – в качестве головной выступает УКПГ-12, подключаемые УКПГ-11, 13, 15.

С целью определения принципиальной возможности функционирования промыслов по совместной схеме и оценки ее эффективности специалистами Общества с 2008 г. проводились испытания по совместной эксплуатации установок комплексной подготовки газа сеноманских залежей: УКПГ-3, 4 и УКПГ-11, 12, 13. Газ, прошедший предварительную осушку и компримирование на первых ступенях УКПГ-3 и УКПГ-11, 13, направляется соответственно на головные УКПГ-4 и УКПГ-12 для окончательной осушки и сжатия перед подачей в межпромысловый коллектор [3].

Результаты испытаний подтвердили эффективность схемы совместной эксплуатации УКПГ сеноманских залежей. Ее применение позволяет оптимизировать загрузку ряда газоперекачивающих агрегатов дожимных компрессорных станций, при этом другие ГПА выводятся из эксплуатации.

Перераспределение дожимных мощностей позволило снизить удельный расход топливного газа на 10–40 % по сравнению с удельным расходом при раздельной эксплуатации промыслов. Немаловажным фактором является низкая капиталоемкость реализации предложенных технических решений за счет использования для транспортировки низконапорного газа существующих трубопроводов межпромыслового коллектора.

Другими техническими решениями по повышению эффективности работы дожимных компрессорных станций являются:

- применение малорасходных сменных проточных частей;
- проведение промывок газовоздушного тракта двигателей, а также сменных проточных частей газовых компрессоров газоперекачивающего агрегата;
- применение воздушного и электрического запуска газоперекачивающего агрегата.

Технологические решения, реализованные в цехах по добыче газа, газового конденсата и нефти № 1, № 2, предусматривают утилизацию попутного нефтяного газа с помощью компрессорных станций, газоперекачивающие агрегаты которых обеспечивают трехступенчатое сжатие. После предварительной подготовки попутного нефтяного газа низкого давления и его компримирования осуществляют подачу одной части газа в газлифтную систему нефтепромыслов, а вторую часть после окончательной подготовки на установке низкотемпературной сепарации подают в межпромысловый коллектор [4].

Технические решения по рациональному использованию попутного нефтяного газа показали свою энергоэффективность, экономическую эффективность и экологическую безопасность.

Реализованная технологическая схема позволила:

- обеспечить предельно допустимое значение показателя сжигания на факельных установках и (или) рассеивания попутного нефтяного газа менее 5 %;
- повысить уровень утилизации попутного нефтяного газа с 78 % до 95–98 %;
- снизить объем парниковых газов (метана), выбрасываемых в атмосферу при сжигании попутного нефтяного газа, с начала эксплуатации компрессорных станций (с 2009 года) на 299,16 тыс. тонн и минимизировать негативное воздействие на атмосферу при добыче попутного нефтяного газа;
- полностью исключить использование газа с УКПГ-2В, 5В в качестве рабочего агента для эксплуатации газлифтных скважин;
- обеспечить поставки в межпромысловый коллектор части попутного нефтяного газа (более 100 млн м³ ежегодно) и ранее используемого для газлифтной эксплуатации газа валажинских промыслов в объеме до 600 млн м³ в год.

Специалистами ООО «Газпром добыча Уренгой» совместно с учеными Уфимского государственного технического университета и Российского государственного университета нефти и газа им. Губкина разработаны новые технологии газогидродинамических исследований скважин с использованием приборов

нового поколения. Это позволило уменьшить на 10–15 % количество исследований за счет получения необходимой геолого-технической информации в процессе эксплуатации скважин. Внедрение этих технологий и приборов привело к снижению объемов выбросов в атмосферу продуктов сгорания на 30 тыс. тонн в год.

В ООО «Газпром добыча Уренгой» разработаны и успешно реализуются мероприятия, позволяющие минимизировать потери природного газа и сократить выбросы метана в атмосферу при проведении внутритрубной дефектоскопии и ремонта трубопроводов межпромыслового коллектора.

При реализации схем совместной эксплуатации промыслов была предусмотрена возможность утилизировать газ с опорожняемых участков межпромыслового коллектора с помощью ДКС УКПГ-4, 7, 12. Природный газ с опорожняемого участка трубопровода подается в трубопровод межпромыслового коллектора и затем на УКПГ. С УКПГ утилизируемый газ совместно с подготовленным газом сеноманской залежи поступает в трубопровод межпромыслового коллектора, по которому газ попадает на головные компрессорные станции.

Благодаря утилизации газа с помощью ДКС при проведении планово-предупредительных ремонтов трубопроводов межпромыслового коллектора минимизированы потери природного газа и обеспечено ежегодное сокращение выбросов метана в атмосферу в объеме до 14,56 тыс. тонн. Динамика сокращения выбросов метана при ремонте трубопроводов межпромыслового коллектора представлена на **рис. 2**.

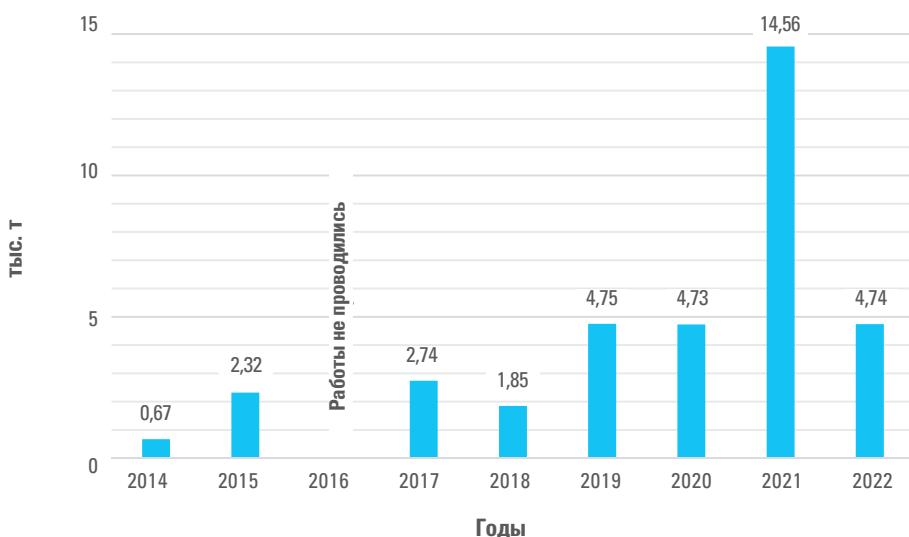


Рис. 2. Сокращение объемов выбросов метана при ремонте трубопроводов межпромыслового коллектора

Из-за влияния высокопродуктивных скважин на низкопродуктивные в условиях снижения пластового давления проектная схема сбора газа валанжинских промыслов перестала обеспечивать необходимые условия для устойчивой эксплуатации газоконденсатных скважин. Остановки скважин вызывали необходимость проведения продувок с загрязнением атмосферы продуктами сгорания.

Для оптимизации работы газоконденсатных скважин с пониженным давлением на устье на валанжинских промыслах была создана двухнапорная система сбора и подготовки газового конденсата. Реализация этого решения обеспечила стабильную работу более 120 малодебитных и обводненных скважин. В результате достигнуто ежегодное сокращение потерь углеводородов, что соответствует снижению выбросов парникового газа (метана) в атмосферу на 1,3 тыс. тонн.

Таким образом, научно-технические решения, успешно реализованные Обществом «Газпром добыча Уренгой» на объектах добычи газа, газового конденсата и нефти Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения, обеспечивают выполнение плановых показателей по добыче углеводородов, позволяют рационально использовать природные ресурсы и ежегодно сокращать выбросы парниковых газов (метана) в атмосферу в объеме до 32,77 тыс. тонн.

ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. Разработка энергосберегающих и экологических инновационных технологий при освоении углеводородных ресурсов Уренгойского месторождения / Д.В. Дикамов, Р.Н. Исмагилов, А.А. Фролов [и др.] // Газ. Нефть. Новые технологии – Крайнему Северу – 2016: сборник тезисов докладов Новоуренгойского газового форума. – Новый Уренгой, 2016. – С. 23.
2. Ишков, А.Г. / Опыт оценки экологических показателей работы мобильной компрессорной станции при пробной перекачке газа / А.Г. Ишков, Г.С. Акопова, Р.В. Тетеревлев // Территория Нефтегаз. – 2011. – № 6. – С. 56–58.
3. Применение мобильных компрессорных установок на завершающей стадии разработки газовых залежей / В.З. Минникаев, Д.В. Дикамов, О.Б. Арно [и др.] // Газовая промышленность. – 2015. – № 1. – С. 15–17.
4. Внедрение технологии совместного компримирования газа сеноманской залежи и ачимовских отложений / А.Ю. Корякин, Р.Н. Исмагилов, В.Ф. Кобычев [и др.] // Экспозиция Нефть Газ. – 2018. – № 1. – С. 33–36.

Реализация программ по расширению использования природного газа в качестве моторного топлива на автомобильном транспорте ОOO «Газпром добыча Уренгой»

С.Н. Маклаков, Д.Н. Сухотько, В.В. Вычко
(ООО «Газпром добыча Уренгой»)

В статье поднята тема перевода транспорта на компримированный природный газ и развития газозаправочной инфраструктуры с целью оптимизации эксплуатационных затрат. Рассмотрены итоги реализации программ ОOO «Газпром добыча Уренгой» по расширению использования компримированного природного газа (КПГ) в качестве моторного топлива на собственном транспорте. Представлен парк техники, использующей компримированный природный газ в качестве моторного топлива. Рассматриваются пути развития газозаправочной инфраструктуры, связанные со строительством автомобильной газонаполнительной компрессорной станции и применением передвижных автомобильных газовых заправщиков (ПАГЗ). Рассказывается об организации обучения специалистов, работающих в области эксплуатации газомоторных автомобилей и газозаправочной инфраструктуры.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: компримированный природный газ (КПГ), газомоторное топливо (ГМТ), применение компримированного природного газа в качестве моторного топлива, перевод транспорта на КПГ, автомобильная газонаполнительная компрессорная станция (АГНКС), передвижные автомобильные газовые заправщики (ПАГЗ)

С 1977 года ООО «Газпром добыча Уренгой» осуществляет добычу углеводородного сырья из недр Уренгойского, Ен-Яхинского, Северо-Уренгойского и Песцовского месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа. Площадь месторождений составляет 6000 км². Доставка грузов, перевозка пассажиров, выполнение комплекса работ по добыче углеводородов осуществляются транспортными средствами Общества. По состоянию на 01.01.2023 парк транспортных средств составлял 1510 единиц. Структура парка представлена на **рис. 1**.

ПРИРОДНЫЙ ГАЗ НА СОБСТВЕННОМ ТРАНСПОРТЕ

В 2015 году ООО «Газпром добыча Уренгой» приступило к реализации программ по расширению использования компримированного природного газа (КПГ) в качестве моторного топлива на собственном транспорте. Всего были утверждены три программы: на 2014–2017 годы, на 2018–2019 годы и на 2020–2022 годы.

Целью данных программ является увеличение объемов реализации природного газа, а также оптимизация эксплуатационных затрат за счет плановой

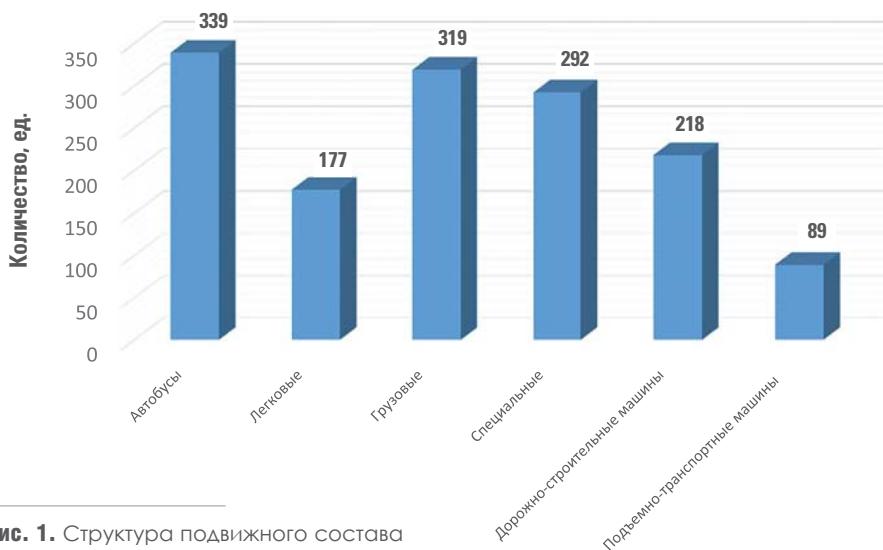


Рис. 1. Структура подвижного состава
ООО «Газпром добыча Уренгой»

замены транспортных средств, использующих жидкое моторное топливо, на транспортные средства, использующие природный газ в качестве моторного топлива. Дополнительным результатом реализации программ стало обновление парка автотракторной техники Общества, а также уменьшение негативного воздействия на окружающую среду.

8 ЛЕТ С ПОЛОЖИТЕЛЬНОЙ ДИНАМИКОЙ

Парк техники, использующей компримированный природный газ в качестве моторного топлива, насчитывает 474 единицы, что составляет 70,5 % от всего автомобильного парка техники, пригодной для перевода на газомоторное топливо (ГМТ).

Динамика количества подвижного состава, работающего на метане, а также рост потребления КПГ показаны на **рис. 2** и **3** соответственно.

СПЕЦИАЛЬНЫЕ АВТОМОБИЛИ НА ГМТ

Наряду с легковыми автомобилями, автобусами и микроавтобусами Общество эксплуатирует специальные транспортные средства, такие как передвижные парогенераторные установки ППУА-1600/100 на шасси УРАЛ 4320, автомобильные ремонтные мастерские на шасси УРАЛ 4320 и КАМАЗ 43118, агрегаты для исследования скважин АИС на шасси УРАЛ 4320, автогидроподъемники АГП-32 на шасси УРАЛ NEXT, автомобильные краны КС-45717К-3 на шасси КАМАЗ 43118 (**рис. 4**). В 2023 году планируется поставка универсального моторного подогревателя УМП на шасси КАМАЗ 43118.

Следует отметить, что транспортные средства, приобретенные в рамках реализации вышеуказанных программ, – сертифицированная продукция



Рис. 2. Динамика количества автомобилей ООО «Газпром добыча Уренгой», работающих на газомоторном топливе

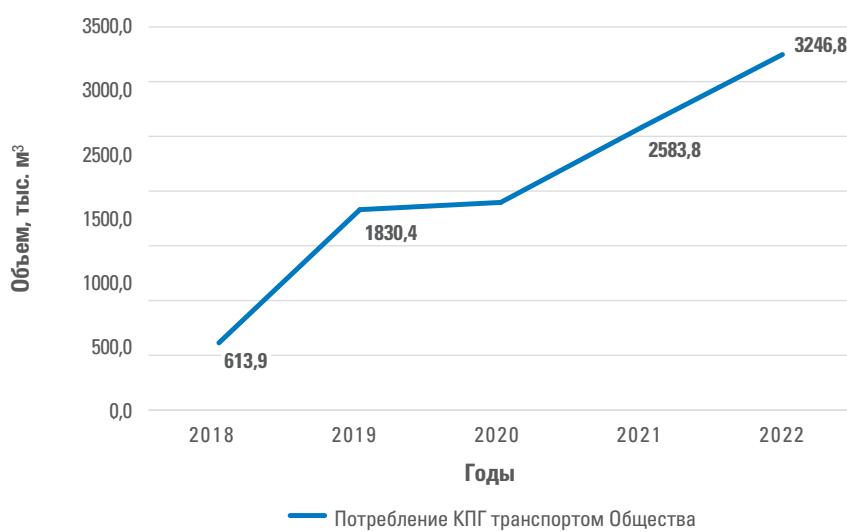


Рис. 3. Динамика потребления компримированного природного газа в качестве моторного топлива

отечественных производителей, соответствующая требованиям по безопасности, установленным техническим регламентом Таможенного союза. Это является результатом политики импортозамещения, проводимой ПАО «Газпром» в соответствии с программой Правительства России, цель которой – стимулирование и защита национальных экономических интересов путем создания благоприятных условий для развития промышленности и сокращения зависимости от импорта.



а



б



в



г

Рис. 4. Специальные транспортные средства, работающие на газомоторном топливе:
а – паропередвижные установки; б – автомобильные краны;
в – коммунально-уборочные автомобили; г – самосвал

ГАЗОЗАПРАВОЧНАЯ ИНФРАСТРУКТУРА

Немаловажным фактором, способствующим развитию и переводу транспорта на КПГ, служит наличие развитой газозаправочной инфраструктуры. Практически вся «газовая» техника «Газпром добыча Уренгой» заправляется на городской автомобильной газонаполнительной компрессорной станции (АГНКС-1), принадлежащей ООО «Газпром газомоторное топливо» (рис. 5). Ее проектная мощность составляет 500 автомобилей в сутки. Установлены 2 компрессора производительностью по $1200 \text{ м}^3/\text{ч}$ каждый. На данной АГНКС, кроме транспортных средств Общества, заправляются автомобили дочерних Обществ ПАО «Газпром», осуществляющих свою деятельность в районе Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения, а также муниципальные автобусы, выполняющие пассажирские перевозки. Ежедневно здесь заправляются 260–300 автомобилей. Загрузка составляет 52–60 %.

С учетом климатических особенностей северного региона и удаленности производственных объектов в тундре на десятки километров друг от друга в настящее время детально прорабатывается вопрос о строительстве АГНКС в районе «Сеномана» – вахтового жилого комплекса ООО «Газпром добыча Уренгой». Сейчас идет проектирование станции, ее возвведение – в планах на ближайшие годы.



Рис. 5. Автомобильная газонаполнительная компрессорная станция

Общество «Газпром добыча Уренгой» постепенно реализует комплекс технологических и организационных решений по эксплуатации передвижных автомобильных газовых заправщиков (ПАГЗ). На балансе Общества 3 единицы ПАГЗ, один из них производства АО «БАРРЕНС», два – производства ООО «РаритЭК Инжиниринг». Суммарная производительность вышеуказанных заправщиков составляет 1500 м³/ч (**рис. 6**).

ОБУЧЕНИЕ КАДРОВ

На базе Учебно-производственного центра ООО «Газпром добыча Уренгой», а также в учебных центрах в различных регионах России активно ведется обучение специалистов, работающих в области эксплуатации газомоторных автомобилей и газозаправочной инфраструктуры. На сегодняшний день специалисты Общества окончили целевые курсы и повысили квалификацию по направлениям:

■ устройство, обслуживание и требования безопасности при эксплуатации газобаллонных топливных установок на автомобилях, работающих на газовом моторном топливе (УЦ «РаритЭК», г. Набережные Челны);



Рис. 6. Автомобильный газовый заправщик производства АО «БАРРЕНС»



■ Рис. 7. Учебный производственно-тренировочный комплекс

- обслуживание автомобилей, работающих на компримированном природном газе (УЦ в г. Калининграде, Омске, Тюмени);
- безопасная работа, ремонт и обслуживание газобаллонного оборудования на автомобильном транспорте (водители автомобилей, слесари по ремонту автомобилей);
- контроль воздушной среды (слесари по ремонту автомобилей, контролеры технического состояния транспортных средств, механики ОТК, наполнители баллонов, мастера службы главного механика, слесари-ремонтники).

Свою квалификацию повысили также машинист компрессорных установок, слесарь по ремонту технологических установок.

На территории управления технологического транспорта и специальной техники организован учебный производственно-тренировочный комплекс для обучения водителей по программе «Безопасная работа, ремонт и обслуживание газобаллонного оборудования на автомобильном транспорте» (рис. 7).

Реализуемые в «Газпром добыча Уренгой» программы по расширению использования компримированного природного газа в качестве моторного топлива на собственном транспорте призваны повысить эффективность финансовой и природоохранной деятельности предприятия.

Применение компримированного природного газа в качестве моторного топлива станет новым этапом в эксплуатации транспорта, будет способствовать повышению его технологической и экономической эффективности, поможет снизить негативное воздействие на окружающую среду и, как следствие, на здоровье людей.

ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. Программа по расширению использования компримированного природного газа в качестве моторного топлива на собственном транспорте организаций Группы Газпром на 2014–2017 гг.: утверждена Приказом ПАО «Газпром» от 14.07.2014 № 338, с изм. согласно Приказу от 23.05.2016 № 336.
2. Программа по расширению использования компримированного природного газа в качестве моторного топлива на собственном транспорте организаций Группы Газпром на 2018–2019 гг.: утверждена Приказом ПАО «Газпром» от 30.11.2017 № 805.
3. Программа по расширению использования компримированного природного газа в качестве моторного топлива на собственном транспорте организаций Группы Газпром на 2020–2022 гг.: утверждена Приказом ПАО «Газпром» от 23.08.2019 № 356.
4. Программа по созданию газозаправочной инфраструктуры на промышленных площадках дочерних обществ на период 2017–2019 гг.: утверждена Постановлением Правления ПАО «Газпром» от 25.10.2016 № 42.

Перспективные направления повышения эффективности энергоменеджмента в ООО «Газпром добыча Уренгой»

И.В. Игнатов, В.И. Лобанов, Р.Р. Шепитяк, А.Ш. Хабибулин,
Н.А. Бурмистров, Н.В. Иванов
(ООО «Газпром добыча Уренгой»)

Энергосбережение и повышение эффективности использования энергетических ресурсов – одно из приоритетных направлений развития ООО «Газпром добыча Уренгой». В статье рассматриваются основные подходы предприятия к повышению энергетической эффективности производственных объектов в рамках внедрения системы энергетического менеджмента. Представлены технологии, способствующие повышению энергоэффективности техпроцессов и оборудования, а также энергосбережению в сфере добычи газа и газового конденсата. Поднимается проблема, связанная с ростом удельного расхода газа на собственные нужды предприятия, обусловленным снижением энергетического потенциала залежей. Представлены наиболее эффективные реализованные мероприятия, направленные на экономию природного газа. Обозначены дальнейшие перспективы предприятия в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение (НГМ), система энергетического менеджмента (СЭнМ), повышение энергоэффективности техпроцессов и оборудования в сфере добычи газа и газового конденсата, компримирование газа на дожимных компрессорных станциях (ДКС), экономия топливного газа на ДКС, модернизация оборудования ДКС, сменные проточные части (СПЧ) со степенью сжатия 3,5, концентрические лифтовые колонны (КЛК), эксплуатация газовых скважин по концентрическим лифтовым колоннам

Общество «Газпром добыча Уренгой» более 40 лет ведет эффективную разработку Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. Уникальность месторождения заключается не только в начальных запасах, превышающих 11 триллионов кубометров газа, но также в разнообразии составов и условий разработки залежей углеводородов, расположенных в трех этажах газоносности.

В настоящее время в состав производственного комплекса предприятия входят 16 газовых и 7 газоконденсатных промыслов, 2 цеха по добыче нефти, 20 дожимных компрессорных станций, 37 компрессорных цехов на сено-манских и валанжинских промыслах, две компрессорные станции по утилизации попутного нефтяного газа, насосная станция подачи конденсата и почти 2 900 скважин глубиной от 1000 до 4000 м. С начала разработки предприятием добыто более 7 триллионов кубометров газа, 200 млн тонн газового конденсата и 19 млн тонн нефти.

На протяжении всего времени разработки в связи с изменяющимися условиями эксплуатации месторождений, переходом месторождений в режим

падающей добычи проводится систематическая работа по повышению эффективности процессов добычи, подготовки и переработки углеводородного сырья, уделяется особое внимание энергоэффективности внедряемых технологий и оборудования. Рациональное использование и сохранение природных ресурсов, уменьшение негативного воздействия производственной деятельности на окружающую среду и снижение темпов роста удельных показателей энергопотребления входят в число приоритетных задач ООО «Газпром добыча Уренгой».

ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ СЭнМ

ООО «Газпром добыча Уренгой» является одним из крупнейших газодобывающих предприятий ПАО «Газпром» и одновременно одним из крупнейших потребителей энергоресурсов для осуществления своей производственной деятельности. Расход топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) на технологические процессы напрямую влияет на экономические показатели работы предприятия, поэтому разработка мероприятий по снижению данного показателя является актуальной и приоритетной задачей.

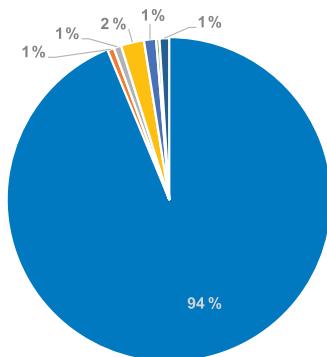
В 2020 году ПАО «Газпром» получило сертификат по системе энергетического менеджмента ISO 50001:2018, выданный сертифицированным органом. Область применения системы энергетического менеджмента (СЭнМ) в ООО «Газпром добыча Уренгой» (далее – Общество) установлена по виду деятельности «Добыча и подготовка природного газа и газового конденсата». Границы СЭнМ определены в пределах 11 основных производственных филиалов Общества.

Основные составляющие СЭнМ следующие:

1. Проведение энергетического анализа оборудования, зданий и сооружений Общества с целью определения областей значительного использования энергии (ОЗИЭ). Установлено, что на потребление природного газа приходится 93 % от общего энергопотребления Общества за 2022 год (**рис. 1**). На основе ОЗИЭ формируются энергетические цели Общества. Энергоэффективность является интегральной характеристикой всех входящих в ООО «Газпром добыча Уренгой» производственных объектов, которая обусловлена структурой технологических



Рис. 1.
Структура
потребления ТЭР
ООО «Газпром
добыча Уренгой»
по видам энергии



- На компримирование газа на ДКС
- На компримирование холодильного агента на СОГ
- На выработку электроэнергии ЭСН
- На выработку тепловой энергии котельными
- На подогрев жидких и газообразных продуктов
- На эксплуатацию факелов на УКПГ
- На закачку природного газа

Рис. 2.

Структура потребления природного газа
ООО «Газпром добыча Уренгой»

систем, составом основных и вспомогательных объектов и изменяется в течение всего жизненного цикла по этапам разработки месторождений.

Основной объем потребляемого природного газа в ООО «Газпром добыча Уренгой» приходится на компримирование газа на ДКС и составляет 94 % от общего объема его потребления (**рис. 2**).

Наиболее энергоемким этапом, характеризующимся резким ростом удельных показателей энергопотребления в производственной деятельности большинства газодобывающих предприятий, является этап завершающей стадии разработки месторождения, в котором в настоящее время эксплуатируются сеноманская и валанжинская залежи Уренгойского НГКМ, Ен-Яхинского НГКМ, Северо-Уренгойского НГКМ. Данный период характеризуется целым рядом факторов, оказывающих влияние на увеличение энергоемкости производства:

- снижение пластового давления газа;
- обводнение скважин;
- снижение объемов добычи газа;
- увеличение гидравлических потерь в газосборной сети за счет накопления жидкостных пробок;
- физический износ основных производственных фондов.

Все эти факторы напрямую влияют на удельный расход природного газа на собственные нужды, динамика которого за предыдущие 6 лет представлена на **рис. 3**.

За последние 6 лет удельный расход газа на собственные нужды вырос на 15,2 %, в то время как добыча природного газа уменьшилась на 6 %.

2. Реализация программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности ООО «Газпром добыча Уренгой». С целью компенсации естественного роста потребления энергоресурсов, вызванного снижением энергетического потенциала залежей, в ООО «Газпром добыча Уренгой» на постоянной основе разрабатываются энергосберегающие мероприятия, позволяющие экономить до 11,33 % от общего количества потребляемых энергоресурсов (**рис. 4**).

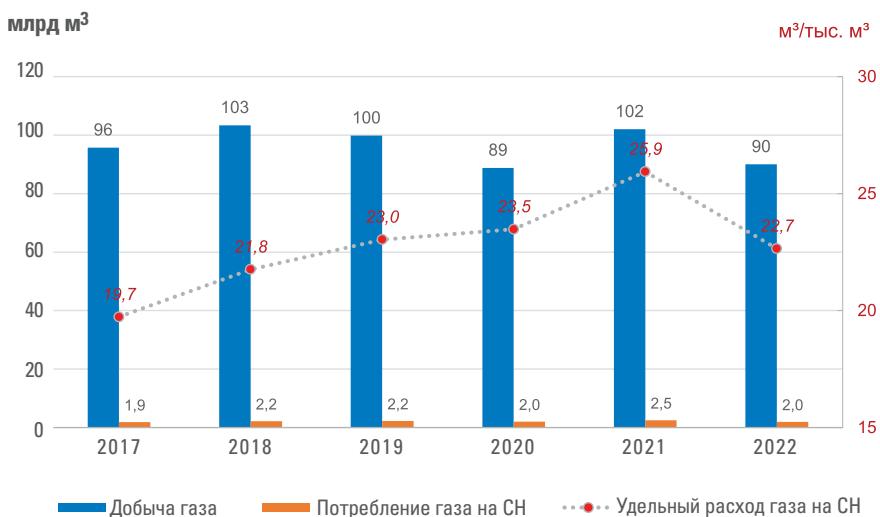


Рис. 3. Динамика удельного расхода газа на собственные нужды
ООО «Газпром добыча Уренгой»



Рис. 4. Динамика потребления и экономии ТЭР ООО «Газпром добыча Уренгой»

Для достижения целей по повышению энергоэффективности и энергосбережению в сфере добычи газа и газового конденсата в Обществе применяются следующие технологии:

- оптимизация загрузки производственных мощностей для сокращения непроизводительных затрат за счет равномерной загрузки ДКС;
- применение сменных проточных частей (СПЧ) в корпусах центробежных компрессоров с высокими степенями сжатия (3,5);

- применение концентрических лифтовых колонн;
- применение технологий утилизации газа из опорожняемых участков трубопроводов;
- повышение гидравлической эффективности газосборной сети и межцевых технологических коммуникаций;
- исключение узлов регулирования давления газа и жидкости, утративших свою актуальность;
- применение технологий утилизации тепла выхлопных газов ГПА на дожимных компрессорных станциях;
- использование интегрированных геолого-технологических моделей системы «пласт – скважина – газосборная сеть – дожимная компрессорная станция – установки комплексной подготовки углеводородов – межпромысловый сбор» для оптимизации режимов работы газовых промыслов;
- проведение газодинамических исследований скважин без выпуска газа в атмосферу, с использованием телеметрии и телемеханики;
- применение новых технологий, реагентов, очистка призабойной зоны;
- контроль за эффективным использованием энергоресурсов и энергоэффективностью технологических процессов и оборудования.

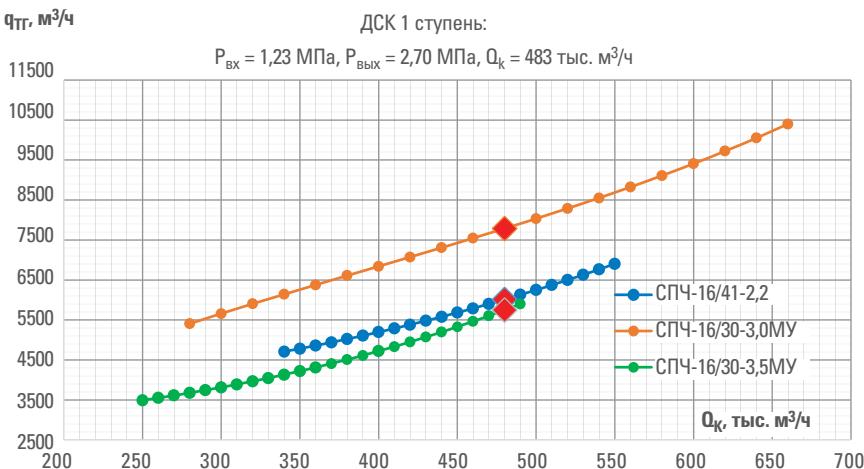
Как уже было отмечено ранее (рис. 2), основной объем газа, используемого на собственные нужды, приходится на компримирование газа на ДКС. В связи с этим в Обществе активно разрабатываются и внедряются энергосберегающие мероприятия, направленные на экономию топливного газа на ДКС. Одним из таких решений является модернизация оборудования ДКС за счет установки СПЧ со степенью сжатия 3,5. В технологическом проекте разработки сеноманской залежи месторождений Большого Уренгоя учитывались данные на основе эксплуатируемых СПЧ-16/30-3,0МУ, в то время как перспективное оборудование СПЧ-16/30-3,5МУ находилось еще в разработке [1, 2]. По итогам заводских и приемочных испытаний изготовленного опытного образца его фактические газодинамические характеристики превзошли заявленные (номинальный политропный КПД фактический 0,825, в Т3 – 0,785).

По результатам исследований режима работы ДКС с установленными СПЧ-16/30-3,5МУ удалось определить эффективность ее работы по сравнению с СПЧ-16/41-2,2 и СПЧ-16/30-3,0МУ (**рис. 5**).

Применение современных СПЧ-16/30-3,5МУ позволяет загрузить производ газоперекачивающего агрегата до оптимальных значений, при которых достигается максимальный политропный КПД ($\eta_{\text{пол}} = 0,825$). По состоянию на 31.12.2022 в Обществе эксплуатируются 39 комплектов данной модификации.

По результатам анализа режимов работы исследуемых объектов, с учетом актуализации графика замен СПЧ, экономия топливного газа на всех планируемых к реконструкции ДКС составит суммарно 239,1 млн м³ за 2022–2027 гг. [3].

Одним из наиболее эффективных реализованных мероприятий по экономии природного газа является внедрение ресурсосберегающей технологии эксплуатации газовых скважин сеноманской залежи по КЛК. Реализация



■ Рис. 5. Эффективность работы СПЧ

данной технологии обеспечивает устойчивую работу скважин и позволяет отказаться от продувок скважин на факельную установку, предотвращая потери природного газа. В рамках технического перевооружения на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении запланировано внедрение до 2026 года данной технологии на 201 газовой скважине. Основным технологическим эффектом от внедрения КЛК является повышение коэффициента эксплуатации скважин. Кроме того, достигается значительный энергосберегающий эффект, который заключается в предотвращении сжигания газа на факельной установке в объеме около 16 млн м³/год и исключении выбросов парниковых газов в атмосферу – до 6,4 тыс. т метана в год.

Описанные технические решения на постоянной основе включаются в программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности Общества. Выполнение мероприятий предусматривается как в рамках капитального строительства, так и на стадии реконструкции и капитального ремонта. Реализация мероприятий программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности позволяет обеспечить экономию значительного объема газа.

Как видно на рис. 4, потребление ТЭР с 2017 по 2022 год выросло на 1,4 % (с 2640,6 тыс. т.у.т. до 2678,4 тыс. т.у.т.) при практически одинаковом объеме добычи газа.

При этом удалось обеспечить устойчивый рост доли экономии энергоресурсов в общем балансе энергопотребления. С 2017 года этот показатель вырос в 7 раз (с 1,6 % в 2017 году до 11,33 % в 2022 году).

Благодаря реализации энергосберегающих мероприятий удалось достичь существенного экономического эффекта. За период с 2018 по 2022 год суммарный экономический эффект от проведения энергосберегающих мероприятий



Рис. 6. Экономический эффект от реализации программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности

составил более 2,2 млрд руб. Динамика экономического эффекта от выполнения программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности представлена на **рис. 6**.

Внедрение системы энергетического менеджмента в Обществе позволило систематизировать работу в области энергосбережения и, невзирая на естественные технологические факторы, осложняющие эксплуатацию производственных объектов, обеспечить устойчивое повышение энергетической эффективности предприятия.

Дальнейшие перспективы предприятия в этой сфере связаны со следующими направлениями:

- Применение автоматизированных управляющих комплексов для газовых скважин, оснащенных КЛК, в период с 2024 по 2028 год.
- Объединение УКПГ в группы в 2024–2025 гг. Такое решение обеспечит максимальное использование существующих мощностей с постепенным переводом потоков газа на новые компрессорные цеха в составе головных УКПГ с целью высвобождения неэффективных производственных мощностей [4].
- Внедрение автоматизированной системы комплексного учета энергоресурсов на реконструируемых объектах добычи в 2024–2025 гг.

ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. Технологический проект разработки сеноманской залежи месторождений Большого Уренгоя (Уренгойское и Северо-Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождения) ООО «Газпром добыча Уренгой»: утв. протоколом заседания Центральной нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС № 5891 от 26.12.2013 / Газпром добыча Уренгой.
2. Техническое перевооружение газоперекачивающих агрегатов. Замена СПЧ на ДКС Уренгойского НГКМ (ш. 57704): проектная документация / Сибнефтетранспроект.
3. Повышение эффективности технологического процесса добычи и подготовки углеводородного сырья за счет применения СПЧ-16/30-3,5 на объектах дожимного комплекса Уренгойского НГКМ / И.В. Белявин, М.А. Сорокин, А.Ш. Хабибулин [и др.] // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2021. – № 6. – С. 68–70.
4. Дополнение к технологическому проекту разработки сеноманской залежи месторождений Большого Уренгоя (Уренгойское и Северо-Уренгойское месторождения): отчет о НИР / ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – 2021. – 1031 с.

Опыт применения трубопроводной высоконапорной системы для транспортировки ингибитора гидратообразования

В.Ф. Кобычев, Р.Р. Шепитяк, Р.Л. Надрага, А.В. Никитин, Н.В. Иванов

(ООО «Газпром добыча Уренгой»)

А.А. Плосков

(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Затрагивается проблема гидратообразования в промысловой системе сбора газа. Рассматривается способ предупреждения гидратообразования в промысловых газосборных сетях – подача метанола, применяемого в качестве ингибитора гидратообразования. Для защиты газосборных коллекторов от гидратообразования предусмотрена система подачи метанола в ГСК по стальным трубопроводам. Показаны недостатки материала трубопровода, используемого для подачи ингибитора, которые могут привести к разгерметизации метанолопровода и попаданию метанола в окружающую среду. Рассмотрена возможность применения сталеполимерных труб для строительства метанолопроводов. Представлена информация о проведении опытно-промышленных испытаний полимерных трубопроводных систем, целью которых являлась оценка возможности и надежности использования длинномерных сталеполимерных труб в качестве метанолопроводов. Показаны этапы выполнения работ. Приведены результаты комплекса лабораторных исследований, позволившие сделать вывод об отсутствии влияния метанола на физико-химические свойства сталеполимерных труб. По результатам испытаний длинномерные сталеполимерные трубы могут быть рекомендованы к дальнейшему применению на объектах, эксплуатируемых в районах Крайнего Севера, в качестве метанолопроводов.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: образование гидратов в промысловой системе сбора газа, Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение, ингибитор гидратообразования метанол, установка комплексной подготовки газа (УКПГ), газопроводы-шлейфы, ингибирование газосборных коллекторов (ГСК), система подачи метанола в ГСК по стальным трубопроводам, стальные метанолопроводы, система трубопроводная высоконапорная (СТВ), оценка влияния метанола на материал СТВ, сталеполимерные трубы для строительства метанолопроводов в северной климатической зоне, испытания материалов для строительства сталеполимерной системы трубопроводной высоконапорной

Проблема образования гидратов в промысловой системе сбора газа в наибольшей степени актуальна для нефтегазоконденсатных месторождений Крайнего Севера. Гидратообразование зависит от сочетания термобарических условий, состава газа и влагосодержания. Оно возможно на любой стадии разработки месторождения, поэтому обеспечение безгидратного режима эксплуатации систем добычи и сбора является актуальной задачей.

ООО «Газпром добыча Уренгой» уже более 40 лет осуществляет разработку уникального Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. На первом этапе в 1978 г. началась эксплуатация верхнего газоносного сеноманского горизонта. В дальнейшем в 1985 г. были введены в разработку валанжинские

залежи, которые обеспечивали добычу жидкых углеводородов. В октябре 2009 г. ООО «Газпром добыча Уренгой» ввело в эксплуатацию газоконденсатный промысел (ГКП) № 22 ачимовских отложений. В настоящее время сеноманская залежь находится на завершающей стадии разработки, а валанжинские залежи – на этапе падающей добычи. Добыча и подготовка продукции валанжинских залежей осуществляется на пяти промыслах. Добывающие скважины располагаются по 2–5 единиц на кустовых площадках, от которых газ в большинстве случаев по газопроводам-шлейфам поступает на установку комплексной подготовки газа (УКПГ). Газопроводы-шлейфы от некоторых кустов сходятся в газосборном коллекторе-трубопроводе, объединяющем потоки пластовой смеси из нескольких газопроводов-шлейфов и ведущем к УКПГ. Таким образом, сбор газа осуществляется по коллекторно-лучевой схеме.

Для предупреждения гидратообразования в промысловые газосборные сети подается ингибитор – метанол. Безгидратный режим работы газопроводов подразумевает изменение равновесия системы «газ – гидрат» в сторону более низких температур, а для этого требуется постоянная подача ингибитора в газовый поток. В связи с этим производственный процесс газоконденсатных промыслов предусматривает применение значительных объемов метанола, регламентируемых соответствующими нормативными требованиями.

На практике в среднем около 2/3 используемого на УКПГ количества ингибитора расходуется на подачу в систему сбора газа. Недостаточный расход метанола на том или ином кусте скважин приводит к гидратообразованию, сокращению дебита газа и, как следствие, к необходимости ликвидации скоплений гидратов посредством продувок газопроводов-шлейфов и скважин [1].

На **рис. 1** представлена структура расхода метанола на производственных объектах ООО «Газпром добыча Уренгой».

Основной расход метанола (до 80 %) приходится на добычу и подготовку газа валанжинских залежей на пяти УКПГ.



Рис. 1. Структура расхода метанола на производственных объектах ООО «Газпром добыча Уренгой»

Таблица 1

■ Термобарические параметры ГСК и удельный расход метанола в зависимости от разрабатываемой залежи

Производственный объект	Давление в ГСК, МПа	Температура в ГСК, °C	Удельный расход метанола, кг/тыс. м ³
УКПГ сеноманских залежей	0,8	0–5	0,07
УКПГ валанжинских залежей	2,5	10–15	2,6
УКПГ ачимовских отложений	10,5	30	1,3

Удельная норма расхода метанола при подготовке газа из сеноманских, валанжинских залежей и ачимовских отложений к дальнейшей транспортировке определяется по двум составляющим – на производственные и технологические нужды.

В производстве метанол используется для ингибиования газосборных коллекторов (ГСК), для предупреждения гидратообразования на установках низкотемпературной сепарации. При этом неизбежны потери метанола при его хранении.

Стоит отметить, что основной объем метанола (до 70 %) на промысле расходуется на ингибиование ГСК, работающих в гидратном режиме.

В табл. 1 приведены усредненные термобарические параметры газосборных коллекторов и удельный расход метанола по установкам комплексной подготовки газа, добываемого в сеноманской, валанжинских залежах и ачимовских отложениях.

Основными факторами, оказывающими влияние на норму удельного расхода метанола, являются режимные технологические параметры основных узлов системы добычи и подготовки газа, а именно: давление газа, разница между фактической температурой гидратообразования и рабочей температурой, содержание воды в потоке газа. Незначительные изменения этих технологических параметров приводят к изменению удельной нормы расхода метанола.

При проектировании и обустройстве УКПГ валанжинских залежей Уренгойского НГКМ процессам защиты ГСК от гидратообразования уделялось особое внимание. Проектными решениями была предусмотрена система подачи метанола в ГСК по стальным трубопроводам (57 × 5 мм), проложенным рядом с ГСК, согласно принципиальной схеме, изображенной на рис. 2. Многолетний опыт эксплуатации метанолопроводов, выполненных из стали марки 09Г2С, выявил ряд недостатков:

- подверженность стали электрохимической коррозии (коррозионная агрессивность грунта по отношению к стали характеризуется как средняя) [2];
- «механическое застарение» трубы со временем (уменьшение проходного сечения);
- высокие гидравлические потери в трубопроводе (ввиду маленького диаметра и шероховатости внутренней поверхности трубопровода).

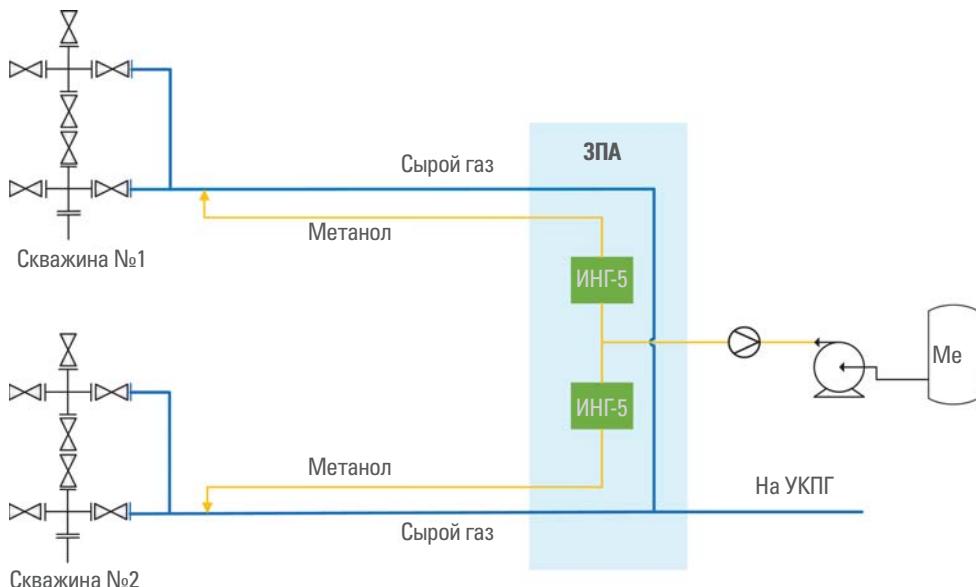


Рис. 2. Принципиальная схема подачи метанола
в ГСК УКПГ валанжинских залежей

Данные недостатки могут привести к последствиям как технологического, так и экологического характера, поскольку метанол является сильным ядом, относящимся к III классу опасности по ГОСТ 2222-95. Во избежание разгерметизации метанолопроводов в ООО «Газпром добыча Уренгой» регулярно реализуется комплекс мероприятий, включающий оценку их технического состояния и проведение своевременного ремонта. Для исключения попадания метанола в окружающую среду при разгерметизации метанолопровода возникает необходимость остановки ГСК, что приводит к прекращению добычи природного газа из скважин, подключенных к системе ГСК. Кроме того, процесс поиска места утечки, а также сами ремонтные работы на протяженных участках метанолопроводов являются трудоемкими и длительными. С учетом многолетнего опыта эксплуатации систем метанолопроводов в северной климатической зоне, в рамках поиска новых конструктивных решений, позволяющих обеспечить стабильную и надежную эксплуатацию систем подачи метанола, было принято решение о проведении опытно-промышленных испытаний полимерных трубопроводных систем.

Выбор производителя сталеполимерной трубы осуществлялся в рамках конкурсных процедур, проводимых ООО «Газпром ВНИИГАЗ». А опытно-промышленные испытания было решено провести на объекте ООО «Газпром добыча Уренгой» ввиду многолетнего опыта эксплуатации метанолопроводов в условиях Крайнего Севера. Испытания сталеполимеров производства ООО «НордВест»

для строительства системы трубопроводной высоконапорной (СТВ) 50/75-10 проводились на кусте газоконденсатных скважин № 1–70 УКПГ-1АВ. Следует отметить, что в настоящее время практически отсутствует нормативная документация, регламентирующая проектирование и применение полимерных трубопроводов на объектах добычи газа и газового конденсата.

Опытно-промышленные испытания проводились специалистами ООО «Газпром добыча Уренгой» совместно с представителями ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в строгом соответствии с утвержденной программой и методикой испытаний, которая включала следующие основные этапы:

- подготовительные мероприятия;
- монтаж оборудования;
- гидравлические испытания;
- запуск и эксплуатацию СТВ;
- демонтаж;
- лабораторные исследования;
- анализ полученных результатов;
- составление акта и протокола.

Целью проведения опытно-промышленных испытаний являлась оценка возможности и надежности использования длинномерных сталеполимерных труб в качестве метанолопроводов по следующим критериям:

- устойчивость к агрессивной среде метанола и влияние среды на характеристики длинномерной сталеполимерной трубы;
- герметичность и сохранение заводских параметров в условиях промышловой эксплуатации;
- предельные прочностные характеристики трубопровода.

Характеристики испытываемого сталеполимерного трубопровода представлены в **табл. 2**.

Конструкция испытываемой сталеполимерной трубы показана на **рис. 3**.

Таблица 2

Характеристики сталеполимерного метанолопровода

Параметр	Значение
Внутренний диаметр, мм	50
Наружный диаметр, мм	75
Длина, м	250
Максимальное рабочее давление, МПа	10
Температура среды, °С	-60 до +60

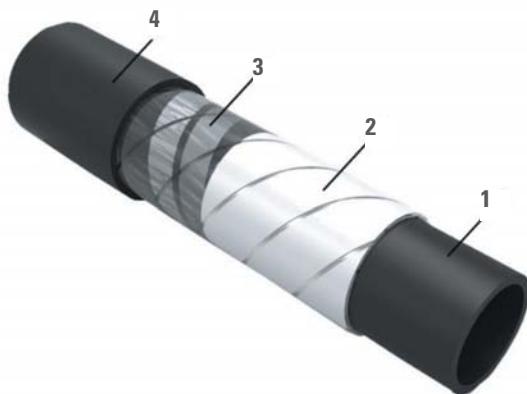


Рис. 3. Конструкция сталеполимерной трубы:
1 – внутренняя оболочка; 2 – армирующий слой (4 слоя высокопрочной металлической ленты);
3 – противовоздушный слой (2 слоя ленты); 4 – внешняя оболочка

Данные испытания проводились в период с 1 квартала 2020 г. по 2 квартал 2021 г. комиссией, состоявшей из специалистов ООО «Газпром добыча Уренгой», ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и ООО «Промтехнологии».

Перед началом испытаний был выполнен входной контроль СТВ и оборудования, проведено обучение персонала ООО «Газпром добыча Уренгой» правилам эксплуатации оборудования, подготовка места испытаний (куст скважин № 1–70 ГКП-1А). 17 сентября 2020 г. начались монтаж и пусконаладочные работы СТВ и оборудования. В соответствии с разработанными технологическими схемами была произведена укладка СТВ (рис. 4) в траншею глубиной 1 м



Рис. 4. Монтаж сталеполимерной трубы

(температура грунта 4 °С) путем ее размотки с барабана с помощью приемно-отдающего устройства, при этом обеспечивался минимальный радиус изгиба трубы 0,75 м.

Один конец СТВ был подключен к существующей линии подачи метанола с помощью запорной арматуры, а к другому концу СТВ посредством быстроразъемного соединения (БРС) был подсоединен источник повышения давления (агрегат кислотной обработки СИН32), смонтированы обратный клапан, манометр. После выполнения подготовительных работ и монтажа проводились гидравлические испытания СТВ под давлением 13 МПа в течение 10 мин. По окончании гидравлических испытаний было осуществлено освобождение СТВ от жидкости посредством продувки инертным газом, произведена засыпка траншеи изъятым грунтом.

Было предусмотрено наличие манометров и термометров до и после участка СТВ, с помощью которых регулярно фиксировались значения давления и температуры в ходе испытаний. В период испытаний обеспечивалась подача метанола через СТВ с помощью специального агрегата не менее 1 раза в неделю (**рис. 5**).

Опытно-промышленные испытания проводились при рабочем давлении 4,4–10,0 МПа, расход метанола составлял 0,5–3,0 м³ за цикл. Температура окружающей среды в период испытаний составляла от -48 °С до 5 °С.

В ходе опытно-промышленных испытаний замечаний по поводу эксплуатационных характеристик СТВ не было, утечки отсутствовали.

В целях оценки влияния метанола на материал СТВ были дополнительно проведены лабораторные испытания образцов СТВ на стойкость к метанолу и оценка твердости по Шору. Ключевым показателем стойкости полимерного материала к метанолу является массовая доля поглощенного полимером метанола. Испытания образцов на стойкость к метанолу проводились аналогично испытаниям на водопоглощение, регламентированным ГОСТ 4650-2014 [3], за исключением поглощаемой среды (вода была заменена на метанол). Для измерения показателя стойкости образцы СТВ выдерживались в метаноле определенное время, после чего осушались (**рис. 6**).

В процессе испытаний проводилось взвешивание образцов. По результатам испытаний, проведенных в соответствии с ГОСТ 4650-2014, поглощение метанола образцами СТВ было минимальным и составило 0,01–0,05 мас. %.

В целях определения влияния метанола на физико-химические свойства сталеполимерной трубы также проводились лабораторные исследования. Измерение твердости осуществлялось в испытательной лаборатории методом Шора с помощью дюрометра в соответствии с требованиями ГОСТ 24621-2015 [4]. По результатам испытаний образцов сталеполимерной трубы оказалось, что длительное (до полугода) воздействие метанола не оказывает влияния на физико-химические свойства материала, что доказывает возможность и надежность его эксплуатации на производственных объектах.

Завершающей частью испытаний был демонтаж трубопровода и его визуальный осмотр, показавший отсутствие следов влияния грунта и окружающей



■ Рис. 5.

Проведение опытно-промышленных испытаний СТВ



■ Рис. 6.

Проведение лабораторных испытаний

среды на материал трубы. Деформационных изменений не отмечалось. Были вырезаны два наиболее механически нагруженных в процессе монтажа участка трубопровода (торцевой и имеющий изгиб), после чего в лаборатории ООО «Газпром добыча Уренгой» были проведены испытания с установлением гидростатического (внутреннего) давления разрушения. Давление разрушения составило:

- для торцевого участка – 48,0 МПа;
- для участка, находившегося в земле (в месте изменения направления укладки трубы на 90 °) – 45,0 МПа.

Таким образом, проведенные испытания СТВ с подачей метанола на кусте скважин №1–70 ГКП-1А ООО «Газпром добыча Уренгой» подтвердили возможность применения длинномерных сталеполимерных труб в качестве метанолопроводов в северной климатической зоне. Комплекс лабораторных исследований позволяет сделать вывод об отсутствии влияния метанола на физико-химические свойства СТВ. Результаты промысловых испытаний свидетельствуют о высоком потенциале данной технологии; для ее промышленного внедрения и использования длинномерных сталеполимерных труб для изготовления промысловых метанолопроводов требуется разработка нормативно-технической документации. По результатам испытаний длинномерные сталеполимерные трубы могут быть рекомендованы к дальнейшему применению на объектах, эксплуатируемых в районах Крайнего Севера, в качестве метанолопроводов.

ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. Фролов, А.А. Нормирование расхода ингибитора гидратообразования при распределении по газосборным коллекторам системы сбора газоконденсатных промыслов в условиях недостаточного объема исходных данных / А.А. Фролов, А.И. Кагарманов. – Технологии нефти и газа. – 2017. – № 4. – С. 51–56.
2. СТО Газпром 9.0-001-2018. Защита от коррозии. Основные положения. – Санкт-Петербург, 2019.
3. ГОСТ 4650-2014. Пластмассы. Методы определения водопоглощения: введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 мая 2014 г. № 466-ст. – Москва: Стандартинформ, 2014.
4. ГОСТ 24621-2015. Пластмассы и эбонит. Определение твердости при вдавливании с помощью дюрометра (твердость по Шору): введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 20 ноября 2015 г. № 1936-ст. – Москва: Стандартинформ, 2016.

Блок одоризации метанола

В.А. Широбоков, В.В. Кулинченко, В.А. Носков,
В.М. Баталкин, А.К. Собяянин
(ООО «Газпром добыча Уренгой»)

В статье поднимается проблема одоризации метанола, используемого в газовой промышленности в качестве ингибитора гидратообразования. Придание метанолу неприятного запаха и цвета необходимо для исключения его использования не по назначению. На основании проведенного технико-экономического анализа рентабельности одоризации метанола авиационным керосином в сравнении с рентабельностью альтернативного способа – окрашивания метанола жирорастворимым красителем (индулином) – определено, что применение метода окрашивания индулином экономически более целесообразно. Разработана принципиально новая технологическая схема окрашивания метанола приготовленным концентрированным раствором (концентратом) индулина. Рассмотрены этапы разработки технологического процесса окрашивания метанола. Реализация предлагаемой схемы позволила значительно сократить затраты на одоризацию метанола.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: обустройство Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения, ингибитор гидратообразования, метанол технический, придание метанолу неприятного запаха и цвета, одоризация метанола, одоризация метанола с применением керосина авиационного, окрашивание метанола концентратом индулина, сокращение затрат на одоризацию метанола

МЕТАНОЛ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ НУЖД

В связи с увеличением темпов разработки и обустройства Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения в период с 1980 года и досрочным выходом Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения на проектный уровень отбора газа в 1986 году появилась острая необходимость в буферном хранении неснижаемого запаса стратегического для газодобывающего предприятия продукта – метилового спирта (метанола технического), применяемого в качестве ингибитора гидратообразования. Началось строительство с дальнейшим вводом в эксплуатацию резервуарного парка для хранения метанола, предназначенного для удовлетворения потребностей подразделений производственного объединения «Уренгойгаздобыча» (позднее преобразовано в ООО «Газпром добыча Уренгой»).

В июле 1987 года была создана база по снабжению нефтепродуктами и ингибиторами, вошедшая впоследствии в структуру Управления материально-технического снабжения и комплектации (УМТСиК).

На начальном этапе ввода в эксплуатацию оборудования и сооружений для перевалки метанола использовались 2 единицы резервуарного оборудования (РВС-2000). Прием поступающей продукции осуществлялся из железнодорожных цистерн, доставка на газодобывающие промыслы производилась автомобильным транспортом. В дальнейшем в эксплуатацию были введены дополнительно еще 6 идентичных резервуаров и межпромысловый метанолопровод протяженностью

около 140 километров, позволившие в полной мере удовлетворить имевшиеся в тот момент технологические потребности филиалов ООО «Газпром добыча Уренгой» в ингибиторе гидратообразования.

В процессе развития с учетом увеличения грузооборота, а также после реализации проекта «Подключение кустов газоконденсатных скважин к УКПГ-22 второго опытного участка ачимовских отложений Уренгойского НГКМ» (шифр проекта 1610) участок хранения и реализации метанола УМТСиК превратился в современный объект топливно-энергетического комплекса с годовым грузооборотом более 200 000 тонн, где на сегодняшний день работают 50 рабочих и специалистов. На промышленной площадке участка площадью в 100 тыс. м² размещены 3 резервуарных парка для приема и хранения метанола (общий объем единовременного хранения – 28 тыс. м³), емкость для одоранта V = 100 м³, сливно-наливные автомобильная и железнодорожная эстакады, технологическая насосная, здания переключающей арматуры, межцеховые технологические трубопроводы общей протяженностью около 40 километров, вспомогательные объекты производственного назначения.

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ НЕОБХОДИМОСТЬ ИЗМЕНЕНИЯ СХЕМЫ ОДОРИЗАЦИИ МЕТАНОЛА

Проектирование и строительство дополнительных производственных мощностей Управления материально-технического снабжения и комплектации ООО «Газпром добыча Уренгой» по хранению и реализации метанола обусловлено в том числе вводом в промышленную эксплуатацию второго и четвертого опытных участков ачимовских отложений Уренгойского НГКМ, а также перспективой ввода в эксплуатацию пятого опытного участка ачимовских отложений этого месторождения.

Учитывая физико-химические свойства метанола (сильнейший нервно-сосудистый яд, вызывающий тяжелое общее состояние организма, сопровождающееся нарушением зрения и сосудистого тонуса), с целью исключения возможности использования метанола не по назначению проектными решениями предусматривается приданье метанолу неприятного запаха с помощью авиационного керосина (одоризация) и цвета, в соответствии с СП 2.3.3.2892-11 «Санитарно-гигиенические требования к организации и проведению работ с метанолом».

Одоризация метанола с применением керосина авиационного (технического) предусматривала их смешивание в соотношении 1 : 100 (10 м³ керосина на 1000 м³ метанола). Поставка керосина на площадку резервуарного парка осуществлялась автомобильными цистернами, слив из которых продукта производился на обустроенной площадке с твердым покрытием путем подсоединения автомобильной цистерны к сливному устройству с применением самовсасывающих насосных агрегатов, установленных в насосной. В результате заполнялась емкость для хранения керосина (V = 100 м³). В дальнейшем при приеме метанола из железнодорожных цистерн предполагалась дозированная подача керосина из данной емкости в технологический трубопровод транспортировки метанола от насосной до резервуарного парка с использованием насосной установки.

С учетом роста стоимости продуктов переработки нефти специалистами филиала ООО «Газпром добыча Уренгой» УМТСиК был выполнен технико-экономический анализ рентабельности одоризации метанола авиационным керосином в сравнении с рентабельностью альтернативного способа – окрашивания метанола жирорастворимым красителем (индулином). По результатам аналитической работы определено, что применение метода окрашивания индулином экономически более целесообразно, на основании чего было принято решение о разработке технических решений для внедрения принципиально новой технологической схемы окрашивания метанола приготовленным концентрированным раствором (концентратом)¹ индулина (ГОСТ 4770-77). Дополнительным экономическим фактором, определяющим положительный эффект от изменения схемы одоризации метанола, явилось максимальное вовлечение имеющегося оборудования и технических устройств, высвобождаемых из схемы одоризации керосином, в том числе емкости для керосина $V = 100 \text{ м}^3$, группы самовсасывающих (техн. № 5.1, 5.2) и дозировочных (техн. № 4.1, 4.2) насосов, а также емкости аварийного слива керосина $V = 16 \text{ м}^3$.

Используемый для приготовления концентрата индулин (ГОСТ 4770-77) относится к группе синих азиновых красителей, представляющих собой смесь соединений с оттенком от красновато-синего до зеленовато-синего, большая часть молекул которых содержит диазиновые кольца и фениламиногруппы. Получают данный краситель путем длительного нагревания аминоазобензола с анилином и солянокислым анилином. Процесс носит название индулиновой плавки. Полученные таким образом красители плохо растворяются в воде, но хорошо растворимы в спиртах.

Разработка технологического процесса окрашивания производилась в несколько этапов:

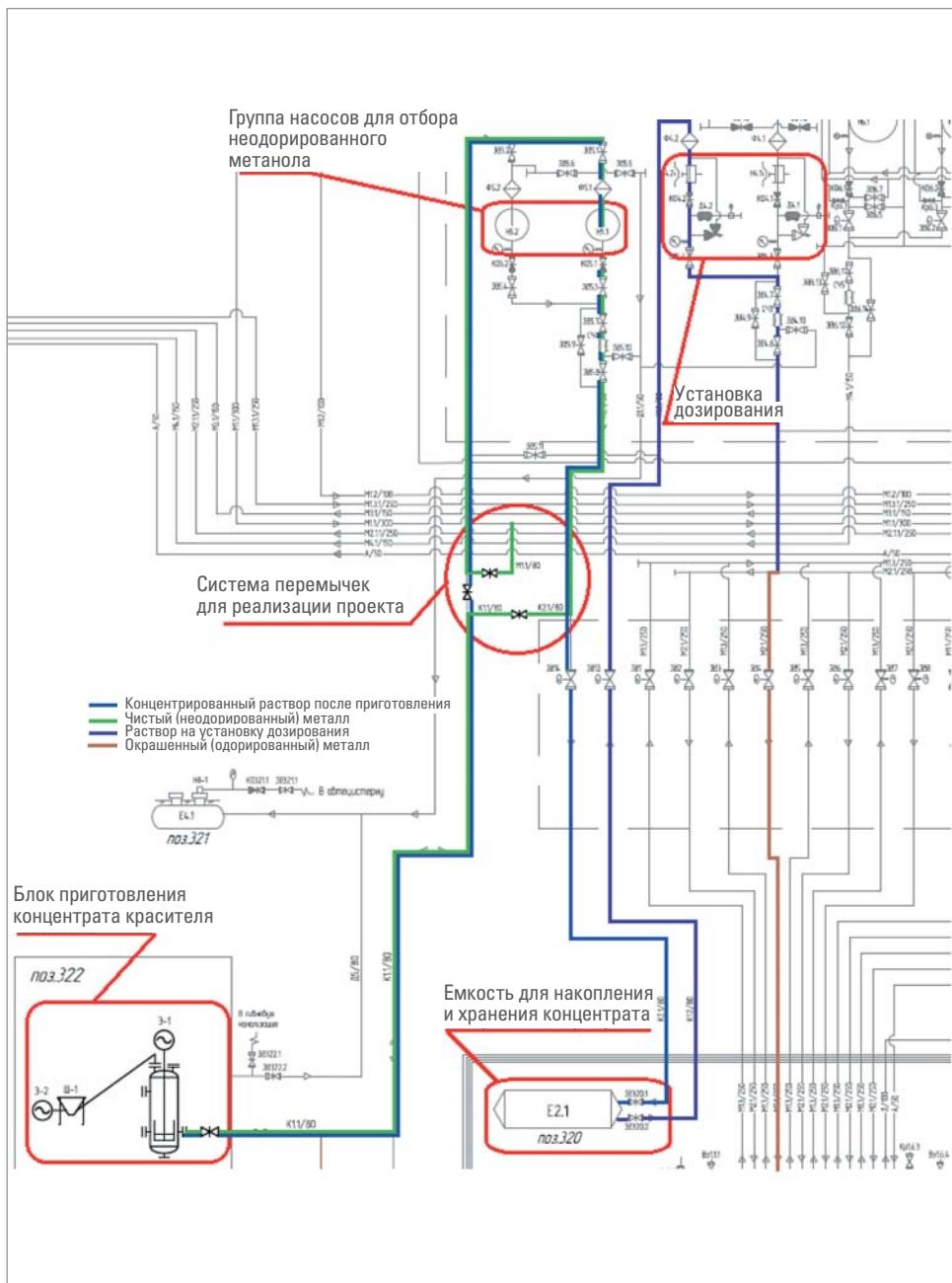
■ Разработка принципиальной схемы приготовления концентрата в необходимом количестве, схемы его транспортировки, хранения и дозирования при окрашивании основного объема метанола, поступающего в емкостный парк.

■ Лабораторные исследования, направленные на определение необходимой концентрации раствора для обеспечения требуемой степени окрашивания, определение требуемого количества красителя.

■ Разработка проектных решений и согласование их с генеральным проектировщиком.

Итогом работы является технологическая схема процесса одоризации метанола, в состав которой входят блок приготовления концентрата красителя, система трубопроводов для приготовления и транспортировки концентрата, емкость для накопления и хранения концентрата, насосное оборудование для перекачки и дозирования красящего концентрата (**рис. 1**). При этом опытным

¹ Концентрированный раствор жирорастворимого индулина в метаноле, полученный в результате проведения лабораторных исследований.



■ Рис. 1. Схема процесса одоризации метанола

путем были определены количественные и объемные характеристики продуктов, участвующих в процессе одоризации, с учетом технических характеристик уже смонтированного оборудования.

В лабораторной практике приготовление концентрированного раствора окрашивающего вещества связано с подбором такой массы навески, чтобы количество пигмента в концентрате обеспечивало визуально заметное окрашивание рабочего раствора. Однако при приготовлении концентрированных растворов следует избегать концентраций, близких к насыщенным, так как при изменении температурного режима возможно образование осадка растворенного вещества.

Лабораторные исследования проводились в одинаковых цилиндрах объемом 250 см³ из бесцветного, прозрачного нейтрального стекла с внутренним диаметром около 35 мм, с использованием разных объемов красящего раствора. Приготовление раствора концентрата осуществлялось из навески индулина массой 5,0 г в мерной колбе объемом 1 дм³ с помощью электронно-механического устройства, обеспечивающего перемешивание реагентов с заданной постоянной скоростью вращения магнитного якоря, помещенного в колбу с жидкостью. Далее посредством смещивания окрашенного метанола с неокрашенным в различных соотношениях (1 : 10, 1 : 100, 1 : 1000) было установлено минимально достаточное соотношение (1 : 250) для визуальной различимости окрашенного и неокрашенного метанола. Интенсивность окрашивания растворов оценивалась в сравнении с неокрашенным метанолом при рассеянном дневном свете горизонтально (перпендикулярно оси цилиндров) и вдоль вертикальной оси на матово-белом фоне.

Блок приготовления концентрата красителя (**рис. 2**) включает емкость объемом 1 м³, оснащен перемешивающим устройством якорного типа (мешалка), загрузочным бункером для подачи сухого порошкообразного красителя, спиральным (шnekовым) транспортером в корпусе из трубы ПВХ.

Емкость – вертикальный аппарат с эллиптическим днищем в нижней части и плоской фланцевой крышкой в верхней. На крышке установлены мотор-редуктор для привода перемешивающего устройства и патрубки для загрузки красителя и установки дыхательной арматуры. Для облегчения обслуживания и ремонта емкости крышка крепится к корпусу откидными болтами. Подача метанола в емкость осуществляется через боковой патрубок в нижней стенке емкости, слив концентрата осуществляется через патрубок в эллиптическом днище.

Загрузочный бункер – металлический короб с коническим днищем и откидной крышкой. В основании днища имеется точка для присоединения транспортера посредством фланцевого соединения, в крышке предусмотрено окно для загрузки малых количеств красителя.

Составной частью спирального транспортера является корпус (труба ПВХ), в котором смонтирована нержавеющая спиральная транспортерная лента. Корпус состоит из нескольких участков трубы, соединенных между собой

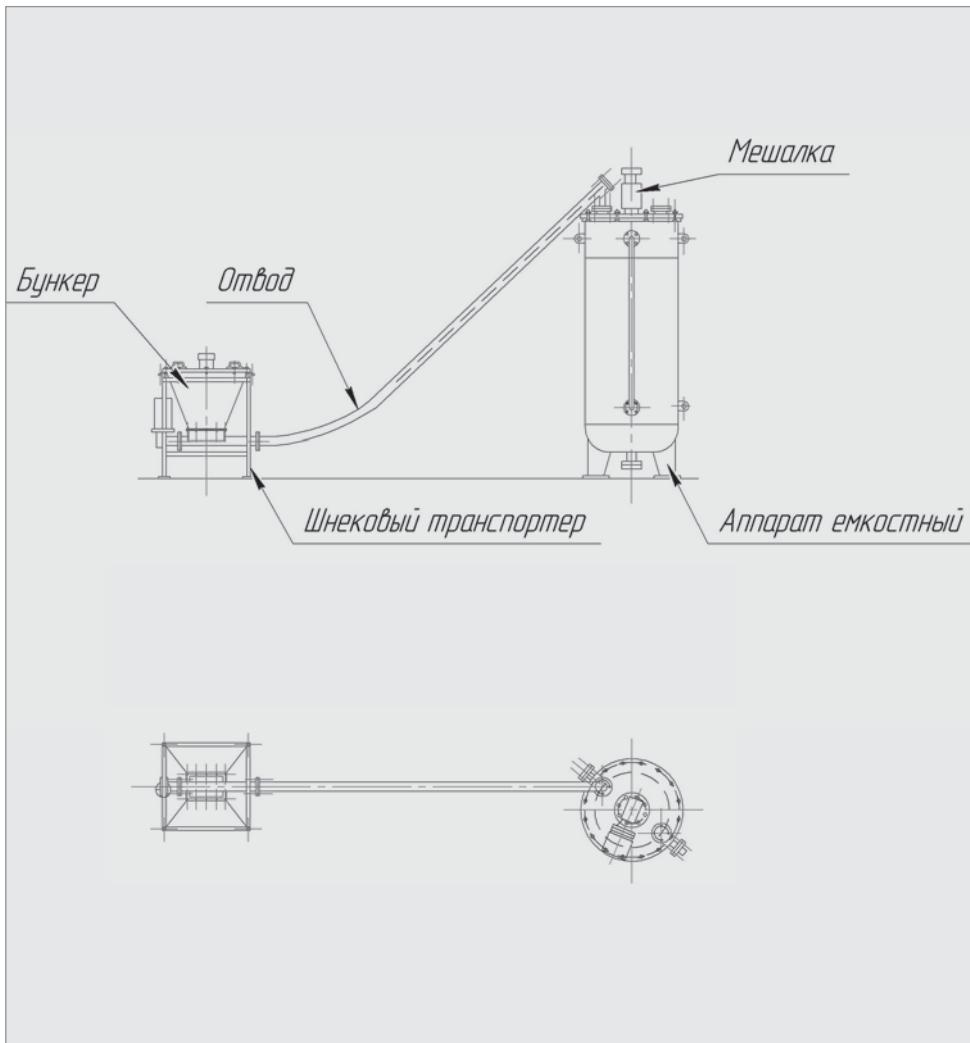


Рис. 2. Блок приготовления концентратов красителя

фланцевыми соединениями. Нижний конец трубы соединен с загрузочным бункером, верхний – с загрузочным патрубком емкости. Вращение спирали происходит за счет мотора-редуктора, установленного на конце корпусной трубы на загрузочном бункере. Регулировка и натяжение спирали осуществляются механизмом, установленным на верхнем конце корпуса спирального транспортера после точки соединения с патрубком емкости.

С учетом комплектности и размеров блока приготовления концентратов принято решение о его размещении на проектной площадке слива керосина.

Для реализации новой схемы дополнительно были проведены работы по изменению трубопроводной обвязки в здании насосной метанола, заключающиеся в обустройстве перемычек между технологическими трубопроводами подачи неодорированного метанола (от железнодорожной эстакады до насосной метанола) и технологическим трубопроводом подачи керосина от площадки слива керосина до насосной метанола с целью заполнения метанолом емкости для приготовления концентрата, а также между технологическим трубопроводом подачи керосина от площадки слива керосина до насосной метанола и технологическим трубопроводом подачи керосина от насосной метанола до емкости $V = 100 \text{ м}^3$ с целью заполнения емкости концентрированным раствором. Все вновь смонтированные участки для обеспечения требований безопасности оснащены запорной арматурой и поворотными заглушками (обтюраторами).

Внесенные в схему одоризации метанола изменения согласованы с генеральным проектировщиком – ООО «ТюменНИИгипрогаз».

После получения необходимых согласований, изготовления и монтажа блока одоризации метанола на площадке для слива керосина были произведены необходимые врезки в технологические трубопроводы в соответствии с измененной технологической схемой. В результате схема одоризации метанола, поступающего железнодорожным транспортом, реализована следующим образом.

Неодорированный метанол от железнодорожной цистерны из трубопровода М1.1 через перемычку посредством самовсасывающих насосных агрегатов (техн. № Н-5.1 и Н-5.2) подается в емкость для приготовления концентрированного раствора одоранта. В бункер засыпается 3 кг сухого индулина. Производится запуск вращения смешивателя, затем запускается привод шнекового транспортера, который осуществляет равномерную подачу индулина в емкость $V = 1 \text{ м}^3$ для его последующего полного растворения в метаноле. После приготовления концентрата насосом Н5.1 (5.2) производится его подача в резервуар для хранения концентрированного раствора (поз. 320). На заключительном этапе процесса одоризации партии поступившего метанола осуществляется дозированная подача концентрата в трубопровод М2.1 из резервуара для хранения (поз. 320) установкой дозирующей, техн. № Н-4 (1, 2).

Реализация предлагаемой схемы позволила сократить затраты на одоризацию метанола. Так, при одоризации метанола по проектной схеме (керосином) затраты на одоризацию 1 тонны метанола составляли 3,860 тыс. рублей, а при окрашивании метанола по предлагаемой схеме (индулином) – 0,113 тыс. рублей. При этом фактические затраты на реализацию предлагаемой схемы составили 7 240 тыс. рублей. Экономический эффект от изменения схемы одоризации метанола, с учетом затрат на реализацию, составил более 10 млн рублей за первый и второй год после внедрения новой технологической схемы.

ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. ГОСТ 2222-95. Метанол технический. Технические условия: введен в действие 01.01.2001.
2. Санитарные правила СП 2.3.3.2892-11 «Санитарно-гигиенические требования к организации и проведению работ с метанолом»: утверждены постановлением Главного государственного санитарного врача Российской Федерации № 99 от 12.07.2011.
3. Технологический регламент на прием, хранение и отпуск метанола филиала ОOO «Газпром добыча Уренгой». – УМТС и К, 2017.
4. Проектная документация «Подключение кустов газоконденсатных скважин к УКПГ-22 второго опытного участка ачимовских отложений Уренгойского НГКМ» (шифр проекта 1610). – Тюмень, 2012.
5. Руководство по эксплуатации аппарата емкостного $V = 1 \text{ м}^3$ 3615.1207.00.00.000 РЗ.

Модернизация системы коррозионного мониторинга на объектах, подверженных углекислотной коррозии

И.В. Игнатов, Р.Р. Шепитяк, А.Н. Юрьев, И.В. Колинченко,
В.В. Москаленко, А.Д. Юсупов, к.т.н.
(ООО «Газпром добыча Уренгой»)

Поднимается проблема углекислотной коррозии оборудования и трубопроводов системы сбора газа, возникшая при разработке ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. Основным способом противокоррозионной защиты является применение ингибиторов коррозии. Для обеспечения высокой эффективности противокоррозионных мероприятий в ООО «Газпром добыча Уренгой» внедрена система коррозионного мониторинга, предусматривающая использование ряда методов измерения скорости коррозии. В статье представлены технические решения, разработанные с целью совершенствования системы коррозионного мониторинга, в частности межфланцевое устройство с сегментными купонами, устанавливаемыми заподлицо со стенкой трубы, которое позволяет получать более достоверные результаты при оценке скорости коррозии. Приведена информация об апробации комплексной системы измерения скорости коррозии, в ходе которой скорость коррозии определялась методом электрического сопротивления и гравиметрическим методом на одной из скважин ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. Отмечается, что с использованием данной системы была выявлена закономерность снижения коррозионной агрессивности скважинной продукции при прикрытии углового регулятора давления, на основании чего рекомендуется эксплуатировать угловые регуляторы в режиме максимального прикрытия. Сделан вывод о том, что оценку технического состояния участка трубопровода, расположенного после углового регулятора, необходимо проводить с сокращенным межоперационным интервалом из-за риска возникновения локальной углекислотной коррозии.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Уренгойское НГКМ, ачимовские отложения, углекислотная коррозия оборудования и трубопроводов системы сбора газа, система коррозионного мониторинга, измерение скорости коррозии, узел контроля коррозии, межфланцевый узел замера скорости коррозии, ER-метод измерения скорости коррозии, гравиметрический метод измерения скорости коррозии, комплексная система измерения скорости коррозии, угловой регулятор давления, локальная углекислотная коррозия, ингибитор коррозии

Проблема углекислотной коррозии стала актуальной с вводом в эксплуатацию перспективных отечественных газовых и газоконденсатных месторождений, характеризующихся присутствием в составе добываемого сырья диоксида углерода [1, 2, 3]. Наличие CO_2 в скважинной продукции в сочетании с рядом дополнительных факторов способствует интенсивному протеканию процесса углекислотной коррозии. Коррозия данного типа проявилась, в частности, при разработке Бованенковского месторождения [4, 5, 6], на начальном этапе разбуривания новых горизонтов Юбилейного месторождения [7, 8, 9]. На объектах добычи углеводородов Киринского газоконденсатного месторождения с начала их эксплуатации для защиты от углекислотной коррозии предусмотрены проектные мероприятия [10, 11].

ООО «Газпром добыча Уренгой» столкнулось с проблемой углекислотной коррозии оборудования и трубопроводов системы сбора газа при разработке

2-го эксплуатационного участка ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения [12]. Основным решением стала организация ингибиторной защиты от коррозии [13]. С целью оценки эффективности противокоррозионных мероприятий была внедрена система коррозионного мониторинга [14, 15], предполагающая использование комплекса методов, начиная от прямых измерений скорости коррозии и заканчивая различными косвенными методами. Однако для обеспечения высокого уровня надежности противокоррозионных мероприятий система коррозионного мониторинга требует постоянной модернизации. Ниже приведены технические решения, разработанные и внедренные на объектах ООО «Газпром добыча Уренгой» в последнее время.

МЕЖФЛАНЦЕВОЕ УСТРОЙСТВО С СЕГМЕНТНЫМИ КУПОНАМИ, УСТАНАВЛИВАЕМЫМИ ЗАПОДЛИЦО СО СТЕНКОЙ ТРУБЫ

Для измерения скорости коррозии на объектах ООО «Газпром добыча Уренгой» в настоящее время используются гравиметрические устройства двух типов, принцип действия которых основан на определении потери массы образцов – свидетелей коррозии (купонов): межфланцевое устройство с дисковыми купонами (**рис. 1, а**) [16] и гравиметрическая кассета с цилиндрическими купонами (**рис. 1, б**) [17].

Данные технические устройства имеют ряд недостатков. В частности, отсутствует возможность замера скорости коррозии непосредственно вдоль стенок трубопровода, происходит частичное перекрытие потока, в результате чего возникают местные гидравлические сопротивления. На **рис. 2** показано распределение скорости движения потока в месте установки гравиметрической кассеты с цилиндрическими образцами – свидетелями коррозии и далее



Рис. 1.

Гравиметрические устройства:
а – межфланцевое устройство с дисковыми купонами;
б – гравиметрическая кассета с цилиндрическими купонами

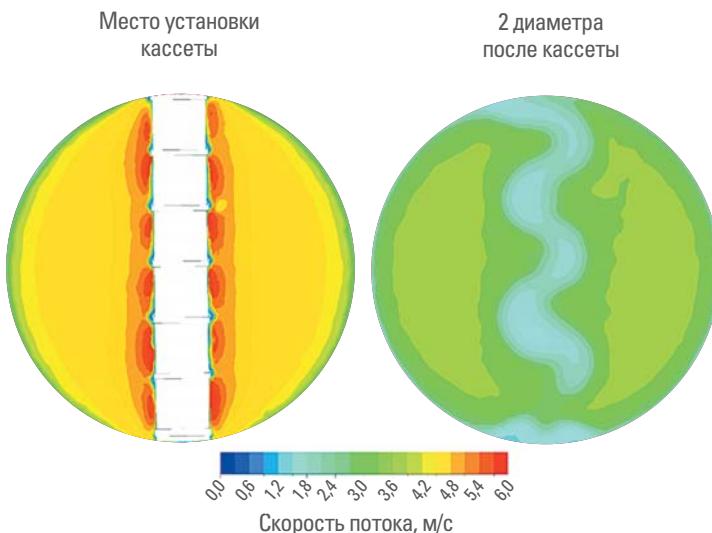


Рис. 2. Распределение скорости движения потока в месте установки гравиметрической кассеты и далее по трубопроводу

по трубопроводу на расстоянии, равном двум внутренним диаметрам трубы. Видно, что на поверхности купонов имеются зоны, в которых фиксируются повышенные скорости потока, не характерные для стенки трубопровода при его нормальной эксплуатации.

На рис. 3 показано распределение касательных напряжений на стенке (КНнС) в месте установки межфланцевого устройства с дисковыми купонами.

Для дисковых купонов также характерно неравномерное распределение гидродинамических характеристик. Так, на купонах, с одной стороны, образуются зоны с аномально высокими КНнС, обеспечивающими возможность постоянного срыва и уноса продуктов коррозии; в них протекает процесс коррозии с образованием продуктов коррозии, которые впоследствии также уносятся. За счет постоянного уноса продуктов коррозии не происходит ограничения скорости как катодной, так и анодной реакции, в результате чего скорость коррозии в указанных зонах является гораздо более высокой, чем скорость коррозии в труbe. С другой стороны, на купонах образуются застойные зоны, в которых картина развития коррозии также не совпадает с аналогичной картиной непосредственно на стенке трубопровода. На рис. 4 представлен купон после экспозиции в условиях реальных сред 2-го эксплуатационного участка ачимовских отложений УНГКМ. Видно, что на поверхности купона коррозия неравномерная, локализация коррозионных поражений явно зависит от гидродинамических характеристик потока.

Указанные выше недостатки применяемых узлов контроля коррозии оказывают негативное влияние на корректность и достоверность результатов

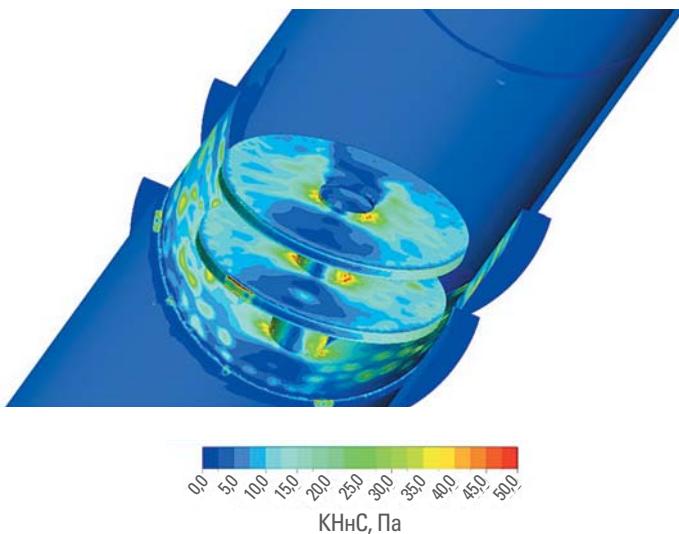


Рис. 3. Распределение КНнС в месте установки межфланцевого устройства с дисковыми купонами



Рис. 4. Вид купона после экспозиции в условиях реальных сред

измерения скоростей коррозии. Для исключения вышеперечисленных недостатков в мировой практике коррозионного мониторинга используются купоны в виде шайбы небольшого размера, монтируемые на нижней образующей трубопровода, так называемые *flush disc coupon* (**рис. 5**).

Основной недостаток такого способа измерения скорости коррозии состоит в том, что измерения можно проводить только по одной образующей трубы.

**Рис. 5.**

Классический узел
контроля коррозии
с купоном,
монтируемым на нижней
образующей трубопровода
(flush disc coupon)

Как правило, нижней. Соответственно оценить процессы коррозии на всей пло-
щади трубы не представляется возможным. Кроме того, купоны таких систем не
имеют радиуса кривизны в отличие от тела трубы и представляют собой плоский
диск, из-за чего в местах их установки в трубопроводе образуется застойная
зона и происходит накопление воды, что способствует интенсификации процес-
сов коррозии и негативно влияет на корректность измерения скоростей корро-
зии. Кроме того, фиксация купонов происходит с помощью винтов с потайной
головкой, вследствие этого уменьшается полезная площадь купона, контактиру-
ющая с агрессивной средой. Указанные системы требуют также обязательного
монтажа фитингов, что влечет за собой внесение изменений в проектную доку-
ментацию и проведение сварочных работ.

С целью исключения вышеперечисленных недостатков была разработана
и запатентована конструкция межфланцевого узла замера скорости коррозии
с купонами, монтируемыми заподлицо со стенкой трубопровода (**рис. 6**) [18].

В период с 2019 по 2020 год проводились опытно-промышленные испытания
устройства. По результатам испытаний в условиях реальных сред ачимовских отло-
жений Уренгойского НГКМ подтверждена его работоспособность, устройство сохра-
нило свои геометрические размеры, купоны сохранили свое штатное положение, де-
формаций и пропусков рабочей среды не обнаружено. Устройство позволяет получить
значения скорости коррозии на нижней (6 ч), боковых (3 ч и 9 ч) и верхней образующей



Рис. 6. Межфланцевое устройство с сегментными купонами, устанавливаемыми заподлицо со стенкой трубы

трубопровода (12 ч). На **рис. 7** представлены значения скорости коррозии, полученные при проведении опытно-промышленных испытаний.

Характер коррозионных повреждений купонов соответствует механизму протекания углекислотной коррозии в трубопроводах обвязки скважин, разрабатывающих ачимовские отложения УНГКМ. При любых измерениях скорости коррозии максимальная коррозия отмечается на нижней образующей трубопровода, минимальная – на верхней. Средние скорости

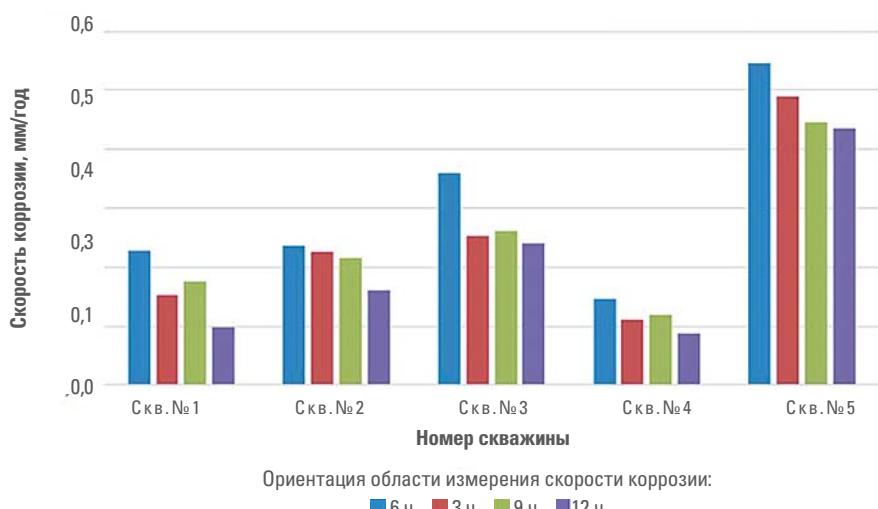


Рис. 7. Скорости коррозии, полученные с применением межфланцевого устройства с сегментными купонами, устанавливаемыми заподлицо со стенкой трубы

коррозии фиксируются на боковых образующих трубы (на 3 и 9 часах по ориентации циферблата). Результаты испытаний признаны удовлетворительными, в настоящее время данная конструкция межфланцевого узла используется на постоянной основе в системе коррозионного мониторинга объектов ООО «Газпром добыча Уренгой».

КОМПЛЕКСНАЯ СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЯ СКОРОСТИ КОРРОЗИИ

Как отмечалось выше, специфика углекислотной коррозии на объектах 2-го эксплуатационного участка ачимовских отложений УНГКМ заключается в ее локализации преимущественно на нижней образующей трубы. В связи с этим на одной из скважин был апробирован ЕР-метод измерения скорости коррозии (по электрическому сопротивлению) с установкой датчика вдоль нижней образующей трубы заподлицо со стенкой трубы (точка 4 на **рис. 8**). Для оценки корректности измерений на нижней образующей трубы были смонтированы дополнительно три гравиметрических купона (точки 1, 2, 3 на рис. 8). Купоны представляют собой цилиндры малой высоты с радиусом закругления, равным радиусу закругления внутренней поверхности трубы, за счет чего обеспечивается измерение скорости коррозии, аналогичное измерению в условиях реальной трубы. Далее по ходу движения газа была установлена гравиметрическая кассета с цилиндрическими

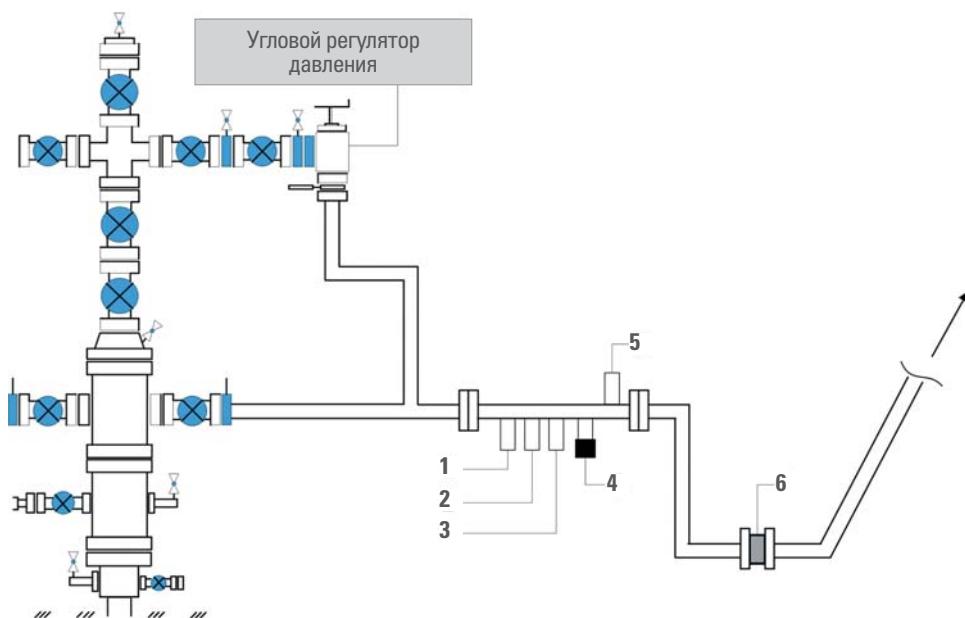


Рис. 8. Схема установки узлов контроля коррозии:
1, 2, 3 – купоны, установленные заподлицо со стенкой трубы;
4 – ЕР-датчик; 5 – цилиндрические купоны; 6 – дисковые купоны

купонами (точка 5 на рис. 8). Через небольшое расстояние – около 5 м – установлено межфланцевое устройство с дисковыми купонами (точка 6 на рис. 8).

Место установки узлов контроля коррозии было выбрано таким образом, чтобы участок трубопровода находился недалеко от углового регулятора давления. Это связано с тем, что максимальная коррозионная агрессивность характерна для данного участка по причине более высоких температур и парциальных давлений углекислого газа. Целенаправленно узлы контроля коррозии не были смонтированы непосредственно сразу после регулятора давления, так как в этих зонах возникают аномально высокие касательные напряжения на стенке, не характерные для основного трубопровода и оказывающие влияние на увеличение локальной скорости коррозии [19].

С использованием установленных узлов проведена серия экспериментов по измерению скорости коррозии при различных технологических режимах работы скважины и режимах подачи ингибитора коррозии. До начала испытаний были поставлены 3 задачи:

■ Сопоставить скорости коррозии, полученные гравиметрическим и ER-методом.

■ Определить степень открытия углового регулятора давления, при которой наблюдается наименьшее коррозионное воздействие на внутреннюю поверхность трубы. Данная задача связана с возможностью регулирования давления в газосборном коллекторе как с помощью углового регулятора давления, так и с помощью установленного далее по линии регулятора давления осевого типа. За счет углового регулятора на участке трубопровода от углового регулятора до регулятора давления осевого типа могут поддерживаться технологические параметры в широком диапазоне: рабочее давление от 10,5 до 38,0 МПа, температура от 25 до 58 °C. Поэтому важно определить параметры, при которых коррозионная агрессивность среды на рассматриваемом участке будет наименьшей.

■ Оценить эффективность постоянной подачи применяемого на объекте ингибитора коррозии.

На **рис. 9** представлены результаты проведенных испытаний. Для трех гравиметрических купонов была рассчитана средняя арифметическая скорость коррозии (голубой столбец). Скорость коррозии ER-датчика определялась как среднее арифметическое всех скоростей коррозии, полученных на каждом этапе. Скорости коррозии в рамках каждого этапа рассчитывались с использованием линейной регрессионной модели.

Основные результаты испытаний, проведенных с использованием комплексной системы измерения скорости коррозии:

■ Скорости коррозии, определенные ER-методом, в большинстве случаев ниже скоростей коррозии, определенных гравиметрическим методом, однако позволяют качественно оценивать изменение коррозионной агрессивности среды. С учетом преимуществ ER-метода, заключающихся в более оперативном получении информации и отсутствии необходимости монтажа/демонтажа узла

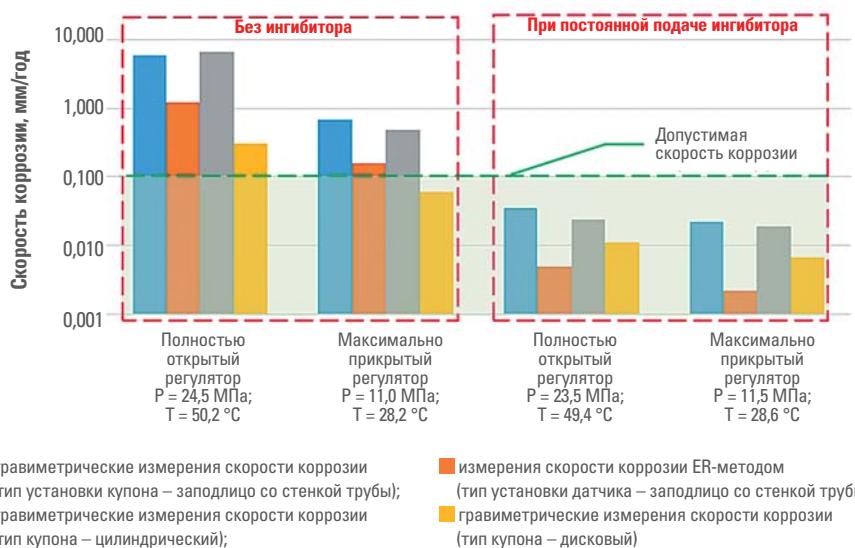


Рис. 9. Результаты коррозионных испытаний с использованием комплексной системы измерения скорости коррозии

контроля для получения всего одного значения скорости коррозии, использование ER-метода рекомендуется для объектов ООО «Газпром добыча Уренгой».

■ Максимальное прикрытие углового регулятора, обеспечивающее поддержание оптимального технологического режима работы газосборной системы, создает условия для снижения температуры, рабочего давления и парциального давления углекислого газа. Уменьшение значений указанных параметров позволяет значительно снизить коррозионное воздействие на участке трубопровода от углового регулятора до регулятора давления осевого типа. Причем эффект снижения коррозионной агрессивности проявляется в том числе при постоянной подаче ингибитора коррозии. Учитывая выявленные закономерности, рекомендуется эксплуатировать угловые регуляторы в режиме максимального прикрытия.

■ Постоянная подача применяемого ингибитора коррозии позволяет снизить скорость коррозии, достигая значений ниже пороговых (0,1 мм/год), и обеспечить защитную эффективность выше 85 %, регламентированных нормативной документацией ПАО «Газпром» [20].

■ Результаты, приведенные выше, не распространяются на участок трубопровода, расположенный непосредственно после углового регулятора. На данном участке возникают высокие касательные напряжения на стенке, интенсифицирующие процессы локальной углекислотной коррозии и не позволяющие ингибитору коррозии формировать полноценную защитную пленку [19]. Оценка технического состояния указанных участков трубопровода проводится с сокращенным межоперационным интервалом.

ВЫВОДЫ

■ Возникшая проблема углекислотной коррозии объектов разработки 2-го эксплуатационного участка ачимовских отложений УНГКМ обусловила необходимость разработки системы коррозионного мониторинга и ее последующей постоянной модернизации.

■ В состав системы коррозионного мониторинга было включено разработанное межфланцевое устройство с сегментными купонами, устанавливаемыми заподлицо со стенкой трубы. Данные узлы позволяют получать более достоверные результаты при оценке скорости коррозии, исключая влияние «паразитных» гидродинамических факторов на скорость коррозии и показывая распределение скорости коррозии по всей внутренней поверхности трубы в пределах участка трубопровода, на котором установлено межфланцевое устройство.

■ На одной из скважин 2-го эксплуатационного участка ачимовских отложений УНГКМ прошла апробацию комплексная система измерения скорости коррозии, предусматривающая использование гравиметрического и ER-метода измерения скорости коррозии.

■ С использованием комплексной системы измерения скорости коррозии выявлена закономерность снижения коррозионной агрессивности скважинной продукции при прикрытии углового регулятора давления. С учетом данного факта рекомендуется эксплуатировать угловые регуляторы на 2-м эксплуатационном участке ачимовских отложений УНГКМ в режиме максимального прикрытия. Мероприятия по оценке технического состояния участка трубопровода непосредственно после углового регулятора требуется организовывать с сокращенным межоперационным интервалом из-за высоких касательных напряжений на стенке, интенсифицирующих процессы локальной углекислотной коррозии и не позволяющих ингибитору коррозии формировать полноценную защитную пленку.

■ С применением комплексной системы измерения скорости коррозии подтверждена эффективность используемого ингибитора коррозии в широком интервале рабочих параметров эксплуатации скважины.

■ Скорости коррозии, определенные с использованием ER-метода, сопоставимы со скоростями коррозии, полученными гравиметрическим методом. В связи с более оперативным получением результатов измерений посредством ER-метода по сравнению с гравиметрическим ER-метод рекомендуется к применению на коррозионно-опасных объектах ООО «Газпром добыча Уренгой».

ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. Вагапов, Р.К. Коррозионная агрессивность различных эксплуатационных факторов на углеводородных месторождениях, содержащих диоксид углерода / Р.К. Вагапов, А.И. Федотова, Д.Н. Запевалов [и др.] // Вестн газовой науки. – Москва: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 2 (39). – С. 130–137.
2. Запевалов, Д.Н. Оценка фактора внутренней коррозии объектов добычи ПАО «Газпром» с повышенным содержанием углекислого газа / Д.Н. Запевалов, Р.К. Вагапов, К.А. Ибатуллин // Наука и техника в газовой промышленности. – 2018. – № 3 (75). – С. 59–71.

3. Kostitsyna, I. Study of corrosion behavior of carbon and low-alloy steels in CO₂-containing environments / I. Kostitsyna, A. Shakhmatov, A. Davydov // Corrosion in the Oil & Gas Industry. – 2019. – Vol. 121. – DOI: 10.1051/e3sconf/201912104006.
4. Слугин, П.П. Оптимальный метод борьбы с углекислотной коррозией трубопроводов на Бованенковском НГКМ / П.П. Слугин, А.В. Полянский // Наука и техника в газовой промышленности. – 2018. – № 2 (74). – С. 104–109.
5. Моисеев, В.В. Обеспечение безопасной эксплуатации Бованенковского НГКМ в условиях агрессивного воздействия CO₂ / В.В. Моисеев, И.И. Исмагилов, Б.Т. Ткешелиадзе // Диагностика оборудования и трубопроводов, подверженных воздействию сероводородсодержащих сред: матер. XI Междунар. научно-техн. конференции. – Москва: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2017. – 213 с.
6. Ткешелиадзе, Б.Т. Оценка технико-экономической эффективности защиты оборудования от коррозии на Бованенковском нефтегазоконденсатном месторождении / Б.Т. Ткешелиадзе // Наука и техника в газовой промышленности. – 2019. – № 4 (80). – С. 50–55.
7. Эффективность применения ингибитора коррозии «СОНКОР-9020» по результатам промысловых испытаний на УКПГ-НТС Юбилейного НГКМ / С.Н. Меньшиков, И.В. Мельников, И.И. Байдин [и др.] // Газовая промышленность. – 2020. – № 11. – С. 32–39.
8. Коррозионный мониторинг и организация ингибиторной защиты от углекислотной коррозии установки низкотемпературной сепарации газа Юбилейного нефтегазокенсатного месторождения / И.И. Байдин, А.Н. Харитонов, А.В. Величкин [и др.] // Наука и техника в газовой промышленности. – 2018. – № 2 (74). – С. 49–61.
9. Байдин, И.И. Опыт борьбы с углекислотной коррозией на Юбилейном НГКМ / И.И. Байдин // Наука и техника в газовой промышленности. – 2020. – № 3. – С. 3–8.
10. Запевалов, Д.Н. Оценка коррозионных условий и решений по защите морских объектов от внутренней коррозии / Д.Н. Запевалов, Р.К. Вагапов, Р.А. Мельситдинова // Вести газовой науки. – 2018. – № 4 (36). – С. 79–86.
11. Вагапов, Р.К. О закономерностях протекания внутренней коррозии и противокоррозионной защите морских объектов в условиях присутствия повышенных количеств диоксида углерода / Р.К. Вагапов, Д.Н. Запевалов, К.А. Ибатуллин // Вести газовой науки. – Москва: Газпром ВНИИГАЗ, 2020. – № 3 (45). – С. 81–92.
12. Условия протекания углекислотной коррозии на объектах добычи ачимовских отложений, методы контроля и прогнозирования / А.Ю. Корякин, В.Ф. Кобычев, И.В. Колинченко, А.Д. Юсупов // Газовая промышленность. – 2017. – № 12. – С. 84–89.
13. Корякин, А.Ю. Опыт подбора ингибиторов коррозии для защиты от углекислотной коррозии объектов второго участка ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / А.Ю. Корякин, Д.В. Дикамов, И.В. Колинченко [и др.] // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2018. – № 6. – С. 48–55.
14. Организация коррозионного мониторинга на объектах второго участка ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / В.Ю. Артеменков, А.Ю. Корякин, И.Н. Шустов [и др.] // Газовая промышленность. – 2017. – Спецвып. № 2. – С. 74–78.
15. Разработка системы коррозионного мониторинга на объектах второго участка ачимовских отложений Уренгойского НГКМ / А.Ю. Корякин, Д.В. Дикамов, В.Ф. Кобычев [и др.] // Экспозиция Нефть Газ. – 2018. – № 5 (65). – С. 63–66.
16. Пат. 167617 Российская Федерация, МПК F17D 5/00, G01N 17/00. Межфланцевый узел контроля коррозии / Ташбулатов В.В., Юсупов А.Д., Мануйлов С.М., Пономарев С.М., Шустов И.Н., Ларюхин А.И.; заявитель и патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «Газпром добыча Уренгой». – № 2015153998; заявл. 2015.12.15; опубл. 2017.01.10, бюл. № 1. – 8 с.
17. Пат. 2723262 Российская Федерация, МПК F16L 58/00, F17D 3/10. Способ установки образцов – свидетелей коррозии вблизи нижней образующей трубопровода / Корякин А.Ю., Дикамов Д.В., Кобычев В.Ф., Юсупов А.Д., Москаленко В.В., Колинченко И.В., Соловьев Ю.Ю.; заявитель и патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «Газпром добыча Уренгой». – № 2019143783; заявл. 2019.12.23; опубл. 2020.06.09, бюл. № 16 – 10 с.

18. Пат. 201563 Российская Федерация, МПК E21B 41/02. Межфланцевое устройство контроля коррозии трубопровода / Шустов И.Н., Москаленко В.В., Мухамедьярова С.Н., Юсупов А.Д., Буртан А.И.; заявитель и патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «Газпром добыча Уренгой». – № 2020130303; заявл. 2019.09.14; опубл. 2020.12.21, бюл. № 36. – 8 с.
19. Влияние работы углового регулятора давления на техническое состояние трубопровода обвязки газоконденсатной скважины / И.Н. Шустов, В.В. Москаленко, А.Д. Юсупов [и др.] // Газовая промышленность. – 2020. – № 8 (804). – С. 78–89.
20. СТО Газпром 9.0-001-2018. Защита от коррозии. Основные положения. – Санкт-Петербург: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – 22 с.

Изучение проблемы коррозии трубопроводов обвязки скважин сеноманской залежи Песцовой площади Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения

А.В. Ярков, Р.Р. Ялалетдинов, С.Н. Остроухов, А.Д. Юсупов, к.т.н.
(ООО «Газпром добыча Уренгой»),
Д.Н. Запевалов, к.т.н., Р.К. Вагапов, д.т.н. (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

В работе описана проблема коррозии трубопроводов обвязки скважин сеноманской залежи Песцовой площади Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения, которая впервые проявилась в 2018 году. При проведении ревизии обнаружены следы коррозионного воздействия рабочей среды на контактирующие с ней поверхности соединительных фланцев трубопровода обвязки скважины и на внутреннюю поверхность трубы. В статье представлены результаты проведенных в период с 2018 по 2022 год работ, направленных на определение скважин с коррозионными проявлениями на внутренней поверхности трубопроводов обвязки скважин: визуального осмотра внутренней поверхности трубопроводов с использованием проталкиваемой системы телевизионной ревизии трубопроводов, гравиметрических измерений скорости коррозии с использованием образцов – свидетелей коррозии. Приводятся данные по компонентному составу сырого газа и добываемой воды, а также данные об изменении состава с течением времени. Представлены выводы по результатам анализа фазового состава отложений продуктов коррозии и металлографических исследований основного металла и отложений продуктов коррозии. Описываются результаты лабораторных коррозионных испытаний, проводившихся для изучения динамики коррозионной агрессивности среды за время эксплуатации скважин.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение (УНГКМ), сеноманские газовые залежи, коррозионный износ внутренних поверхностей трубопроводов обвязки скважин, коррозионные дефекты трубопроводов обвязки скважин, оценка степени агрессивности добываемой продукции скважин, устройства для измерения скорости коррозии гравиметрическим методом, коррозионная агрессивность скважинной продукции, агрессивные «кислые» газы, обводнение скважин, изучение динамики коррозионной агрессивности среды за время эксплуатации скважины, углекислотная коррозия, коррозионная агрессивность добываемой воды в условиях эксплуатации сеноманских скважин, система коррозионного мониторинга, определение скорости коррозии трубопроводов обвязки скважин, ингибитор коррозии

Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение (УНГКМ) является одним из крупнейших в России. В разрезе месторождения на сегодняшний день выделены три этажа газоносности: нижний этаж – ачимовские нефтегазоконденсатные залежи, располагающиеся на глубине от 3550 до 4000 м; средний этаж – нижнемеловые нефтегазоконденсатные залежи, относящиеся к валанжинским (неокомским) отложениям, в которых выделяется до 17 газоносных пластов на глубине от 1700 до 3340 м; верхний этаж – сеноманские газовые залежи, залегающие на глубине 1030–1280 м [1].

Разработка сеноманских залежей осуществляется с 1978 года. В структурном плане сеноманская залежь УНГКМ подразделяется на Уренгойскую, Ен-Яхинскую, Северо-Уренгойскую и Песцовую площади. Сеноманские залежи всех

площадей имеют схожее геологическое строение и аналогичный состав скважинной продукции [2]. Песчаная площадь (ПП) УНГКМ находится в разработке с 2004 года [3]. Начальные запасы газа составляли более 800 млрд м³ [4].

Проблема интенсивного коррозионного износа внутренних поверхностей трубопроводов обвязки скважин ПП УНГКМ впервые выявились в 2018 году – при проведении ревизии были обнаружены следы коррозионного воздействия рабочей среды на контактирующие с ней поверхности соединительных фланцев трубопровода обвязки скважины (**рис. 1, а**) и на внутреннюю поверхность трубы (**рис. 1, б**).

С целью оценки коррозионного состояния внутренней поверхности трубопроводов обвязки других скважин ПП УНГКМ был проведен визуальный осмотр внутренней поверхности трубопроводов с использованием проталкиваемой системы телевизионной инспекции (**рис. 2**).



а



б

■ Рис. 1.

Следы коррозионного воздействия:

- а – на фланец трубопровода обвязки скважин;
- б – на внутреннюю поверхность трубы



а



б

■ Рис. 2. Осмотр участка трубопровода обвязки скважины с применением проталкиваемой системы телевизионной инспекции:

- а – процесс осмотра;
- б – обнаруженные следы коррозионного износа металла трубы

В ходе осмотров на части скважин обнаружены следы локального коррозионного износа металла внутренней поверхности трубопроводов обвязки скважин в форме язв и питтингов. Следы коррозионного разрушения металла отмечаются преимущественно на нижней образующей трубопровода. Всего за период с 2018 по 2022 год проведены осмотры внутренней поверхности трубопроводов обвязки скважин на 32 скважинах, на 12 (37,5 %) из них выявлены следы интенсивной коррозии.

Для своевременного выявления критических дефектов были организованы мероприятия по ревизии трубопроводов, включавшие испытания на прочность, визуальный осмотр, проведение ультразвуковой толщинометрии. В ходе реализации данных мероприятий с 2018 по 2022 год выявлены критические коррозионные дефекты трубопроводов обвязки 5 скважин.

Для количественной оценки степени агрессивности добываемой продукции были организованы гравиметрические (по потере массы металла) измерения скорости коррозии с использованием образцов – свидетелей коррозии (ОСК), монтаж которых осуществлялся во внутренней полости трубопроводов. При этом к способу монтажа ОСК предъявлялся ряд требований: отсутствие изменений в проектной конструкции трубопроводов, возможность тиражирования данного решения на трубопроводы всех или большинства скважин, возможность получения информации о степени коррозионной агрессивности вблизи нижней образующей трубопровода. Для данных целей специалистами ООО «Газпром добыча Уренгой» были разработаны и внедрены в производство устройства для измерения скорости коррозии гравиметрическим методом, монтируемые в межфланцевое пространство фланцевого соединения (**рис. 3**) [5] и в существующий проектный фитинг трубопровода, предназначенный для монтажа термокармана (**рис. 4**) [6].



Рис. 3. Межфланцевое устройство с сегментными ОСК, устанавливаемыми заподлицо со стенкой трубы:

а – модель устройства; б – кассета с ОСК; в – устройство в собранном виде

**Рис. 4.**

Гравиметрическая кассета с цилиндрическими ОСК:

а – модель устройства в трубопроводе;

б – устройство в собранном виде

С помощью описанных выше устройств в период с 2020 по 2022 год были проведены измерения скорости коррозии на внутренней поверхности трубопроводов обвязки 142 скважин, на 11 (7,8 %) из которых выявлены высокие скорости коррозии, превышающие допустимое значение 0,1 мм/год, установленное СТО Газпром 9.3-011-2011 [7]. Результаты описанных выше исследований приведены на **рис. 5**. Стоит отметить, что на части скважин с обнаруженными ранее

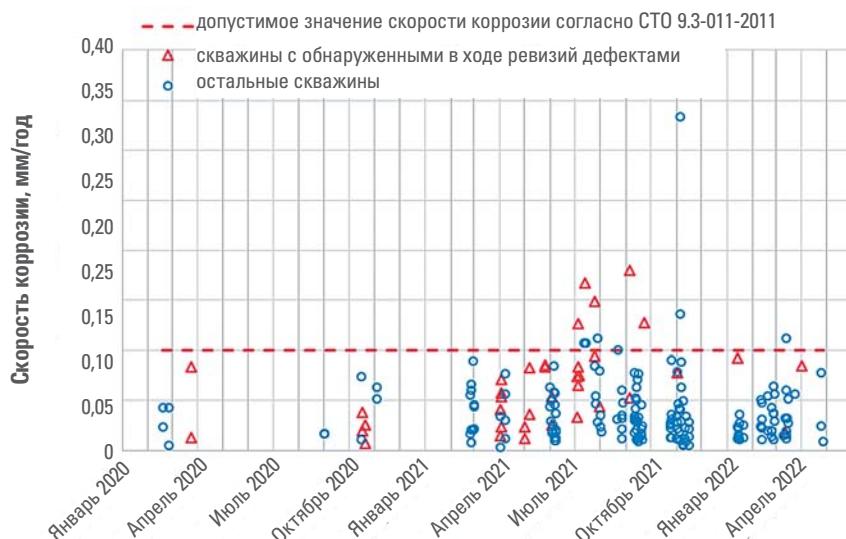


Рис. 5. Полученные значения скорости коррозии в трубопроводах обвязки скважин Песцовой площади Уренгойского НГКМ



Рис. 6. Статистические данные о выявлении скважин ПП УНГКМ с высокой коррозионной агрессивностью среды

коррозионными дефектами на внутренней поверхности трубопроводов обвязки скважин получены низкие значения текущей скорости коррозии гравиметрическим методом. Такие скважины на рис. 5 отмечены красным треугольником.

Обобщенные данные о скважинах с выявленными коррозионными проявлениями на внутренней поверхности трубопроводов обвязки скважин представлены на рис. 6. Суммарное количество таких скважин, выявленных за период с 2018 по 2022 год, составило 28.

Коррозионная агрессивность скважинной продукции, как правило, определяется по содержанию агрессивных «кислых» газов, таких как сероводород (H_2S) или диоксид углерода (CO_2) [7–10]. Поэтому с целью установления особенностей протекания коррозионных процессов на исследуемых объектах в первую очередь изучался компонентный состав сырого газа, его изменения с течением времени. Сероводород или сероводородсодержащие компоненты в составе скважинной продукции не были выявлены, что позволило исключить версию коррозии в присутствии сероводорода. Однако в составе скважинной продукции присутствует диоксид углерода, содержание которого варьируется в узком диапазоне 0,015–0,030 % мол. Согласно различным нормативным документам [8–10], в том числе основополагающему для дочерних компаний ПАО «Газпром» СТО Газпром 9.3-011-2011 [7], коррозионная агрессивность скважинной продукции ПП УНГКМ имеет низкую степень. Значение парциального давления для наихудшего сценария (начальная стадия разработки месторождения, высокое забойное давление, максимальное измеренное значение содержания CO_2) на порядок ниже пороговых значений для отнесения коррозионной агрессивности среды к средней степени.



Рис. 7. Парциальные давления CO_2 для проб сырого газа, отобранных со скважин, рассчитанные исходя из значения забойного давления на начальной стадии разработки

На **рис. 7** представлены значения парциального давления CO_2 для отобранных на устье скважин проб сырого газа, которые рассчитаны исходя из максимального значения забойного давления на начальной стадии разработки – 12 МПа.

По результатам анализа компонентного состава проб сырого газа было установлено, что содержание CO_2 постоянно во времени с начала эксплуатации скважин. По мере падения устьевого давления скважин парциальное давление CO_2 снижается пропорционально и на всех этапах разработки характеризует скважинную продукцию как среду с низкой коррозионной агрессивностью. Отмечалось также, что нет существенных отличий в содержании и парциальном давлении CO_2 между всеми скважинами ПП УНГКМ и другими скважинами сеноманских залежей УНГКМ.

Ввиду отсутствия корреляций между составом газа и его реальной коррозионной агрессивностью следующим шагом стало изучение состава добываемой воды и его изменения. Классическая разработка сеноманской залежи сопровождается значительным снижением пластового давления при активном внедрении пластовой воды, снижении дебитов и устьевых давлений [11]. Выносимую с газом воду по результатам гидрохимического анализа традиционно относят к одному из трех типов: 1) конденсационная, 2) пластовая (минерализация 16,4–20,8 г/дм³), 3) техногенная (высокая минерализация, состав не характерен для пластовой воды) [12]. Добываемая жидкость представляет собой

смесь данных типов воды в разных пропорциях. Пробы воды с минерализацией выше 20,8 г/дм³ содержат в своем составе техногенную воду, а пробы с минерализацией от 1,3 до 16,4 г/дм³ являются смесью вод различного происхождения, чаще конденсационной и пластовой; границы минерализации воды выделены на графике (рис. 8) красной, зеленой и желтой пунктирными линиями.

На рис. 8 представлена динамика минерализации проб воды, отбираемых со скважин ПП УНГКМ. Для примера взяты 6 скважин, запущенных в эксплуатацию в начале освоения месторождения.

На рисунке четко прослеживаются этапы эксплуатации скважин: I – вынос высокоминерализованных техногенных жидкостей, закачиваемых в пласт при бурении и заканчивании скважины; II – стабильная эксплуатация скважин без существенного выноса пластовых вод, но с выносом воды, сконденсировавшейся в лифтовой колонне; III – интенсивное обводнение скважин, происходящее вследствие подъема уровня газоводяного контакта (ГВК) до уровня перфорационных отверстий скважины; начинает расти доля пластовой воды, а также минерализация. В качестве временного решения проблемы обводнения скважин применяют технологию зарезки боковых стволов (ЗБС) [13] с оборудованием забоя выше уровня ГВК. Такой вид работ, например, был проведен на скважине № 1 в мае 2020 г. На рис. 8 хорошо видно, что после ЗБС минерализация постепенно достигла уровня конденсационной воды. Очевидно, что в течение двух лет вода, добываемая из скважины, представляла собой смесь конденсационной воды и техногенных жидкостей, используемых при ЗБС.

Указанная выше предрасположенность к обводнению характерна для большей части скважин сеноманского яруса Большого Уренгоя. Однако проблем коррозионного характера на сеноманских скважинах других площадей УНГКМ на сегодняшний день не выявлено. Кроме того, зафиксировано, что на части обводнившихся скважин ПП УНГКМ отсутствуют следы коррозионного воздействия на внутренней поверхности трубопроводов обвязки скважин, что предварительно говорит об отсутствии корреляции между обводненностью скважины и коррозионной агрессивностью скважинной продукции. По результатам анализа внешнего вида локальных дефектов (рис. 1, 2) следует отметить, что их образование связано с постоянным долговременным контактом, например в местах скопления жидкости, или периодическим воздействием водной фазы на внутреннюю поверхность трубы. В период смены типа воды с конденсационного на пластовый возможно неоднократное изменение объема жидкой фазы от большого до малого с соответствующим увеличением/уменьшением ее минерализации.

Был проведен также сравнительный покомпонентный анализ проб добываемой воды из скважин ПП УНГКМ с выявленной коррозионной агрессивностью и проб из скважин, на трубопроводах обвязки которых нет признаков протекания коррозионных процессов. Явных различий в химическом составе добываемых вод не выявлено. Также не обнаружено существенных различий в составе добываемой воды с ПП УНГКМ и других площадей УНГКМ.

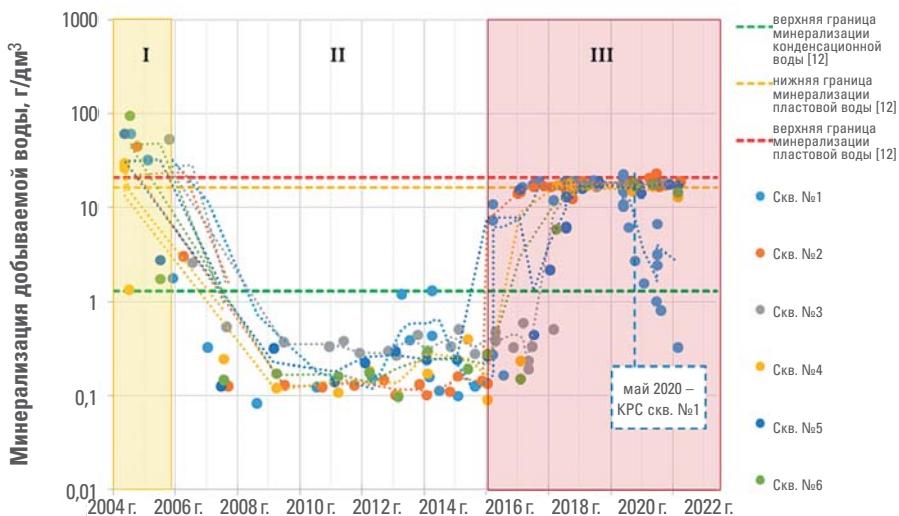


Рис. 8. Минерализация воды, добываемой из скважин ПП УНГКМ в различные периоды их эксплуатации:

I – вынос техногенной воды; II – эксплуатация скважины без выноса пластовых вод; III – обводнение

Несоответствие металла труб требованиям, указанным в технических условиях на их изготовление, может также являться причиной возникновения коррозионных дефектов вследствие пониженной коррозионной стойкости труб. Для оценки данной гипотезы были проведены следующие исследования фрагментов труб со следами коррозии: визуальный осмотр; анализ фазового состава отложений продуктов коррозии; металлографические исследования основного металла и отложений продуктов коррозии.

По итогам указанных исследований сделано заключение:

- металл эксплуатируемых труб соответствует требованиям технических условий на их изготовление;
- распределение ферритной и перлитной фазы в стали неравномерно, значительные области, находящиеся рядом, заняты только ферритом или только перлитом (высокая полосчатость микроструктуры), что может способствовать образованию локальных дефектов на стали в местах контакта с водной фазой;
- одним из компонентов фазового состава продуктов коррозии является карбонат железа, что косвенно свидетельствует об участии диоксида углерода в коррозионном процессе, в том числе по углекислотному механизму.

Одной из задач исследования было изучение динамики коррозионной агрессивности среды во время эксплуатации скважины. Это связано с тем, что на некоторых скважинах с обнаруженными в ходе ревизий коррозионными дефектами на внутренней поверхности трубопроводов обвязки скважин измеренная ско-

рость коррозии в текущий момент оказалась низкой. Данный факт может свидетельствовать о возможном протекании коррозионных процессов в более ранний период. Поэтому важно оценить, в какой момент коррозионные процессы имеют максимальную интенсивность.

Как известно, скорость коррозии зависит от многих факторов, в том числе от термобарических параметров, химического состава добываемой воды, скорости движения среды и т.д. [14]. Данные параметры изменчивы в ходе разработки месторождения. Для решения поставленной выше задачи были организованы лабораторные коррозионные испытания в динамическом автоклаве с имитацией устьевых условий для 4 типовых этапов эксплуатации скважин ПП УНГКМ:

- начало эксплуатации скважины – характеризуется высоким дебитом и устьевым давлением, выносом техногенных жидкостей;
- период перед началом обводнения – характеризуется сниженным устьевым давлением, выносом конденсационной воды;
- период непосредственно после начала обводнения – характеризуется снижением дебита, ростом минерализации до значений пластовой воды;
- текущий период – характеризуется минимальными дебитами, устьевыми давлениями и соответственно парциальными давлениями CO_2 .

В качестве исходных данных принимались средние значения параметров за 6 месяцев для каждого этапа (см. **таблицу**). В качестве объектов исследования были определены две скважины, на внутренней поверхности трубопроводов обвязки которых зафиксированы максимальные коррозионные повреждения. В качестве модельной воды, в которой проводились коррозионные испытания, использовалась дистиллированная вода с растворенными в ней солями, имеющая индивидуальный ионный состав для каждого опыта, близкий к составу воды, добываемой из скважин, характерному для каждого этапа разработки.

По результатам экспериментов установлено, что скорость коррозии, а следовательно, и коррозионная агрессивность добываемой воды значительно не меняется с течением времени эксплуатации скважин. Происходит лишь незначительное варьирование скорости коррозии в диапазоне от 0,9 до 0,8 мм/год. Вместе с тем следует отметить, что полученные в автоклаве скорости коррозии значительно превышают максимальные измеренные скорости коррозии на реальных трубопроводах обвязки скважин (рис. 5). Данное явление можно объяснить тем, что в автоклаве ОСК находятся в постоянном контакте с модельной водой, гидродинамическое воздействие на ОСК также постоянно, вследствие чего возникают идеальные условия для постоянного протекания углекислотной коррозии и постоянного, равномерного массопереноса продуктов коррозии от поверхности ОСК и деполяризаторов к поверхности ОСК. В реальном же трубопроводе возможен пробковый режим течения, в результате чего контакт металла с конденсационной или пластовой водой непостоянен и гидродинамические параметры, возникающие на границе металл–среда, также имеют непостоянные значения. Данные факторы приводят к снижению скорости коррозии относительно значений, полученных при лабораторных испытаниях.

Условия проведения и результаты лабораторных коррозионных испытаний (при температуре 20 ° С и продолжительности испытаний 6 ч)

Наименование этапа	Скв. №	Даты	pH воды	Минерализация добываемой воды, мг/дм ³	Скорость вращения мешалки агрегата, об/мин	Парциальное давление CO ₂ , МПа	Измеренная скорость коррозии, мм/год
Начало эксплуатации скважины	1	январь – июнь 2006 г.	5,88	1 582,2	1130	0,0027	0,88
	2	январь – июнь 2005 г.	5,98	8 835,9	1040	0,0028	0,88
Период перед началом обводнения	1	январь – июнь 2018 г.	6,27	503,6	1590	0,0016	0,89
	2	январь – февраль 2015 г.	6,78	161,5	1340	0,0019	0,88
Период непосредственно после начала обводнения	1	январь – июнь 2019 г.	6,00	17 614,1	1460	0,0016	0,84
	2	январь – июнь 2017 г.	6,28	15 482,2	1360	0,0018	0,87
Текущие условия	1	сентябрь – октябрь 2022 г.	6,77	17 823,1	1630	0,0013	0,79
	2	сентябрь – октябрь 2022 г.	6,78	17 795,0	1460	0,0014	0,82

С учетом вышеуказанного можно предположить, что причиной возникновения локальных дефектов в трубопроводной системе ПП был комплекс факторов:

- склонность стали 09Г2С трубопроводов к локальной коррозии из-за нарушений в микроструктуре;
- первоначальное образование локальных дефектов при постоянном / переменном воздействии водной фазы или технологических жидкостей, обладающих коррозионной агрессивностью;
- развитие и углубление локализации коррозии при дальнейшем воздействии воды и СО₂.

ВЫВОДЫ

- Изучена проблема коррозии трубопроводов обвязки скважин сеноманской залежи Песцовой площади Уренгойского НГКМ.
- Согласно результатам металлографических исследований металл эксплуатируемых труб соответствует требованиям технических условий на их изготовление. Однако в микроструктуре стали 09Г2С, представляющей собой феррито-перлитную смесь, наблюдаются нарушения в виде выраженной структурной полосчатости, способствующей возникновению локальных коррозионных процессов.
- Наиболее вероятной причиной коррозионного износа внутренней поверхности трубопроводов обвязки скважин ПП УНГКМ является комплекс факторов, связанных со структурой стали, присутствием воды, СО₂ и других агрессивных параметров.
- Коррозионная агрессивность добываемой воды в условиях эксплуатации сеноманских скважин ПП УНГКМ подтверждена в лабораторных условиях.
- Изменение компонентного состава, минерализации и pH добываемой воды, а также термобарических и гидродинамических параметров, соответствующих различным периодам эксплуатации скважин, существенно не влияет на коррозионную агрессивность среды согласно результатам лабораторного моделирования.
- Организована система коррозионного мониторинга, включающего определение скорости коррозии трубопроводов обвязки скважин и контроль косвенных показателей, определяемых по результатам химических анализов отбираемых проб жидкости и газа.
- Ведется работа по организации системы противокоррозионной защиты. В частности, в лабораторных условиях подобран ингибитор коррозии, в настоящее время проводятся его промысловые испытания для определения защитной эффективности в реальных условиях и оценки влияния на технологию подготовки газа к транспортировке.

ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. Комплексное использование промысловых объектов Уренгойского НГКМ в условиях разработки сеноманской, валанжинской и ачимовских залежей / А.Ю. Корякин, А.И. Ермолаев, П.П. Слугин [и др.] // Газовая промышленность. – 2018. – № 7. – С. 58–64.
2. Самохин, А.А. Ловушки сеноманских газовых залежей на севере Западной Сибири (типы и прогноз размещения) / А.А. Самохин // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6. – № 2. – С. 1–16.
3. Основные результаты геолого-технических мероприятий на фонде скважин сеноманской залежи месторождений Большого Уренгоя / Д.В. Изюмченко, С.А. Мельников, Ю.Е. Дорошенко [и др.] // Вестник газовой науки. – 2016. – № 2 (26). – С. 61–67.
4. Оценка начальных геологических и текущих дренируемых запасов газа Песцовой площади Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / В.И. Зернов, Д.А. Чичуа, К.В. Билянский [и др.] // Молодой ученый. – 2020. – № 11 (301). – С. 221–223.
5. Патент 201563 Российская Федерация, МПК E21B 41/02. Межфланцевое устройство контроля коррозии трубопровода / Шустов И.Н., Москаленко В.В., Мухамедьярова С.Н., Юсупов А.Д., Буртан А.И.; заявитель и патентообладатель: Общество с ограниченной ответственностью «Газпром добыча Уренгой». – № 2020130303; заявл. 2019.09.14; опубл. 2020.12.21. – Бюл. № 36. – 8 с.: ил.
6. Патент 2723262 Российской Федерации, МПК F16L 58/00, F17D 3/10. Способ установки образцов – свидетелей коррозии вблизи нижней образующей трубопровода / Корякин А.Ю., Дикамов Д.В., Кобычев В.Ф., Юсупов А.Д., Москаленко В.В., Колинченко И.В., Соловьев Ю.Ю.; заявитель и патентообладатель: Общество с ограниченной ответственностью «Газпром добыча Уренгой». – № 2019143783; заявл. 2019.12.23; опубл. 2020.06.09. – Бюл. № 16. – 10 с.: ил.
7. СТО Газпром 9.3-011-2011 (с изменением № 1). Ингибиторная защита от коррозии промысловых объектов и трубопроводов. Основные требования. – Москва: Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ». – 2011. – 34 с.
8. NACE SP 0106-2006. Control of Internal Corrosion in Steel Pipelines and Piping Systems [Электронный источник]. – Режим доступа: <http://relisleeve.com/technicalinfo/sp0106-2006-internal-corrosion.pdf> (дата обращения: 23.10.2022).
9. РД 39-0147103-362-86. Руководство по применению антакоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений. – Уфа: редакция УНИИСППнефти, 1987. – 109 с.
10. ГОСТ Р 51365–2009. Нефтяная и газовая промышленность. Оборудование для бурения и добычи. Оборудование устья скважины и фонтанное устьевое оборудование. Общие технические требования / Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. – Москва: Стандартинформ, 2011. – 58 с.
11. Новый этап совершенствования технологий эксплуатации скважин сеноманских залежей / В.З. Минликаев, Д.В. Дикамов, А.Ю. Корякин [и др.] // Газовая промышленность. – 2014. – № 3. – С. 85–88.
12. Кошелев, А.В. Оперативный гидрохимический контроль за обводнением пластовыми водами объектов разработки Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / А.В. Кошелев, Г.С. Ли, М.А. Катаева // Вестник газовой науки. – 2014. – № 3 (19). – С. 106–115.
13. Оганов, Г.С. Применение технологии зарезки боковых стволов для восстановления газовых скважин на сеноманские отложения месторождений Западной Сибири / Г.С. Оганов, А.В. Потапов // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – 2019. – № 1 – С. 19–24.
14. Вагапов, Р.К. Анализ воздействия основных факторов эксплуатации на коррозионную ситуацию на объектах добычи газа в присутствии диоксида углерода / Р.К. Вагапов, Д.Н. Запевалов, К.А. Ибатуллин // Наука и техника в газовой промышленности. – 2020. – № 3. – С. 38–46.

Влияние работы углового регулятора давления на коррозию трубопровода обвязки ачимовских скважин

И.Н. Шустов, В.В. Москаленко, А.Д. Юсупов, к.т.н., Ю.Ю. Соловьёв
(ООО «Газпром добыча Уренгой»)

Поднимается проблема интенсивной углекислотной коррозии трубопроводов и оборудования системы сбора газа, возникающая при освоении ачимовских отложений. Рассматривается один из основных методов защиты устьевого оборудования и трубопроводов системы сбора газа и газового конденсата от углекислотной коррозии – постоянная подача ингибитора коррозии пленочного типа. Указаны причины, которые могут привести к нарушению сплошности пленки ингибитора коррозии и возникновению риска интенсивной локальной коррозии. Представлены результаты исследования, целью которого являлась оценка влияния работы углового регулятора давления на коррозионные процессы внутренней поверхности трубопровода обвязки газоконденсатных ачимовских скважин. Разработана методика оценки влияния работы регулятора на эффективность ингибиторной защиты трубопровода. На основании результатов исследования установлено, что во всем диапазоне работы углового регулятора давления на внутренней поверхности трубопровода обвязки присутствуют локальные участки с высокими значениями касательных напряжений на стенке, на которых не обеспечиваются благоприятные условия для формирования ингибиторной пленки и будет происходить ее срыв, что приведет к возникновению локальной коррозии. В соответствии с полученными данными сформулированы рекомендации по коррозионностойкому исполнению внутренних поверхностей участка трубопровода обвязки скважин после УРД.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ачимовские отложения, углекислотная коррозия трубопроводов, углекислотная коррозия оборудования системы сбора газа, защита устьевого оборудования от углекислотной коррозии, ингибитор коррозии пленочного типа, касательные напряжения на стенке (КНнС) трубопровода, скорость коррозии, нарушения сплошности ингибиторной пленки, угловой регулятор давления (УРД), методика оценки влияния работы УРД на эффективность ингибиторной защиты трубопровода, ингибиторная защита с постоянной подачей ингибитора на устье скважины, гидродинамическое моделирование потока в трубопроводе обвязки, зависимость защитной эффективности ингибиторов от КНнС

Коррозия является актуальной проблемой в топливно-энергетическом комплексе и особенно в нефтегазовом секторе, где распространено применение в качестве конструкционных материалов относительно недорогих низколегированных и углеродистых сталей. В РФ каждый год потери от коррозии составляют до 12 % металлофонда, что соответствует утрате до 30 % ежегодно производимого металла [1]. В настоящее время данной проблеме уделяется особое внимание, что связано с разработкой глубокозалегающих пластов газоконденсатных месторождений, характеризующихся аномально высокими термобарическими параметрами и наличием в составе добываемого продукта коррозионно-агрессивных компонентов [2, 3].

В частности, при освоении ачимовских отложений возникла проблема протекания интенсивной углекислотной коррозии трубопроводов и оборудования системы сбора газа [4]. На основании опыта эксплуатации и результатов

диагностики технического состояния трубопроводов системы сбора газа [5] установлено, что наибольшие коррозионные повреждения отмечаются в трубопроводе рабочей струны обвязки газоконденсатной скважины на участке протяженностью до 2,5 метров от углового регулятора давления (УРД) фонтанной арматуры обвязки устья скважины.

Анализ мировой практики показывает, что основным методом защиты устьевого оборудования и трубопроводов системы сбора газа и газового конденсата от углекислотной коррозии является постоянная подача ингибитора коррозии пленочного типа (далее – ингибитор) [6, 7, 8]. Применение ингибиторов пленочного типа – эффективный способ защиты внутренней поверхности трубопроводов и оборудования. Действие ингибитора основано на образовании прочной защитной пленки на поверхности защищаемого металла, которая препятствует контакту агрессивной среды с ним. Эффективность ингибитора определяется его способностью формировать защитный слой (пленку) путем адсорбции молекул ингибитора на поверхности металла и обеспечивать его устойчивость на протяжении длительного времени. Нарушение сплошности защитной пленки ингибитора, как правило, вызывает развитие интенсивной локальной коррозии на «оголенных» участках [9].

По данным литературных источников, основное воздействие на состояние ингибиторной пленки оказывает гидродинамический режим потока в трубопроводе [10, 11, 18], а именно создаваемые потоком касательные напряжения на стенке (КНнС) трубопровода. Механические силы, создаваемые КНнС и превышающие силы адсорбции молекул ингибитора, могут привести к нарушению сплошности пленки ингибитора коррозии [12, 13].

Известны исследования, в ходе которых проводилась оценка влияния скорости движения потока в трубопроводе на скорость коррозии [12, 14]. Согласно стандарту ANSI/API RP14E-91 (США) [15] увеличение скорости коррозии при изменении скорости ламинарного потока происходит в релейном режиме – до некоторого значения скорости потока скорость коррозии значительно не увеличивается по сравнению со статическими условиями, а при превышении этого значения процессы коррозии значительно ускоряются за счет возникновения коррозионно-эрзационного разрушения. При турбулентном режиме течения корреляция скорости коррозии и скорости движения потока в трубопроводе становится менее очевидной [16]: интенсивность коррозионных разрушений более точно характеризуется создаваемыми потоком КНнС внутренней поверхности трубопровода [17, 18].

При отсутствии ингибиторной защиты высокие значения КНнС внутренней поверхности трубы приводят к непрерывному удалению продуктов коррозии, тем самым подвергая «свежую» поверхность металла воздействию среды, что, как и в случае нарушения сплошности ингибиторной пленки, влечет за собой увеличение локальной скорости коррозии [16].

Стоит также отметить, что двухфазный газожидкостный поток в сравнении с однофазным газовым характеризуется гораздо более высокими значениями создаваемых КНнС при одинаковых значениях скорости потока [12, 19].

Кроме того, в различных исследованиях фигурируют разные значения КНнС, при которых происходит срыв ингибиторной пленки. Согласно результатам исследований, представленным в [16, 20, 21], диапазон значений касательных напряжений на стенке трубопровода, при котором скорость коррозии выше 0,1 мм/год, широк. Конкретное значение зависит от свойств конкретного ингибитора, поэтому изучение эффективности каждого ингибитора должно проводиться с учетом индивидуальных рабочих условий и конкретного участка трубопровода.

Дросселирование пластовой смеси с помощью УРД осуществляется посредством изменения проходного сечения регулятора: поршень перекрывает ряд отверстий клетки при возвратно-поступательном движении поршня относительно дросселирующей клетки при вращении маховика (**рис. 1**). В результате после прохождения углового регулятора давления образуется двухфазный поток, повышается его скорость, то есть формируются условия для интенсивной коррозии, что и подтверждается практикой выявления наибольших коррозионных повреждений на участках трубопровода, расположенных после УРД.

В связи с тем, что проектными решениями для защиты от коррозии объектов освоения 2-го лицензионного участка ачимовских отложений предусматривается применение системы ингибиторной защиты с постоянной подачей ингибитора на устье скважины, в рамках проведенного исследования были поставлены следующие задачи:

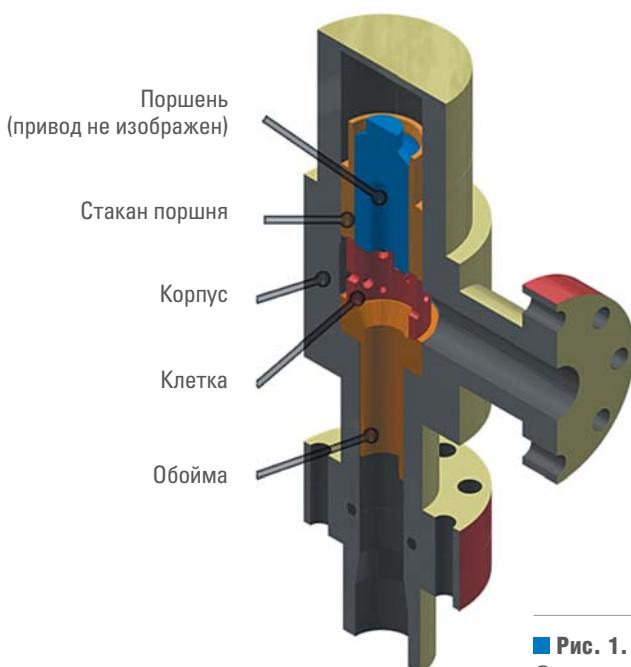


Рис. 1.
Схема углового
регулятора давления
в разрезе

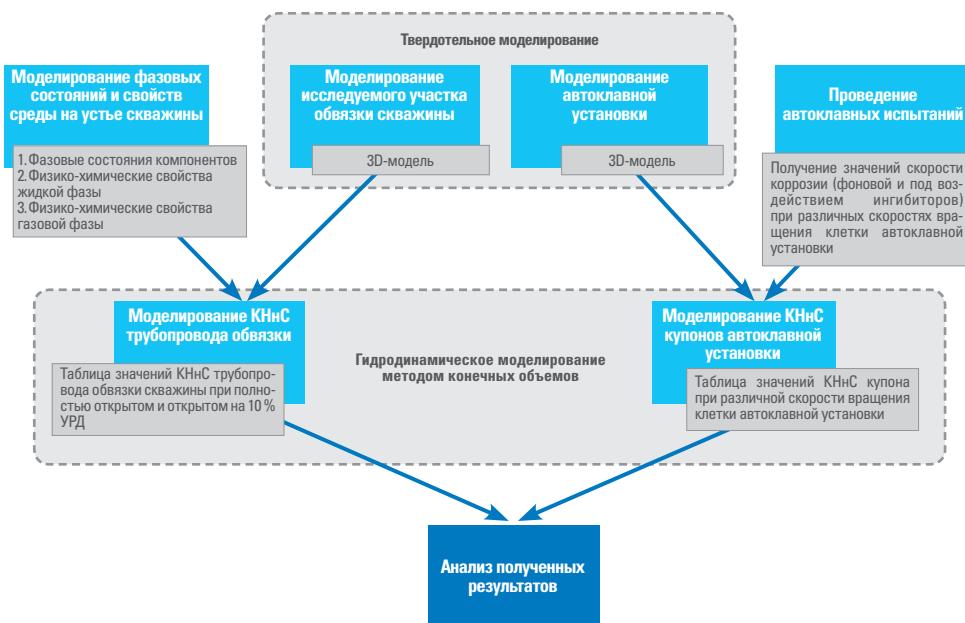


Рис. 2. Методика оценки влияния работы УРД на эффективность ингибиторной защиты

1. Изучить влияние работы углового регулятора давления на эффективность ингибиторной защиты трубопровода.

2. Доказать или опровергнуть наличие участков на внутренней поверхности трубопровода после УРД, на которых возможно протекание интенсивной коррозии по причине срыва и уноса ингибиторной пленки при различных режимах работы УРД.

Для решения поставленных задач была разработана методика оценки влияния работы УРД на эффективность ингибиторной защиты трубопровода, расположенного после углового регулятора давления (**рис. 2**).

В качестве объекта для апробации разработанной методики была подобрана газоконденсатная скважина 2114, на которой зафиксирована с применением гравиметрических купонов одна из наибольших по фонду скважин скоростей коррозии – 1,2 мм/год – при средней скорости коррозии по всему фонду 0,3 мм/год. В рамках данного исследования рассматривался участок трубопровода обвязки газоконденсатной скважины, расположенный непосредственно после УРД (**рис. 3**).

На первом этапе реализации методики уточнялись физико-химические свойства жидкой и газовой фазы добываемого продукта, а также определялось их количественное соотношение. Для этого в программной системе «ГазКондНефть» были проведены расчеты фазовых состояний компонентов флюида на участке до УРД с использованием уравнения состояния Пенга–Робинсона.



Рис. 3.

Фонтанная елка
и трубопровод обвязки
исследуемой
скважины

Исходными данными для расчетов стали компонентно-фракционный состав флюида по результатам газоконденсатных исследований (табл. 1) и параметры работы исследуемой скважины (табл. 2).

Параллельно с этой работой в системе автоматизированного проектирования была построена трехмерная твердотельная модель исследуемого участка, включающая УРД и примыкающий к нему трубопровод (рис. 4). Размеры были взяты из конструкторской документации и частично получены в результате реальных измерений. Построенная модель позволяет проводить регулировку поршня УРД в требуемом диапазоне – от полностью открытого до полностью закрытого.

Таблица 1

■ Данные о компонентном составе добываемого флюида, используемые для проведения расчетов в программной системе «ГазКондНефть»

Компонент	Метан	Этан	Пропан	i-Бутан	n-Бутан	Углеводороды C ₅ и выше	Углекислый газ	Азот
Мольное содержание, %	79,52	7,83	3,98	0,90	1,17	4,68	0,88	0,19

Таблица 2

■ Параметры работы исследуемой скважины, используемые для проведения расчетов в программной системе «ГазКондНефть»

Параметр	Температура на входе в угловой дроссель, °С	Массовый расход флюида, кг/с	Давление на входе в угловой дроссель, МПа
Значение	59,4	3,05	27,1



Рис. 4.

Модель углового дросселя и участка трубопровода после него

Одновременно в системе автоматизированного проектирования была построена твердотельная модель автоклавной установки с вращающейся клеткой, с помощью которой изучались путем моделирования методом конечных объемов возникающие КНнС купонов установки (рис. 5).

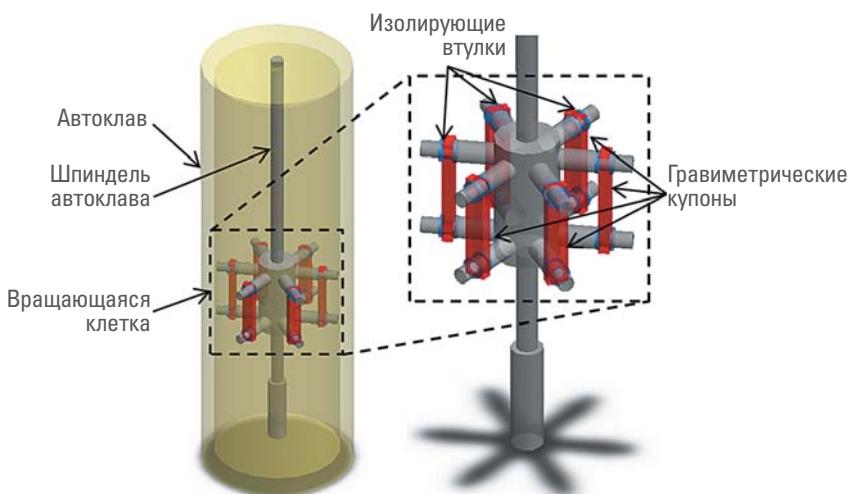


Рис. 5. Модель автоклавной установки с вращающейся клеткой

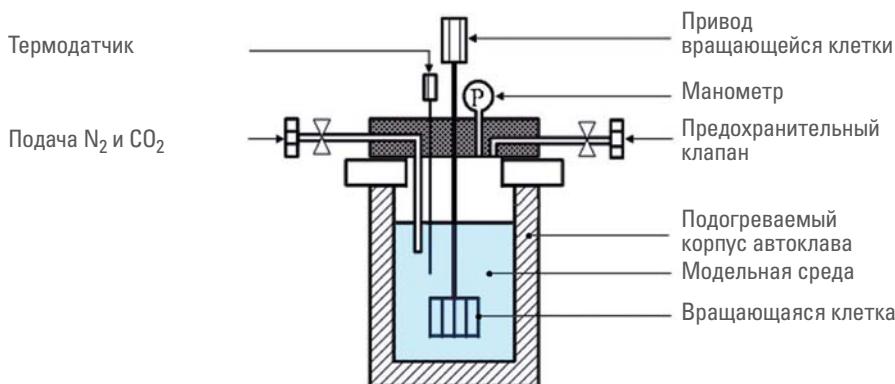


Рис. 6. Схема автоклавной установки

В автоклавной установке (**рис. 6**) были проведены экспериментальные исследования по определению скорости коррозии при различных гидродинамических режимах (скоростях вращения клетки). Основные характеристики установки представлены в **табл. 3**.

В условиях, приближенных к реальным, в автоклавной установке проведены также лабораторные исследования по определению защитной эффективности двух марок ингибиторов коррозии, применяемых на объектах ООО «Газпром добыча Уренгой».

Установка позволяет проводить измерения скорости коррозии при регулируемых значениях давления и температуры, верхняя граница которых указана в табл. 3. Кроме того, данная установка дает возможность создавать условия для насыщения испытуемой среды различными газами. В рамках данного исследования использовался углекислый газ, парциальное давление которого было приближено к параметрам добываемого продукта.

Для гравиметрических измерений скорости коррозии применялись прямоугольные купоны, изготовленные из материала, идентичного материалу

Таблица 3
Характеристики автоклавной установки

Параметр	Диаметр автоклава, м	Диаметр окружности, описываемой купонами, м	Макс. температура, °С	Макс. давление, МПа	Частота вращения, об/мин		Число купонов, шт.	Площадь купона, м ²
					Min	Max		
Значение	0,09	0,08	300	35	60	1700	6	0,00138

Таблица 4

■ Параметры эксперимента

Среда	Дозировка ингибитора, мг/л	Срок экспозиции купонов, ч	Температура, °С	Рабочее давление, МПа	Парциальное давление CO ₂ , МПа	Частота вращения клетки, об/мин
Модельная вода без ингибитора	–					
Модельная вода с ингибитором 1	100	6	60	0,5	0,3	60, 400, 800, 1200, 1700
Модельная вода с ингибитором 2						

трубопровода, – сталь марки 09Г2С. В **табл. 4** представлены основные параметры эксперимента. В качестве рабочей среды использовалась модельная вода, схожая по химическому составу с пластовой водой, выносимой из исследуемой скважины. Данная среда имитировала наиболее агрессивные условия, возникающие на исследуемом участке трубопровода. Состав воды приведен в **табл. 5**.

В целях оценки защитной эффективности испытываемых ингибиторов получены фоновые скорости коррозии – скорости коррозии в отсутствии ингибитора. Защитная эффективность рассчитывалась по формуле

$$Z = \frac{K_0 - K_u}{K_0},$$

где Z – защитная эффективность ингибитора, %;

K_0 – фоновая скорость коррозии, мм/год;

K_u – скорость коррозии под воздействием ингибитора, мм/год [22, 23].

Следующим этапом являлся расчет значений КНнС поверхности купонов, установленных в автоклавной установке. Вывод формулы для расчета КНнС в автоклавной установке с вращающейся клеткой является сложной математической задачей [24]. Кроме того, КНнС неравномерно распределяются на поверхности купона, что также усложняет расчет КНнС с использованием формулы. Поэтому оптимальным решением проблемы служит численное моделирование методом конечных объемов в специализированном программном комплексе, предназначенному для расчетов в области вычислительной гидродинамики. Результатами расчета являются массив значений КНнС поверхности купона, а также визуально понятная карта распределения КНнС. Для количественной оценки полученной

Таблица 5

■ Состав модельной среды, имитирующей пластовую воду

Компонент	Na ₂ SO ₄	NaHCO ₃	CaCl ₂ * H ₂ O	MgCl ₂	NaCl	KCl	Общая минерализация
Содержание, г/м ³	0,345	0,0417	0,0302	0,0101	0,7335	0,091	1,3085

картины распределения вся поверхность купона была представлена в виде сетки, площадь каждого элемента которой составила 1 мм^2 , а общее количество проанализированных точек купона – 1380. Значения КНнС для каждой точки купона занесены в таблицу, они впоследствии подверглись статистической обработке.

Для оценки значения КНнС, принимаемого для дальнейших расчетов, авторами статьи применялся метод обработки данных, предложенный в публикации [25]. В качестве единственного значения КНнС купона использовалось значение 95-го процентиля, ниже которого находятся 95 % всех полученных величин КНнС. Данное значение более точно коррелирует с величиной скорости коррозии, нежели максимальное, так как в массиве имеется ряд существенно завышенных значений КНнС, оказывающих минимальное влияние на конечную скорость коррозии, и, как правило, количество данных значений не превышает 5 %. Обычно аномально высокие значения КНнС фиксируются на торцах купонов, которые имеют сравнительно маленькую площадь. Рассматривался также вариант использования для дальнейших расчетов среднего арифметического значения КНнС, однако средние значения не будут отражать нормальное состояние системы.

Следующим этапом работы являлось гидродинамическое моделирование потока реальной среды в трубопроводе обвязки исследуемой скважины. Для этого также использовался специализированный программный продукт для гидродинамического моделирования методом конечных объемов. С целью максимального приближения к реальным условиям при моделировании были заданы физико-химические свойства добываемого продукта, определенные в ходе реализации первого этапа методики в ПО «ГазКондНефть».

Моделирование потока проводилось для двух положений поршня в УРД: 1) полностью открытого; 2) открытого на 10 %. Второй режим обусловлен нижним граничным значением положения открытия, которое обеспечивает снижение давления до требуемого рабочего давления в газосборном коллекторе.

Результатами моделирования являются массив значений КНнС внутренней поверхности трубопровода на исследуемом участке и визуально понятная карта КНнС. Однако в связи с необходимостью оценить КНнС не только качественно, но и количественно для трубопровода обвязки была применена методика статистической обработки полученных данных, схожая с методикой, используемой для автоклавной установки: подсчитан 95-й процентиль всего массива. Таким образом, исключались выбросы и аномальные значения, которые могут появиться в результате погрешности методики.

На финальном этапе проводилось сопоставление значений КНнС:

- полученных в моделях автоклавной установки, при которых происходит срыв пленки;
- полученных в моделях исследуемого трубопровода.

Результатом сопоставления стало определение эффективности работы ингибиторов коррозии для реальных условий эксплуатации рассматриваемого участка трубопровода.

Таблица 6

■ Физико-химические свойства жидкой и газовой фазы, рассчитанные в программной системе «ГазКондНефть»

	Объемная доля	Плотность, кг/м ³	Массовая энталпия, Дж / кг	Массовая энтропия, Дж / (кг·К)	Массовая теплоемкость, Дж/(кг·К)	Теплопроводность, Вт/(м·К)	Фактор сжимаемости	Кинематическая вязкость, м ² /с	Ацентрический фактор
Жидкая фаза	0,075	616,8	2,6·10 ⁶	13563	2223	0,6000	1,148	34,1·10 ⁻⁶	—
Газовая фаза	0,925	329,1	3,9·10 ⁶	23773	3072	0,0332	0,821	4,2·10 ⁻⁶	0,011

Таблица 7

■ Результаты лабораторных испытаний в автоклавной установке

Параметр	Наличие ингибитора	Скорость вращения клетки, об/мин				
		60	400	800	1200	1700
Скорость коррозии, мм/год	Фоновая скорость (в отсутствии ингибитора)	1,104	2,436	2,970	2,842	3,020
	С ингибитором 1	0,032	0,053	0,133	0,279	1,721
	С ингибитором 2	0,041	0,045	0,067	0,093	0,894
Защитная эффективность, %	Ингибитор 1	97,1	97,8	95,5	90,8	9,4
	Ингибитор 2	96,3	98,1	97,7	96,9	53,0

В результате моделирования в программной системе «ГазКондНефть» были получены физико-химические свойства жидкой и газовой фазы на участке до углового дросселя (табл. 6). Данные параметры в дальнейшем импортируются в программный комплекс, имеющий функционал гидродинамического моделирования методом конечных объемов.

В табл. 7 и на рис. 7 представлены сводные результаты лабораторных испытаний и рассчитанные значения защитной эффективности для каждого ингибитора.

Рассчитанные по методике [25] значения КНиС купонов, создаваемых в автоклавной установке, приведены в табл. 8.

Визуализированным результатом гидродинамического моделирования потока реальной среды в трубопроводе обвязки исследуемой скважины стала карта КНиС внутренней поверхности трубопровода на исследуемом участке при полностью открытом УРД и при открытом на 10 % (рис. 8). Значения КНиС после статистической обработки представлены в табл. 9.

Таким образом, в рамках данного исследования выявлена зависимость скорости коррозии купонов под воздействием различных ингибиторов от создаваемых на их поверхности КНиС. Кроме того, данные значения скорости коррозии

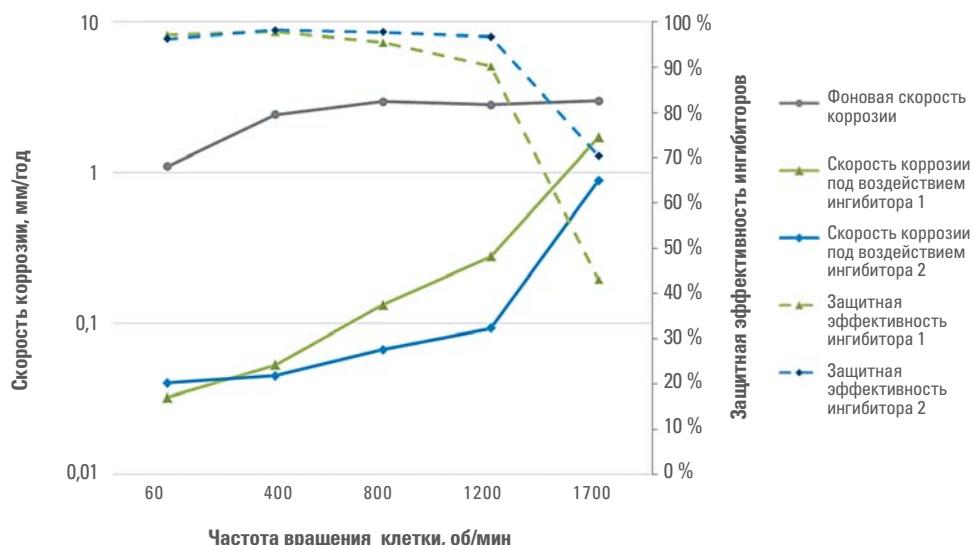


Рис. 7. Графическое представление результатов лабораторных испытаний на автоклавной установке

Таблица 8

Значения КНнС купонов, создаваемых в автоклавной установке, рассчитанные при моделировании методом конечных объемов

Скорость вращения клетки автоклава, об/мин	КНнС, Па			
	Максимальное	Среднее	95-й процентиль	Принимаемое для дальнейшего анализа
60	2,82	0,49	1,52	1,52
400	12,37	2,34	6,12	6,12
800	32,33	4,53	15,32	15,32
1200	42,46	7,73	25,48	25,48
1700	85,58	11,74	38,62	38,62

вместе со значениями скорости фоновой коррозии позволили вычислить зависимость защитной эффективности ингибиторов от КНнС (рис. 9).

В соответствии с нормативной документацией ПАО «Газпром» [26] критериями эффективности ингибиторной защиты являются: 1) скорость коррозии в присутствии ингибитора, которая не должна превышать значения 0,1 мм/год; 2) защитная эффективность ингибиторов, минимальное значение которой должно составлять 85 %. Предельные границы показаны на графике красными линиями (рис. 9).

Из полученных зависимостей видно, что при определенных значениях КНнС наблюдается резкий рост скорости коррозии и снижение защитной эффективности ингибитора. Это связано с потерей сплошности ингибиторной пленки

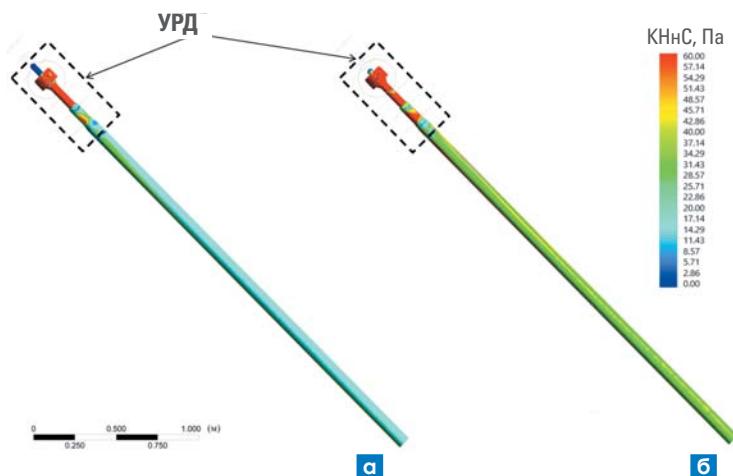
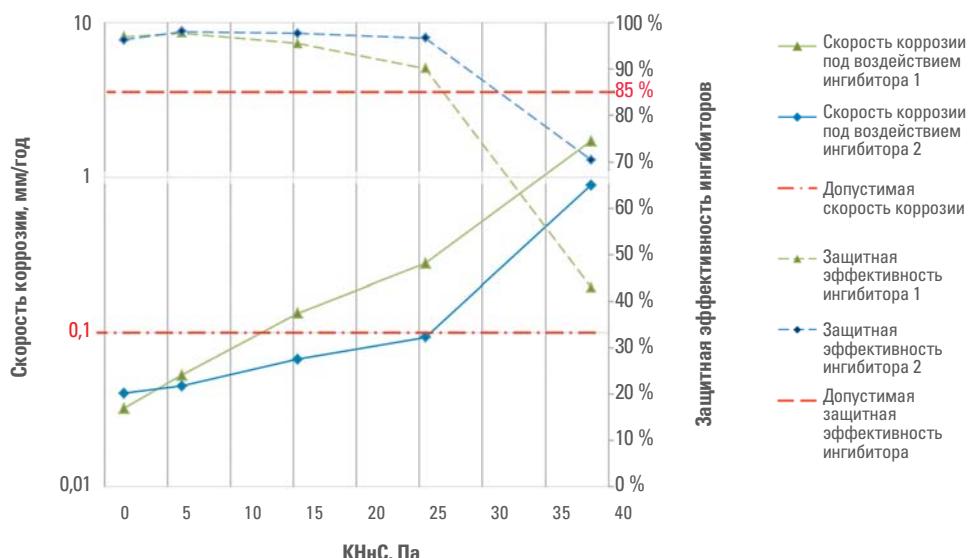


Таблица 9

■ Значения КНнС внутренней поверхности трубопровода на исследуемом участке

Степень открытия УРД, %	КНнС, Па			
	Среднее	Максимальное	95-й процентиль	Принимаемое для дальнейшего анализа
100	20,39	34,43	22,86	22,86
10	34,22	57,48	40,72	40,72



■ Рис. 9. Полученная эмпирически зависимость скорости коррозии купонов от КНнС

и активизацией процессов коррозии в данных локациях. До значений КНнС порядка 6,12 Па оба ингибитора выполняют свои функции. В диапазоне от 6,12 до 15,32 Па ингибитор 1, сохраняя регламентную защитную эффективность выше 85 %, не обеспечивает скорость коррозии ниже 0,1 мм/год. При КНнС более 25,48 Па защитная эффективность ингибитора 1 опускается ниже требуемого значения 85 %. Ингибитор 2 теряет свои защитные способности при значениях КНнС в диапазоне от 25,48 до 38,62 Па. Данный факт указывает на то, что формируемая ингибитором 2 защитная пленка более устойчива к воздействию потока, чем у ингибитора 1.

Таким образом, для последующего анализа можно определить наименьшие пограничные значения КНнС, при которых возможен срыв защитной пленки:

- для ингибитора 1 – 6,12 Па;
- для ингибитора 2 – 25,48 Па.

Величины КНнС, необходимые для последующего анализа, приведены в **табл. 10**.

При прикрытом УРД (открыт на 10 %) значение КНнС внутренней поверхности трубопровода обвязки на участке больше КНнС, создаваемых на купонах при лабораторных испытаниях двух исследуемых ингибиторов ($40,72 > 25,48 > 6,12$). Это говорит об отсутствии устойчивой пленки ингибитора на большей части внутренней поверхности трубопровода и соответствующей высокой скорости локальной коррозии при данном режиме эксплуатации. При таком режиме работы УРД два рассматриваемых ингибитора не обладают требуемой защитной эффективностью.

При полностью открытом УРД:

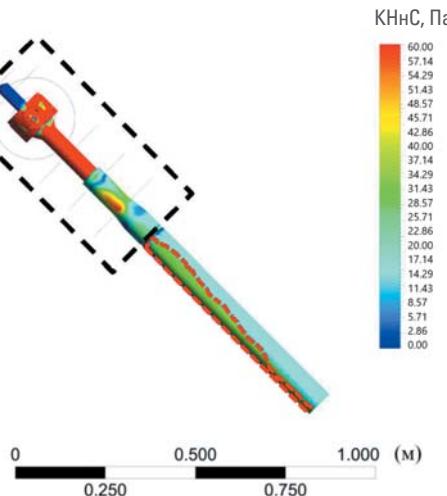
■ Ингибитор 1 не работает. КНнС на внутренней поверхности участка трубопровода обвязки больше КНнС, создаваемых на купонах при лабораторных испытаниях ($22,86 > 6,12$).

■ Ингибитор 2 работает. КНнС на внутренней поверхности участка трубопровода обвязки меньше КНнС, создаваемых на купонах при лабораторных испытаниях ($22,86 < 25,45$). Данный факт говорит о наличии устойчивой пленки ингибитора на большей части внутренней поверхности.

Таблица 10

■ Значения КНнС, используемые для последующего анализа

Значения КНнС, Па			
На внутренней поверхности трубопровода на исследуемом участке		Пограничные значения, при которых возможен срыв защитной пленки	
Степень открытия УРД – 100 %	Степень открытия УРД – 10 %	Для ингибитора 1	Для ингибитора 2
22,86	40,72	6,12	25,48

**Рис. 10.**

Зона повышенных КНнС, в которой возможно развитие локальной коррозии при полностью открытом УРД (выделена красным пунктиром)

В то же время при анализе карт КНнС видно, что на прилегающем к УРД участке трубопровода обвязки длиной менее 1 м по нижней образующей существует зона с высокими значениями КНнС: даже при полностью открытом УРД КНнС в этой области превышают необходимое для срыва пленки, создаваемой ингибитором 1, значение – 25,48 Па (**рис. 10**). Данные значения исключены из выборки как значения, превышающие 95-й процентиль, поэтому обязательным условием при использовании предложенной методики является оценка карт КНнС.

Таким образом, при применении любого из испытанных ингибиторов существует риск интенсивной локальной коррозии в указанном месте.

При обустройстве 2-го лицензионного участка ачимовских отложений ввиду высоких устьевых давлений была реализована схема двухступенчатого дросселирования потока: с помощью УРД, смонтированного на фонтанной елке, и с помощью автоматизированного осевого регулятора давления, расположенного перед входом в газосборный коллектор. Согласно результатам проведенного исследования в целях снижения рисков коррозионных повреждений для регулирования давления необходимо задействовать осевой регулятор давления с минимальным использованием УРД.

В ходе исследования определено, что во всем диапазоне работы УРД присутствуют локальные участки внутренней поверхности трубопровода с высокими

значениями КНнС, на которых не обеспечиваются благоприятные условия для формирования ингибиторной пленки.

ВЫВОДЫ

По результатам исследования сделаны следующие выводы:

■ При КНнС внутренней поверхности трубопровода после УРД более 6,12 Па возможен срыв защитной ингибиторной пленки, образованной ингибитором 1.

■ При КНнС внутренней поверхности трубопровода после УРД более 25,48 Па возможен срыв защитной ингибиторной пленки, образованной ингибитором 2.

■ Ингибитор 2 обладает лучшими защитными свойствами, чем ингибитор 1.

■ При работе УРД в режиме 10%-ного открытия ни один из испытанных ингибиторов не обеспечивает требуемую защитную эффективность.

■ При работе УРД в режиме 100%-ного открытия ингибитор 1 не обеспечивает требуемую защитную эффективность, а ингибитор 2 обеспечивает требуемую защитную эффективность на всей внутренней поверхности, за исключением небольшой зоны по нижней образующей трубы.

■ Разработанная методика позволяет определить потенциальные места возникновения локальной коррозии, в которых будет происходить срыв ингибиторной пленки.

■ Предложенная методика может использоваться при предварительной оценке технического состояния трубопровода на участках после УРД.

На основе полученных данных сформулированы рекомендации:

■ Предпочтительным режимом эксплуатации трубопровода после УРД является его эксплуатация при полностью открытом угловом регуляторе давления.

■ Необходимо проведение испытаний ингибитора коррозии других марок с целью поиска максимально устойчивого к гидродинамическим воздействиям потока.

■ Участок трубопровода после УРД следует изготавливать в коррозионностойком исполнении.

■ При выявлении по разработанной методике потенциально коррозионно-опасных мест для окончательной диагностики технического состояния участка трубопровода необходимо применение дополнительных методов диагностики: ультразвуковой толщинометрии, видеоЕндоскопии, рентгено- и гамма-дефектоскопии.

Рекомендации направлены в проектный институт для учета при проектировании скважин на новых участках ачимовских отложений.

Эксплуатирующим организациям необходимо учитывать результаты исследований при формировании планов и объемов работ по диагностике технического состояния трубопроводов связки скважин.

ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. Кац, Н.Г. Химическое сопротивление материалов и защита оборудования нефтегазопереработки / Н.Г. Кац, В.П. Стариков, С.Н. Парфенова. – Москва: Машиностроение, 2011. – 436 с.
2. Запевалов, Д.Н. Оценка фактора внутренней коррозии объектов ПАО «Газпром» с повышенным содержанием углекислого газа / Д.Н. Запевалов, Р.К. Вагапов, К.А. Ибатуллин // Наука и техника в газовой промышленности. – 2018. – № 3 (75). – С. 59–71.
3. Моисеев, В.В. Обеспечение безопасной эксплуатации Бованенковского НГКМ в условиях агрессивного воздействия CO₂ / В.В. Моисеев, И.И. Исмагилов, Б.Т. Ткешелидзе // Диагностика оборудования и трубопроводов, подверженных воздействию сероводородсодержащих сред: матер. XI Международной науч.-техн. конф. (г. Оренбург, 15–18 ноября 2016 г.). – Москва: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2017. – С. 213.
4. Условия протекания углекислотной коррозии на объектах добычи ачимовских отложений, методы контроля и прогнозирования / А.Ю. Корякин, В.Ф. Кобычев, И.В. Колинченко, А.Д. Юсупов // Газовая промышленность. – 2017. – № 12. – С. 84–89.
5. Организация коррозионного мониторинга на объектах второго участка ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / В.Ю. Артеменков, А.Ю. Корякин, Д.В. Дикамов [и др.] // Газовая промышленность. – 2017. – Спецвыпуск № 2. – С. 74–78.
6. Коррозионный мониторинг и организация ингибиторной защиты от углекислотной коррозии установки низкотемпературной сепарации газа Юбилейного нефтегазоконденсатного месторождения / И.И. Байдин, А.Н. Харитонов, А.Н. Величкин [и др.] // Наука и техника в газовой промышленности. – 2018. – № 2 (74). – С. 49–61.
7. Опыт подбора ингибиторов коррозии для защиты от углекислотной коррозии объектов второго участка ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / А.Ю. Корякин, Д.В. Дикамов, И.В. Колинченко [и др.] // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2018. – № 6. – С. 48–54.
8. Вагапов, Р.К. Опыт защиты от внутренней коррозии объектов добычи газа в условиях воздействия коррозионно-агрессивных сред / Р.К. Вагапов // Инженерная практика. – 2017. – № 10. – С. 36–40.
9. Маркин, А.Н. CO₂-коррозия нефтепромыслового оборудования / А.Н. Маркин, Р.Э. Низамов. – Москва: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – 188 с.
10. Dougherty, J. The Effects of Flow on Corrosion Inhibitor Performance / J. Dougherty, D. Stegmann // Mater. Perform. 35. – 1996. – С. 47–53.
11. Shmitt, G. Critical wall shear stresses in CO₂ corrosion of carbon steel / G. Shmitt, M. Mueller // CORROSION'99. NACE International. – Houston/Texas. – 1999. – Paper 038.
12. Canto Maya, C.M. Effect of Wall Shear Stress on Corrosion Inhibitor Film Performance: PhD Dissertation / C.M. Canto Maya. – Ohio University, 2015.
13. Моделирование гидродинамических условий при испытании ингибиторов коррозии / Ю.Г. Рождественский, А.А. Шестаков, А.Т. Фаритов [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 2 (96). – С. 143–149.
14. Войтех, Н.Д. Исследование влияния скорости движения жидкости на скорость углекислотной коррозии / Н.Д. Войтех, Ю.А. Журавлев, Д.А. Батулин // Коррозия «Территории НЕФТЕГАЗ». – 2015. – № 3 (32). – С. 22–24.
15. ANSI/API RP14-91. Recommended Practice for design and installation of offshore production platform piping systems.
16. Assessing the Influence of Shear Stress and Particle Impingement on Inhibitor Efficiency through the Application of In-situ Electrochemistry in a CO₂-Saturated Environment / O.O. Ige, R. Barker, X. Hu [et al.]. – 2012.
17. Green, A. Flow-Related Corrosion in Large-Diameter Multiphase Flowlines / A. Green, B. Johnson, H. Chol. – SPE Prod. Facil. – 1993. – № 8. – P. 97–100.
18. Schmitt, G. A Probabilistic Model for Flow Induced Localized Corrosion / G. Schmitt, C. Bosch, G. Siegmund // CORROSION/00. – Paper 00049. – NACE International, 2000.
19. Schmitt, G. Contribution of Drag Reduction to the Performance of Corrosion Inhibitors in One-and two-Phase Flow / G. Schmitt, M. Bakalli, M. Horstemeier // CORROSION/07. – Paper 05344. – NACE International, 2007.

20. Abayarathna, D. Inhibitor evaluations using various corrosion measurement techniques in laboratory flow loops / D. Abayarathna, A. Naraghi, N. Grahmann // CORROSION/00. – Paper 00021. – 2000.
21. Hausler, R. Hydrodynamic and Flow Effects on Corrosion Inhibition / R. Hausler, G. Schmitt // CORROSION/04. – Paper 04402. – NACE International, 2004.
22. СТО Газпром 9.3-007-2010. Защита от коррозии. Методика лабораторных испытаний ингибиторов коррозии для оборудования добычи, транспортировки и переработки коррозионно-активного газа. – Москва: ОАО «Газпром», 2011.
23. ГОСТ Р 9.905-2007. Единая система защиты от коррозии и старения. Методы коррозионных испытаний. Общие требования: утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 19 сентября 2007 г. № 246-ст.
24. Wall shear stress mapping in the rotating cage geometry and evaluation of drag reduction efficiency using an electrochemical method / L. Chaal, B. Albinet, C. Deslouis [et al.] // Corrosion Science. – 2009. – Vol. 51. – № 8. – P. 1809–1816.
25. Kumar, A. Effects of Rotating Cage Autoclave Design on Shear Stress and Flow Pattern / A. Kumar, J.L. Pacheco, S. Ling et al. // Corrosion. – 2013. – Paper 2294. – Huston. Tx.
26. СТО Газпром 9.3-028-2014. Защита от коррозии. Правила допуска ингибиторов коррозии для применения в ОАО «Газпром»: утвержден и введен в действие распоряжением ОАО «Газпром» от 27 февраля 2014 г. № 32. – Москва: ОАО «Газпром экспо», 2015.

Адаптационный подход в системе геотехнического мониторинга предприятия

И.В. Колинченко, Д.В. Манзырев, к.т.н., В.В. Билянский,
Р.Р. Загидуллин, В.И. Демидов
(ООО «Газпром добыча Уренгой»)

И.В. Зabora
(ООО «Газпром проектирование», Тюменский филиал)

Рассматриваются вопросы, связанные со строительством и эксплуатацией объектов обустройства месторождения на многолетнемерзлых грунтах. Подняты проблемы, касающиеся повышения температуры и деградации многолетнемерзлых грунтов, а также необходимости разработки мероприятий оперативного характера, включая применение адаптационных технологий в системе геотехнического мониторинга. Показаны пути повышения информативности результатов геотехнического мониторинга. Приведены технические решения для контроля деформаций и состояния грунтовых оснований. Представлена технология восстановления работоспособности наблюдательных скважин с водой и ледяными пробками. Разработана методика оценки уязвимости сооружений при изменении геокриологических условий в результате климатических воздействий. Рассмотрены разновидности оснований по температуре и состоянию грунтов на территории Уренгойского месторождения. Представлены технические решения по управлению температурным режимом грунтов для выделенных разновидностей оснований, направленные на оптимизацию проектно-изыскательских работ и повышение эффективности температурной стабилизации грунтов, служащих основанием уязвимых объектов.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение (УНГКМ), деградация многолетнемерзлых грунтов (ММГ) на территории Уренгойского месторождения, геотехнический мониторинг, контроль деформаций и состояния грунтовых оснований, устройство для мониторинга деформаций грунтов в криолитозоне, электромерзлотомер, наблюдательные скважины сети геотехнического мониторинга, технология восстановления работоспособности наблюдательных скважин с водой и ледяными пробками, оценка уязвимости сооружений при изменении геокриологических условий, оценка степени уязвимости оснований сооружений, управление температурным режимом грунтов, сезонно действующие охлаждающие устройства (СОУ), температурная стабилизация грунтов, служащих основанием уязвимых объектов

Современные климатические изменения обусловливают масштабную трансформацию состояния вечной мерзлоты в арктических и субарктических широтах [4, 5, 6]. В практическом аспекте это выражается в снижении несущей способности многолетнемерзлых грунтов, используемых в качестве оснований зданий и сооружений, росте касательных сил морозного пучения в слое сезонного промерзания-оттаивания, тепловой осадке оттаивающих оснований и других негативных проявлениях. В результате количество инженерных объектов нефтегазового комплекса и гражданской инфраструктуры, на которых наблюдается несоответствие расчетного и фактического состояния многолетнемерзлых грунтов, служащих основанием, растет [8, 9, 11].

Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа, в центре Надым-Пур-Тазовской нефтегазоносной области, между 65 и 68 параллелями северной широты. Основной объем капитального строительства на месторождении был выполнен в конце 1970-х – 1980-х годах, с учетом выраженной на территории месторождения широтной зональности основных геокриологических характеристик [1–3].

Строительство и эксплуатация объектов обустройства месторождения протекали на фоне глобального потепления, за начало которого мировым сообществом принят 1976 год. Повышение температуры и деградация многолетнемерзлых грунтов на территории Уренгойского месторождения, вплоть до образования талого слоя грунта между подошвой слоя сезонного промерзания-оттаивания и кровлей мерзлоты в зоне лесотунды, приводят к непрекратному состоянию грунтов, служащих основанием производственного комплекса, построенного по I принципу строительства на многолетнемерзлых грунтах [7]. Учитывая, что расчет оснований по деформациям для данного принципа строительства нормативной документацией не предусмотрен и на стадии проектирования не выполнялся, эксплуатация сооружений на пластично-мерзлых грунтах и участках с заглубленной кровлей мерзлоты требует от предприятия разработки соответствующих адаптационных мероприятий оперативного характера, включая адаптационные технологии в системе геотехнического мониторинга.

В связи со значительной протяженностью Уренгойского месторождения в меридиональном направлении объекты обустройства месторождения расположены в различных ландшафтных зонах: южная тундра, северная лесотундра, южная лесотундра, северная тайга. Следовательно, при разработке стратегии адаптации ООО «Газпром добыча Уренгой» (далее – Общество) необходимо учитывать контрастность геокриологических условий на территориях размещения объектов добычи и, соответственно, различную реакцию опорной составляющей эксплуатируемых геотехнических систем на современные климатические изменения.

Реализация адаптационного подхода в системе геотехнического мониторинга Общества наряду с организационными мероприятиями предусматривает комплекс работ технического, методического и исследовательского характера, выполняемых в рамках решения следующих задач:

- Повышение информативности результатов геотехнического мониторинга.
- Оценка уязвимости производственных объектов при изменении геокриологических условий в результате климатических воздействий.
- Разработка технических решений по температурной стабилизации грунтов для выделенных разновидностей оснований.

Решение поставленных задач позволит предприятию своевременно купировать риски в условиях глобальных климатических изменений.

ПОВЫШЕНИЕ ИНФОРМАТИВНОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ ГЕОТЕХНИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА

Задача повышения информативности результатов геотехнического мониторинга достигается в Обществе двумя путями. Первый путь – это дооснащение наблюдательных сетей промысловых объектов наблюдательными скважинами, деформационными марками и другими элементами контроля. В результате реализации в 2020–2022 годах Программы по дооснащению наблюдательных сетей промысловых объектов Общества количество деформационных марок увеличилось в 6 раз и достигло 73000 штук, а число наблюдательных скважин возросло в 2 раза.

Второй путь – это разработка технических решений для контроля деформаций и состояния грунтовых оснований, восстановления и поддержания работоспособности фонда наблюдательных скважин.

Для контроля изменений высотного положения фундаментов зданий и сооружений на несущие строительные конструкции устанавливают специальные деформационные марки. Дополнительно в криолитозоне применяют поверхностные и глубинные грунтовые марки. Последние устанавливаются на глубине подошвы слоя песчаной отсыпки с целью измерения деформаций поверхности природных грунтов площадки в их естественном залегании. Указанных видов марок бывает недостаточно для обоснованного суждения о механизме деформаций оснований, если деформации грунтов развиваются глубже подошвы слоя сезонного промерзания-оттаивания.

В связи с этим было разработано устройство для мониторинга деформаций грунтов в криолитозоне, состоящее из телескопической системы труб разного диаметра, образующих отдельные звенья для измерения деформаций на различных глубинах [15]. Устройство позволяет с помощью стандартных методов измерять величину деформаций в определенных точках по разрезу промерзающего (оттаивающего) грунтового основания, а также может использоваться в качестве глубинного репера и термометрической трубы (**рис. 1, а**).

Результаты термометрических наблюдений на участках распространения высокотемпературных многолетнемерзлых грунтов не всегда позволяют однозначно судить о фазовом состоянии грунтов по разрезу оснований. В связи с этим была проведена конструктивная доработка известного устройства «электротермэрзлотомер», которое используется для определения глубины и скорости сезонного промерзания-оттаивания грунтов. Вместо равномерного расположения электродов с интервалом 0,1 м предложено электроды ниже подошвы слоя сезонного промерзания-оттаивания располагать попарно, с интервалом между парами электродов, равным 0,4 м (**рис. 1, б**).

Принцип действия электротермэрзлотомера основан на измерении электрического сопротивления слоя грунта между двумя соседними электродами при прохождении между ними постоянного электрического тока, создаваемого переносным источником питания, например мегомметром. Так как измеряемое мегомметром электрическое сопротивление слоя мерзлого грунта R7-8 между

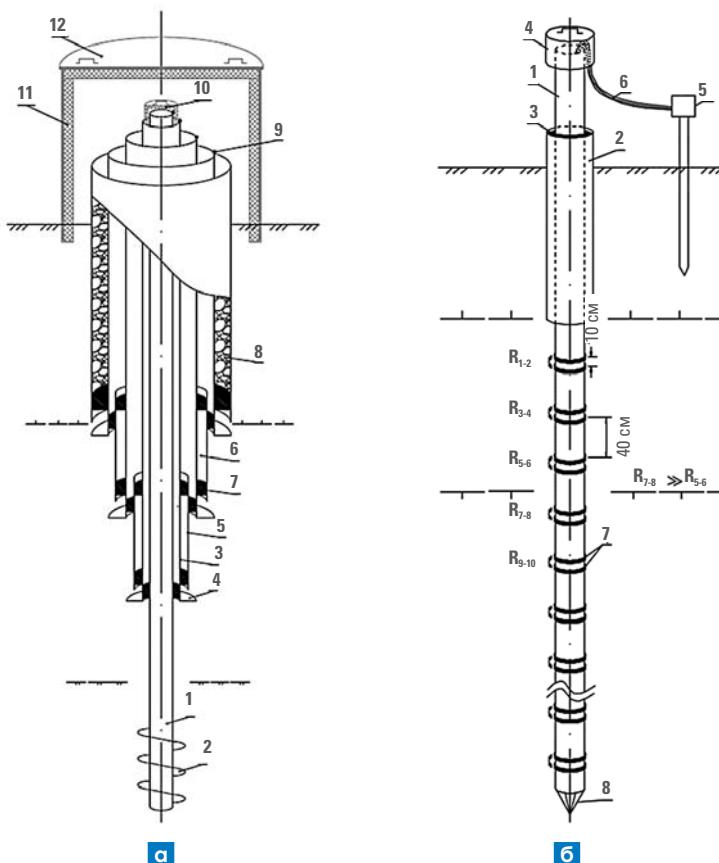


Рис. 1. Технические решения для контроля деформаций и состояния грунтовых оснований:

а – устройство для мониторинга деформаций грунтов в криолитозоне (1 – полый анкерный стержень; 2 – лопасть; 3 – рабочие трубы; 4 – опорные диски; 5 – защитные трубы; 6 – межтрубное пространство; 7 – сальники; 8 – теплоизолирующий материал; 9 – сферические головки; 10 – внутренняя крышка; 11 – теплозащитный короб; 12 – съемная крышка); б – устройство для определения верхней границы ММГ (1 – пластмассовая труба; 2 – защитная труба; 3 – сальник; 4 – крышка; 5 – щиток с переключателем (гребенкой); 6 – электрические провода; 7 – колцевые электроды; 8 – герметичная заглушка)

двумя электродами (парой электродов) значительно выше (в 100 и более раз) сопротивления слоя талого грунта R_{5-6} той же толщины, положение границы между талыми и мерзлыми грунтами (кровли «мерзлоты») по разрезу основания диагностируется по резкому, скачкообразному изменению электрического сопротивления талого и мерзлого грунтов. Данное устройство рекомендуется применять на участках с заглубленной кровлей мерзлоты, оно позволяет определять глубину залегания верхней границы ММГ с точностью 0,25 м.

В процессе эксплуатации часть наблюдательных скважин сети геотехнического мониторинга выходит из строя в результате образования в них ледяных

пробок. В связи с этим была разработана технология восстановления работоспособности наблюдательных скважин с водой и ледяными пробками. Плавление льда выполняют с помощью системы электродов, погруженных в скважину (рис. 2, а).

Электроды опускают в скважину до поверхности ледяной пробки, заливают раствор электролита и подключают электроды к источнику постоянного тока, обеспечивая плавление льда в результате воздействия продуктов электролиза раствора электролита. Изобретение позволяет ликвидировать ледяные пробки в наблюдательных скважинах без нарушения температурного режима вмещающих грунтов. График плавления льда в скважине при напряжении 12 вольт и силе тока 1–2 ампера представлен на рис. 3.

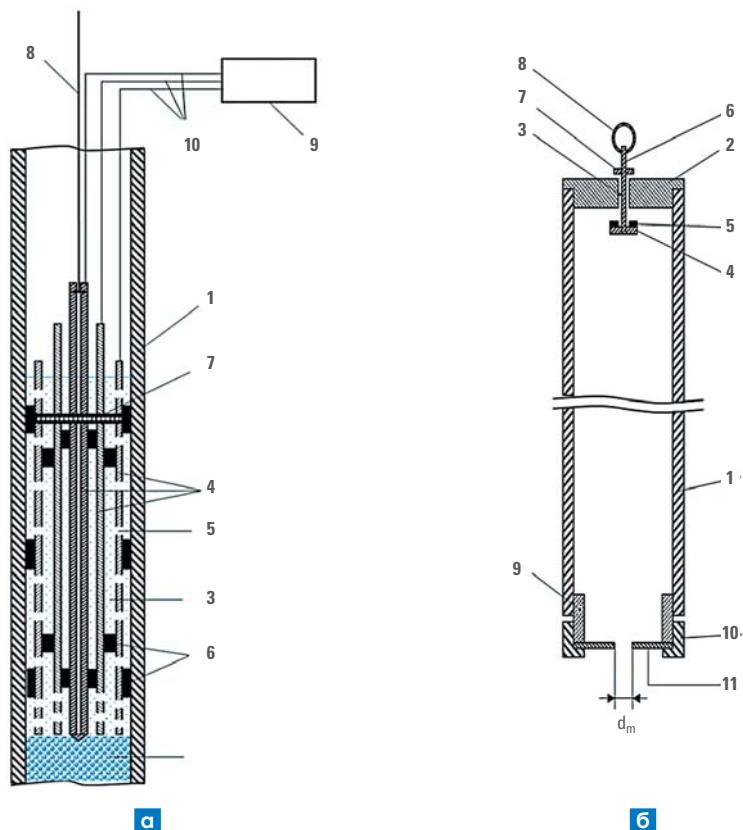
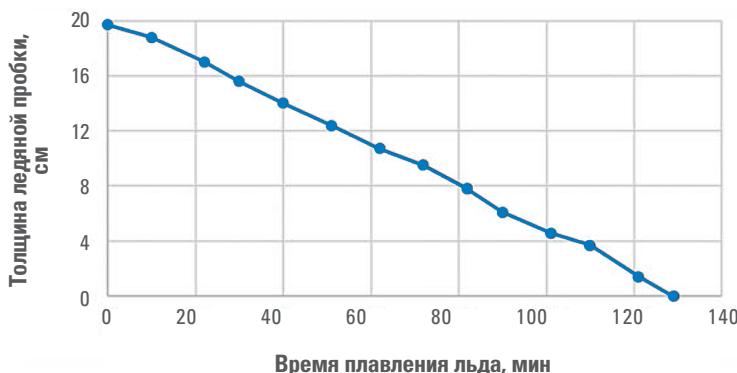


Рис. 2. Технические решения для плавления ледяных пробок и вычерпывания жидкости из скважин:

а – устройство для плавления ледяных пробок (1 – термометрическая трубка (скважина); 2 – ледяная пробка; 3 – раствор электролита; 4 – трубчатые электроды; 5 – отверстия; 6 – электроизоляция; 7 – фиксирующий элемент; 8 – канат; 9 – источник постоянного тока; 10 – питающая линия); б – желонка для вычерпывания жидкости (1 – цилиндрический корпус; 2 – головка; 3 – осевое отверстие; 4 – клапан; 5 – манжета; 6 – шток; 7 – ограничитель; 8 – прицепное устройство; 9 – полусгон; 10 – прижимная гайка; 11 – шайба)



■ Рис. 3. График плавления ледяной пробки

Для извлечения из наблюдательных скважин образовавшейся в результате плавления льда талой воды была разработана специальная желонка, которая не имеет нижнего клапана [16]. Жидкость удерживается в желонке за счет действия атмосферного давления, создаваемого в результате сочетания клапана в головке корпуса и шайбы с отверстием заданного диаметра на нижнем торце корпуса (рис. 2, б). Устройство является простым в изготовлении и эксплуатации.

Внедрение технологии восстановления работоспособности наблюдательных скважин с водой и ледяными пробками позволяет обеспечить проектную информативность и достоверность результатов режимных наблюдений без погружения скважин-дублеров вместо неисправных скважин, что обуславливает существенную экономию ресурсов.

ОЦЕНКА УЯЗВИМОСТИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ ПРИ ИЗМЕНЕНИИ ГЕОКРИОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ В РЕЗУЛЬТАТЕ КЛИМАТИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ

Для оценки уязвимости сооружений при изменении геокриологических условий в результате климатических воздействий разработана соответствующая методика, предусматривающая 3 основные операции:

- выделение видов оснований сооружений по температуре и состоянию грунтов;
- выделение разновидностей оснований с предварительной оценкой направленности и интенсивности деформаций;
- определение степени уязвимости сооружений на основании их систематизации по разновидностям оснований.

Выделение видов оснований выполняется по температуре и состоянию грунтов, которые определяются по результатам термометрических измерений в наблюдательных скважинах сети геотехнического мониторинга. Всего предложено выделять 5 видов оснований (рис. 4).

Вид 1. Грунты основания находятся в мерзлом состоянии и имеют проектную температуру. Работа оснований отвечает расчетным схемам.

Вид 2. Грунты основания имеют проектную температуру, однако в разрезе присутствуют талые грунты в результате, как правило, техногеннообусловленного опускания кровли низкотемпературных многолетнемерзлых грунтов.

Вид 3. Грунты основания имеют температуру выше проектного значения, но находятся в мерзлом состоянии. Несущая способность грунтов и устойчивость фундаментов ниже проектных значений.

Вид 4. Грунты основания имеют температуру выше проектного значения и находятся как в мерзлом, так и в талом состоянии. Проектный принцип строительства на многолетнемерзлых грунтах (I принцип) не соблюдается.

Вид 5. Грунты находятся в талом состоянии по всему разрезу основания. Кровля ММГ опустилась ниже глубины заложения свайных фундаментов.

Таким образом, для 1-го вида надежность оснований сооружений гарантирована проектом. Для остальных видов наблюдается несоответствие проектного расчетного и фактического состояния оснований. Мера несоответствия увеличивается от 2 к 5 виду.

Для 3-го вида оснований снижение несущей способности свай обусловлено только повышением температуры многолетнемерзлых грунтов.

Коренное изменение эксплуатационных качеств основания характерно для 4-го и 5-го видов, наблюдается при отрыве кровли многолетнемерзлых грунтов от подошвы слоя сезонного промерзания-оттаивания и формировании круглогодично существующего талого слоя грунта. При этом для 4-го вида оснований снижение несущей способности свай дополнительно обусловлено переходом

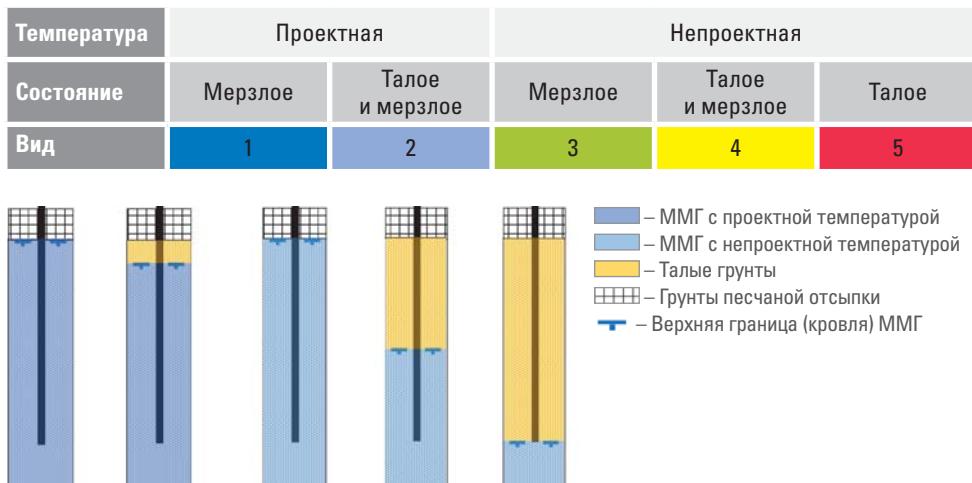


Рис. 4. Виды оснований по температуре и состоянию грунтов

в талое состояние многолетнемерзлых грунтов в верхней части разреза, а для 5-го вида оснований появляется новая составляющая осадки, обусловленная таянием порового и сегрегационного льда под нижним концом свай.

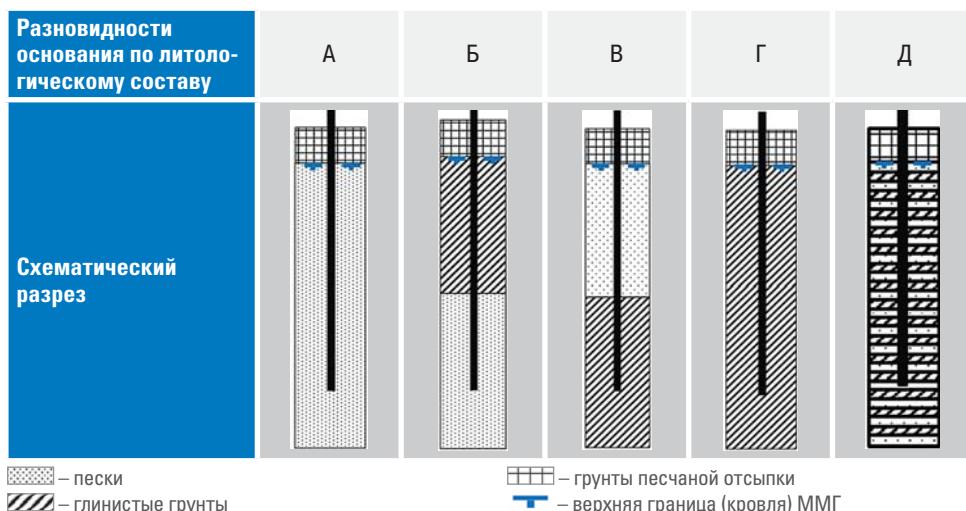
Выделение разновидностей оснований на территории Уренгойского месторождения выполняется по следующим критериям: литологический состав грунтов; льдистость; степень пучинистости грунтов; уровень подземных вод; наличие унаследованных талых зон. Количество критериев и выделяемых по ним разновидностей оснований может варьироваться.

Схематизация разреза «коренных» грунтов на территории месторождения позволила выделить 5 основных разновидностей оснований по литологическому строению верхней части разреза отложений: однослойное (А, Г), двухслойное (Б, В) и переслаивание (Д) песчаных и глинистых грунтов (рис. 5).

В зависимости от величины льдистости и степени пучинистости грунтов конкретного разреза, а также глубины залегания уровня подземных вод (с учетом капиллярной каймы) и наличия унаследованных талых зон выделяются разновидности оснований с предварительной оценкой направленности и интенсивности их деформаций на качественной и полукачественной основе.

При этом учитываются основные факторы, обуславливающие развитие осадки оттаивающих оснований:

- снижение несущей способности свай при повышении температуры многолетнемерзлых грунтов;
- снижение несущей способности свай при переходе в талое состояние многолетнемерзлых грунтов;



■ Рис. 5. Разновидности оснований по литологическому составу грунтов

Таблица 1

Степень уязвимости оснований сооружений

Степень уязвимости оснований	Обозначение	Величина осадки/подъема
Неуязвимые	НУ	$S \approx 0$
Слабоуязвимые	СУ	$S \leq 0,8S_u$
Уязвимые	У	$0,8S_u < S \leq S_u$
Чрезвычайно уязвимые	ЧУ	$S > S_u$

■ развитие отрицательного трения в оттаившем слое грунта (по боковой поверхности свай);

■ развитие тепловой осадки при вытаивании порового и сегрегационного льда в многолетнемерзлых грунтах под нижним концом свай.

Учитывается также влияние обводнения оттаивающих грунтов на развитие деформаций фундаментных конструкций за счет сезонного и многолетнего пучения грунтов, служащих основанием сооружений.

При выделении разновидностей оснований используются данные соответствующих баз данных, сформированных на основе отчетных материалов по инженерным изысканиям, проектной и исполнительной документации, результатов наблюдений в рамках геотехнического мониторинга.

Оценка степени уязвимости оснований выполняется посредством сопоставления ожидаемых и предельных значений деформаций для конкретных сооружений (**табл. 1**).

Для «неуязвимых» сооружений развитие деформаций основания не прогнозируется. «Слабоуязвимые» сооружения могут испытывать деформации, величина которых за период эксплуатации не превысит 80 % от предельного значения. Ожидаемые деформации «уязвимых» сооружений варьируют в интервале от 80 до 100 % от предельного значения, а для «чрезвычайно уязвимых» сооружений являются сверхнормативными.

При назначении предельных значений деформаций оснований учитываются конструктивные особенности сооружений, технологические требования и направленность деформаций.

Определение степени уязвимости сооружений с учетом их систематизации по разновидностям оснований, для которых выполнена предварительная оценка направленности и интенсивности деформаций, позволяет формализовать процедуру оценки уязвимости объектов при изменении геокриологических условий в результате климатических воздействий. Критерии для определения степени уязвимости сооружений в зависимости от разновидностей их оснований представлены в **табл. 2**.

По существу в таблице приведен сценарий развития геотехнической ситуации в оттаивающих основаниях, расположенных в различных ландшафтных

Таблица 2
Степень уязвимости сооружений по разновидностям оснований (температура грунтов непроектная)

Вид основания	Разрез			Льдистость			Разновидность основания			Уровень грунтовых вод			Степень уязвимости	
	Оゴзра-хене-	Схема	Описание	Оゴзра-хене-	Пучинистость грунтов	Описание*	Оゴзра-хене-	Описание*	Описание	Огарака	Лыжени	Степень уязвимости		
3	3B	Мерзлое	3B ¹	Слабольдистый $i_f \leq 0,2$ д.е.	3B ¹ _H	$\varepsilon f h \leq 0,035$	3B ¹ _H	$\varepsilon f h > 0,035$	—	—	СУ	СУ		
	3B ²	Мерзлое на тарое	3B ²	Льдистый $i_f > 0,2$ д.е.	3B ² _H	$\varepsilon f h \leq 0,035$	3B ² _H	$\varepsilon f h > 0,035$	—	—	СУ	У		
4	4B	Мерзлое	4B ¹	Слабольдистый $i_f \leq 0,2$ д.е.	4B ¹ _H	$\varepsilon f h \leq 0,035$	4B ¹ _H	$\varepsilon f h > 0,035$	4B ¹ _{п1}	УГВ в пределах СМС	У	ЧУ		
	4B ²	Мерзлое на тарое	4B ²	Льдистый $i_f > 0,2$ д.е.	4B ² _H	$\varepsilon f h \leq 0,035$	4B ² _H	$\varepsilon f h > 0,035$	4B ² _{п2}	УГВ ниже СМС	СУ	СУ		
5	5B	Тарое	5B ¹	Слабольдистый $i_f \leq 0,2$ д.е.	5B ¹ _H	$\varepsilon f h \leq 0,035$	5B ¹ _H	$\varepsilon f h > 0,035$	—	—	СУ	ЧУ		
	5B ²	Тарое	5B ²	Льдистый $i_f > 0,2$ д.е.	5B ² _H	$\varepsilon f h \leq 0,035$	5B ² _H	$\varepsilon f h > 0,035$	5B ² _{п1}	УГВ в пределах СМС	ЧУ	ЧУ		
									5B ² _{п2}	УГВ ниже СМС	СУ	ЧУ		

* С – слабольдистый, П – пучинистый

зонах на территории Уренгойского месторождения. Степень уязвимости сооружений определяется на определенный момент времени.

Для грунтовых оснований вида 1 осадка и пучение фундаментов не ожидаются. Проектная несущая способность основания и устойчивость фундаментов к касательным силам пучения обеспечена. Сооружения считаются неуязвимыми.

Для грунтовых оснований вида 2 наблюдаются незначительное снижение несущей способности за счет уменьшения площади смерзания свай с грунтом и рост касательных сил пучения за счет увеличения мощности слоя сезонного промерзания-оттаивания. Сооружения относятся к слабоуязвимым.

Для грунтовых оснований вида 3 возможна осадка фундаментов в результате закономерного снижения несущей способности основания при повышении температуры грунтов.

В условиях Уренгойского месторождения изменение температур песчаных грунтов на 0,1 °С (в интервале от -0,1 до -0,6 °С) приводит к изменению несущей способности свай на 95–100 кН, изменение температур глинистых грунтов на 0,1 °С (в интервале от -1 до -5 °С) приводит к изменению несущей способности свай на 26 кН [9]. Однако существенная осадка фундаментов ожидается при заглублении свай в льдистые глинистые грунты. Поэтому к «уязвимым» по осадке отнесены разновидности «3в²_н» и «3в²_п».

При наличии в слое сезонного промерзания-оттаивания пучинистых грунтов величина подъема фундаментов также ожидается значительной. Обводнению песков способствует близповерхностное залегание многолетнемерзлых грунтов, являющихся водоупором. К «уязвимым» по пучению для 3-го вида оснований отнесены разновидности «3в¹_п» и «3в²_п».

Для грунтовых оснований вида 4 ожидается осадка фундаментов в результате снижения несущей способности основания при повышении температуры многолетнемерзлых грунтов, перехода в талое состояние части грунтов основания и развития отрицательного трения. Существенная осадка фундаментов ожидается при заглублении свай в льдистые глинистые грунты. Для 4-го вида оснований к «уязвимым» по осадке отнесены разновидности со слабольдистыми (разновидности «4в¹_н», «4в¹_{п1}», «4в¹_{п2}»), а к «чрезвычайно уязвимым» – с льдистыми глинистыми грунтами (разновидности «4в²_н», «4в²_{п1}», «4в²_{п2}»).

При залегании уровня подземных вод в пределах слоя сезонного промерзания-оттаивания (с учетом капиллярной каймы), сложенного пучинистыми песчаными грунтами, подъем фундаментов может достичь предельных значений. Разновидности «4в¹_{п1}» и «4в²_{п1}» отнесены к «чрезвычайно уязвимым».

Для грунтовых оснований вида 5 ожидается осадка фундаментов в результате снижения несущей способности основания при переходе в талое состояние грунтов по всему разрезу (расчетные сопротивления вдоль боковой поверхности свай для таликовых глинистых и песчаных водонасыщенных грунтов понижаются на 20 и 10 % соответственно [11]), развития отрицательного трения и осадки оттаивания. При наличии глинистых грунтов под острием сваи основания

относятся к чрезвычайно уязвимым, независимо от льдистости грунтов (« $5v^1_H$, « $5v^1_{p1}$ », « $5v^1_{p2}$ », « $5v^2_H$ », « $5v^2_{p1}$ », « $5v^2_{p2}$ »).

Величина подъема фундаментов может превысить предельные значения, если в сезонно-мерзлом слое представлены песчаные водонасыщенные грунты. Разновидности « $5v^1_{p1}$ », « $5v^2_{p1}$ » отнесены к «чрезвычайно уязвимым».

Таким образом, при рассматриваемом разрезе отложений (табл. 2) для 3-го вида оснований к «уязвимым» по осадке причислены разновидности с льдистыми глинистыми грунтами. Для 4-го вида оснований к «уязвимым» по осадке отнесены разновидности со слабольдистыми, а к «чрезвычайно уязвимым» – с льдистыми глинистыми грунтами. Для 5-го вида оснований все разновидности по осадке причислены к «чрезвычайно уязвимым».

К «уязвимым» по пучению для 3-го вида оснований отнесены разновидности с пучинистыми грунтами в слое сезонного промерзания-оттаивания. Следует отметить, что пески могут обладать пучинистыми свойствами при содержании пылеватых частиц более 15 % и полном водонасыщении. Обводнению песков способствует близповерхностное залегание ММГ, являющихся водоупором. Степень уязвимости по пучению для 4 и 5 видов оснований зависит от глубины залегания уровня подземных вод. Разновидности с пучинистыми грунтами в слое сезонного промерзания-оттаивания относятся при высоком уровне залегания подземных вод к «чрезвычайно уязвимым», а при низком – к «слабоуязвимым».

Следует отметить, что степень уязвимости различных разновидностей оснований, даже в пределах одного вида, может изменяться. Они могут варьировать от слабоуязвимых до чрезвычайно уязвимых, при этом могут доминировать деформации как осадки, так и пучения.

Результаты оценки уязвимости сооружений являются основой ранжирования приоритетов предприятия в процессе адаптации его деятельности к меняющимся климатическим условиям.

Объекты, основания которых отнесены к чрезвычайно уязвимым, требуют первоочередной разработки технических решений по предотвращению сверхнормативных деформаций оснований. Очередность мероприятий по температурной стабилизации грунтов или усилию фундаментов для уязвимых объектов определяется по результатам инструментальных наблюдений и оценки уязвимости по временным критериям. Количественная оценка уязвимости оснований по временным критериям выполняется по результатам прогноза динамики температурного режима многолетнемерзлых грунтов, служащих основанием зданий и сооружений.

РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ТЕМПЕРАТУРНОЙ СТАБИЛИЗАЦИИ ГРУНТОВ ДЛЯ ВЫДЕЛЕННЫХ РАЗНОВИДНОСТЕЙ ОСНОВАНИЙ

Управление рисками в условиях современных климатических изменений тесно связано с технологиями гибкого управления температурным режимом грунтов [13]. Проектная температура грунта является пороговым значением, при котором достигается необходимая несущая способность многолетнемерзлых

грунтов основания того или иного сооружения. Расчетный температурный режим грунтов (твердомерзлое состояние) для видов оснований с непроектными условиями (рис. 4) может быть обеспечен за счет применения методов температурной стабилизации грунтов.

К пассивной температурной стабилизации грунтов относятся мероприятия, направленные на изменение условий теплообмена на поверхности грунта: расчистка снега в зимний период, создание дополнительного затенения с помощью экранов, подсыпка светлого песка для увеличения альбедо поверхности в летний период, установка теплоизоляционных экранов, устройство вентилируемых подполий под сооружениями, обустройство продуваемых каналов и др.

К активной температурной стабилизации грунтов относятся мероприятия, направленные на применение сезонно действующих охлаждающих устройств (СОУ, термосифон). СОУ является обобщенным названием и включает в себя такие виды, как одиночно стоящие вертикальные, наклонные, слабонаклонные, слабонаклонные с транзитным участком, вертикальная естественно действующая трубчатая система (ВЕТ), горизонтальная естественно действующая трубчатая система (ГЕТ). К системам могут быть подключены холодильные установки, обеспечивающие круглогодичный режим работы, с возможностью последующего отключения и перехода на сезонный режим работы.

Применение каких-либо методов температурной стабилизации всегда направлено на изменение геокриологических условий участка застройки. При этом следует учитывать, что промерзание талых «коренных» грунтов в основании сооружений сопряжено с развитием их криогенного пучения и может привести к деформациям подъема нагруженных фундаментных конструкций. Ниже рассмотрим возможные сценарии развития деформаций фундаментов.

Для оснований вида 2 талые грунты после монтажа охлаждающих устройств динамично промерзают с наступлением холодного периода. В процессе промерзания грунтов возможно развитие деформаций подъема оснований в результате криогенного пучения, однако их величина существенно ниже предельных значений.

Для оснований вида 3 деформаций подъема оснований при понижении температуры грунтов до проектных значений посредством охлаждающих устройств не ожидается, так как масштабного развития порового и сегрегационного льдонакопления не прогнозируется.

Для 4-го вида оснований применение охлаждающих устройств обусловливает новообразование мерзлоты, при этом возможны значительные деформации сооружений в результате фазовых переходов воды и развития сегрегационного льдонакопления в грунтах оснований. Существует вероятность промерзания грунтов под контуром зданий в условиях замкнутого объема с подтоком воды, что может привести к интенсивному многолетнему пучению грунтов основания и переходу свайного фундамента в ограниченно работоспособное или аварийное техническое состояние. Если несущая способность грунтов может быть подтверждена результатами статических испытаний свай, то выпускание

фундаментов в результате криогенного пучения промерзающих грунтов прогнозируется расчетными методами, что требует проведения дополнительных проектно-изыскательских работ.

В целом для данного вида оснований условно можно выделить два этапа развития деформаций после монтажа охлаждающих устройств. На первом этапе прогнозируются наиболее значительные деформации несущих конструкций, обусловленные промерзанием талых грунтов в основании сооружений. На втором этапе, когда температура мерзлых грунтов понижается до проектных значений, прогнозируется снижение интенсивности деформаций оснований. Стабилизация деформаций ожидается после достижения проектной температуры грунтов. Однако в практике известны случаи многолетнего пучения грунтов оснований данного вида и после новообразования мерзлоты, например, в основании машинного зала компрессорной станции с вентилируемым подпольем на ДКС-4 месторождения Медвежье [10].

Для уменьшения негативного влияния охлаждающих устройств рекомендуется применение СОУ с теплоизолированным транзитным участком. СОУ такой конструкции благодаря данной вставке имеют заглубленную испарительную часть, начинающуюся с глубины порядка трех метров от дневной поверхности. Данная конструкция позволяет минимизировать негативное влияние СОУ на верхние слои грунта, зачастую бывающие переувлажненными и, как следствие, более подверженными процессам пучения. Кроме того, заглубленная испарительная часть оказывает более эффективное влияние на нижнюю часть свайного основания, частично находящуюся в мерзлом грунте. Ввиду того, что охлаждение уже мерзлого грунта происходит быстрее, чем поднятие кровли многолетнемерзлых грунтов (фазовый переход вода–лед является энергозатратным процессом), процесс возникновения сил пучения является непропорциональным процессу увеличения удерживающих сил (за счет увеличения смерзания сваи с грунтом). Таким образом, возрастающая удерживающая сила превосходит возникающие силы пучения.

Для оснований вида 5 промерзание талых грунтов и последующее понижение температуры мерзлых грунтов до проектных значений в результате работы охлаждающих устройств обуславливает развитие деформаций в два этапа, аналогично виду 4. Однако с учетом того, что глубокое залегание кровли многолетнемерзлых грунтов зачастую обусловлено фильтрацией подземных вод, ожидается более длительный первый этап – этап интенсивного развития деформаций. Кроме того, в данных условиях растет амплитуда колебаний температуры грунтов по разрезу основания в годовом цикле, что способствует повышению льдонасыщения мерзлого грунта в процессе эксплуатации и негативно отражается на его несущей способности.

Для уменьшения негативного влияния охлаждающих устройств для оснований вида 5 справедливы тезисы, приведенные для оснований вида 4, однако существует ряд отличий. В частности, для основания вида 5 необходимо применение СОУ длиной, превосходящей глубину заложения фундамента, а также в зависимости от литологических особенностей длина теплоизоляционной вставки

может быть увеличена. Помимо этого (при возможности) рекомендуется укладка теплоизоляционного экрана в верхнем слое грунта. Укладку необходимо производить в период максимального сезонного промерзания деятельного слоя (конец апреля – начало мая), до установления положительных температур на дневной поверхности. Таким образом в слои грунта основания проникнет «порция сезонного зимнего холода», и при этом грунты будут изолированы от «порции сезонного летнего тепла». Данный процесс позволяет естественным образом понизить температурное поле грунтов оснований до начала работы СОУ. Применяемая теплоизоляция в верхнем слое грунта также дает возможность уменьшить степень промерзания в последующий осенне-зимний период, тем самым снизив негативное воздействие процессов сезонного пучения, тогда как СОУ с заглубленной испарительной частью будет производить охлаждение грунтов в нижней части основания.

Однако при таком подходе для больших сооружений с массивными свайными полями, требующими применения большого количества СОУ, существует риск возникновения обильного криогенного пучения большого массива грунта (аналог природных бугров пучения). Такой риск значительно возрастает при существующей регулярной подпитке массива грунта влагой (верховодка, грунтовые воды и т.д.).

Таким образом, прогноз развития геотехнической ситуации для выделенных видов оснований принципиально отличается как в процессе деградации многолетнемерзлых грунтов под воздействием климатических изменений, так и после реализации технических управляющих решений по термостабилизации грунтов.

Учитывая, что на промысловых объектах Общества инженерные сооружения однотипны и подразделяются главным образом на компрессорные цеха, каркасные здания, блок-боксы, вертикальные цилиндрические резервуары, заглубленные сооружения, открытые площадки, мачты и эстакады, целесообразно для каждой группы сооружений разработать адекватные варианты технических решений по температурной стабилизации грунтов применительно к выделенным при оценке уязвимости сооружений разновидностям оснований, исходя из прогнозных теплотехнических расчетов для определенных в каждой группе сооружений-аналогов.

Принципиальные технические решения по температурной стабилизации грунтов для уязвимых объектов, в зависимости от вида оснований и теплосилового взаимодействия сооружений с грунтами оснований, представлены в **табл. 3**. По мере накопления результатов численного моделирования будет выполняться детализация технических решений по разновидностям оснований и группам сооружений. При этом следует учитывать, что применение активных методов термостабилизации позволяет понизить температуру мерзлых грунтов оснований зданий и сооружений до расчетных значений, однако управление температурным режимом грунтов ограничивается, как правило, периметром объектов термостабилизации. В результате создаются условия для пространственного сопряжения многолетнемерзлых грунтов оснований и талых водонасыщенных грунтов по периметру объектов термостабилизации на участках застройки с заглубленной кровлей мерзлоты в зоне лесотундры, что может привести к неравномерному пучению свайных фундаментов под зданиями и сооружениями с проектными температурами грунтов оснований.

Таблица 3 ■ Принципиальные технические решения по температурной стабилизации грунтов, служащих основанием угловых объектов

Вид основания	Группы сооружений по типу теплосилового взаимодействия с грунтами оснований		
	1. Сооружения с вентилируемым подпольем, создающие затеняющий эффект	2. Сооружения, не создающие затеняющий эффект	3. Заглубленные сооружения
Наименование	Технические решения	Наимено-вание	Технические решения
	<p>Мачты прожекторные, молниеотводы, кабельные и технологические эстакады (если они не идут шлейфом), открытые площадки обслуживания малых габаритов</p>	<p>Решения аналогичны решениям группы 1.</p> <p>Однако сооружения данной группы более подвержены процессам деградации мерзлого основания ввиду отсутствия создаваемой тени, а также повышенному снегонакоплению. При этом они имеют значительно меньшую нагрузку на свайное основание, что при активно протекающем процессе промораживания грунтов может вызвать сверхнормативные деформации фундаментов.</p> <p>Рекомендуется применение СОУ с теплоизолированными вставками подземной части СОУ равна длине подземной части СОУ плюс 1 метр.</p> <p>3. В зависимости от необходимости проектной температуры грунтов количество СОУ на одную сваю может быть увеличено</p>	<p>Отдельно стоящие СОУ с длиной подземной части, равной глубине заложения сваи.</p> <p>Установка из расчета один СОУ на сваю.</p> <p>Возможно применение пассивных методов</p> <p>Дополнительно предусмотрено:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Теплоизолированная вставка для СОУ 2. Установка СОУ производится из расчета два СОУ на сваю <p>Дополнительно предусмотрено:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Увеличенная теплоизолированная вставка 2. Установка СОУ производится из расчета один СОУ на сваю 3. Длина подземной части СОУ равна глубине заложения сваи плюс 1 метр 4. Теплоизоляционные экраны в верхнем слое грунта 5. Применение СОУ с минимальной производительностью
	<p>Технологические цеха, каркасные здания, блок-боксы и др. сооружения, обладающие достаточными габаритами в плане для создания теневого эффекта</p>	<p>3</p>	<p>4</p>
			<p>5</p>

Решение данной проблемы возможно за счет формирования буферных зон по периметру зданий и сооружений с помощью методов активной термостабилизации грунтов. Расчет параметров буферных зон следует выполнять с учетом не только теплового влияния участков застройки с различным температурным режимом грунтов, но и развития массообменных процессов (влагообмен) в мерзлых грунтах под воздействием градиента температуры.

Таким образом, выполненные исследования направлены на оптимизацию проектно-изыскательских работ и повышение эффективности температурной стабилизации грунтов оснований уязвимых объектов в рамках капитального ремонта, реконструкции и нового строительства. Эффективность принятых технических решений по температурной стабилизации грунтов оценивается в рамках геотехнического мониторинга.

ВЫВОДЫ

Проблему адаптации хозяйственной деятельности человека к воздействию климатических изменений изучают ведущие научные и проектные институты. Однако отсутствие регламентов и методического обеспечения адаптационной деятельности непосредственно в производственном процессе предприятий (в рамках геотехнического мониторинга, эксплуатационного контроля и др.) побуждает специалистов заниматься научно-методическими разработками в рамках своих компетенций.

В Обществе для выявления ключевых проблем на уровне отдельных промыслов в различных ландшафтных зонах разработана методика оценки уязвимости сооружений при изменении геокриологических условий. Результаты оценки уязвимости сооружений отражают различную реакцию опорной составляющей эксплуатируемых геотехнических систем на современные климатические изменения и являются основой ранжирования приоритетов предприятия в процессе адаптационной деятельности.

Для обеспечения механической безопасности уязвимых сооружений в соответствии с проектными расчетными схемами при I принципе строительства на многолетнемерзлых грунтах надлежит понизить температуру грунтов основания до отрицательных проектных значений или эксплуатировать объекты на «свой страх и риск». Однако следует учитывать, что при искусственном охлаждении промерзание талых «коренных» грунтов в основании сооружений сопряжено с развитием их криогенного пучения и может привести к деформациям подъема нагруженных фундаментных конструкций. В связи с этим для каждой группы промысловых сооружений разрабатываются варианты технических решений по управлению температурным режимом грунтов применительно к выделенным при оценке уязвимости сооружений разновидностям оснований.

В целом проведенные исследования позволяют создать методическую основу для обеспечения необходимого уровня контроля и управления состоянием многолетнемерзлых грунтов, служащих основанием производственных объектов, в условиях климатических изменений.

ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

- Геокриологические условия Западно-Сибирской газоносной провинции / Л.Н. Тагунова, Е.С. Мельников, М.И. Горальчук [и др.]; отв. ред. Е.С. Мельников. – Новосибирск: Наука: Сиб. отделение, 1983. – 199 с.
- Геокриология СССР. Западная Сибирь / В.Т. Трофимов, Ю.К. Васильчук, В.В. Баулин [и др.]; под ред. Э.Д. Ершова. – Москва: Недра, 1989. – 453 с.
- Инженерная геология СССР. Западно-Сибирская и Туранская плиты: в 2 кн. / А.С. Герасимова, С.Б. Ершова, Ю.Ф. Захаров [и др.]; под ред. В.Т. Трофимова. – Москва: Недра, 1990. – Кн. 1. – 329 с.
- Доклад об особенностях климата на территории Российской Федерации за 2021 год. – Москва: Росгидромет, 2022. – 104 с.
- Деградация мерзлоты: результаты многолетнего геокриологического мониторинга в западном секторе российской Арктики / А.А. Васильев, А.Г. Гравис, А.А. Губарьков [и др.]. – Криосфера Земли. – 2020. – Т. XXIV. – № 2. – С. 15–30.
- Васильев, А.А. Динамика температуры многолетнемерзлых пород Западной Сибири в связи с изменениями климата / А.А. Васильев, Д.С. Дроздов, Н.Г. Москаленко. – Криосфера Земли, 2008. – Т. XII. – № 2. – С. 10–18.
- Изменения температурного поля мерзлых пород и состояния геосистем на территории Уренгойского месторождения за последние 35 лет (1974–2008) / Д.С. Дроздов, Н.Г. Украинцева, А.М. Царев [и др.]. – Криосфера Земли. – 2010. – Т. XIV. – № 1. – С. 22–31.
- Адаптация инфраструктуры Арктики и субарктики к изменениям температуры мерзлых грунтов / В.П. Мельников, В.И. Осипов, А.В. Брушков [и др.]. – Криосфера Земли. – 2021. – Т. XXV. – № 6. – С. 3–15.
- Резервирование надежности оснований и фундаментов объектов газового комплекса в криолитозоне в условиях изменения климата и локальных техногенных воздействий / С.Н. Меньшиков, И.В. Мельников, А.Б. Осокин [и др.]. – Газовая промышленность. – 2017. – Спецвыпуск № 1 (750). – С. 124–129.
- Минкин, М.А. Методика и методы инженерно-геокриологических изысканий / М.А. Минкин. – Ухта: Институт управления, информации и бизнеса, 2005. – 252 с.
- Адаптация – важнейшая технология освоения субарктических территорий России / В.И. Осипов, О.Е. Аксютин, А.Г. Ишков [и др.] // Вестник Российской академии наук. – 2019. – Т. 89, № 1. – С. 56–63.
- Надымгазпром: геотехмониторинг в криолитозоне / В.В. Ремизов, В.И. Кононов, А.И. Березняков [и др.]. – Москва: ИРЦ Газпром, 2001. – 148 с.
- Сергеев, Д.О. Мониторинг мерзлых пород и управление рисками / Д.О. Сергеев; под ред. В.П. Мельникова и М.Р. Садуртдинова // Современные исследования трансформации криосферы и вопросы геотехнической безопасности сооружений в Арктике. – Салехард, 2021. – С. 380–382.
- СП 25.13330-2020 Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах: свод правил: утвержден приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 30 декабря 2020 г. № 915/пр и введен в действие с 1 июля 2021 г. // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: [сайт]. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/573659326>
- Патент 2739288 Российская Федерация, МПК E02D 33/00 (2006.01). Устройство для мониторинга деформаций грунтов в криолитозоне / Ларев П.Н., Манзырев Д.В., Можейко А.Г., Саитов А.Р., Жабин В.Ю.; заявитель и патентообладатель ООО «Газпром добыча Уренгой». – № 2020109421; заявл. 03.03.2020; опубл. 22.12.2020. – Бюл. № 36.
- Патент 198783 Российская Федерация, МПК E21B 27/00 (2006.01). Желонка для извлечения жидкости из скважины / Морин А.А., Манзырев Д.В., Кадиков Р.Н.; заявитель и патентообладатель ООО «Газпром добыча Уренгой». – № 2019145682; заявл. 30.12.2019; опубл. 28.07.2020. – Бюл. № 22.

Совершенствование систем пожарной автоматики на объекте с массовым пребыванием людей (на примере культурно-спортивного центра «Газодобытчик»)

П.И. Юшин, С.Ю. Чернов, С.Б. Ульянович
(ООО «Газпром добыча Уренгой»)

В статье рассмотрены вопросы, связанные с пожарной безопасностью объектов с массовым пребыванием людей. Поднимается проблема ложного срабатывания систем пожарной автоматики в культурно-зрелищных учреждениях во время проведения развлекательных мероприятий с использованием различных сценических спецэффектов (в частности, сценического дыма и тумана, световых эффектов и др.). Рассмотрена противопожарная защита сложного комплекса, состоящего из зрительного зала, сцены и других помещений. Показана необходимость совершенствования системы пожарной автоматики во избежание ложного срабатывания пожарных извещателей, инициирующих запуск систем оповещения и водяного пожаротушения при применении спецэффектов на сцене. Предложено решение, основанное на использовании двухфакторного алгоритма формирования сигнала «ПОЖАР», которое позволит исключить ложное срабатывание системы пожарной автоматики и обеспечить высокую степень пожарной безопасности.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: автоматические системы обнаружения пожара, автоматические установки водяного пожаротушения, системы противодымной защиты, системы противопожарной защиты, искусственный дым, система пожарной сигнализации, датчики дыма, ложное срабатывание пожарных извещателей, совершенствование системы пожарной автоматики, ложное срабатывание противопожарной системы при применении спецэффектов на сцене, двухфакторный алгоритм формирования сигнала «ПОЖАР», защита от ложного срабатывания автоматической водозаполненной установки

Пожар – это неконтролируемое горение, наносящее материальный ущерб, вред жизни и здоровью граждан, интересам общества и государства [1]. Пожары во многих случаях сопровождаются травмированием и гибелю людей, поэтому мероприятия по профилактике пожаров проводятся в общегосударственном масштабе. Одной из основных целей в области производственной безопасности ПАО «Газпром» [3] является именно предотвращение возгораний на объектах Общества [4].

Анализ пожаров, произошедших в России в 2022 году [5], показал, что их количество в административных зданиях с массовым пребыванием людей увеличилось на 99,4 %, а число погибших от огня граждан возросло на 142,9 % по сравнению с 2021 годом. В том числе на объектах культурно-досуговой деятельности пожаров произошло на 25 % больше, чем в предыдущем году. Более масштабными стали их последствия.

Очевидно, что в этих условиях объекты с массовым пребыванием людей, в частности культурно-зрелищные учреждения, должны быть максимально

зашщены от пожаров. Комплекс противопожарных мероприятий включает, в первую очередь, применение автоматических систем обнаружения пожара и оповещения о его возникновении как персонала, так и посетителей объекта, автоматических установок водяного пожаротушения, систем противодымной защиты.

Однако не всегда можно обеспечить нормальную эксплуатацию вышеперечисленных систем противопожарной защиты в связи с меняющимися условиями жизнедеятельности. В современных условиях постоянно появляется новое оборудование, которое может как влиять на обнаружение факторов пожара, так и стать возможным источником возгорания.

Не предусмотренное проектной документацией оборудование может негативно влиять на корректность работы противопожарных систем, что в итоге может спровоцировать их периодический или постоянный перевод из дежурного (автоматического) режима работы в дистанционный (ручной режим) при частом ложном срабатывании систем. При этом управлять исполнительными устройствами пожарной автоматики в ручном режиме нереально.

Например, в культурно-зрелищных учреждениях в любой шоу-программе, нацеленной на формирование у человека сильных впечатлений от увиденного, для усиления эффекта всегда использовались различные средства и приемы. Только если раньше это были деревянные сценические конструкции, декорации и маски, то сегодня это оборудование, реализующее современные технологии (генераторы дыма и тумана, генераторы и имитаторы пламени, световое и лазерное оборудование), которое позволяет демонстрировать разнообразные сценические эффекты, – без них теперь не проходит ни одно развлекательное мероприятие. Применение спецэффектов в ходе развлекательных программ, спектаклей для достижения зрелищности отразилось на корректности работы систем пожарной автоматики.

Рассмотрим данную проблему на примере культурно-спортивного центра «Газодобытчик» ООО «Газпром добыча Уренгой», расположенного в г. Новый Уренгой Ямало-Ненецкого автономного округа (далее – КСЦ «Газодобытчик»).

КСЦ «Газодобытчик» располагает комплексом помещений разного назначения: концертный зал, помещения театрального комплекса, спортивные, танцевальные и многофункциональные залы, помещения детского центра творчества и развития, служебные технические и бытовые помещения. Световые эффекты, искусственный дым, туман и другие спецэффекты используются при проведении мероприятий в большом концертном зале на 700 мест (далее также БКЗ), поэтому детально рассмотрим противопожарную защиту именно этого сложного комплекса, состоящего из зрительного зала и помещений сцены, модель которого представлена на **рис. 1**.

Над сценой БКЗ на момент его проектирования и строительства (1996 год) была предусмотрена инновационная для того времени система пожарной сигнализации с использованием точечных дымовых пожарных извещателей ИП 212-ЗСУ и извещателей пожарных дымовых линейных ИП 212-7 (ИПДЛ-1). Датчики дыма монтировались на пяти ярусах галереи сцены: на каждом ярусе, с первого

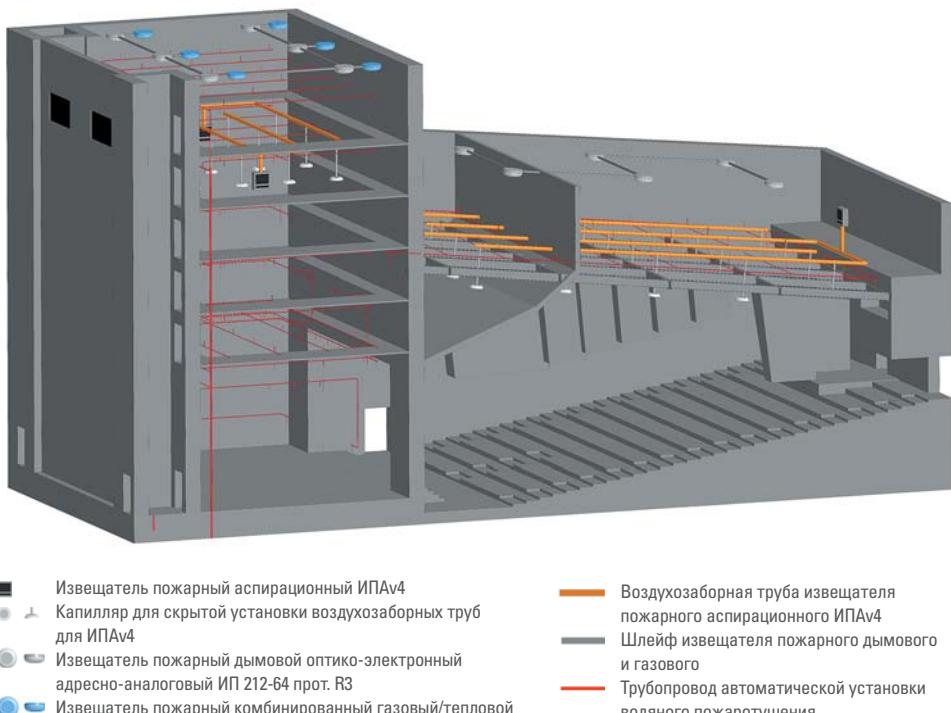


Рис. 1. Модель комплекса помещений большого концертного зала на 700 мест КСЦ «Газодобытчики»

по пятый, устанавливались двухкомпонентные линейные пожарные извещатели ИП 212-7 (ИПДЛ-1), состоящие из приемника и передатчика инфракрасного излучения, а в самой верхней точке галереи (на высоте 21 метр) устанавливались точечные дымовые пожарные извещатели ИП 212-ЗСУ.

Помещения зрительного зала и сцены были оборудованы секциями автоматической установки водяного пожаротушения (АУВПТ) – спринклерными и дренчерными. Дренчерными секциями АУВПТ, активируемыми сигналом от системы пожарной сигнализации, защищены помещения для скатных декораций, пространство под колосниками сцены, ее рабочие галереи на различных высотных отметках, арьерсцена, портал сцены, часть труя со встроенным оборудованием сцены, зрительный зал.

С начала применения спецэффектов на сцене БКЗ при проведении концертов, шоу-программ и других развлекательных мероприятий (когда, в частности, использовались генераторы дыма) шлейфы пожарной сигнализации стали «переходить» в режим «ПОЖАР», в автоматическом режиме осуществлялась передача сигнала на запуск системы речевого оповещения людей о пожаре

и управления их эвакуацией, а также происходило открытие соответствующего дренчерного узла управления АУВПТ, запуск пожарных насосов, подающих воду к зоне срабатывания пожарных извещателей на дренчерные оросители¹ [4].

В соответствии с требованиями законодательства в области пожарной безопасности при возникновении такой ситуации зрители, находившиеся в зале, были обязаны эвакуироваться из здания до момента проверки зоны срабатывания пожарных извещателей дежурным персоналом. Только после подтверждения ложного срабатывания² [4], отключения системы оповещения о пожаре зрители могли вернуться в зал и продолжить просмотр программы. Очевидно, что получить ожидаемый эффект и удовольствие от посещения такого мероприятия зритель уже не мог.

Ложное срабатывание пожарных извещателей и автоматический запуск установки водяного пожаротушения создавали риски подачи воды в защищаемые помещения через дренчерные оросители секций установки и нанесения большого материального ущерба при отсутствии необходимости тушения пожара, в том числе из-за выхода из строя дорогостоящего видео- и аудиооборудования, установленного на сцене, повреждения отделочных материалов на сцене и в зале.

В связи с этим возникла необходимость совершенствования системы пожарной автоматики на объекте КСЦ «Газодобытчик» с целью обеспечить постоянный автоматический контроль помещений для своевременного выявления опасных факторов пожара³, которые могут появиться при возникновении горения в защищаемых помещениях, без ложного срабатывания системы пожарной автоматики, инициирующей запуск систем оповещения и водяного пожаротушения при применении спецэффектов на сцене. Преследовалась цель исключения перевода системы оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре, АУВПТ здания в режим ручного управления, несмотря на то, что согласно требованиям пожарной безопасности [2] это допускается во время проведения мероприятий с применением специальных сценических эффектов при условии реализации комплекса дополнительных инженерно-технических и организационных мероприятий, направленных на обеспечение безопасности людей.

В 2019 году были разработаны проектные решения по использованию нестандартной схемы применения пожарных извещателей в БКЗ КСЦ «Газодобытчик» с целью ухода от типового алгоритма формирования системы пожарной автоматики сигнала «ПОЖАР». Разработка проектных решений осуществлялась силами специалистов подразделений ООО «Газпром добыча Уренгой»: службы проектно-конструкторских работ Инженерно-технического

¹ Дренчерный ороситель – ороситель с открытым выходным отверстием.

² Ложное срабатывание (о пожаре) – извещение о пожаре, сформированное при отсутствии опасных факторов пожара.

³ Опасные факторы пожара – факторы пожара, воздействие которых может привести к травме, отравлению или гибели человека и (или) к материальному ущербу.

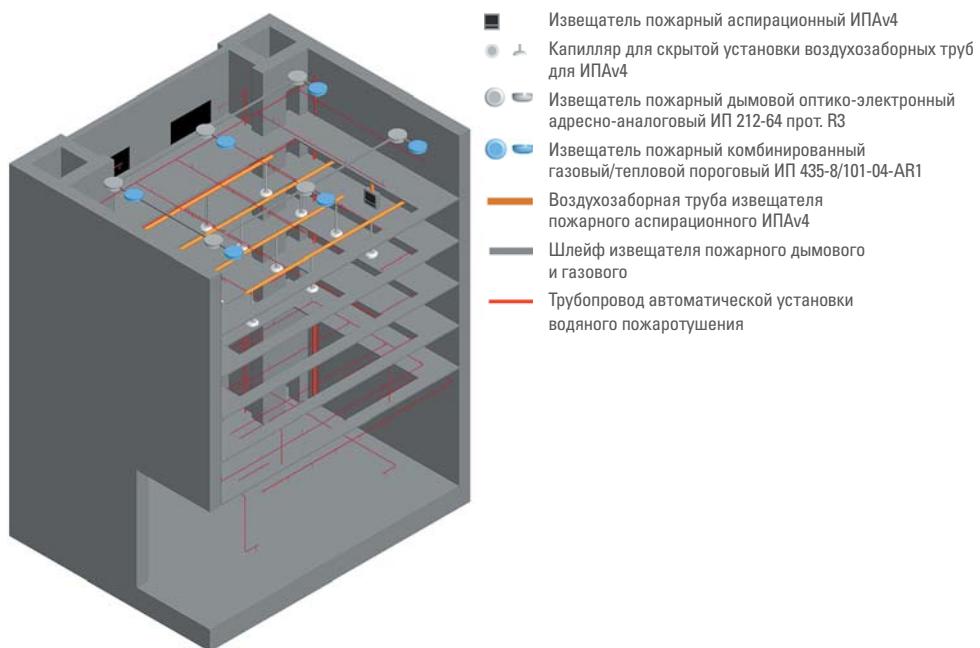
центра, службы промышленной и пожарной безопасности ООО «Газпром добыча Уренгой» и Управления автоматизации и метрологического обеспечения. В проекте получили воплощение предложения по формированию двухфакторного алгоритма работы системы пожарной автоматики на сцене БКЗ.

Система пожарной автоматики объекта КСЦ «Газодобытчик» была реализована на базе контроллера КСПА 9030-01 производства ПАО «Газпром автоматизация» с выводом информации на автоматизированное рабочее место (АРМ), находящееся в помещении для дежурного персонала.

Во избежание ложного срабатывания пожарных извещателей было принято решение использовать двухфакторный алгоритм формирования сигнала «ПОЖАР», который заключается в следующем.

В верхних точках галереи сцены и зрительной зоны большого концертного зала были установлены пожарные извещатели трех типов: комбинированный газовый пороговый/тепловой максимально-дифференциальный ИП 435-8/101-04-A1R «Сонет», пороговый дымовой пожарный извещатель ИП 212-45 и аспирационный извещатель ИПА v4. Схема их расстановки приведена на рис. 2 и 3.

При применении сценического дыма и его скоплении в верхней точке галереи сцены и зрительного зала пожарные извещатели ИП 212-45 и ИПА v4 по принятому



■ Рис. 2. Схема расстановки пожарных извещателей в объеме сцены БКЗ



Рис. 3. Схема расстановки пожарных извещателей за фальшпотолком зрительного зала

алгоритму формируют сигнал «ВНИМАНИЕ», так как сценический дым сам по себе не содержит продуктов горения (CO), но его частицы при испарении и большой концентрации, попадая в оптические камеры пороговых извещателей, обеспечивают нежелательное срабатывание из-за сходства с факторами пожара.

В случае скопления сценического дыма с примесью продуктов горения (CO) пожарные извещатели ИП 435-8/101-04-A1R «Сонет» улавливают частицы продуктов горения и формируют при срабатывании сигнал «ПОЖАР» с последующим запуском системы оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре и системы водяного пожаротушения.

Таким образом, при реальном отсутствии опасных факторов пожара в помещениях БКЗ система пожарной автоматики не будет формировать сигнал «ПОЖАР», т.е. ее ложное срабатывание исключается, и все системы пожарной безопасности постоянно находятся в автоматическом режиме работы. Влияние человеческого фактора на функционирование системы исключается. В случае срабатывания системы пожарной автоматики дежурный персонал на АРМ увидит конкретное помещение, где сработали пожарные извещатели, будет уверен в том, что это не ложное срабатывание, и своевременно начнет выполнять действия по установленному алгоритму, предусмотренному инструкцией о мерах пожарной безопасности для КСЦ «Газодобытчик».

Опытная эксплуатация системы пожарной автоматики показала, что принятые решения обеспечивают высокую степень защиты от ложного срабатывания

системы обнаружения пожара в большом концертном зале КСЦ «Газодобытчик» при применении различных спецэффектов.

Но на достигнутом результате останавливаться нельзя. Уже есть идеи, касающиеся обеспечения высокой степени защиты от ложного срабатывания автоматической водозаполненной установки [4] спринклерного пожаротушения здания в случае разгерметизации распределительного трубопровода или повреждения спринклерного оросителя⁴. Практическая реализация этих идей позволит предотвратить ложное срабатывание установки и, как следствие, нанесение ущерба имуществу при отсутствии пожара. Новое техническое решение обязательно будет внедрено в процессе реконструкции установки пожаротушения.

ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. Федеральный закон «О пожарной безопасности» №69-ФЗ от 21.12.1994: принят Государственной Думой 18 ноября 1994 г.
2. Правила противопожарного режима в Российской Федерации: утверждены постановлением Правительства РФ № 1479 от 16.09.2020.
3. СТО Газпром 18000.1-001-2021. Единая система управления производственной безопасностью. Основные положения: утвержден приказом ПАО «Газпром» № 2 от 12 января 2021 г.
4. СТО Газпром 18000.8-019-2021. Единая система управления производственной безопасностью. Система обеспечения пожарной безопасности. Термины и определения: утвержден и введен в действие распоряжением ПАО «Газпром» № 490 от 19 октября 2021 г.
5. Анализ обстановки с пожарами и их последствиями на территории Российской Федерации за 12 месяцев 2022 года. – Москва: Департамент надзорной деятельности и профилактической работы МЧС России, 2023.

⁴ Спринклерный ороситель – ороситель, оснащенный тепловым замком.

СОДЕРЖАНИЕ

Уренгойский добывающий комплекс	5
---------------------------------------	---

РАЗДЕЛ I

Геолого-разведочные работы. Геологическое сопровождение разработки месторождений. ГТМ

Корякин А.Ю., Попов Д.А., Сопнев Т.В., Кулинченко А.С., Молчанов О.А., Сафонов М.Ю., Городов А.И.	
Перспективы геолого-разведочных работ на севере полуострова Ямал.	
Малыгинский лицензионный участок	12
Корякин А.Ю., Сопнев Т.В., Молчанов О.А., Юнусов А.А., Сафонов М.Ю.	
Опыт строительства сеноманских газовых скважин с субгоризонтальным окончанием большой протяженности на Песцовой площади Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения	18
Сопнев Т.В., Молчанов О.А., Осмаковский А.А., Шишацкий Д.Е.	
Результаты интенсификации притока углеводородов методом гидравлического разрыва пласта на этапе строительства скважин 2А участка Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения	26
Бригадиренко С.В., Сафонов М.Ю.	
Совершенствование системы управления геолого-промышленными данными в ООО «Газпром добыча Уренгой»	32

Блащук Д.В., Степанов М.В., Филиппов А.Н., Мелян Г.П. Цифровизация процесса обработки данных промышленных исследований на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении	39
Юнусов А.А., Сафронов М.Ю., Венков Ю.Г., Бурковский Е.А., Блащук Д.В. Совершенствование технологической схемы водоизоляционных работ в скважинах Песцовой площади Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения	46
РАЗДЕЛ II	
Оптимизация разработки месторождения. Управление добычей. Сбор, подготовка, транспортировка нефти, газа, газового конденсата	
Корякин А.Ю., Игнатов И.В., Попов Д.А., Кот С.Ю., Бантос А.С., Хусаенов А.Т. Развитие групповой децентрализованной схемы сбора газа Уренгойского комплекса	56
Корякин А.Ю., Игнатов И.В., Типугин А.А., Хайруллин И.Р., Хабибулин А.Ш., Исмагилов Р.Н. Создание комплекса технических решений по устойчивому развитию сеноманского дожимного комплекса Большого Уренгоя	64
Корякин А.Ю., Игнатов И.В., Кобычев В.Ф., Хайруллин И.Р. Прогнозирование состава этансодержащего газа, получаемого с УКПГ-22 ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения	73
Корякин А.Ю., Игнатов И.В., Кобычев В.Ф., Полещук С.А., Логинов Н.Н., Бантос А.С., Шагапов И.Р., Шукалович А.И., Абрамов А.В. Внедрение метода Direct Pipe при капитальном ремонте подводных переходов магистральных газопроводов ООО «Газпром добыча Уренгой»	80

Попов Д.А., Гиричев В.А., Мельников Н.А., Досаев Р.И. Современная автоматизация производства газового промысла с использованием комплексных алгоритмов управления и регулирования технологических процессов добычи и подготовки газа	86
Сопнев Т.В., Сафонов М.Ю., Валиуллин Д.Р., Юнусов А.А. Совершенствование алгоритма управления скважиной, эксплуатируемой по концентрическим лифтовым колоннам	117
Сопнев Т.В., Бригадиренко С.В., Хромцов А.В., Сафонов М.Ю., Тереханов А.А. Обоснование критериев выбора и результаты реализации мероприятий по переводу нефтяных скважин на эксплуатацию вышерасположенных газоконденсатных объектов	125
Кобычев В.Ф., Курдюмов С.С., Гимпу В.С., Хайруллин И.Р., Иванов Н.В. Комплексное использование нефтепромыслового оборудования в завершающий период разработки нефтяных оторочек Уренгойского НГКМ	135
Кобычев В.Ф., Ялалетдинов Р.Р., Юрсов В.О., Бурмистров Н.А., Исмагилов Р.Н., Столяров В.И., Фролов А.А. Использование существующей инфраструктуры сеноманских и валанжинских УКПГ Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения при обустройстве вновь вводимых газоконденсатных объектов	141
Кобычев В.Ф., Типугин А.А., Еремин О.В., Гимпу В.С., Хабибулин А.Ш., Хайруллин И.Р., Юрсов В.О., Усманова Г.А. Оптимизация работы оборудования и режимов эксплуатации установок комплексной подготовки газа сеноманских залежей в завершающий период разработки Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения	148

Хабибулин А.Ш., Сираев О.М., Филиппов А.Н., Набиуллин Р.У. Повышение эффективности технологических процессов добычи и подготовки углеводородного сырья за счет применения СПЧ-16/30-3,5 на объектах дожимного комплекса Уренгойского НГКМ	157
Кобычев В.Ф., Ялалетдинов Р.Р., Хайруллин И.Р., Рагимов Т.Т., Юхин С.В., Юррасов В.О. Опыт применения технологии регенерации диэтиленгликоля с использованием отдувочного газа на УКПГ сеноманской залежи Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения	163
Александров М.С., Еремина Л.Н., Катаева М.А., Марчук Е.М. Комплексный подход к анализу технологических жидкостей, применяемых на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении	174
Кобычев В.Ф., Шепитяк Р.Р., Ялалетдинов Р.Р., Филиппов А.Н., Козлов А.М. Разработка технических решений по обеспечению подачи и измерения конденсата газового нестабильного валанжинской залежи месторождений Большого Уренгоя в период падающей добычи	187
Игнатов И.В., Кобычев В.Ф., Григорьев Е.С., Юрасов В.О., Хусаенов А.Т. Совершенствование технологического оборудования и схем подготовки продукции ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения	194
Игнатов И.В., Шепитяк Р.Р., Хайруллин И.Р., Григорьев Е.С., Юррасов В.О. Обзор и сравнительный анализ методов определения уноса капельной жидкости с газом на технологическом оборудовании ООО «Газпром добыча Уренгой».....	203

Игнатов И.В., Попов Д.А., Лобанов В.И., Кот С.Ю., Типугин А.А., Иванов Н.В. Оценка влияния термобарического режима эксплуатации газопровода на фазовое состояние этансодержащего газа при его транспортировке.....	214
---	-----

Маклаков С.Н., Саранчук Р.В., Широбоков В.А., Собянин А.К. Изменение технологической схемы перевалки светлых нефтепродуктов с целью увеличения грузооборота базы по хранению и реализации ГСМ, метанола и химикатов ООО «Газпром добыча Уренгой».....	221
--	-----

РАЗДЕЛ III
ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ И ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.
ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ
И ПРОМЫШЛЕННЫХ ОБЪЕКТОВ.
ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Корякин А.Ю., Кобычев В.Ф., Игнатов И.В., Колинченко И.В., Хажиахметов У.Р., Юсупов А.Д. Оценка протекания углекислотной коррозии подземного оборудования ачимовских скважин Уренгойского НГКМ	230
---	-----

Игнатов И.В., Лешан Д.Г., Шепитяк Р.Р., Яковлева С.В. Экологический мониторинг на территории лицензионных участков ООО «Газпром добыча Уренгой»	241
---	-----

Кобычев В.Ф., Попов Д.А., Лешан Д.Г., Арасланова А.Т. Энергоэффективные технологии ООО «Газпром добыча Уренгой» по снижению выбросов метана в атмосферный воздух	249
---	-----

Маклаков С.Н., Сухотько Д.Н., Вычко В.В. Реализация программ по расширению использования природного газа в качестве моторного топлива на автомобильном транспорте ООО «Газпром добыча Уренгой»	255
Игнатов И.В., Лобанов В.И., Шепитяк Р.Р., Хабибулин А.Ш., Бурмистров Н.А., Иванов Н.В. Перспективные направления повышения эффективности энергоменеджмента в ООО «Газпром добыча Уренгой»	262
Кобычев В.Ф., Шепитяк Р.Р., Надрага Р.Л., Никитин А.В., Иванов Н.В., Плосков А.А. Опыт применения трубопроводной высоконапорной системы для транспортировки ингибитора гидратообразования	270
Широбоков В.А., Кулинченко В.В., Носков В.А., Баталкин В.М., Собянин А.К. Блок одоризации метанола	279
Игнатов И.В., Шепитяк Р.Р., Юрьев А.Н., Колинченко И.В., Москаленко В.В., Юсупов А.Д. Модернизация системы коррозионного мониторинга на объектах, подверженных углекислотной коррозии.....	287
Ярков А.В., Ялалетдинов Р.Р., Остроухов С.Н., Юсупов А.Д., Запевалов Д.Н., Вагапов Р.К. Изучение проблемы коррозии трубопроводов обвязки скважин сеноманской залежи Песцовой площади Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения	299
Шустов И.Н., Москаленко В.В., Юсупов А.Д., Соловьёв Ю.Ю. Влияние работы углового регулятора давления на коррозию трубопровода обвязки ачимовских скважин.....	311

Колинченко И.В., Манзырев Д.В., Билянский В.В., Загидуллин Р.Р., Демидов В.И., Зabora И.В. Адаптационный подход в системе геотехнического мониторинга предприятия	328
Юшин П.И., Чернов С.Ю., Ульянович С.Б. Совершенствование систем пожарной автоматики на объекте с массовым пребыванием людей (на примере культурно-спортивного центра «Газодобытчик»)	346

Научно-техническое издание

**ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ
УРЕНГОЙСКОГО ДОБЫВАЮЩЕГО
КОМПЛЕКСА**

Редактор – Т.Г. Воробьёва
Научный редактор – Г.Н. Белянин
Дизайн-макет – Е.А. Образцова
Компьютерная верстка – И.М. Проняева
Корректор – Е.В. Вергузова

Подписано в печать 17.07.2023
Формат 70×100/16. Бумага мелованная
Усл. п. л. 29,03
Тираж 150 экз. Заказ № 22-3497

ООО «Портал Инноваций»
443008, Самара, Томашевский тупик, 3А

ISBN 978-5-9904185-8-5



9 785990 418585

Отпечатано в ООО «Издательский дом Недра»
117246, Москва, Научный проезд, д. 19
E-mail: biblioteka@nedrainform.ru
www.nedrainform.ru