



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»

**Реконструкция установки подготовки
нефти Чаяндинского НГКМ**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 6. Технологические решения

Часть 1. Технология производства

Книга 1. Текстовая часть

ЧНФ1-УПН.Р1-П-ТР.01.01

Том 6.1.1



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»

**Реконструкция установки подготовки
нефти Чаяндынского НГКМ**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 6. Технологические решения

Часть 1. Технология производства

Книга 1. Текстовая часть

ЧНФ1-УПН.Р1-П-ТР.01.01

Том 6.1.1

Главный инженер

Н.П. Попов

Главный инженер проекта

А.М. Соснин

Инов. №подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №						
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №						
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №						
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №						
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №						

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	ЧНФ1-УПН.Р1-П-ТР.01.01-С-001			
Разраб.		Лопатин			27.05.26	Содержание тома 6.1.1	Стадия	Лист	Листов
							П		1
Н.контр.		Соснин			27.05.26		 ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ		

Обозначение	Наименование	Примечание
ЧНФ1-УПН.Р1-П-ТР.01.01-С-001	Содержание тома 6.1.1	
ЧНФ1-УПН.Р1-П-СП.00.00-СП-001	Состав проектной документации	
ЧНФ1-УПН.Р1-П-ТР.01.01	Часть 1. Технология производства. Текстовая часть	

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Начальник отдела ТОПНиГ

И.А. Лопатин

Нормоконтролер

А.М. Соснин

СОДЕРЖАНИЕ

1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ	1–5
1.1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИНЯТОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ПРОИЗВОДСТВА В ЦЕЛОМ И ХАРАКТЕРИСТИКА ОТДЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА, ТРЕБОВАНИЯ К ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА, ДАННЫЕ О ТРУДОЕМКОСТИ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ПРОДУКЦИИ	1–5
1.1.1 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции принятой технологической схемы в целом, требования к организации производства	1–6
1.1.1.1 Сведения о существующих сооружениях УПН/БМУПН Чаяндинского НГКМ	1–7
1.1.1.2 Сведения об объектах реконструкции установки подготовки нефти Чаяндинского НГКМ	1–13
1.1.2 Характеристика отдельных параметров технологического процесса	1–17
1.1.2.1 Входные сооружения приема нефти от УПНГ Тас-Юряхского НГКМ (чертеж ЧНФ1-УПН.Р1-П-ТР.01.02-ГЧ-002, ЧНФ1-УПН.Р1-П-ТР.01.02-ГЧ-004). Этап 2	1–17
1.1.2.2 Насосная внешнего транспорта (ЧНФ1-УПН.Р1-П-ТР.01.02-ГЧ-003). Этап 2	1–20
1.1.2.2.1 Нагнетательный коллектор насосов внешнего транспорта	1–21
1.1.2.3 Модульная компрессорная станция (МКУ) (чертеж ЧНФ1-УПН.Р1-П-ТР.01.02-ГЧ-007). Этап 3	1–22
1.1.2.3.1 Сепаратор МКУ С-4	1–23
1.1.2.3.2 Блок модульной компрессорной станции (МКУ)	1–24
1.1.2.3.3 Дренажная емкость ДЕ-13	1–31
1.1.2.4 Автоматизированная система налива нефти (ЧНФ1-УПН.Р1-П-ТР.01.02-ГЧ-003). Этап 4	1–32
1.1.2.5 Строительство газопровода на вход 2 линии МКУ (этап 5)	1–34
1.1.2.6 Демонтаж технологических трубопроводов (этап 6)	1–34
1.2 ОБОСНОВАНИЕ ПОТРЕБНОСТИ В ОСНОВНЫХ ВИДАХ РЕСУРСОВ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НУЖД	1–35
1.3 ОПИСАНИЕ МЕСТ РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРИБОРОВ УЧЕТА ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ И УСТРОЙСТВ СБОРА И ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ ОТ ТАКИХ ПРИБОРОВ	1–35
1.4 ОПИСАНИЕ ИСТОЧНИКОВ ПОСТУПЛЕНИЯ СЫРЬЯ И МАТЕРИАЛОВ	1–35
1.5 ОПИСАНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К ПАРАМЕТРАМ И КАЧЕСТВЕННЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ ПРОДУКЦИИ	1–39
1.6 ОБОСНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ И ХАРАКТЕРИСТИК ПРИНЯТЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И ОБОРУДОВАНИЯ	1–41
1.6.1 Система измерения количества и показателей качества нефти СИКН	1–41
1.6.2 Емкость дренажная ДЕ-11 неучтенной нефти и сброса с СППК с насосом полупогружным НП-11	1–41
1.6.3 Насосы внешнего транспорта нефти Н-1-4,5	1–41
1.6.4 Сепаратор МКУ С-4	1–42
1.6.5 Модульная компрессорная установка (МКУ)	1–42
1.6.6 Емкость дренажная ДЕ-13 приема дренажа с МКУ и С-4 с насосами полупогружными НП-13-1,2	1–43
1.6.7 Автоматизированная система налива (АСН)	1–43
1.6.8 Емкость дренажная АСН ЕД-12 с насосом полупогружным НП-12	1–44
1.7 КОМПОНОВОЧНЫЕ РЕШЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ	1–44
1.7.1 Размещение сооружений и оборудования	1–44
1.7.2 Размещение трубопроводной обвязки	1–45
1.7.3 Состав сооружений	1–47
1.7.4 Компоновочные решения реконструкции УПН	1–47
1.7.4.1 Узел измерения количества и показателей качества нефти (СИКН)	1–47
1.7.4.2 Емкость дренажная приема неучтенной нефти и сброса с СППК (ДЕ-11, V=25 м ³)	1–48
1.7.4.3 Насосная внешнего транспорта нефти (Q=180 м ³ /ч, два насоса)	1–48
1.7.4.4 Модульная компрессорная установка (МКУ) с площадкой обслуживания ЗРА	1–48
1.7.4.5 Сепаратор МКУ (С-4, V=6,3 м ³)	1–49
1.7.4.6 Емкость дренажная (ДЕ-13, V=12,5 м ³)	1–49
1.7.4.7 Автоматизированная система налива, 2 поста налива, 1 шт	1–50
1.7.4.8 Емкость дренажная АСН (ДЕ-12, V=25 м ³)	1–50
1.8 ОБОСНОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВА И ТИПОВ ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ГРУЗОПОДЪЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И МЕХАНИЗМОВ	1–50
1.9 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ВЫПОЛНЕНИЯ ТРЕБОВАНИЙ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫХ К ТЕХНИЧЕСКИМ УСТРОЙСТВАМ, ОБОРУДОВАНИЮ, ЗДАНИЯМ, СТРОЕНИЯМ И СООРУЖЕНИЯМ НА ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ	1–51
1.10 СВЕДЕНИЯ О РАСЧЕТНОЙ ЧИСЛЕННОСТИ, ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ РАБОТНИКОВ С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПО ГРУППАМ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ЧИСЛЕ РАБОЧИХ МЕСТ И ИХ ОСНАЩЕННОСТИ, ПЕРЕЧЕНЬ ВСЕХ ОРГАНИЗУЕМЫХ ПОСТОЯННЫХ РАБОЧИХ МЕСТ ОТДЕЛЬНО ПО КАЖДОМУ ЗДАНИЮ, СТРОЕНИЮ И СООРУЖЕНИЮ, А ТАКЖЕ РЕШЕНИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ БЫТОВОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ПЕРСОНАЛА	1–54

1.11 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непроизводственных объектов капитального строительства, и решений, направленных на обеспечение соблюдения нормативов допустимых уровней воздействия шума и других нормативов допустимых физических воздействий на постоянных рабочих местах и в общественных зданиях	1-54
1.11.1 Перечень мероприятий, направленных на предупреждение вредного воздействия факторов производственной среды и трудового процесса на состояние здоровья работника.....	1-54
1.12 ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ, ИСПОЛЪЗУЕМЫХ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ	1-54
1.13 РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ О КОЛИЧЕСТВЕ И СОСТАВЕ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ В АТМОСФЕРУ И СБРОСОВ В ВОДНЫЕ ИСТОЧНИКИ	1-54
1.14 Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду	1-55
1.15 СВЕДЕНИЯ О ВИДЕ, СОСТАВЕ И ПЛАНИРУЕМОМ ОБЪЕМЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА, ПОДЛЕЖАЩИХ УТИЛИЗАЦИИ И ЗАХОРОНЕНИЮ, С УКАЗАНИЕМ КЛАССА ОПАСНОСТИ ОТХОДОВ.....	1-56
1.16 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в производственном процессе, позволяющих исключить неэкономичный расход энергетических ресурсов	1-56
1.17 Обоснование выбора функционально-технологических, конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в объектах производственного назначения, в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов.....	1-57
1.18 ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕГЛАМЕНТОВ.....	1-57
1.18.1 Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности».....	1-58
2 МАТЕРИАЛЬНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ И АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ	2-1
2.1 НАЗНАЧЕНИЕ	2-1
2.2 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	2-1
2.2.1 Технологические трубопроводы	2-1
2.3 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА	2-1
2.4 МАТЕРИАЛЬНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ.....	2-1
2.4.1 Трубы.....	2-1
2.4.2 Детали трубопроводов и фланцы	2-3
2.4.3 Крепежные детали.....	2-3
2.4.4 Запорная и регулирующая арматура	2-4
2.4.5 Опоры трубопроводов.....	2-4
2.5 РАСЧЁТ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ СТАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ.....	2-4
2.5.1 Исходные данные	2-4
2.5.2 Расчёт толщины стенки технологических трубопроводов.....	2-10
2.5.3 Расчёт срока службы технологических трубопроводов.....	2-12
2.5.4 Выборка типоразмеров труб	2-13
2.6 СВАРКА ТРУБОПРОВОДОВ. КОНТРОЛЬ СВАРНЫХ ШВОВ.....	2-23
2.7 АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ.....	2-25
3 ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА.....	3-1
3.1 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ	3-1
3.2 ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ.....	3-1
3.3 СОКРАЩЕНИЯ	3-1
3.4 ОБЩИЕ ДАННЫЕ	3-1
3.5 КРИТЕРИИ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ	3-2
3.6 ПАССИВНАЯ ЗАЩИТА ПРОЕКТИРУЕМОГО ТРУБОПРОВОДА	3-2
ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень законодательных актов РФ и нормативно-технических документов.....	A-1
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Переписка и протоколы	B-1
ПРИЛОЖЕНИЕ В Ведомость оборудования, изделий и материалов.....	B-1

Приложение Г	ТАБЛИЦЫ МАТЕРИАЛЬНЫХ ПОТОКОВ	Г-1
Приложение Д	ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ.....	Д-1
Приложение Е	ПИСЬМО О СКОРОСТИ КОРРОЗИИ.....	Е-1

1 Технологические решения

1.1 Характеристика принятой технологической схемы производства в целом и характеристика отдельных параметров технологического процесса, требования к организации производства, данные о трудоемкости изготовления продукции

Основанием для разработки данного раздела являются:

- Задание на проектирование по объекту «Реконструкция установки подготовки нефти Чаяндинского НГКМ»;
- Изменение № 2 к Заданию на проектирование «Реконструкция установки подготовки нефти Чаяндинского НГКМ»;
- Изменение № 3 к Заданию на проектирование «Реконструкция установки подготовки нефти Чаяндинского НГКМ»;
- Изменение № 4 к Заданию на проектирование «Реконструкция установки подготовки нефти Чаяндинского НГКМ»;
- Приложение 1 к Заданию на проектирование: «Перечень законодательных актов и нормативно-технических документов РФ, локальных нормативных актов Компании, рекомендуемых к применению при разработке ПСД линейных объектов»;
- Приложение 2 к Заданию на проектирование: «Профиль»;
- Приложение 3 к Заданию на проектирование: «КТ-517 Реестр типовой документации»;
- Приложение 17 к Заданию на проектирование: Этапы строительства.
- Технические условия на проектирование и подключение нефтепроводов от «07» мая 2026 г.
- Технические условия на проектирование и подключение газопроводов от «07» мая 2026 г.
- Технические условия на проектирование и подключение с проектом напорного трубопровода от УПНГ Тю НГКМ от «28» мая 2026 г.
- Проектная документация «Реконструкция установки подготовки нефти Чаяндинского НГКМ». ЧНФ1-УПН.Р-П. Тюмень, ПАО «Тюменский проектный и научно-исследовательский институт нефтяной и газовой промышленности им. В.И. Муравленко», 2023г.;
- Проектная документация «Техническое перевооружение насосной внутрипарковой перекачки нефти УПН (БМУПН) ЧНГКМ». ЧНФ1-УПН.ТП4-П. Самара, АО «Гипровостокнефть», 2026 г.;
- Проектная документация «Техническое перевооружение УПН (БМУПН) ЧНГКМ (перемычки)». ЧНФ1-УПН.ТП3-П. Самара, АО «Гипровостокнефть», 2026 г.;
- Проектная документация «Напорный нефтепровод Чаяндинского месторождения. Техническое перевооружение». ЧНФ1-ННП.ТП-ННП. Самара, АО «Гипровостокнефть», 2022 г.;
- Проектная документация «Напорный нефтепровод Тас-Юряхского месторождения. Участок 2». Тю-ННП.У2. Самара, АО «Гипровостокнефть», 2025 г.;
- Отчет о научно-исследовательской работе «НИР жд для проектирования УПН Чаяндинского НГКМ», ЧНФ1-НИР.УПН-ОТР-ПЗ01-ТЧ-001_0. Самара, АО «Гипровостокнефть», 2025 г.;
- Письмо ООО «Газпромнефть-Заполярье» № 11/6.1/004423-03 от 12.03.2026 «О выдаче ИД, ЧНФ1-УПН.Р1»;

- Письмо ООО «Газпромнефть-Заполярье» № 11/6.1/008541 от 08.05.2026 «По организации подключений газа, ЧНФ1-УПН.Р1»;
- Письмо ООО «Газпромнефть-Заполярье» № 11/6.1/009077 от 18.05.2026 «О передаче РКД на сепаратор МКУ, ЧНФ1-УПН.Р1»;
- Письмо ООО «Газпромнефть-Заполярье» № 11/6.1/009682 от 26.05.2026 «По вопросам работы сооружений внешнего транспорта, ЧНФ1-УПН.Р1»;
- Письмо ООО «Газпромнефть-Заполярье» № 11/6.1 /010719 от 09.06.2026 «О хранении смазочных материалов для МКУ, ЧНФ1-УПН.Р1»;
- Письмо ООО «Газпромнефть-Заполярье» № 11/6.1 /011464 от 19.06.2026 «По пропускной способности существующего СИКН, ЧНФ1-УПН.Р1».

1.1.1 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции принятой технологической схемы в целом, требования к организации производства

В соответствие с заданием на проектирование по объекту «Реконструкция установки подготовки нефти Чаяндинского НГКМ» выполняется расширение существующих сооружений Чаяндинской УПН/БМУПН для обеспечения:

- приема подготовленной до требований ГОСТ Р 51858-2020 нефти с УПНГ Тас-Юряхского НГКМ в количестве до 1,535 млн.т/год. Прием нефти с УПНГ Тас-Юряхского НГКМ предусматривается через узел оперативного учета подготовленной нефти (СИКН) с последующим поступлением в существующие резервуары установки подготовки нефти ЧНГКМ.
- совместного транспорта подготовленной нефти Чаяндинского НГКМ и Тас-Юряхского НГКМ с помощью вновь проектируемой насосной внешнего транспорта и существующих насосов внешней откачки по напорному нефтепроводу Чаяндинского месторождения – в систему магистральных нефтепроводов ВСТО. Максимальная суммарная производительность сдачи нефти составит 3,4 млн.т/год.

Возможности вывоза части подготовленной нефти автотранспортом с помощью вновь проектируемой автоматизированной системы налива (АСН), включающей 2 поста налива. Производительность налива по каждому стояку составляет 40 м³/час.

Также предусматривается строительство модульной компрессорной станции (МКУ).

Строительство модульной компрессорной станция (МКУ) на базе поршневых компрессорных агрегатов для приема газа сепарации нефти от существующей БМУПН, компримирования, и последующей подачи на прием существующей компрессорной станции Чаяндинского НГКМ. Прием газа на МКУ предусматривается 2-мя линиями:

- 1 линия – прием газа концевой ступени сепарации с давлением 0,005 МПа(изб.). Номинальная расчетная производительность компрессорного оборудования 1 линии МКУ составляет 2106 нм³/час.
- 2 линия – прием газа промежуточных ступеней сепарации с давлением 0,35÷0,6 МПа(изб.). Номинальная расчетная производительность компрессорного оборудования 2 линии МКУ составляет 3555 нм³/час.

Давление газа на выходе МКУ составляет до 1,2 МПа(изб.).

В соответствие с письмом ООО «Газпромнефть-Заполярье» № 11/6.1/008541 от 08.05.2026 реконструкция УПН/БМУПН Чаяндинского НГКМ предусматривает 6 этапов строительства, включающих следующие объекты:

В составе 2-ого этапа строительства:

- Узел измерения количества и показателей качества нефти (СИКН) для учета подготовленной нефти, поступающей с УПНГ Тас-Юряхского НГКМ;
- Емкость дренажная приема неучтенной нефти и сброса с СППК ДЕ-11 объемом 25 м³;

- Насосная внешнего транспорта нефти (НВТ), включающая 2 насоса внешнего транспорта Н-1-4,5.

В составе 2-ого этапа строительства выполняется демонтаж здания приготовления ингибитора парафиноотложения, с размещением на его месте вновь проектируемой насосной внешнего транспорта.

В составе 3-его этапа строительства:

- Модульная компрессорная станция (МКУ) для приема газа с концевой и промежуточных ступеней сепарации нефти в составе БМУПН Чаяндинского НГКМ;
- Сепаратор МКУ С-4 для приема и газа промежуточных ступеней от капельной жидкости;
- Дренажная емкость ДЕ-13 для приема дренажей и конденсата от блока МКУ и сепаратора С-4 объемом 40 м³.

В составе 4-ого этапа строительства:

- Автоматизированная система налива (АСН), на 2 поста;
- Емкость дренажная АСН ДЕ-12, объемом 25 м³;

В составе 5 этапа:

Строительство новых участков газопровода на площадке существующей БМУПН для обеспечения возможности подключения газа промежуточных ступеней сепарации на прием 2 линии МКУ.

В составе 6 этапа:

Демонтаж участков существующих технологических трубопроводов после расширения обвязки по откачке нефти от БМУПН в напорный нефтепровод и строительства новых трубопроводов газа.

Режим работы сооружений непрерывный, круглосуточный.

1.1.1.1 Сведения о существующих сооружениях УПН/БМУПН Чаяндинского НГКМ

Ранее разработанные проекты по Чаяндинскому НГКМ:

- 4551 Обустройство нефтяной оторочки Ботубинской залежи Чаяндинского НГКМ с выделением этапа опытно-промышленных работ.
- 8765/2 Реконструкция УПН Чаяндинского НГКМ. Фаза 1.
- 9465 Реконструкция установки подготовки нефти Чаяндинского НГКМ.

В таблице 1.1 представлены изменения производительностей по жидкости, нефти и газу в соответствии с выполненными проектами по Чаяндинскому НГКМ.

Таблица 1.1 - Производительность по проектам УПН/БМУПН Чаяндинского НГКМ

Проект	Производительность по жидкости, тыс. т/год	Производительность по нефти, тыс. т/год	Производительность по газу, млн. м ³ /год (приведенная к нормальным условиям)
4551	150,0	131,0	9,0
8765/2	2114,9	1501,3	2038,0
9465	4100,0	2365,0	2732,0

Технологический комплекс УПН/БМУПН Чаяндинского НГКМ предназначен для обеспечения следующих процессов:

- улавливание газовых пробок в сепараторах – входных;
- сепарации газа из нефтегазовой жидкости, поступающей с кустов скважин в сепараторах первой ступени сепарации с очисткой газа в сепараторе – каплеуловителей;

- нагрев нефти в подогревателях для интенсификации процесса обезвоживания нефти; - предварительный сброс воды и сепарацию газа из нефтегазовой жидкости в сепараторах трехфазных;
- глубокое обезвоживание нефти в электродегидраторах первой, второй ступени до остаточной обводненности не более 0,5 % (по массе) нефти;
- обессоливание нефти с помощью подачи пресной воды в эмульсию перед ступенями глубокого обезвоживания;
- окончательную дегазацию нефти в концевых сепараторах при избыточном давлении 0,005 МПа;
- хранение товарной нефти (из расчета суточной производительности по товарной нефти);
- подготовка нефти и воды в резервуарном парке (резервная схема);
- подготовка и учет газа, используемого на собственные нужды УПН и БМУПН;
- учет и дальнейший транспорт подготовленной пластовой воды; - учет нефти в СИКН перед подачей в систему транспорта.

В соответствии с проектом 4551 разработана следующая схема работы УПН: прием продукции нефтяных скважин с кустов, подготовка нефти на установке выветривания и разделения, с обезвоживанием с помощью нагрева, ввода деэмульгатора, разделения в электрическом поле и обессоливание в три ступени. Отобранный газ используется на собственные нужды, в том числе используется как продувочный газ факельных систем высокого и низкого давления. Транспорт нефти осуществляется автоцистернами.

Установка подготовки нефти, запроектированная по з. 8765/2, проектировалась как блочно-модульная установка (БМУПН). Технологическая линия блочно-модульной установки подготовки нефти (БМУПН) интегрирована в объекты УПН (з. 4551). Дополнительно предусмотрено расширение резервуарного парка, насосной внешнего транспорта, блока реагентного хозяйства, факельного хозяйства, строительство системы учета нефти и воды.

По заказу 9465 был выполнен проект реконструкции УПН Чаяндынского НГКМ. Реконструкция заключалась в расширении действующей БМУПН, запроектированной на подготовку 1,5 млн. тонн товарной нефти в год и дополнительного оборудования технологической линии обезвоживания и обессоливания для обеспечения подготовки 2,4 млн. тонн товарной нефти в год. В рамках проекта 9465 предусмотрено расширение оборудования БМУПН, резервуарного парка, насосной внешнего транспорта, реагентного хозяйства, строительство мобильной компрессорной станции МКУ, систем учета нефти и воды.

Перечень запроектированного проектами 4551, 8765/2, 9465 основного существующего технологического оборудования подготовки нефти и газа установки подготовки нефти ЧНГКМ, приведен в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Перечень основного существующего технологического оборудования подготовки нефти и газа в составе установки подготовки нефти ЧНГКМ

Обозначение по схеме	Наименование	Количество	Характеристика
Существующее оборудование 4551			
УВН (поз.1 по ГП)	Установка входных ниток	1	
УВРН (поз.2 по ГП)	установка выветривания и разделения нефти в составе:		
10С-1	нефтяной сепаратор-успокоитель	1	V= 25 м ³ ; Р _{расч} =1,6 МПа; D _{вн} =2000 мм
10С-2	нефтяной сепаратор со сбросом воды	1	V= 35 м ³ , Р _{расч} =1,0 МПа

Обозначение по схеме	Наименование	Количество	Характеристика
(поз.2а по ГП)	Блок подготовки топливного газа в составе		
10СГ-1	Сепаратор газовый типа СЦВ-8Г-159/6-10.00.00.000ГСЧ	1	Ррасч=0,6 МПа Qг=914,7м³/ч
10СГ-2	Сепаратор газовый типа ГС1-2,5-600-2-И	1	
10БЭГ-1 №1,2 (поз.135 по ГП)	установка блоков трёхфазных разделителей – электродегидраторов в составе		
10Р-1№1,2	Трёхфазный разделитель	2	V=36 м³; Ррасч=1,6 МПа
10ЭД-1№1,2	Электродегидратор	2	V=24,5 м³; Ррасч=1,6 МПа
10П-1№1, 10П-1№2, 10П-1№3 (поз.5 по ГП)	Подогреватели нефти	3	Ррасч=0,6 МПа; N=3,15 кВт
20КСУ-1№1, 20КСУ-1№2 (поз.7 по ГП)	Концевая сепарационная установка	2	V=6,3 м³; Ррасч=1,6 МПа
10Т-1 (поз.5 по ГП)	Теплообменник “нефть-нефть”	1	Ррасч=1,6 МПа;
20Н-1№1, 20Н-1№2 (поз.21 по ГП)	Насос подачи нефти в резервуарный парк МСТ-ЦН-Г-МХ-К-20/30-Е-11-УХЛ1	2	Q=20 м³/ч; H=30 м; N=11 кВт
10Е-1 (поз. 12по ГП)	Емкость подземная дренажная ЕПП 40-2400-2-3 с электронасосным агрегатом НЦСГ-Е-25-100-П-3,7-А-УХЛ2 (глубина погружения 3,7 м)	1	V=40 м³, Qн=25 м³/ч; N=18,5 кВт
10Е-2 (поз. 6 по ГП)	Емкость аварийная	1	V=50 м³
40БМЗ-1 (поз.8 по ГП) Н-1/1, Н-1/2 (поз.8 по ГП)	Блочно-модульное здание насосной нефти в составе: Блок насосов внешней перекачки НЦСН180-800	2	Q 180 м³ /ч; P=8,0 МПа
40Н-1Н1,Н2	Блок насосов для подачи нефти на стояк налива	2	Q=25 м³/ч; H=100 м; N=30 кВт
40Н-2Н1,Н2	Блок насоса для внутрипарковой перекачки нефти и для подачи некондиционной нефти 1НК-Е-65/35-125	2	Qн=60 м³/ч; H=100 м ст.ж.; N=55 кВт
40Р-1Н1,Н2 (поз.10 по ГП)	Резервуар стальной для нефти	2	V= 1000 м³
70СФ-1(Н1,Н2) (поз.22 по ГП)	Сепаратор факельный высокого и низкого давления соответственно	1 1	V= 4 м³; Ррасч=0,6 МПа Q=18000 ст м³/ч
70Ф-1№1, 70Ф-№2	Факельная установка высокого и низкого давления соответственно	1 1	H=25м, DN=400 Q=18000 м³/ч

Обозначение по схеме	Наименование	Количество	Характеристика
Установка производства азота (Поз. 18 по ГП)	Азотная станция	1	$Q_H=100 \text{ м}^3/\text{ч};$ $P_{\text{расч}}=1,0 \text{ МПа}$
	Ресивер азота	2	$V=16 \text{ м}^3;$ $P_{\text{расч}}=1,0 \text{ МПа}$
УПТГ (поз.25 по ГП)	Установка подготовки топливного газа УПТГ 10.54/4.9/120/20.242-ТХ	1	$P_{\text{расч}}=11,47 \text{ МПа}$ $Q_T=241 \div 10537 \text{ м}^3/\text{ч}$
	Емкость сбора, хранения и выдачи конденсата	1	$V=4 \text{ м}^3$ $P_y=1,6 \text{ МПа}$
70Е-1(№1, №2) (поз.22 по ГП)	Емкость подземная дренажная ЕПП 12,5-2000-1-3 с электронасосным агрегатом НЦСГ-Е-25-100-П-3,2-А-УХЛ2 (глубина погружения 3,2 м)	2	$V=8 \text{ м}^3,$ $H=100 \text{ м ст.ж.};$ $Q_H=25 \text{ м}^3/\text{ч};$ $N=18,5 \text{ кВт}$
40Е-1 (поз. 141 по ГП)	Емкость подземная дренажная ЕПП 40-2400-2-3 с электронасосным агрегатом НЦСГ-Е-25-100-П-3,7-А-УХЛ2(глубина погружения 3,7 м)	1	$V=40 \text{ м}^3,$ $H=100 \text{ м ст.ж.};$ $Q_H=25 \text{ м}^3/\text{ч};$ $N=18,5 \text{ кВт}$
40АСН-1№1, №2 (поз.13 по ГП)	Комплекс измерительный АСН-12ВГ (НОРД Ду 100 (0-СМФ-200) ХЛ2	2	$D_y=100 \text{ мм},$ $P=0,6 \text{ МПа};$ $Q_H=25 \text{ м}^3/\text{ч};$
Существующее оборудование з.8765/2			
СП-1-1 СП-1-2 (поз.200.1 по ГП)	Сепаратор пробкоуловитель	2	$V=100 \text{ м}^3;$ $P_{\text{расч}}=1,6 \text{ МПа};$ $Q_{\text{ж}}=132,7 \text{ м}^3/\text{ч}$
С-1-1, С-1-2 (поз.201.1 по ГП) Входит в БМУПН	Сепаратор 1 ступени сепарации	2	$V=50 \text{ м}^3,$ $P_{\text{расч}}=1,6 \text{ МПа}$ $Q_{\text{ж}}=132,7 \text{ м}^3/\text{ч}$
СК-1 (поз.202.2.1 по ГП) Входит в БМУПН	Сепаратор каплеуловитель	1	$V=50 \text{ м}^3,$ $P_{\text{расч}}=1,6 \text{ МПа}$ $Q_T=230530,8 \text{ м}^3/\text{ч}$
П-1-1, П-1-2, П-1-3, П-1-4 (поз.201.7 по ГП) Входит в БМУПН	Печь нагревательная ПН блочная по типу ПТБ-5	3+1	$Q_{\text{ж}}=289,7 \text{ т/ч}$ $Q_{\text{тепл}}=5,0 \text{ МВт}$
ДЕ-2 (поз.201.20 по ГП) Входит в БМУПН	Емкость дренажная аварийного сброса из нагревателей ЕП 25-2400-900-3	1	$V=25 \text{ м}^3,$ $P_{\text{расч}}=0,07 \text{ МПа}$ $D_{\text{вн}}=2400 \text{ мм}$
С-2-1, С-2-2, С-2-3 (поз. 201.5 по ГП) Входит в БМУПН	Сепаратор со сбросом воды	3	$V=100 \text{ м}^3$ $P_{\text{расч}}=1,6 \text{ МПа};$ $Q_{\text{ж}}=159,3 \text{ м}^3/\text{ч}$
ДГ-1-1, ДГ-1-2, ДГ-1-3 (поз. 201.10. по ГП) Входит в БМУПН	Сепаратор дегазатор	3	$V=12,5 \text{ м}^3;$ $P_{\text{расч}}=1,6 \text{ МПа};$ $Q_{\text{ж}}=212,6 \text{ м}^3/\text{ч}$
ЭГ-1-1, ЭГ-1-2, ЭГ-1-3 (поз.201.10 по ГП)	Электродегидратор	3	$V=50 \text{ м}^3;$ $P_{\text{расч}}=1,6 \text{ МПа};$ $Q_{\text{ж}}=212,6 \text{ м}^3/\text{ч}$

Обозначение по схеме	Наименование	Количество	Характеристика
Входит в БМУПН			
ЭГ-2-1, ЭГ-2-2, ЭГ-2-3 (поз. 201.12 по ГП) Входит в БМУПН	Электродегидратор	3	V= 50 м ³ ; Ррасч=1,6 МПа; Qж=212,6 м ³ /ч
С-3/1, С-3/2 (поз. 201.6 по ГП) Входит в БМУПН	Сепаратор концевой	2	V= 50 м ³ ; Ррасч=0,6 МПа; Qж=234,6 м ³ /ч
УРГ1 (поз.215 по ГП) Не входит в БМУПН	Узел редуцирования топливного газа	1	Ррасч.=4,0 МПа Qг= 96÷960 м ³ /ч
Р3, Р4 (поз.202, 203 по ГП) Не входит в БМУПН	Резервуар вертикальный стальной для нефти РВС-2000	2	V=2000 м ³ ; Qн.раб. = 195,5 м ³ /ч
СИКН (поз.204 по ГП) Не входит в БМУПН	Система измерения количества и показателей качества нефти	1	PN 10,0 МПа; Qнефти=20÷220 м ³ /ч (2+1 ИЛ)
ДЕ-1-1, ДЕ-1-2 (поз.201.18 по ГП) Входит в БМУПН	Емкость дренажная для приема дренажей с аппаратов УПН ЕП 63-3000-1000-3 с насосом ВНД 50/120-3,7	2	V= 63 м ³ , Ррасч.=0,07 МПа Двн=3000 мм
ДЕ-3 (поз.201.21 по ГП) Входит в БМУПН	Емкость дренажная для приема проливов с поддонов аппаратов с аппаратов УПН	1	V= 40 м ³ , Ррасч=0,07 МПа Двн=2400 мм
Е-4, Е-5 (поз.219 по ГП) Не входит в БМУПН	Емкость дренажная для приема дренажей аппаратов входной ступени сепарации ЕП 40-2400-900-3 с насосом ВНД 50/120-3,2	2	V= 40 м ³ , Ррасч.=0,07 МПа Двн.=2400 мм
Е6 (поз.209 по ГП) Не входит в БМУПН	Емкость дренажная сброса подтоварной воды ЕП 40-2400-1100-3 с насосом ВНД 50/80-3,7	1	V= 40 м ³ , Ррасч.=0,07 МПа Двн.=2400 мм
Е7 (поз.213 по ГП) Не входит в БМУПН	Емкость дренажная для приема промывочной жидкости из блоков реагентного хозяйства, смыв с полов блоков УУВ, СИКН и реагентного хозяйства ЕП 12,5-2000-1100-3	1	V= 12,5 м ³ , Ррасч.=0,07 МПа Двн.=2000 мм
Е8 (поз.210 по ГП) Не входит в БМУПН	Емкость дренажная газоуравнительной системы ЕП 12,5-2000-1100-3 с насосом ВНД 50/120-3,2	1	V= 12,5 м ³ , Ррасч.=0,07 МПа Двн.=2000 мм
Е10 (поз. 211 по ГП) Не входит в БМУПН	Емкость дренажная – сборник учтенной нефти ЕП 12,5-2000-1100-3 с насосом ВНД 50/120-3,2	1	V= 12,5 м ³ , Ррасч.=0,07 МПа Двн.=2000 мм
Е12 (поз.212 по ГП) Не входит в БМУПН	Емкость дренажная – сборник неучтенной нефти ЕП 12,5-2000-1100-3 с насосом ВНД 50/120-3,2	1	V= 12,5 м ³ , Ррасч.=0,07 МПа Двн.=2000 мм
БД1 (поз.216.1 по ГП)	Блок подачи реагента деэмульгатора	1	Q=16 л/ч, P=6,3 МПа

Обозначение по схеме	Наименование	Количество	Характеристика
Не входит в БМУПН			Q=6,3 л/ч, P=10 МПа
БИК1 (поз.216.3 по ГП) Не входит в БМУПН	Блок подачи реагента ингибитор коррозии, (бактерицид)	1	Q=6,3 л/ч, P=10 МПа
БИС1 (поз.216.2 по ГП) Не входит в БМУПН	Блок подачи реагента ингибитора солеотложения	1	Q=10 л/ч, P=10 МПа
ФВД (поз. 214.1 по ГП) Не входит в БМУПН	Факел высокого давления	1	Ду=1000 мм Q=376363 м³/час
СФВД1,2 (поз.214.2 по ГП) Не входит в БМУПН	Сепаратор факельный высокого давления	2	V= 140 м³, Pрасч.=0,6 МПа Q=230530 м³/ч
ЕК1 (поз.214.2 по ГП) Не входит в БМУПН	Емкость дренажная – конденсатосборник ФВД ЕП 12,5-2000-1100-3 с насосом ВНД 50/120-3,2	1	V= 12,5 м³, Pрасч.=0,07 МПа Двн.=2000 мм
БРТ1 (поз.201.4 по ГП) Входит в БМУПН	Модуль пластинчатого теплообменника «нефть-вода»	2	Qн = 195,5 м³/ч Pрасч=1,6 МПа
С-4 (поз. 206 по ГП) Не входит в БМУПН	Емкость пресной воды	1	V= 32 м³; Pрасч=1,0 МПа; Qж=20,5 м³/ч
СНВ-2 (поз.207 по ГП) Не входит в БМУПН	Станция для подачи пресной воды с насосами ЦНСА 38-88	1	Q=38 м³/ч; P=0,85 МПа
Существующее оборудование з.9465			
С-1-3 (поз. 275 по ГП)	Сепаратор 1-й ступени сепарации	1	V= 50 м³, Pрасч=1,6
С-1-4, С-1-5 (поз. 250.1, 250.2 по ГП)	Сепаратор 2 ступени сепарации	2	V= 50 м³, Pрасч=1,6 МПа Qж=323 м³ /ч
Т01, Т02, Т03 (поз. 251.1, 251.2, 251.3 по ГП)	Теплообменник «жидкость-нефть»	3	Pрасч. 10,0 МПа;
(поз. ГП 261)	Площадка подготовки нефти в составе:		
С-2-4, С-2-5 (поз. 261.1, 261.2 по ГП)	Сепаратор со сбросом воды	2	V 100 м³; Pрасч. 1,6 МПа
ОГН-1-1, ОГН-1-2 (поз. ГП 261.3, 261.4)	Отстойник нефти	2	V 100 м³; Pрасч. 1,6 МПа
С-3-3 (поз. 261.5 по ГП)	Сепаратор концевой	1	V=50 м³, Pрасч. 0,6 МПа
П-1-7, П-1-8 (поз. ГП 258)	Нагреватели нефти ПНК-3,5	2	Qн 87...220 т/ч; Qтепл.3,5 МВт; Pрасч =4,0 МПа
П-2-1, П-2-2 (поз. ГП 258)	Нагреватели воды ПНК-3,5	2	Qн 60...80 т/ч; Qтепл.3,5 МВт;

Обозначение по схеме	Наименование	Количество	Характеристика
ЕД1 (поз. ГП 262)	Емкость дренажная ЕП 63-3000-1300-3 с электронасосным агрегатом полупогружным ВНД 50/120-4,2 (глубина погружения 4,2 м)	1	$P_{расч} = 4,0 \text{ МПа}$ $V = 63 \text{ м}^3$ $Q = 50 \text{ м}^3/\text{ч};$ $P = 1,2 \text{ МПа}$
ЕД2 (поз. ГП 263)	Ёмкость дренажная аварийного сброса из нагревателей ЕП 12,5-2000-1300-3 с электронасосным агрегатом полупогружным насос ВНД 50/120-3,2 (глубина погружения 3,2 м)	1	$V = 12,5 \text{ м}^3$ $Q = 50 \text{ м}^3/\text{ч};$ $P = 1,2 \text{ МПа}$
УПТГ1 (поз. ГП 267)	Установка подготовки топливного газа	1	$Q_{г} = 14335 \text{ м}^3/\text{ч}$
ЕД3 (поз. ГП 268)	Ёмкость дренажная для дренажа с УПТГ1 ЕП 8-2000-1300-3	1	$V = 8 \text{ м}^3$
ЕД5 (поз. ГП 270)	Ёмкость дренажная некондиционной нефти ЕП 63-3000-1300-3 с электронасосным агрегатом полупогружным насос ВНД 50/120-3,2 (глубина погружения 3,7 м)	1	$V = 63 \text{ м}^3$ $Q = 50 \text{ м}^3/\text{ч};$ $P = 1,2 \text{ МПа}$
Р5,6,7 (поз. 254,255,256 по ГП)	Резервуар вертикальный стальной для нефти РВС-5000	3	$V = 5000 \text{ м}^3$
Н1/3 (поз.8 по ГП)	Насосы внешней перекачки нефти	1	$Q = 180 \text{ м}^3/\text{ч}; P = 8,0 \text{ МПа}$
СИКН	Система измерения количества и показателей качества нефти	1	$P_N = 10,0 \text{ МПа}$ Дополнительная ИЛ $Q_{нефти} = 20 \div 480 \text{ м}^3/\text{ч} (4+0 \text{ ИЛ})$

1.1.1.2 Сведения об объектах реконструкции установки подготовки нефти Чаяндинского НГКМ

В соответствии с письмом ООО «Газпромнефть-Заполярье» № 11/6.1/008541 от 08.05.2026 реконструкция УПН/БМУПН Чаяндинского НГКМ предусматривает 6 этапов строительства.

2 этап строительства.

Выполняется прием подготовленной нефти от напорного нефтепровода «УПНГ ТЮ НГКМ – УПН/БМУПН ЧНГКМ» $P_y = 10 \text{ МПа}$, $D_y = 300 \text{ мм}$. Нефть Тас-Юряхского НГКМ поступает на вновь проектируемый СИКН открытого исполнения для оперативного учета и измерения показателей качества подготовленной нефти.

- Расчетная производительность СИКНа: от 15 до 300 т/час.
- Расчетное давление: 1,6 МПа.
- Рабочее давление на входе: от 0,3 до 0,6 МПа(изб.).

Для защиты от превышения давления со стороны напорного нефтепровода с расчетным давлением 10 МПа – на входе СИКН предусматривается блок предохранительных клапанов со сбросом нефти во вновь проектируемую подземную дренажную емкость неучтенной нефти ДЕ-11 (объемом 25 м^3), оснащенную полупогружным электронасосным агрегатом НП-11 (по типу ВНД, подача 50 $\text{м}^3/\text{час}$, напор 120 м). Также в дренажную емкость неучтенной нефти ДЕ-

11 направляются дренажи незамерзшей нефти от СИКН. Сбросы с СППК и дренаж незамерзшей нефти подаются в емкость ДЕ-11 по отдельным трубопроводам и через отдельные входные штуцеры.

Откачка продукта из ДЕ-11 выполняется на вход СИКНа.

Замерзшая нефть по вновь проектируемому трубопроводу подается в существующий резервуарный парк (РЗ, Р4, Р5, Р5, Р6, Р7), подключение выполнены в линии приема нефти от концевых сепараторов С-3-1,2,3.

Подготовленная нефть из резервуаров поступает параллельными потоками на существующие насосы внешней откачки Н-1/1,2,3 (марки НЦСН 180-800, подачей 180 м³/час и напором 800 м, 2 – в работе, 1 - резервный) и по вновь проектируемому трубопроводу Ду 300 мм – на прием проектируемой насосной внешней транспорта в блочно-модульном исполнении, включающей насосы Н-1-4,5 (марки НЦСН 180-800, подачей 180 м³/час и напором 800 м, 1 – в работе, 1 - резервный). Вновь проектируемые насосы оснащены частотно регулируемым приводом.

Суммарная подача существующих и вновь проектируемых насосов составляет до 540 м³/час.

Закрытый дренаж оборудования и трубопроводной обвязки вновь проектируемой насосной, а также открытый дренаж (проливы с пола) подаются отдельными дренажными линиями в существующую дренажную емкость 40Е-1.

Подготовленная нефть с нагнетания существующих и вновь проектируемых насосов объединяется и по общему вновь проектируемому коллектору Ду 300 мм поступает на вход существующего СИКН, где осуществляется измерение расхода и показателей качества нефти.

Замерзшая нефть по вновь проектируемому коллектору Ду 300 мм через узел регулирования расхода направляется в напорный нефтепровод Чаяндинского НГКМ. Схемой предусмотрена возможность подачи нефти в систему транспорта через существующие рекуперативные теплообменники «нефть-нефть» ТО-1,2,3, обеспечивающие охлаждение подготовленной нефти до температуры в диапазоне 10÷20 °С потоком сырой нефти Чаяндинского НГКМ, поступающим после 1 ступени сепарации в составе БМУПН.

Для поддержания температуры подготовленной нефти в заданном диапазоне – на байпасе блока теплообменников предусматривается узел регулирования температуры.

1 этап также включает строительство вновь проектируемых трубопроводов подготовленной нефти Ду 300 мм к/от блока теплообменников ТО-1,2,3.

Замена существующих напорных трубопроводов Ду 200 мм с нагнетания насосов внешнего транспорта и до подключения к напорному нефтепроводу ЧНГКМ выполняется в связи с их недостаточной пропускной способностью при увеличении производительности прокачки нефти. Для обеспечения безостановочной работы сооружений БМУПН – строительство и запуск в эксплуатацию вновь проектируемых нефтепроводов осуществляется прежде, чем демонтаж существующих трубопроводов.

3 этап строительства.

Оборудование и трубопроводная обвязка в составе 3-его этапа строительства включают:

Модульную компрессорную станцию (МКУ) на базе поршневых компрессорных агрегатов для приема газа сепарации нефти от существующей БМУПН. В составе МКУ предусмотрены 16 поршневых компрессорных агрегатов с гидравлическим приводом.

Прием газа предусматривается 2-мя линиями:

1 линия – осуществляет прием газа концевой ступени сепарации от аппаратов С-3-1,2,3. Компримирование газа низкого давления осуществляется в 2 ступени. Параметры работы 1 линии МКУ:

- давление на приеме 1 ступени сжатия: 0,005 МПа(изб.);
- давление нагнетания 1 ступени сжатия: 0,4 МПа(изб.);
- количество компрессорных агрегатов в составе 1 ступени сжатия 1 линии: 10 шт.;
- давление нагнетания 2 ступени сжатия: 1,2 МПа(изб.);

- количество компрессорных агрегатов в составе 2 ступени 1 линии: 3 шт.;
- номинальная расчетная производительность оборудования 1 линии МКУ составляет $2106 \text{ м}^3/\text{час}$ на приеме.

2 линия – осуществляет прием газа промежуточных ступеней сепарации от аппаратов С-1-4,5, С-2-1÷5, ДГ-1-1÷3 с давлением $0,35 \div 0,6 \text{ МПа}$ (изб.). Компримирование газа промежуточных ступеней сепарации осуществляется в 1 ступень. Параметры работы 2 линии МКУ:

- давление на приеме: $0,35 \div 0,6 \text{ МПа}$ (изб.);
- давление нагнетания: $1,2 \text{ МПа}$ (изб.);
- количество компрессорных агрегатов в составе 2 линии: 3 шт.;

Номинальная расчетная производительность оборудования 2 линии МКУ составляет $3555 \text{ м}^3/\text{час}$ (на приеме).

Попутный нефтяной газ с давлением газа до $1,2 \text{ МПа}$ (изб.) общим потоком направляется с выхода МКУ на прием компрессорной станции Чаяндинской НГКМ.

Для предварительной очистки газа, поступающего с промежуточных ступеней, от капельной жидкости перед подачей его на вход 2 линии МКУ, предусматривается газовый сепаратор объемом $6,3 \text{ м}^3$. Содержание жидкости в газе на выходе С-4 составляет не более $0,1 \text{ г}/\text{м}^3$ газа.

Для приема конденсата из С-4, а также газосепараторов в составе МКУ, и плановых дренажей оборудования предусматривается подземная дренажная емкость ДЕ-13 (объемом $12,5 \text{ м}^3$), оснащенная двумя полупогружными электронасосными агрегатами НП-13-1,2 (по типу ВНД, подача $50 \text{ м}^3/\text{час}$, напор 120 м). Откачка продукта предусматривается на существующую БМУПН на вход печей П-1-7,8. Конденсат под давлением и плановые дренажи подаются в емкость ДЕ-13 по отдельным линиям через собственные входные штуцеры.

В составе 3 этапа предполагается работа МКУ на газе конечной ступени сепарации, подключение газа на прием 2 линии выполняется после реконструкции обвязки существующих газопроводов БМУПН.

Для обеспечения переключения газа с конечных сепараторов С-3-1,2,3 на факел низкого давления в случае останова МКУ – предусматривается установка электроприводной арматуры ZV-71, ZV-72 на коллекторах газа от С-3-1,2,3 на прием МКУ/на ФНД соответственно.

4 этап строительства

В составе 4 этапа предусматривается строительство автоматизированной системы налива (АСН) в автоцистерны на 2 поста налива, включающую: стояки верхнего герметизированного налива (2 шт.), насосно-измерительные блоки (2 шт.), ручные и автоматические пробоотборники (для определения массы нетто)). Производительность насосов налива составляет $40 \text{ м}^3/\text{час}$. Отвод паров выполняется на свечу рассеивания. Возможна параллельная работа наливных стояков.

Прием дренажей нефти из оборудования и трубопроводной обвязки выполняется в подземную дренажную емкость ДЕ-12 (объем 25 м^3), оснащенную полупогружным электронасосным агрегатом НП-11 (по типу ВНД, подача $50 \text{ м}^3/\text{час}$, напор 120 м). Откачка нефти из ДЕ-12 выполняется в линию некондиционной нефти от насосов 40Н-2Н1,2 на вход существующих подогревателей 10П-1.

Также в емкость ДЕ-12 предусмотрен прием проливов нефти с площадки АСН. Разлившаяся нефть подается на вход ДЕ-12 через отдельный штуцер с помощью установки канализационной (УК).

5 этап строительства.

5 этап строительства предусматривает строительство участка газопровода от сепараторов нефти С-1-4,5, С-2-1÷5, ДГ-1-1÷3 на прием 2 линии МКУ.

Существующей схемой БМУПН предусматривалась подача газа от аппаратов промежуточных ступеней сепарации в факельный коллектор высокого давления (ФВД).

Для обеспечения разделения линий технологического газа, поступающего на прием 2 линии МКУ, и плановых и аварийных сбросов газа с аппаратов на факел ВД – предусмотрено

строительство участка газопровода Ду 100 мм, Ру 1,6 МПа от сепараторов С-2-1,2,3 до приемного коллектора 2 линии МКУ, с использованием участка существующего факельного коллектора высокого давления.

Также предусматривается подключение линий технологического газа от дегазаторов ДГ-1-1,2,3 ко вновь проектируемому газопроводу (согласно существующей схеме – газ из ДГ-1-1,2,3 направляется на выход нефти из электродегидраторов ЭГ-2-1,2,3 и поступает на вход концевых сепараторов С-3-1,2,3).

6 этап строительства

6 этап строительства включает демонтаж следующих участков существующих напорных трубопроводов нефти Ду 200 мм, Ру 10,0 МПа:

- нефть с нагнетания существующих насосов внешней откачки Н-1/1,2,3 от точки подключения нагнетания венов проектируемой насосной внешнего транспорта до входа в существующий СИКН;
- байпас существующего СИКНа;
- нефть с выхода существующего СИКНа до точки подключения к напорному нефтепроводу, включая существующий узел регулирования расхода (КР6, КРр1) и существующий блок СППК на выходе СИКНа;
- коллекторы нефти к /от блока теплообменников ТО-1-1,2,3.

Также предусматривается демонтаж перемычек между трубопроводами технологического газа на прием 2 линии МКУ и факельным коллектором высокого давления.

Режим работы сооружений непрерывный, круглосуточный.

Для поддержания требуемой технологическим процессом температуры продукта, предотвращения его застывания, конденсации, образования гидратных пробок и т. д., а также для защиты обслуживающего персонала от ожогов в проекте предусмотрена тепловая изоляция трубопроводов, оборудования и арматуры. Для периодически работающих нефтяных трубопроводов, газопроводов, трубопроводов сброса с предохранительных клапанов, наземных трубопроводов дренажа и трубопроводов, связанных с факельными системами УПН/БМУПН предусмотрен обогрев саморегулирующим греющим кабелем с тепловой изоляцией.

В соответствии с СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Актуализированная редакция» конструкция тепловой изоляции включает в себя следующие элементы:

- теплоизоляционный слой;
- армирующие и крепежные детали;
- пароизоляционный слой (при температуре продукта менее 12 °С);
- покровный слой.

Для изоляции надземного оборудования, расположенного на наружной площадке, используются маты прошивные из минеральной ваты теплоизоляционные (ГОСТ 21880-2022 «Маты из минеральной ваты прошивные теплоизоляционные») или плиты из минеральной ваты на синтетическом связующем теплоизоляционные (ГОСТ 9573-2012 «Плиты из минеральной ваты на синтетическом связующем теплоизоляционные»).

Для тепловой изоляции надземных трубопроводов и арматуры, расположенных на наружной площадке, используются маты, цилиндры и полуцилиндры теплоизоляционные из минеральной ваты на синтетическом связующем (ГОСТ 23208-2022 «Цилиндры и полуцилиндры теплоизоляционные из минеральной ваты на синтетическом связующем», ГОСТ 21880-2022 «Маты минераловатные прошивные теплоизоляционные»).

Для теплоизоляции подземных трубопроводов используется изоляция на основе из вспененного каучука, пенополистирола или пенополиуретана.

Для изоляции подземных емкостей и трубопроводов без тепловой изоляции от почвенной коррозии используется изоляция весьма усиленного типа (ГОСТ 9.602-2016

«Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии»).

В качестве покровного слоя для защиты изоляции аппаратов и трубопроводов используются листы из тонколистовой оцинкованной стали с непрерывных линий (ГОСТ 14918-2020 «Прокат листовой горячеоцинкованный. Технические условия»).

1.1.2 Характеристика отдельных параметров технологического процесса

1.1.2.1 Входные сооружения приема нефти от УПНГ Тас-Юряхского НГКМ (чертеж ЧНФ1-УПН.Р1-П-ТР.01.02-ГЧ-002, ЧНФ1-УПН.Р1-П-ТР.01.02-ГЧ-004).

Этап 2

Входные сооружения приема нефти от УПНГ Тас-Юряхского НГКМ включены в состав 2 этапа строительства.

Подготовленная до требований ГОСТ Р 51858-2020 нефть Тас-Юряхского НГКМ в смеси со стабильным конденсатом поступает по входному коллектору нефти Ду 300 мм, Ру 1,6 МПа вход системы измерения количества и показателей качества нефти (СИКН).

Параметры нефти на входе:

- давление: $0,3 \pm 0,6$ МПа(изб.);
- температура: от минус 1 °С (зима) до плюс 11 °С (лето).

Для защиты входных сооружений нефти от превышения давления, которое может распространиться от напорного нефтепровода Тас-Юряхского месторождения Ру 10,0 МПа, в случае закрытия секущей арматуры ниже по потоку от точки подключения Т.П. №1, на входном коллекторе нефти предусматривается установка блока предохранительных клапанов типа СППК 150-16 (рабочий + резервный клапан) со сбросом в подземную дренажную емкость неучтенной нефти ДЕ-11 объемом 25 м³. Емкость обеспечивает прием объема 5-ти минутного сброса нефти с входного коллектора (около 16 м³).

Схемой автоматизации предусмотрен контроль давления на входном коллекторе нефти от УПНГ Тю НГКМ, при достижении аварийно-высокого давления поступает сигнал на закрытие секущей арматуры ZV-002, XV-002 в составе узла приема СОД напорного нефтепровода Тас-Юряхского НГКМ.

Нефть Тас-Юряхского месторождения проходит оперативный замер на узле учета (СИКН) открытого исполнения.

Система измерений количества и показателей качества нефти СИКН рассчитана на производительность до 300 т/ч по Тас-Юряхской нефти, поступающей на УПН Чаяндынского месторождения.

СИКН соответствует требованиям ГОСТ 34396-2018, ГОСТ 8.587-2019, МИ 3532-2015. СИКН включает в себя:

- блок фильтров на открытой площадке;
- блок измерительных линий (БИЛ) на открытой площадке;
- подключение к передвижной поверочной установке;
- промывочная передвижная установка и ее подключение к БИК.
- блок измерения показателей качества нефти (БИК) в закрытом блоке.

В блоке СИКН предусматривается замер следующих параметров:

- массовый расход нефти по ИЛ, БИЛ, БИК;
- давление в ИЛ, БИК, на входном и выходном коллекторах СИКН;
- температуры нефти в ИЛ, БИК;
- содержание воды в нефти;
- плотность нефти.

Дренаж неучтенной нефти от СИКН предусматривается в проектируемую дренажную емкость ДЕ-11.

Дренаж учтенной нефти от СИКН проектом предусматривается в существующую дренажную емкость 70Е-1№2.

Электрооборудование СИКН в нормальных режимах обеспечивается электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

Электрооборудование, приборы, используемые в СИКН, имеют взрывозащищенное исполнение, позволяющее их эксплуатацию во взрывоопасных зонах В-Іа/класс 2 и при категории размещения по взрывопожарной опасности помещения А, в которых используются взрывоопасные смеси группы ТЗ и категории ІІА по ГОСТ 12.2.020-76, уровень взрывозащиты - повышенная надежность против взрыва по ГОСТ 12.2.020-76.

Электрооборудование, входящее в состав СИКНС, имеет документы об оценке (подтверждении) соответствия обязательным требованиям, установленными нормативными правовыми актами Российской Федерации или другие документы предприятия-изготовителя, подтверждающие их соответствие стандартам и техническим условиям на поставку.

Выбор технологического оборудования соответствует требованиям Приказа Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 26.11.2020г. № 461 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения», Приказа Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 21.12.2021 г. № 444 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», требованиям технических регламентов Таможенного союза ТР ТС 010/2011, ТР ТС 012/2011, ТР ТС 032/2013.

Средства измерений и оборудование, применяемые во взрывоопасной зоне, взрывозащищенного исполнения и имеют действующие сертификаты (декларации) соответствия требованиям ТР ТС 012/2011 Технический регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах».

Полный перечень контролируемых параметров и автоматических защит представлен в Томе 6.2.1. настоящего проекта.

Замеренная нефть с УПНГ ТЮ НГКМ далее поступает в резервуарный существующий парк установки подготовки нефти Чаяндинского НГКМ

Для приема дренажей неучтенной нефти от СИКН, а также приема сброса нефти с СППК на входном коллекторе нефти, проектом предусмотрена дренажная подземная емкость ДЕ-11.

Плановые дренажи незамерзшей нефти и сброс с предохранительных клапанов поступают в дренажную емкость ДЕ-3 по отдельным коллекторам через собственные входные штуцеры.

Расчетное давление дренажной емкости составляет 0,07 МПа. Объем емкости 25 м³. Дыхание емкости предусмотрено на факел низкого давления (ФНД).

Для предотвращения застывания жидкости дренажная емкость ДЕ-11 оснащена внутренним электронагревателем во взрывозащищенном исполнении (ТЭН).

Для удаления жидкости в емкости предусмотрен полупогружной центробежный насосный агрегат НП-11 (подача 50 м³/час, напор 120 м). Откачка выполняется в нефтяной коллектор на вход СИКН.

Емкость оснащена тепловой изоляцией заводского исполнения на основе пенополистирола.

Нефть с УПНГ Тас-Юряхского НГКМ после измерения на СИКН подается в существующий резервуарный парк, подключение выполняется в трубопроводы подачи нефти от концевой ступени сепарации БМУПН Чаяндинского НГКМ в резервуары нефти Р3, Р4, Р5, Р5, Р6, Р7 до арматуры в узле переключения по ходу потока.

Для возможности раздельного приема подготовленной нефти из напорного нефтепровода Тас-Юряхского НГКМ и от концевой ступени сепарации БМУПН ЧНГКМ в разные резервуары, и исключения передавливания потока от концевых сепараторов С-3-1,2,3 – схемой предусмотрена дополнительная установка ручной арматуры на существующих трубопроводах подачи нефти от С-3-1,2,3 в РВС.

Схемой автоматизации предусмотрены:

- контроль температуры по месту на входном коллекторе нефти с УПНГ ТЮ НГКМ;
- контроль давления дистанционный и по месту на входном коллекторе нефти с УПНГ ТЮ НГКМ, сигнализация предупредительная высокого и низкого значения значений давления, сигнализация аварийно-высокого давления, закрытие секующей арматуры ZV-002, XV-002 в узле приема СОД (проект напорного нефтепровода ТЮ НГКМ). Останов насоса НП-11.
- контроль температуры дистанционный в емкости ДЕ-11, сигнализация предупредительная высокого и низкого значения температуры, поддержание температуры не ниже заданного значения. Отключение ТЭНа и запрет на включение при высокой температуре в емкости;
- контроль уровня жидкости в ДЕ-11 по месту и дистанционный, сигнализация предупредительная и аварийная высоких и низких значений уровня, автоматическое включение насоса НП-11 при аварийно-высоком уровне в емкости, автоматический останов насоса НП-11 и запрет на пуск при аварийно-низком уровне в емкости, запрет на включение ТЭНа при низком уровне жидкости;
- контроль давления по месту и дистанционный в трубопроводе нагнетания насоса НП-11, сигнализация высокого и низкого значений давления на нагнетании НП-11, останов насоса с выдержкой по времени по высокому и низкому давлению нагнетания;
- останов насоса НП-11 по комплектным защитам (температура подшипников, уровень в бачке затворной жидкости и т.д.

Предусматривается контроль загазованности, сигнализация предупредительная и аварийная высоких значений загазованности на открытых площадках и на блоке СИКН.

Схемой автоматизации, для открытой площадки блока фильтров и блока измерительных линий, предусмотрен контроль и сигнализация загазованности 20 % НКПР и 50 % НКПР. Автоматическая световая и звуковая сигнализация по месту и с передачей на АРМ оператора.

При достижении аварийно-высокой загазованности в БИК СИКН (50% НКПРП) выполняется закрытие электроприводной арматуры на входе/выходе измерительных линий в составе СИКН, отключение электропотребителей СИКН (защиты, выполняемые ЛСУ СИКН), закрытие секующей арматуры СИКН 308.1-ZV-02, 308.1-ZV-03 на входе/выходе СИКН, закрытие секующей арматуры ZV-002, XV-002 в узле приема СОД (проект напорного нефтепровода ТЮ НГКМ). Останов насоса НП-11.

Подробное описание автоматизации объекта, полный перечень контролируемых параметров и автоматических защит представлен в Томе 6.2.1 настоящего проекта.

Оборудование и трубопроводная обвязка входных сооружений приема нефти ТЮ НГКМ, расположенные на открытой площадке, теплоизолируются. Периодически работающие линии, а также линии дыхания емкости на ФНД, обогреваются греющим кабелем.

В качестве тепловой теплоизоляции надземно-расположенных аппаратов и трубопроводной обвязки предполагается использование изделий из минеральной ваты, покровный слой из оцинкованной стали.

Подземная емкость предусматривается с заводским покрытием на основе пенополистирола, с покрытием гидроизоляционной мастикой.

1.1.2.2 Насосная внешнего транспорта (ЧНФ1-УПН.Р1-П-ТР.01.02-ГЧ-003).**Этап 2**

Подготовленная нефть из резервуарного парка установки подготовки нефти Чаяндинского НГКМ поступает параллельными потоками на прием существующих насосов внешней откачки Н-1/1,2,3 и вновь проектируемой насосной внешнего транспорта в блочно-комплектном исполнении.

Параметры нефти:

- давление: до 0,1 МПа(изб.);
- температура: от 20 до 60 °С.

Вновь проектируемая насосная внешнего транспорта в составе 2 этапа включает 2 центробежных электронасосных агрегата для перекачки нефти типа АЭНЦСН 180-800 (1 – в работе, 1 – в резерве), с характеристиками, аналогичными существующим насосам внешней откачки Н-1/1,2,3:

- подача: 180 м³/час;
- напор: 800 м.
- мощность электродвигателя: 800 кВт.

Насосы оснащены частотным регулированием привода.

Работа насосов осуществляется с поддержанием заданной производительности перекачки с помощью частотного регулирования. Управление ЧРП насоса выполняется по показаниям расходомера, установленного на коллекторе нагнетания насосов Н-1-4,5.

Давление на выходе насосной внешнего транспорта составляет до 7,5 МПа(изб.).

На приеме насосов предусмотрены жидкостные фильтры, обеспечивающие требуемую степень очистки перекачиваемой нефти от мехпримесей (тонкость до 0,5 мм).

На установлен контролирующий подачу работающего насоса.

Дренажи насосов и трубопроводной обвязки, а также утечки от уплотнений насосов (одинарные торцовые со вспомогательным уплотнением), а также открытый с полов блока направляются двумя раздельными линиями в существующую емкость 40Е-1, предназначенную для приема дренажей существующей насосной установки подготовки нефти ЧНГКМ.

Управление насосами Н-1-4,5 предусмотрено по месту, дистанционно оператором и в автоматическом режиме (останов).

Схемой автоматизации насосов внешнего транспорта Н-1-4,5 предусматривается:

- контроль температуры дистанционный во входном коллекторе нефти, сигнализация предупредительная и аварийная высоких и низких значений температуры;
- контроль перепада давления на фильтрах Ф-1-4,5, дистанционный и по месту (с помощью манометров, установленных до и после фильтров), сигнализация предупредительная и аварийная высокого значения перепада;
- контроль давления на приеме насосов Н-1-4,5, сигнализация предупредительная и аварийная минимальных и максимальных значений давления;
- сигнализация незаполненного приемного трубопровода насоса (защита от «сухого хода»);
- контроль давления на нагнетании насосов Н-1-4,5, сигнализация предупредительная и аварийная минимальных и максимальных значений давления.
- контроль расхода в коллекторе нагнетания насосов Н-1-4,5. Регулирование работы ЧРП насосов по показаниям расходомера.

Для насосов Н-1-4,5 предусматриваются агрегатные защиты при:

- аварийно-высоком уровне утечек от торцевых уплотнений;
- аварийно-высокой температуре подшипников насоса;
- аварийно-высокой температуре подшипников электродвигателя;
- аварийно-высокой вибрации насоса;

- аварийно-высокой вибрации электродвигателя;
- аварийно-высокой температуре обмотки статора электродвигателя;
- аварийно-высоком осевом смещении ротора насоса;
- аварийно-высокой температуре жидкости в линии разгрузки;
- аварийно-высоком превышении температуры в линии разгрузки над температурой на приеме насоса;
- при незакрытой крышке кожуха муфты;
- работе агрегата при аварийно-высоком и аварийно-низком давлении нагнетания с задержкой по времени;
- аварийно-низком давлении на приеме насоса с задержкой по времени;
- аварийно-высоком перепаде давления на фильтре.

Предусмотрен запрет на пуск насосных агрегатов при:

- минимальном давлении на всасе насоса;
- отсутствии перекачиваемой жидкости в корпусе;
- отсутствие защитного кожуха муфты;
- при включении электродвигателя системы размыва донных отложений в раскисваемом резервуаре.

В случае затопления помещения насосной, пожара и аварийно-высокой загазованности в помещении насосной выполняется останов насосов Н-1-4,5, закрытие приводной арматуры 304.1-XV-01, 304.1-XV-02, 304.1-XV-03, 304.1-XV-04 на приеме и нагнетании насосов. Подача сигнала аварии на верхний уровень.

Полный перечень контролируемых параметров и автоматических защит представлен в Томе 6.2 настоящего проекта.

Закрытый дренаж от оборудования и трубопроводной обвязки насосной внешнего транспорта нефти, а также открытый дренаж с пола насосной, по отдельным дренажным трубопроводам направляются в существующую дренажную емкость 40Е-1, принимающую также дренажи от существующей насосной Чаяндинского НГКМ.

Трубопроводная обвязка, расположенная на открытой площадке, теплоизолируется. Трубопроводы периодического действия также обогреваются греющим кабелем. В качестве тепловой изоляции предполагается использование изделий из минеральной ваты, покровный слой из оцинкованной стали.

1.1.2.2.1 Нагнетательный коллектор насосов внешнего транспорта

Подготовленная нефть с нагнетания насосов внешнего транспорта Н-1-4,5 по трубопроводу Ду 200 мм, Ру 10 МПа поступает на вход существующей системы измерения количества и показателей качества нефти (СИКН), где объединяется с потоком нефти от существующих насосов внешней перекачки Н-1/1,2,3 и по вновь проектируемому участку трубопровода Ду 300 мм, Ру 10 МПа подается в СИКН.

Замеренная нефть после СИКН направляется в существующий напорный нефтепровод Ду 300 мм, Ру 8,0 МПа, и далее в систему магистральных нефтепроводов ВСТО.

В связи с увеличением производительности прокачки с установки подготовки нефти Чаяндинского НГКМ – проектом предусмотрена замена в границах площадки установки подготовки нефти существующего напорного коллектора нефти Ду 200 мм на вновь проектируемый Ду 300 мм.

На выходе существующего СИКН предусматривается узел регулирования расхода для обеспечения работы существующих насосов внешней перекачки Н-1/1,2,3, не оснащенных ЧРП, в заданном режиме перекачки.

Узел регулирования расхода включает автоматический клапан регулятор расхода 204-FCV-01Р и байпасная линия с ручным регулирующим клапаном 204-FCV-01Р с аналогичными характеристиками. Регулятор 204-FCV-01Р обеспечивает поддержание заданной производительности перекачки по показаниям расхода от существующего СИКН.

Также проектом предусматривается замена существующих коллекторов подготовленной нефти Ду 200 мм к/от блока рекуперативных теплообменников «нефть-нефть» ТО-1,2,3 на трубопроводы Ду 300 мм.

На байпасе блока теплообменников ТО-1,2,3 по подготовленной нефти предусмотрен узел регулирования температуры, включающий клапан-регулятор температуры 204-TCV-01, и байпасную линию с ручным регулирующим клапаном 204-TCV-01Р.

Узел регулирования предназначен для:

- поддержания температуры сырой нефти после блока теплообменников не ниже заданной величины (плюс 5 °С) – основной сигнал;
- поддержание температуры подготовленной нефти на выходе теплообменника в диапазоне не более 20 °С и не менее 5 °С. При снижении температуры подготовленной нефти на выходе до аварийно-низкого значения (0 °С) – параметр становится приоритетным для управления клапаном.

Схемой автоматизации узла регулирования расхода предусмотрен:

- контроль давления по месту до и после основного регулирующего клапана, и ручного клапана на байпасной линии.
- Схемой автоматизации узла регулирования температуры предусмотрены:
- контроль расхода по месту и дистанционный через узел регулирования, сигнализация высоких и низких значений;
- контроль температуры подготовленной нефти в коллекторе после блока ТО-1,2,3 дистанционный и по месту, сигнализация предупредительная и аварийная высоких и низких значений, поддержание температуры подготовленной нефти не выше аварийно-высокого и не ниже аварийно-низкого значения;
- контроль температуры на выходе сырой нефти из блока ТО-1,2,3 дистанционный и по месту, сигнализация предупредительная высокого и низкого значения, а также аварийно-низкого значения температуры, поддержание температуры не ниже заданной величины.

Полный перечень контролируемых параметров и автоматических защит представлен в Томе 6.2 настоящего проекта.

Трубопроводная обвязка, расположенная на открытой площадке, теплоизолируется. Трубопроводы периодического действия также обогреваются греющим кабелем. В качестве тепловой изоляции предполагается использование изделий из минеральной ваты, покровный слой из оцинкованной стали.

1.1.2.3 Модульная компрессорная станция (МКУ) (чертеж ЧНФ1-УПН.Р1-П-ТР.01.02-ГЧ-007). Этап 3

Попутный нефтяной газ с существующей БМУПН Чаяндинского НГКМ двумя отдельными потоками (линиями) поступает на прием модульной компрессорной установки (МКУ).

Газ конечной ступени сепарации от аппаратов С-3-1,2,3 по вновь проектируемому газопроводу Ду 300 мм, Рр 0,6 МПа поступает на прием 1 линии (ступени) компрессорной.

Параметры газа на приеме 1 линии:

- давление: от 0,005 до 0,010 МПа(изб.);
- температура: 35÷55 °С.

Газ промежуточных ступеней сепарации от аппаратов С-1-4,5, С-2-1÷5, ДГ-1-1÷3 по вновь проектируемому участку трубопровода Ду 150 мм, Рр 1,6 МПа – поступает на прием 2 линии (ступени) компрессорной.

Параметры газа на приеме 1 линии:

- давление: от 0,35 до 0,6 МПа(изб.);
- температура: 35÷55 °С.

Для отделения жидкости, конденсирующейся из газа за счет смешения потоков с различными температурами, давлениями и составами, а также за счет остывания в трубопроводах – на входе газа 2 линии на МКУ предусматривается газовый сепаратор С-4.

1.1.2.3.1 Сепаратор МКУ С-4

Газ промежуточных ступеней сепарации по общему коллектору поступает в газовый сепаратор С-4, где проходит предварительную очистку от капельной жидкости (преимущественно влага со следами углеводородов).

Для предварительной очистки газа согласно письма ООО «Газпромнефть-Заполярье» № 11/6.1/009077 от 18.05.2026 принят к установке имеющийся в наличии у Заказчика газовый сепаратор (новый) горизонтального типа, имеющий следующие характеристики:

- объем: 6,3 м³;
- расчетное давление: 10 МПа;
- производительность по газу: до 25130 нм³/час;
- содержание жидкости в газе на выходе: не более 0,1 г/нм³.

Расход растворенного газа с промежуточных ступеней на прием 2 линии МКУ составит до 2300 нм³/час (2028 г.).

Очищенный газ из сепаратора С-4 подается на вход 2 линии МКУ.

Выделившийся конденсат периодически, по уровню, через запорно-регулирующий клапан 316.1-LCV-01 сбрасывается в дренажную емкость ДЕ-13.

Количество конденсата, отделяющегося в сепараторе С-4, составляет до 6 л/час.

В случае прекращения приема газа промежуточных ступеней на МКУ при срабатывании комплектных защит компрессорной установки, либо отклонения параметров работы газового сепаратора С-4 от допустимых значений, предусматривается возможность сброса газа на существующий факел высокого давления (ФВД) установки подготовки нефти с коллектора входа газа на С-4:

- частичного или полного сброса газа на ФВД через запорно-регулирующий клапана 316.1-PCV-01 с поддержанием давления «до себя»;
- сброса всего объема газа без поддержания давления на ФВД через электроприводную арматуру 316.1-ZV-06.

Предусматривается возможность временного вывода сепаратора С-4 из работы без останова МКУ. В этом случае газ временно подается по байпасу сепаратора.

Схема автоматизации сепаратора С-4 предусматривает:

- контроль давления в коллекторе газа на входе в ГС-4 (до арматуры 316.1-ZV-01) дистанционный и по месту, сигнализация предупредительная высоких и низких значений давления во входном коллекторе, сигнализация аварийно-высокого давления во входном коллекторе, поддержание давления не выше заданного значения путем сброса избытка газа на факел высокого давления через запорно-регулирующий клапан 316.1-PCV-01, сброс газа на ФВД через электроприводную арматуру 316.1-ZV-06 при достижении аварийно-высокого значения давления в коллекторе газа;
- контроль давления в сепараторе ГС-4 дистанционный и по месту, сигнализация предупредительная и аварийная высоких и низких значений давления в С-4, сигнализация аварийно-высокого давления во входном коллекторе, отсечение сепаратора С-4 по входу/выходу и сброс газа на ФВД через электроприводную арматуру 316.1-ZV-03 при достижении аварийно-высокого значения давления в аппарате;
- контроль температуры в сепараторе ГС-4 дистанционный и по месту, сигнализация предупредительная низкого значения температуры;
- контроль уровня жидкости в сепараторе ГС-4 дистанционный и по месту, сигнализация предупредительная и аварийная высоких и низких значений уровня

в С-4, вывод жидкости по уровню с помощью запорно-регулирующего клапана 316.1-LCV-01 (открытие при высоком значении уровня, закрытие при низком), закрытие электроприводной арматуры 316.1-ZV-02 на выходе газа из ГС-4 и останов 2 линии МКУ при аварийно-высоком уровне жидкости в С-4, закрытие электроприводной арматуры 316.1-ZV-04 на линии вывода конденсата из С-4 при достижении аварийно-низкого значения уровня в аппарате.

Предусматривается контроль загазованности, сигнализация предупредительная и аварийная высоких значений загазованности на площадке сепаратора С-4

Для защиты аппарата С-4 от превышения давления в случае теплового расширения среды/пожара предусмотрен блок предохранительных клапанов.

На аппарате предусмотрена тепловая изоляция на основе матов минераловатных, покровный слой из оцинкованной стали.

Трубопроводная обвязка теплоизолируется и обогревается греющим кабелем. В качестве тепловой изоляции предполагается использование изделий из минеральной ваты, покровный слой из оцинкованной стали.

1.1.2.3.2 Блок модульной компрессорной станции (МКУ)

Блок модульной компрессорной станции выполнен на базе поршневых компрессорных агрегатов с гидравлическим приводом К10÷К19, К21÷23, К31÷33, всего 16 шт. Технические характеристики всех компрессоров идентичны.

При максимальной загрузке по газу все компрессорные агрегаты могут находиться в работе.

Прием газа предусматривается 2-мя линиями:

1 линия – осуществляет прием газа концевой ступени сепарации от аппаратов С-3-1,2,3. Компримирование газа низкого давления осуществляется в 2 ступени. Параметры работы 1 линии МКУ:

- давление на приеме 1 ступени сжатия: 0,005 МПа(изб.);
- давление нагнетания 1 ступени сжатия: 0,4 МПа(изб.);
- количество компрессорных агрегатов в составе 1 ступени сжатия 1 линии: 10 шт (компрессоры К10÷К19);
- давление нагнетания 2 ступени сжатия: 1,2 МПа(изб.);
- количество компрессорных агрегатов в составе 2 ступени 1 линии: 3 шт. (компрессоры К21÷23);
- номинальная расчетная производительность оборудования 1 линии МКУ составляет 2106 нм³/час на приеме.

2 линия – осуществляет прием газа промежуточных ступеней сепарации от аппаратов С-1-4,5, С-2-1÷5, ДГ-1-1÷3 с давлением 0,35÷0,6 МПа(изб.). Компримирование газа промежуточных ступеней сепарации осуществляется в 1 ступень. Параметры работы 2 линии МКУ:

- давление на приеме: 0,35÷0,6 МПа(изб.);
- давление нагнетания: 1,2 МПа(изб.);
- количество компрессорных агрегатов в составе 2 линии: 3 шт. (компрессоры К31÷33);

Номинальная расчетная производительность оборудования 2 линии МКУ составляет 3555 нм³/час.

Оборудование блока МКУ включает:

В составе 1 линии:

- входной сепаратор-каплеотделитель 1 линии СК-1 (диаметр 1400 мм, высота 3,5 м, Рр=1,6 МПа), 1 шт.;
- фильтр газа сетчатый ФГ-1, 1 шт.;

- компрессорные агрегаты 1 ступени сжатия поршневого типа с гидравлическим приводом K10÷K19, 10 шт;
- теплообменник «газ/гликоль» пластинчатый ТО-1;
- межступенчатый сепаратор-каплеотделитель 1 линии СК-2 (диаметр 700 мм, высота=3,5 м, Рр=1,6 МПа), 1 шт.;
- компрессорные агрегаты 2 ступени сжатия поршневого типа с гидравлическим приводом K21÷K23, 3 шт.
- узел замера расхода газа 1 линии.

В составе 2 линии:

- входной сепаратор-каплеотделитель 2 линии СК-3 (диаметр 700 мм, высота 3,5 м, Рр=1,6 МПа), 1 шт.;
- фильтр газа сетчатый ФГ-1, 1 шт.;
- компрессорные агрегаты поршневого типа с гидравлическим приводом K31÷K33, 3 шт;
- теплообменник «газ/гликоль» пластинчатый ТО-2, установленный на общем потоке газа с нагнетания компрессоров K21÷K23, K31÷K33, 1 шт.;
- концевой сепаратор-каплеотделитель СК-4, установленный на общем потоке газа с нагнетания компрессоров (диаметр 600 мм, высота 3,5 м, Рр=1,6 МПа), 1 шт.

Оборудование гликолевого контура, обеспечивающего охлаждение сжатого газа:

- насосы гликоля центробежные Нг-1-1,2 (подача 200 м³/час, напор 35 м) – 2 шт. (1 – рабочий, 1 -резервный);
- фильтр жидкостный гликоля Фж-3 – 1 шт.;
- расширительный бак гликоля РБ-1 (объем 300 л) – 1 шт.;
- аппарат воздушного охлаждения гликоля АВО-1 – 1 шт.

В качестве хладагента используется 60% раствор этиленгликоля.

Компрессорный агрегат МКУ

Компрессорный агрегат представляет собой модульный металлический блок для компримирования газа, с вынесенным модулем управления и контроля. Диапазон рабочих давлений на приеме компрессора составляет от 0,005 МПа(изб.) до 0,7 МПа(изб.), давление нагнетания до 1,2 МПа(изб.).

Номинальная производительность компрессорного агрегата составляет:

- при компримировании газа с 0,005 МПа(изб.) до 0,35 МПа(изб.): 210,6 нм³/час;
- при компримировании газа с 0,35 МПа(изб.) до 1,2 МПа(изб.): 702,0 нм³/час;
- при компримировании газа с 0,6 МПа(изб.) до 1,2 МПа(изб.): 1183,7 нм³/час;

Диапазон регулирования производительности компрессорного агрегата составляет от 30% до 105% к номиналу. Регулирование работы компрессора обеспечивается изменением производительности гидронасоса.

Компрессорный агрегат включает в себя следующие основные компоненты:

- гидробак (ёмкость с рабочей жидкостью и фильтром) – 1 шт.;
- блок цилиндра -1 шт.;
- блок КИП (контрольно-измерительные приборы) – 1 шт.;
- охладитель рабочей жидкости – 1 шт.;
- насосный блок с электродвигателем – 1 шт.;
- рама в сборе с поддоном для сбора утечек гидравлической жидкости – 1 шт.

Перемещение штока поршня компрессора осуществляется за счет циркуляции гидравлической жидкости, перекачиваемой гидронасосом с электроприводом по контуру «гидробак – насос – блок цилиндра – охладитель гидравлической жидкости – фильтр – гидробак». Производительность гидронасоса регулируется в зависимости от давления всасывающей линии компрессора, что обеспечивает поддержание заданного значения давления на приеме компрессора.

В качестве рабочей жидкости используется трудногорючая гидравлическая жидкость на основе синтетических эфиров.

Для охлаждения рабочей жидкости используется гликоль от гликолевого контура МКУ.

Для предотвращения превышения давления над допустимым в гидросистеме, на нагнетании гидронасоса установлен предохранительный клапан.

Схемой автоматизации компрессорного агрегата предусматривается:

- контроль давления в трубопроводе приема компрессора, сигнализация предупредительная и аварийная высоких и низких значений, останов компрессорного агрегата и запрет на пуск при аварийно-высоком и аварийно-низком значении давления;
- контроль давления в трубопроводе нагнетания компрессора, сигнализация предупредительная и аварийная высоких и низких значений, останов компрессорного агрегата и запрет на пуск при аварийно-высоком и аварийно-низком значении давления;
- контроль температуры газа на нагнетании компрессора, сигнализация предупредительная и аварийная высоких и низких значений, останов компрессорного агрегата при аварийно-высокой температуре газа на нагнетании;
- контроль температуры гидравлической жидкости в гидробаке, сигнализация предупредительная и аварийная высоких и низких значений, останов компрессорного агрегата при аварийно-высокой и аварийно-низкой температуре в гидробаке;
- контроль уровня гидравлической жидкости в гидробаке, сигнализация предупредительная и аварийная высоких и низких значений, останов компрессорного агрегата и запрет на пуск при аварийно-высоком и аварийно-низком уровне в гидробаке;
- контроль температуры подшипников электродвигателя гидронасоса, сигнализация предупредительная и аварийная высоких значений, останов компрессорного агрегата при аварийно-высокой температуре подшипников электродвигателя насоса;
- контроль температуры обмоток электродвигателя гидронасоса, сигнализация предупредительная и аварийная высоких значений, останов компрессорного агрегата при аварийно-высокой температуре обмоток электродвигателя насоса;
- контроль давления гидравлической жидкости на нагнетании гидронасоса, регулирование давления жидкости на нагнетании насоса, сигнализация предупредительная и аварийная высоких и низких значений, останов компрессорного агрегата при аварийно-высоком и аварийно-низком давлении на нагнетании насоса;
- контроль вибрации компрессора, сигнализация предупредительная и аварийная высоких значений, останов компрессорного агрегата при аварийно-высоком значении вибрации компрессора;
- контроль вибрации гидронасоса, сигнализация предупредительная и аварийная высоких значений, останов компрессорного агрегата при аварийно-высоком значении вибрации гидронасоса.

Описание работы МКУ

Попутный нефтяной газ от концевых сепараторов БМУПН Чаяндинской НГКМ С-3-1,2,3 по газопроводу Ду 300, Рр 0,6 МПа поступает на вход 1 линии МКУ.

- давление газа: 0,005 МПа(изб.);
- температура газа: 35÷55 °С;
- расход газа: до 2200 нм³/час (2028 г.).

Газ проходит входной сепаратор-каплеотделитель 1 линии СК-1, где из него удаляется капельная жидкость, далее газ очищается в газовом фильтре от твердых частиц и поступает на прием компрессоров 1 ступени сжатия К10÷К19.

Жидкость из входного каплеотделителя СК-1 периодически, по уровню, через клапан-отсекатель 313.1-XV-04 отводится в коллектор сброса конденсата, и далее в дренажную емкость ДЕ-13.

Газ дожимается компрессорными агрегатами 1 ступени до давления $\sim 0,35$ МПа(изб.), работа компрессоров регулируется с поддержанием давления на приеме 1 ступени сжатия. Поддержание заданного значения давления обеспечивается как регулированием производительности работающих компрессоров, так отключением/включением отдельных компрессорных агрегатов при снижении/повышении нагрузки по газу.

Скомпримированный газ с температурой до 140°C поступает в пластинчатый теплообменник «газ/гликоль» ТО-1, где охлаждается раствором гликоля до $\sim 55^{\circ}\text{C}$, и далее поступает в межступенчатый сепаратор-каплеотделитель СК-2, где происходит отделение газового конденсата.

Жидкость из СК-2 по уровню, периодически, через клапан-отсекатель 313.1-LV-02 отводится в коллектор сброса конденсата и, далее, в дренажную емкость ДЕ-13. Количество отделяющейся жидкости составляет до 85 л/час.

Очищенный от жидкости газ поступает на прием компрессорных агрегатов 2 ступени К21÷К23, где дожимается до конечной величины давления $\sim 1,25$ МПа(изб.), проходит узел замера 1 линии и, далее, совместно с потоком газа с нагнетания компрессоров 2 линии поступает в пластинчатый теплообменник «газ/гликоль» ТО-2, где происходит охлаждение общего потока газа с 2-х линий до температуры $\sim 55^{\circ}\text{C}$.

Попутный нефтяной газ от сепараторов промежуточных ступеней БМУПН Чаяндинской НГКМ С-1-4,5, С-2-1÷5, ДГ-1-1÷3, после предварительной очистки от жидкости в газовом сепараторе С-4, по газопроводу Ду 150, Рр 1,6 МПа поступает на вход 2 линии МКУ.

- давление газа: $0,35\div 0,6$ МПа(изб.);
- температура газа: $35\div 55^{\circ}\text{C}$;
- расход газа: до $2453 \text{ м}^3/\text{час}$ (2028 г.).

Газ проходит входной сепаратор-каплеотделитель 2 линии СК-3, где из него удаляется капельная жидкость, далее газ очищается в газовом фильтре от твердых частиц и поступает на прием компрессоров К31÷К33.

Жидкость из входного каплеотделителя СК-3 периодически, по уровню, через клапан-отсекатель 313.1-LV-03 отводится в коллектор сброса конденсата, и далее в дренажную емкость ДЕ-13.

Газ дожимается компрессорными агрегатами К31÷К33 до давления $\sim 1,25$ МПа(изб.), работа компрессоров регулируется с поддержанием давления на приеме 2 ступени сжатия. Поддержание заданного значения давления обеспечивается как регулированием производительности работающих компрессоров, так отключением/включением отдельных компрессорных агрегатов при снижении/повышении нагрузки по газу.

Скомпримированный газ проходит узел замера 2 линии и, далее, совместно с потоком газа с нагнетания компрессоров 1 линии поступает в пластинчатый теплообменник «газ/гликоль» ТО-2, где происходит охлаждение общего потока газ с 2-х линий до температуры $\sim 55^{\circ}\text{C}$.

Охлажденный газ с 2-х линий поступает в концевой сепаратор-каплеотделитель СК-4, где отделяются сконденсированные влага и углеводороды.

Жидкость из концевого каплеотделителя СК-4 периодически, по уровню, через клапан-отсекатель 313.1-LV-04 отводится в коллектор сброса конденсата, и далее в дренажную емкость ДЕ-13. Расход жидкости составляет до $2,2 \text{ м}^3/\text{час}$.

Газ с давлением $1,15\div 1,2$ МПа(изб.) подается на прием существующей компрессорной станции Чаяндинского НГКМ.

Гликолевый контур

Гликолевая система предназначена для циркуляции теплоносителя и обеспечения работы охладителей гидравлической жидкости компрессорных агрегатов и теплообменников охлаждения газа. Гликолевая система представляет собой замкнутый контур под избыточным давлением. Тепловое расширение гликоля при нагреве/охлаждении компенсируется мембранным расширительным баком РБ-1.

Циркуляция раствора гликоля обеспечивается насосами Нг-1,2 (рабочий + резервный).

Нагретый гликоль с температурой до 95 °С после теплообменников охлаждения газа ТО-1, ТО-2 и охладителей гидравлической жидкости поступает на прием насосов гликоля, предварительно пройдя очистку от мехпримесей в жидкостном фильтре Фж-3.

Гликоль с нагнетания насосов с давлением до 0,4 МПа(изб.) подается в аппарат воздушного охлаждения (АВО) гликоля, где происходит его охлаждение потоком воздуха до ~ 35÷45 °С. Температура гликоля на выходе АВО регулируется с помощью ЧРП вентиляторов, а также для предотвращения переохлаждения гликоля в контуре в зимнее время – перепуском части гликоля помимо АВО с помощью клапана-регулятора температуры 313.1-TCV-01.

Охлажденный гликоль после АВО поступает в теплообменники ТО-1, ТО-2, где охлаждает потоки газа с нагнетания компрессоров и в гидравлическую систему компрессорных агрегатов для охлаждения гидравлической жидкости.

Схемой автоматизации МКУ предусматривается:

- контроль температуры по месту и дистанционный во входных, межступенчатом и конечном сепараторах-каплеотделителях СК-1,2,3,4;
- контроль давления по месту и дистанционный во входных, межступенчатом и конечном сепараторах-каплеотделителях СК-1,2,3,4, сигнализация предупредительная низкого значения и аварийная высокого значения давления;
- контроль по месту и дистанционный уровня жидкости во входных, межступенчатом и конечном сепараторах-каплеотделителях СК-1,2,3,4, сигнализация предупредительная и аварийная высокого и низкого уровня жидкости, управление отсечным клапаном на линии вывода конденсата по уровню (открытие по высокому уровню, закрытие по низкому). При достижении аварийно-низкого значения в каком-либо из сепараторов СК-2, СК-3, СК-4 выполняется закрытие электроприводной арматуры на коллекторе выхода конденсата из блока МКУ 313.1-ZV-04;
- контроль давления по месту и дистанционный в приемных коллекторах 1 и 2 линий компримирования МКУ (после сепараторов СК-1, СК-3 и газовых фильтров ФГ-1, ФГ-2 соответственно), сигнализация предупредительная высокого и низкого значений давления и аварийно-низкого давления;
- контроль температуры по месту и дистанционный в нагнетательных коллекторах 1 и 2 линий компримирования, предупредительная сигнализация высокой температуры;
- контроль давления по месту и дистанционный в нагнетательных коллекторах 1 и 2 линий компримирования МКУ (до сепараторов СК-2, СК-4 и газовых охладителей ТО-1, ТО-2 соответственно), сигнализация предупредительная и аварийная высоких значений давления;
- программное вычисление перепада давления на газовых фильтрах ФГ-1, ФГ-2, сигнализация предупредительная и аварийная высокого значения перепада;
- программное вычисление перепада давления на теплообменниках «газ-гликоль» ТО-1, ТО-2, предупредительная сигнализация высокого перепада давления;
- контроль давления перед фильтром гликоля дистанционный и по месту;
- контроль давления на приеме насосов (перед фильтрами гликоля) дистанционный и по месту, сигнализация предупредительная высоких и низких значений,

сигнализация аварийно-низкого давления на приеме насосов гликоля, останов насосов по аварийно-низкому давлению на приеме гликолевых насосов;

- контроль давления на нагнетании насосов (перед фильтрами гликоля) дистанционный и по месту, сигнализация предупредительная и аварийная высокого давления на нагнетании насосов гликоля;
- контроль температуры нагретого гликоля на приеме насосов Нг-1-1,2 по месту и дистанционно;
- контроль температуры охлажденного гликоля после АВО по месту и дистанционно, сигнализация предупредительная высоких и низких значений температуры, регулирование температуры охлажденного гликоля с помощью ЧРП вентиляторов, а также перепуском части горячего гликоля по байпасу АВО.

Схемой автоматизации МКУ предусматривается технологический останов без сброса газа 1 линии МКУ, принимающей газ от концевых сепараторов С-3-1,2,3, (включающий останов компрессорных агрегатов К10÷К19, К21÷К23) при:

- аварийно-высоком давлении во входном сепараторе-каплеотделителе СК-1 и/или межступенчатом сепараторе-каплеотделителе СК-2;
- аварийно-низком давлении в приемном коллекторе компрессорных агрегатов К10÷К19;
- аварийно-высоком давлении в коллекторе нагнетания компрессорных агрегатов К10÷К19;
- аварийно-высоком уровне жидкости во входном сепараторе-каплеотделителе СК-1 и/или межступенчатом сепараторе-каплеотделителе СК-2;
- аварийно-высоком перепаде давления на входном газовом фильтре 1 линии ФГ-1.

При останове 1 линии МКУ по комплектным защитам выполняется закрытие электроприводной арматуры ZV-71 на коллекторе газа концевой ступени сепарации на вход МКУ и открытие электроприводной арматуры ZV-72 на линии сброса газа концевой ступени сепарации на факел низкого давления.

Схемой автоматизации предусмотрен останов 1 линии МКУ при достижении аварийно-высокого давления в коллекторе газа концевой ступени сепарации на вход МКУ.

Схемой автоматизации МКУ предусматривается технологический останов без сброса газа 2 линии МКУ, принимающей газ от концевых сепараторов С-3-1,2,3, (включающий останов компрессорных агрегатов К31÷К33) при:

- аварийно-высоком давлении во входном сепараторе-каплеотделителе СК-3;
- аварийно-низком давлении в приемном коллекторе компрессорных агрегатов К31÷К33;
- аварийно-высоком уровне жидкости во входном сепараторе-каплеотделителе СК-3;
- аварийно-высоком перепаде давления на входном газовом фильтре 2 линии ФГ-2.

При останове 2 линии МКУ по комплектным защитам выполняется закрытие электроприводной арматуры 316.1-ZV-02 на выходе газа из С-4 и открытие запорно-регулирующего клапана 316.1-PCV-01 на линии сброса газа на факел высокого давления, с поддержанием давления «до себя».

Схемой автоматизации предусматривается останов 2 линии МКУ при достижении аварийно-высокого давления в коллекторе газа промежуточных ступеней сепарации на вход МКУ, а также аварийно-высоком давлении в сепараторе С-4.

Схемой автоматизации МКУ предусматривается общий технологический останов без сброса газа (включающий останов компрессорных агрегатов К10÷К19, К21÷К23, К31÷К33, насосов гликоля, вентиляторов АВО гликоля) при:

- аварийно-высоком давлении в концевом сепараторе-каплеотделителе СК-4;
- аварийно-низком давлении в нагнетательном коллекторе МКУ;
- аварийно-высоком давлении перед охладителем газа ТО-2;

- аварийно-высоком уровне жидкости в концевом сепараторе-каплеотделителе СК-4;
- аварийно-низком давлении на приеме насосов гликоля Нг-1-1,2.

При общем технологическом останове МКУ по комплектным защитам выполняется закрытие электроприводной арматуры 316.1-ZV-02 на выходе газа из С-4 и открытие запорно-регулирующего клапана 316.1-PCV-01 на линии сброса газа на факел высокого давления, с поддержанием давления «до себя»; закрытие электроприводной арматуры ZV-71 на коллекторе газа концевой ступени сепарации на вход МКУ и открытие электроприводной арматуры ZV-72 на линии сброса газа концевой ступени сепарации на факел низкого давления.

Схемой МКУ предусматривается аварийный останов со сбросом газа (включающий останов компрессорных агрегатов K10÷K19, K21÷K23, K31÷K33, насосов гликоля, вентиляторов АВО гликоля, закрытие электроприводной арматуры 313.1-ZV-01, 313.1-ZV-02, 313.1-ZV-03 на входе/выходе газа в/из МКУ, открытие электроприводной арматуры на сбросе газа 313.1-XV-06) при:

- аварийно-высокой загазованности в блоке МКУ;
- пожаре в МКУ;
- неисправности системы автоматического управления МКУ
- нажатии аварийной кнопки.

При аварийном останове МКУ со сбросом газа по комплектным защитам (кроме ситуации «пожар в МКУ») выполняется закрытие электроприводной арматуры 316.1-ZV-02 на выходе газа из С-4 и открытие запорно-регулирующего клапана 316.1-PCV-01 на линии сброса газа на факел высокого давления, с поддержанием давления «до себя»; закрытие электроприводной арматуры ZV-71 на коллекторе газа концевой ступени сепарации на вход МКУ и открытие электроприводной арматуры ZV-72 на линии сброса газа концевой ступени сепарации на факел низкого давления.

При пожаре в МКУ выполняется закрытие электроприводной арматуры 316.1-ZV-01, 316.1-ZV-02, 316.1-ZV-04 на входе/выходе сепаратора С-4 и открытие электроприводной арматуры 316.1-ZV-03 на линии сброса газа на факел высокого давления, открытие электроприводной арматуры 316.1-ZV-06 и разгрузка приемного коллектора 2 линии МКУ на факел; закрытие электроприводной арматуры ZV-71 на коллекторе газа концевой ступени сепарации на вход МКУ и открытие электроприводной арматуры ZV-72 на линии сброса газа концевой ступени сепарации на факел низкого давления.

Полный перечень контролируемых параметров и автоматических защит представлен в Томе 6.2 настоящего проекта.

Для защиты оборудования и технологической обвязки от превышения давления на сепараторах-каплеотделителях СК-1,2,3,4 установлены блоки предохранительных клапанов со сбросом газа на факел высокого давления.

На аппарате предусмотрена тепловая изоляция на основе матов минераловатных, покровный слой из оцинкованной стали.

Трубопроводная обвязка, расположенная на наружной площадке, теплоизолируется и обогревается греющим кабелем. Оборудование и трубопроводная обвязка внутри блока с рабочими температурами от +45 °С и выше – теплоизолируются в целях защиты персонала. В качестве тепловой изоляции предполагается использование изделий из минеральной ваты, покровный слой из оцинкованной стали.

Для обслуживания оборудования компрессорной установки требуются следующие виды смазочных материалов: гидравлическая жидкость и хладагент. Необходимый объем запаса включает:

- гидравлическая жидкость – 24 бочки (объемом 200 л);
- хладагент – 1 канистра (объемом 55 л).

Гидравлическая жидкость TITANIUM HFDU 68 представляет собой горючую, трудновоспламеняемую жидкость, не относящуюся к опасным веществам. Форма выпуска – стальная бочка, объем 200 л.

В качестве хладагента применяется водный раствор моноэтиленгликоля (60%-ный раствор), который представляет собой горючую жидкость, 4 класс опасности – малоопасный продукт.

Запас расходных смазочных материалов для технического обслуживания оборудования модульной компрессорной установки предполагается к хранению в существующем Складе масла отапливаемом, располагающемся на существующей площадке компрессорной станции (проект 8808/1 «Транспорт газа на УППГ-2 Чаяндынского НГКМ. Компрессорная станция»).

Указанный существующий Склад масла отапливаемый предназначен для хранения компрессорного масла, необходимого для обслуживания агрегатов компрессорной станции. Компрессорное масло относится к горючим жидкостям, 4 класс опасности – малоопасный продукт. То есть характеристики веществ необходимых для компрессорной установки схожи с характеристиками продуктов хранения существующего склада. Можно сделать вывод, что препятствия для возможного совместного хранения веществ – отсутствуют.

1.1.2.3.3 Дренажная емкость ДЕ-13

Дренажная емкость ДЕ-13 предназначена для приема:

- газового конденсата от сепараторов-каплеотделителей, а также плановых дренажей оборудования и трубопроводной обвязки МКУ;
- газового конденсата и плановых дренажей от газового сепаратора С-4.

Прием дренажей от МКУ и от сепаратора С-4 предусматривается по двум отдельным линиям.

Расчетное давление дренажной емкости составляет 0,07 МПа. Объем емкости 12,5 м³. Дыхание емкости предусмотрено на факел низкого давления (ФНД).

Для предотвращения застывания жидкости дренажная емкость ДЕ-13 оснащена внутренним электронагревателем во взрывозащищенном исполнении (ТЭН).

Для удаления жидкости в емкости предусмотрены полупогружные центробежные насосные агрегаты НП-13/1,2 (подача 50 м³/час, напор 120 м, 1 – в работе, 1 - резервный). Откачка выполняется в линию раскочки существующей дренажной емкости БМУПН ЕД2, и далее на вход подогревателей нефти П-1-7, П-1-8.

Емкость оснащена тепловой изоляцией заводского исполнения на основе пенополистирола.

Схемой автоматизации предусматривается:

- контроль температуры дистанционный в емкости ДЕ-11, сигнализация предупредительная высокого и низкого значения температуры, поддержание температуры не ниже заданного значения. Отключение ТЭНа и запрет на включение при высокой температуре в емкости;
- контроль уровня жидкости в ДЕ-11 по месту и дистанционный, сигнализация предупредительная и аварийная высоких и низких значений уровня, автоматическое включение насоса НП-13/1(2) при высоком уровне в емкости, автоматический останов насоса НП-13/1(2) и запрет на пуск при аварийно-низком уровне в емкости, запрет на включение ТЭНа при низком уровне жидкости;
- контроль давления по месту и дистанционный в трубопроводе нагнетания насосов НП-13/1,2, сигнализация высокого и низкого значений давления на нагнетании НП-13/1,2, останов работающего насоса с выдержкой по времени по высокому и низкому давлению нагнетания, автоматический запуск резервного насоса (АВР);
- останов насоса НП-11 по комплектным защитам (температура подшипников, уровень в баке затворной жидкости и т.д.), автоматический запуск резервного насоса (АВР);

- контроль давления в емкости ДЕ-13, по месту и дистанционный, предупредительная и аварийная сигнализация высокого давления. При аварийно-высоком давлении в емкости выполняется закрытие электроприводной арматуры 316.1-ZV-04 и 313.1-ZV-04 на выходе конденсата из С-4 и сепараторов-каплеотделителей МКУ соответственно.

Предусматривается контроль загазованности, сигнализация предупредительная и аварийная высоких значений загазованности на площадке емкости ДЕ-13. При аварийно-высокой загазованности на площадке ДЕ-13 выполняется останов насосов НП-13/1,2.

Полный перечень контролируемых параметров и автоматических защит представлен в Томе 6.2 настоящего проекта.

Трубопроводная обвязка, расположенная на наружной площадке, теплоизолируется и обогревается греющим кабелем. В качестве тепловой изоляции предполагается использование изделий из минеральной ваты, покровный слой из оцинкованной стали

1.1.2.4 Автоматизированная система налива нефти (ЧНФ1-УПН.Р1-П-ТР.01.02-ГЧ-003). Этап 4

В составе сооружений УПН Чаяндинского месторождения предусмотрен пункт налива товарной нефти в автоцистерны АСН-1,2, включающий в себя комплектно поставляемый автоматизированный комплекс для герметизированного налива на два стояка, с организованным отводом паров на свечу рассеивания.

Автоматизированная система налива нефти в автомобильные цистерны АСН-1,2 представляет собой одну систему на два поста налива (2 стояка налива, два насосных модуля, 2 измерительных модуля) скомпонованные на 1 островке налива на обе стороны и имеющие единую площадку обслуживания с 2-мя системами страховки, 2-мя комплектами светофоров и шлагбаумов. Для определения массы нетто измерительные модули комплектуются поточными влагомерами и ручными пробоотборниками.

Стояк налива обеспечивает отвод вытесняемой из цистерн паровоздушной смеси и их утилизацию на свечу рассеивания. Узел для отвода паров имеет обратный клапан, огнепреградитель и свечу рассеивания.

Каждый пост налива обеспечивает производительность налива до 40 м³/ч.

Нефть из резервуаров подается на прием насосного модуля на базе центробежного насоса с двойным торцевым уплотнением поз. Нж-1-1,2. На трубопроводе подачи наливаемой среды на стояк налива предусмотрен местный и дистанционный контроль с регистрацией температуры и давления. На трубопроводе всаса насоса подачи нефти Нж-1-1,2 также предусмотрен местный и дистанционный контроль с регистрацией температуры и давления. Для защиты насоса от «сухого хода» на всасывающей линии предусмотрен сигнализатор уровня. Для обеспечения механической фильтрации на линии всасывания насоса установлен фильтр сетчатый поз. Фж-1-1,2. Степень загрязненности фильтроэлемента контролируется по месту и дистанционно датчиком перепада давления с сигнализацией предельного максимального значения.

Для исключения передачи вибрационных воздействий на измерительное оборудование и снижения напряжения на корпусе насоса предусмотрены компенсаторы на входе и на выходе насоса Нж-1-1,2. Для контроля температуры подшипников электродвигателя предусмотрены датчики с сигнализацией и блокировкой, срабатывающей при достижении максимальных значений температуры. На трубопроводе нагнетания насоса подачи нефти Нж-1-1,2 предусмотрен дистанционный контроль давления с сигнализацией предельных минимального и максимального значений. Предусмотрен автоматический останов насоса Нж-1-1,2 при срабатывании датчика «сухого хода», по аварийному максимальному и минимальному значениям давления в трубопроводе нагнетания, по аварийному максимальному значению температуры подшипников насосного агрегата, по аварийному максимальному значению вибрации, по аварийным максимальном и минимальном уровне смазочно-охлаждающей

жидкости в сосуде-бачке двойного торцового уплотнения, при срабатывании датчика токовой перегрузки.

Далее рабочая среда направляется в массовый расходомер. Массовый -расходомер предназначен для измерения количества отпущенного электричества. Налив нефти непосредственно в автоцистерны осуществляется через устройство верхнего налива. Для отвода газовоздушной смеси из котла автоцистерны при наливе рабочей среды предусмотрен гибкий рукав отвода паров на свечу рассеивания. Для поддержания рабочей температуры нефти технологические трубопроводы оборудованы электрообогревом и теплоизоляцией.

Системой автоматизации наливного комплекса предусматривается:

- сигнализация максимального уровня налива и автоматическое прекращение налива при максимальном уровне в автоцистерне;
- автоматическое ограничение скорости налива в начальной и завершающей фазе налива;
- автоматические системы измерения количества наливаемого продукта (для каждого стояка);
- запрет на пуск насосов, входящих в состав насосного блок наливного комплекса:
 - а) при отсутствии заземления автоцистерны,
 - б) при минимальном уровне в резервуаре, из которого ведется откачка.

Конструкция системы налива позволяет производить дистанционное управление процессом налива с автоматическим отключением, блокировкой включения и закрытием электроприводной арматуры регулирования расхода при:

- достижении предельного уровня продукта в автоцистерне;
- достижении количества набранной дозы нефти;
- через 2-20 с (настраивается при ПНР) после прекращения потока нефти через расходомер;
- нарушении заземления автоцистерны;
- нарушении рабочего положения наконечника;
- отключении положения трапа;
- ручном отключении процесса налива с поста управления кнопочного или по команде оператора дистанционно;
- превышении концентрации паров нефти на площадке налива более 50% объемных от НКПР;
- при получении внешнего сигнала «авария» от системы АСУ ТП объекта.

Для предотвращения выезда заполненных нефтью автоцистерн с опущенными в их горловины наливными устройствами, а также ограничения несогласованного движения транспорта предусмотрены светофоры, шлагбаумы.

Осуществляется контроль загазованности на площадке АСН-1,2 с предупредительной сигнализацией при достижении концентрации паров до 20% НКПР. При достижении аварийного значения загазованности – до 50 % НКПР, а также срабатывании датчика на пожар срабатывает аварийная сигнализация, происходит останов насосных агрегатов, закрывается арматура 305.1-XV-01, 305.1-XV-02 на линии приема рабочей среды на пункт налива.

Для сбора дренажей оборудования АСН-1,2, а также для приема проливов автоцистерн на площадке пункта налива предусмотрена подземная дренажная ёмкость ДЕ-12 объёмом 25 м³, оснащённая полупогружным электронасосным агрегатом НП-12 (подача 50 м³/час, напор 120 м). Откачка жидкости из ёмкости осуществляется в линию некондиционной нефти от насосов 40 Н-2№1,2 на вход печей (PW60). Сбор дождевых стоков осуществляется на установку канализационную с последующей подачей на существующие КНС (поз.156).

Для предотвращения замерзания жидкости, ёмкость оснащается внутренним электронагревателем и тепловой изоляцией.

Для емкости ДЕ-12 предусмотрен следующий объем автоматизации:

- местный и дистанционный контроль температуры с сигнализацией предельного минимального значения, предельного и аварийного максимальных значений;
- поддержание температуры в емкости не ниже предельного минимального значения (5°C) включением электронагревателя и отключение и запрет на включение электронагревателя при достижении предельного максимального значения температуры и предельного минимального уровня в емкости;
- местный и дистанционный контроль уровня в емкости с сигнализацией аварийных минимального и максимального значений.

Для насосного агрегата НП-12 предусмотрен следующий объем автоматизации:

- автоматический останов насосного агрегата по аварийному минимальному уровню в емкости ДЕ-12, по аварийному минимальному давлению в трубопроводе нагнетания, по аварийному максимальному давлению в трубопроводе нагнетания, по аварийному максимальному значению температуры подшипников, по максимальному и минимальному значению уровня в бачке затворной жидкости;
- запрет на пуск насоса при предельном минимальном уровне в емкости ДЕ-12, при предельном минимальном значении температуры в емкости ДЕ-12;
- местный и дистанционный контроль давления в трубопроводе нагнетания с сигнализацией аварийных минимального и максимального значений.

Полный перечень контролируемых параметров и автоматических защит представлен в Томе 6.2.1. настоящего проекта.

1.1.2.5 Строительство газопровода на вход 2 линии МКУ (этап 5)

Новый участок газопровода прокладывается по существующим трассам инженерных сетей проекта существующей БМУПН: 8765/2 "Реконструкция УПН Чаяндинского НГКМ. Фаза 1", для обеспечения возможности подключения газа промежуточных ступеней сепарации на прием 2 линии МКУ.

Вновь проектируемый трубопровод включает участки:

- Ду 80 мм, Рр 1,6 МПа от существующих участков трубопроводов выхода газа из дегазаторов ДГ-1-1, ДГ-1-2, ДГ-1-3 после клапанных сборок Кр-2.26, Кр-2.30 и Кр-2.45 (точки подключения №27, 26 и 25) в коллектор вновь проектируемого трубопровода выхода газа из С-2-1,2,3;
- Ду 100 мм, Рр 1,6 МПа от существующего коллектора выхода газа из аппаратов С-2-1,2,3 (точка подключения №24) в существующий факельный трубопровод высокого давления G40, принимающий сброс технологического газа от аппаратов с-2-4,5 и С-1-4,5 (точка подключения № 23);

Демонстрируемые трубопроводы включают участки:

- демонтируется участок трубопровода от G40 до факельного коллектора высокого давления G83;
- демонтируется участок трубопровода газа от С-2-1,2,3 Ду 80 мм от точки подключения №24 до врезки в существующий факельный коллектор высокого давления G83.

Вновь проектируемый трубопровод теплоизолируется и обогревается. В точках подключения проектируемых технологических трубопроводов к существующим сетям предусматривается отсечная арматура.

1.1.2.6 Демонтаж технологических трубопроводов (этап 6)

На завершающем этапе строительства предусматривается демонтаж существующих участков трубопроводов, не задействованных в технологических схемах, в узлах инженерных сетей № 4, 6, 10, 11, 12, 13, 14.

1.2 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд

Потребность в электрической энергии, реагентах и вспомогательных материалах сооружений реконструкции установки подготовки нефти Чаяндинского НГКМ представлена в таблице 1.3.

Таблица 1.3 - Потребность в электрической энергии, реагентах и вспомогательным материалам

Наименование	Значение		
	2 этап строительства	3 этап строительства	4 этап строительства
1. Электроэнергия*			
1.1. Установленная мощность			
10000В	1600	-	-
400В	-	1560	-
380В	70,41	102,21	79,21
1.2. Потребляемая мощность, кВт·ч (тыс. кВт·год)			
10000В	640 (5376,0)	-	-
400В	-	1212 (10180,8)	-
380В	56,33 (151,2)	45,77 (62,5)	63,37 (210,4)
2. Гидравлическая жидкость для МКУ (TITANIUM HFDU 68) **, период замены – два раза в год т/год	-	5,94	-
3. Хладагент для МКУ (60% водный раствор МЭГ) т/год	-	2,73	-
*Данные по электроэнергии приводятся без учета мощностей электрообогрева и электроарматуры сооружений 3очереди строительства. **Расход гидравлической жидкости приводится с учетом его замены.			

1.3 Описание мест расположения приборов учета используемых в производственном процессе энергетических ресурсов и устройств сбора и передачи данных от таких приборов

Подробные сведения о месте расположения приборов учета энергетических ресурсов и устройств сбора и передачи данных представлены в Томе 6.2.1 настоящего проекта.

1.4 Описание источников поступления сырья и материалов

Сырьем для действующей установки подготовки нефти Чаяндинского НГКМ является пластовая смесь Чаяндинского НГКМ, а также поток подготовленной нефти в смеси с газовым конденсатом, поступающий от УПНГ Тас-Юряхского НГКМ, поступающий помимо сооружений подготовки нефти в резервуарный парк Чаяндинской БМУПН, и далее совместно с подготовленной нефтью Чаяндинского НГКМ – на сооружения внешнего транспорта.

Профиль поступления нефти, газа и воды Чаяндинского НГКМ, а также подготовленной нефти в смеси с конденсатом приняты на основании письма ООО «Газпромнефть-Заполярье» № 11/6.1/004423-03 от 12.03.2026 «О выдаче ИД, ЧНФ1-УПН.Р1» и Приложением 2 к «Изменению №3 к заданию на проектирование».

Совместный профиль поступления нефти, газа и воды Чаяндинского НГКМ и подготовленной нефти с УПНГ ТЮ НГКМ представлен в таблице 1.4.

Максимальное суммарное поступление нефти Чаяндинского НГКМ и обезвоженной нефтеконденсатной смеси с УПНГ Тас-Юряхского НГКМ предполагается в 2028 г. (3,414 млн.т/год).

Максимальное поступление жидкости на сооружения подготовки нефти Чаяндинского НГКМ предполагается в 2028 г. (3,707 млн.т/год).

Компонентный состав пластовой нефти Чаяндинского НГКМ принят в соответствие с письмом ООО «Газпромнефть-Заполярье» № 11/6.1/004423-03 от 12.03.2026, Приложением 2 и представлен в таблице 1.6.

Компонентные составы растворенного газа и прорывного газа Чаяндинского НГКМ приняты в соответствие с письмом ООО «Газпромнефть-Заполярье» № 11/6.1/004423-03 от 12.03.2026, Приложениями 3 и 4 соответственно и представлены в таблице 1.7.

Компонентный состав подготовленной нефти в смеси со стабильным конденсатом, поступающей с УПНГ Тас-Юряхского месторождения, принят в соответствие с письмом ООО «Газпромнефть-Заполярье» № 11/6.1/004423-03 от 12.03.2026, Приложением 5 и представлен в таблице 1.8.

Свойства псевдокомпонентов нефти и конденсата с ДНТ Тас-Юряхского НГКМ представлены в таблице 1.5.

Нефть Чаяндинского НГКМ является тяжелой (плотность при температуре 20 °С $868 \div 881$ кг/м³), смолистой (суммарное содержание смол и асфальтенов 14,99 % мас.), парафинистой (содержание парафинов 2,62 % мас.), с повышенной вязкостью (кинематическая вязкость при температуре 20 °С составит $43,55 \div 62,50$ мм²/с), сернистой (содержание серы 0,82% мас.).

Газовый фактор с учетом прорывного газа составляет до 1910,8 м³/т нефти.

Пластовая вода Чаяндинского НГКМ отличается высокой минерализацией, плотность до 1,28 г/см³, общая минерализация 396875 мг/л, высоким содержанием хлорид-ионов (253893 мг/л).

Нефть Тас-Юряхского НГКМ является тяжелой (плотность при температуре 20 °С 871 кг/м³), смолистой (суммарное содержание смол и асфальтенов 12,48 % мас.), малопарафинистой (содержание парафинов 1,22 % мас.), средневязкой (кинематическая вязкость при температуре 20 °С составит 34,2 мм²/с), сернистой (содержание серы 0,83% мас.).

Свойства смеси подготовленной 4551 нефти и стабильного газового конденсата в потоке, поступающей с УПНГ ТЮ НГКМ, варьируется в зависимости от соотношения нефти и газового конденсата в потоке. Плотность смеси при рабочих условиях изменяется в пределах от 912 до 766 кг/м³, кинематическая вязкость при 20 °С от 13 до 7,7 мм²/с.

Таблица 1.4 - Совместный профиль поступления нефти, газа и воды Чаяндынского НГКМ и подготовленной нефти с УПНГ ТЮ НГКМ

Год	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
УПНГ Тас-Юряхского НГКМ																				
Поступление нефти, тыс.т/год	271,9	1305,4	1535,2	1365,0	1239,8	1303,8	1203,5	1061,3	1012,9	986,3	894,7	818,9	740,5	629,9	534,6	469,3	410,0	361,1	322,4	292,6
Чаяндынское НГКМ																				
Поступление нефти, тыс.т/год	2473,0	2109,0	1838,0	1570,0	1303,0	1112,0	961,0	840,0	734,0	652,0	572,0	507,0	452,0	405,0	366,0	321,0	290,0	261,0	235,0	216,0
Поступление жидкости, тыс.т/год	3681,0	3707,0	3605,0	3318,0	2966,0	2645,0	2404,0	2207,0	2062,0	1979,0	1956,0	2042,0	2011,0	1913,0	1808,0	1659,0	1600,0	1573,0	1545,0	1509,0
Поступление газа, всего, млн.м3/год	2700,0	2700,0	2900,0	3000,0	2400,0	2000,0	1600,0	1400,0	1100,0	900,0	700,0	500,0	400,0	300,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0
Суммарное поступление нефти, тыс.т/год	2744,9	3414,4	3373,2	2935,0	2542,8	2415,8	2164,5	1901,3	1746,9	1638,3	1466,7	1325,9	1192,5	1034,9	900,6	790,3	700,0	622,1	557,4	508,6

Таблица 1.5 - Свойства псевдокомпонентов нефти и конденсата с УПНГ Тас-Юряхского НГКМ

Псевдокомпонент	Молекулярный вес	Критическое давление, бар	Критическая температура, °С	Ацентрический фактор	Парахор	Температура кипения, °С	Молярная плотность, кг-моль/м3
C6*	84,000	30,10	234,35	0,299000	271,00	68,38	650
C7*	96,000	29,38	274,85	0,300000	312,50	96,59	723
C8*	107,000	28,80	301,85	0,312000	351,50	116,72	746
C9*	121,000	26,30	329,85	0,348000	380,00	142,81	764
C10*	134,000	24,20	352,85	0,385000	404,90	165,71	778
C11*	147,000	22,30	374,85	0,419000	429,30	187,89	789
C12*	161,000	20,80	394,85	0,454000	453,80	208,52	800
C13+*	361,350	11,78	599,38	1,136044	918,00	445,73	901
FRC1	73,117	37,50	224,13	0,24	234,73	50,56	707,24
FRC2	77,337	36,226	234,27	0,25658	246,54	59,385	712,63
FRC3	85,348	33,991	252,59	0,28156	268,98	75,727	722,21
FRC4	98,154	30,87	279,61	0,32314	304,83	100,73	736,01
FRC5	118,540	26,841	317,76	0,39111	361,91	137,78	755,06

Таблица 1.6 – Компонентный состав пластовой нефти Чаяндинского НГКМ

Наименование показателя	Молярная концентрация компонентов , % мол.
водород	0,001
гелий	0,006
азот	0,620
диоксид углерода	0,009
метан	31,510
этан	6,258
пропан	4,220
изобутан	0,782
н-бутан	2,419
изопентан	0,936
н-пентан	1,711
гексаны	2,227
гептаны	2,777
октаны	2,953
нонаны	2,761
Остаток (C10+выше)	40,810
Итого:	100,000

Таблица 1.7 - Компонентные составы растворенного газа и прорывного газа Чаяндинского НГКМ

Наименование показателя	Молярная концентрация компонентов, % мол.	
	Растворенный газ	Прорывной газ
водород	0,003	0,036
гелий	0,013	0,395
азот	1,374	6,871
диоксид углерода	0,019	0,013
метан	69,623	85,425
этан	13,402	4,670
пропан	8,140	1,488
изобутан	1,258	0,184
н-бутан	3,122	0,404
изопентан	0,836	-
н-пентан	1,128	0,514*
гексаны	0,735	-
гептаны	0,269	-
октаны	0,072	-
нонаны	0,006	-
Мол. вес	24,163	18,51
Плотность при 20 0С и 101,325кПа(абс.)	1,0051	0,77
Итого:	100,000	
*Пентаны +выше		

Таблица 1.8 - Компонентный состав подготовленной нефти в смеси со стабильным конденсатом, поступающей с УПНГ Тас-Юряхского месторождения

Наименование показателя	Молярная концентрация компонентов , % мол.
водород	0,000
гелий	0,000
азот	0,000
диоксид углерода	0,001
метан	0,041
этан	0,433
пропан	1,975
изобутан	1,141
н-бутан	5,133
изопентан	0,669
н-пентан	1,508
Фракция FRC3*	3,702
Фракция FRC4*	27,678
Фракция FRC5*	7,860
Фракция C6*	1,838
Фракция C7*	2,477
Фракция C8*	3,150
Фракция C9*	3,380
Фракция C10*	3,207
Фракция C11*	2,620
Фракция C12*	2,349
Фракция C13+*	27,830
Метанол	0,013
Вода	0,019
Фракция FRC1*	0,847
Фракция FRC2*	2,129
Итого:	100,000

1.5 Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции

Согласно задания на проектирование «по объекту: Реконструкция установки подготовки нефти Чаяндинского НГКМ» разработан проект с целью обеспечения возможности приема, подготовки и последующей транспортировки продукции Таас-Юряхского НГКМ. Качество получаемой продукции, получаемой на установке подготовки нефти Чаяндинского НГКМ соответствует требованиям ГОСТ Р 51858-2002, 1 группа качества. Требования ГОСТ Р 51858-2002, 1 группа качества представлена в таблице в таблице 1.9.

Таблица 1.9 - Требования ГОСТ Р 51858-2002, 1 группа качества

Наименование товарного продукта	Стандарт, сорт	Регламентированные показатели по стандарту	Норма показателя по стандарту	Метод контроля показателя	Способ отгрузки, тара
Нефть подготовленная	ГОСТ Р 51858-2002 Класс 2 Тип 2 Группа 1 Вид 1	1. Массовая доля серы, %	0,61÷1,80	По ГОСТ 1437-75, ГОСТ Р 51947-2002 и п.9.2 ГОСТ Р 51858-2002	Откачка в нефтепровод
		2. Плотность, кг/м ³ , при температуре: 20 °С 15 °С	870,1÷895,0 873,6÷898,4	По ГОСТ 3900-2022, ГОСТ Р 51069-97 и п.9.3 ГОСТ Р 51858-2002	
		3. Массовая доля воды, %, не более	0,5	По ГОСТ 2477-2014 и п.9.5 ГОСТ Р 51858-2002	
		4. Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100	По ГОСТ 21534-76 и п.9.6 ГОСТ Р 51858-2002	
		5. Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05	По ГОСТ 6370-2018	
		6. Давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более	66,7 (500)	По ГОСТ 1756-2000, ГОСТ Р 52340-2005 и п.9.8 ГОСТ Р 51858-2002	
		7. Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры 204 °С, млн ⁻¹ (ppm), не более	10	По ГОСТ Р 52247-2021 или ГОСТ Р 51858-2002	
		8. Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	20	По ГОСТ Р 50802-2021	
		9. Массовая доля метил- и	40	По ГОСТ Р 50802-2021	

Наименование товарного продукта	Стандарт, сорт	Регламентированные показатели по стандарту	Норма показателя по стандарту	Метод контроля показателя	Способ отгрузки, тара
		этилмеркаптанов в сумме, млн^{-1} (ppm), не более			

1.6 Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования

1.6.1 Система измерения количества и показателей качества нефти СИКН

Поставка блока системы измерения количества и параметров качества нефти СИКН предусматривается блочно-комплектной, полной заводской готовности. Климатическое исполнение СИКН – ХЛ1.

Характеристика и состав СИКН:

- блок фильтров (1 раб. + 1 рез.), Р_{расч.}=1,6 МПа;
- блок измерительных линий с преобразователями расхода (3 раб. + 1 рез./контр.), Ду 100;
- блок контроля качества нефти.

Оборудование предусматривается в составе 2 этапа строительства.

1.6.2 Емкость дренажная ДЕ-11 неучтенной нефти и сброса с СППК с насосом полупогружным НП-11

Для приема дренажа неучтенной нефти и сброса с СППК проектом предусматривается дренажная емкость ЕД-11 объемом 25 м³, диаметр 2400 мм, расчетное давление 0,07 МПа, с полупогружным центробежным насосным агрегатом НП-11 тип ВНД. В связи с периодическим режимом работы предусматривается установка одного рабочего насосного агрегата без резервирования в соответствии с п. 5.13 ГОСТ Р 58367-2019.

Характеристика насоса НП-11:

- подача 50 м³/ч;
- напор 120 м;
- мощность электродвигателя 45 кВт.

Климатическое исполнение емкости ЕД-11 с насосом – ХЛ.

Установка емкости дренажной ЕД-11 с полупогружным насосом НП-11 предусматривается во втором этапе строительства.

Для поддержания температуры в емкости ~ 5 °С, обеспечивающей предотвращение застывания жидкости в емкости, предусматривается обогрев встроенным электронагревателем (1 шт.) мощностью 12,21 кВт.

Для изоляции подземной емкости от почвенной коррозии предусмотрено использование изоляции весьма усиленного типа (ГОСТ 9.602-2016 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии»).

1.6.3 Насосы внешнего транспорта нефти Н-1-4,5

Насосы внешнего транспорта нефти Н-1-4,5 предназначены для подачи нефти в транспорт. Приняты насосы центробежные горизонтальные секционные типа АЭНЦСН. Насосы оснащены двойным торцовым уплотнением. Тип, марка, исполнение аналогичного по функциональности, технологичности и надежности насосного агрегата должно быть согласовано с Заказчиком и проектным институтом.

Характеристики насоса:

- номинальная подача 180 м³/ч;

- напор 800 м;
- мощность электродвигателя 800 кВт.

Насосы предусматриваются с частотно-регулируемым приводом. На приемном трубопроводе насосов устанавливаются фильтры Ф-1-4,5 (Ррасч.=1,6 МПа) для очистки от мехпримесей. Устанавливаются насосные агрегаты в отапливаемом и вентилируемом помещении.

Климатическое исполнение насосов Н-1-4,5 – ХЛ1.

Установка насосных агрегатов с электродвигателями Н-1-4,5 предусматривается во втором этапе строительства, один насос рабочий, второй насос резервный в соответствии с п.5.13 ГОСТ Р 58367-2019.

1.6.4 Сепаратор МКУ С-4

Сепаратор МКУ С-4 предназначен для очистки от унесенной жидкости и конденсата, газа, подаваемого на модульную компрессорную установку (МКУ).

Для данной позиции предусматривается нефтегазовый сепаратор типа НГС. Количество аппаратов: 1 шт., объем 6,3 м³, расчетное давление 10,0 МПа(изб.). Содержание жидкости в газе на выходе аппарата – не более 0,1 г/м³.

Климатическое исполнение сепаратора С-4 – ХЛ1.

Установка сепаратора газового С-4 предусматривается в 3 этапе строительства.

1.6.5 Модульная компрессорная установка (МКУ)

Модульная компрессорная установка (МКУ) предназначена для приема и компримирования газа, поступающего:

- от существующих аппаратов С-3-1,2,3 на вход компрессоров низкого давления;
- от аппарата С-4 на вход компрессоров высокого давления.

Модульная компрессорная установка включает в себя:

- сепаратор-каплеуловитель защитный низкого давления СК-1 – 1 шт.;
- сепаратор-каплеуловитель защитный межступенчатый СК-2 – 1 шт.;
- сепаратор-каплеуловитель защитный высокого давления СК-3 – 1 шт.;
- сепаратор-каплеуловитель выходной СК-4 – 1 шт.;
- охладитель газа низкого давления ТО-1 – 1 шт.;
- охладитель газа высокого давления ТО-2 – 1 шт.;
- компрессор 1 ступени сжатия К10÷К19 на базе поршневого компрессора с гидравлическим приводом и электродвигателем – 10 шт.;
- компрессор 2 ступени сжатия К21÷К23 на базе поршневого компрессора с гидравлическим приводом и электродвигателем – 3 шт.;
- компрессор 3 ступени сжатия К31÷К33 на базе поршневого компрессора с гидравлическим приводом и электродвигателем – 3 шт.;
- фильтр жидкостной Фж-2÷Фж-5 – 4 шт.;
- фильтр газовый ФГ-1,2 – 2 шт.;
- насос гликоля Нг-1-1,2 центробежного типа ХМ200/35 К5 – 2 шт.;
- аппараты воздушного охлаждения гликоля АВО-1 - 1 шт.;
- расширительный бак гликолевого контура РБ-1 – 1 шт.

Также в комплект поставки включена трубопроводная обвязка, запорно-регулирующая арматура.

Номинальная производительность линии низкого давления 2106 нм³/ч. Номинальная производительность линии высокого давления 3555 нм³/ч.

Параметры работы МКУ:

Линия низкого давления:

- давление на приеме 0,05 МПа(изб.), температура до плюс 55 °С;

- давление на нагнетании 1,2 МПа(изб.), температура после АВО плюс 55 °С;
- Линия высокого давления:
- давление на приеме 0,6 МПа(изб.), температура до плюс 55 °С;
 - давление на нагнетании 1,2 МПа(изб.), температура после АВО плюс 55 °С.
- Установка МКУ предусматривается в 3 этапе строительства.

1.6.6 Емкость дренажная ДЕ-13 приема дренажа с МКУ и С-4 с насосами полупогружными НП-13-1,2

Для приема дренажа с МКУ и сепаратора газового С-4 проектом предусматривается дренажная емкость ДЕ-13 объемом 12,5 м³, диаметр 2000 мм, расчетное давление 0,07 МПа, с полупогружными центробежными насосными агрегатами НП-13-1,2 тип ВНД, один насос рабочий, второй насос резервный в соответствии с п.5.13 ГОСТ Р 58367-2019.

Характеристика насоса НП-11:

- подача 50 м³/ч;
- напор 120 м;
- мощность электродвигателя 45 кВт.

Климатическое исполнение емкости ДЕ-13 с насосом – ХЛ.

Установка емкости дренажной ДЕ-13 с полупогружным насосом НП-13-1,2 предусматривается в третьем этапе строительства.

Для поддержания температуры в емкости ~ 5 °С, обеспечивающей предотвращение застывания жидкости в емкости, предусматривается обогрев встроенным электронагревателем (1 шт.) мощностью 12,21 кВт.

Для изоляции подземной емкости от почвенной коррозии предусмотрено использование изоляции весьма усиленного типа (ГОСТ 9.602-2016 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии»).

1.6.7 Автоматизированная система налива (АСН)

Автоматизированная система налива нефти в автоцистерны АСН-1,2 предназначена для дозированного налива нефти в автоцистерны. Поставляется комплектно.

Производительность наливного комплекса составляет 40 м³/ч.

В состав системы налива АСН-1,2 входит:

- каркасная металлоконструкция для установки стояков налива;
- стояк верхнего налива товарной нефти СН-1,2 – 2 шт. в составе:
 - а) шарнирный трубопровод с пружинным амортизатором для налива;
 - б) клапан сброса воздуха для опорожнения стояка налива;
 - в) наконечник конический герметичный телескопический закрытого налива с автоматическим подъемом/опусканием телескопа;
 - г) датчик предельного уровня налива;
 - д) рукав отвода паров при наливе с ответным фланцем;
 - е) стакан приемный (съемный каплесборник);
- двухпозиционный отсечной клапан (со ступенчатым регулированием расхода, в том числе в начальный и конечный период налива) – 2 шт.;
- насосы подачи нефти на стояк налива Нж-1-1,2 - 2 шт., с двойным торцовым уплотнением;
- фильтр жидкостной Фж-1-1,2 на приеме насоса – 2 шт.;
- массовый расходомер - 2 шт.

В составе автоматизированного комплекса предусматривается насос с производительностью 40 м³/ч, напором 35 м, мощность электродвигателя 11 кВт.

Отвод паров осуществляется на свечу рассеивания. Все механизмы системы налива устанавливаются на пространственную металлоконструкцию с площадкой и лестницей. Рабочая зона налива защищается от атмосферных осадков навесом.

Стояк налива нефти, трубопроводы, арматура подлежат обогреву саморегулирующим греющим кабелем и теплоизоляции.

Установка системы налива нефти АСН-1,2 предусматривается в четвертом этапе строительства.

1.6.8 Емкость дренажная АСН ЕД-12 с насосом полупогружным НП-12

Для приема розливов и дренажа от АСН проектом предусматривается дренажная емкость ЕД-12 объемом 25 м³, диаметр 2400 мм, расчетное давление 0,07 МПа, с полупогружным центробежным насосным агрегатом НП-12 тип ВНД. В связи с периодическим режимом работы предусматривается установка одного рабочего насосного агрегата без резервирования в соответствии с п. 5.13 ГОСТ Р 58367-2019.

Характеристика насоса НП-12:

- подача 50 м³/ч;
- напор 120 м;
- мощность электродвигателя 45 кВт.

Климатическое исполнение емкости ЕД-12 с насосом – ХЛ.

Установка емкости дренажной ЕД-12 с полупогружным насосом НП-12 предусматривается в третьем этапе строительства.

Для поддержания температуры в емкости ~ 5 °С, обеспечивающей предотвращение застывания жидкости в емкости, предусматривается обогрев встроенным электронагревателем (1 шт.) мощностью 12,21 кВт.

Для изоляции подземной емкости от почвенной коррозии предусмотрено использование изоляции весьма усиленного типа (ГОСТ 9.602-2016 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии»).

1.7 Компонувочные решения технологических сооружений

1.7.1 Размещение сооружений и оборудования

На УПН Чаяндынского НГКМ, в соответствии с заданием на проектирование «Реконструкция установки подготовки нефти Чаяндынского НГКМ» предусматривается строительство вновь проектируемых технологических сооружений с наружными площадками и блочно-модульными зданиями, размещение которых предусмотрено на вновь запроектированных площадках технологических сооружений и в границах существующих инженерных сетей, прокладка трубопроводной обвязки выполнена последовательно с учетом направления движения основных технологических потоков в соответствии с разработанным технологическим процессом.

Занимаемые площадки технологических сооружений определены в соответствии с компоновочными решениями обвязки технологического оборудования и устройства площадок для его обслуживания.

Технологические установки: насосная внешнего транспорта нефти, модульная компрессорная установка (МКУ) предусматриваются в блочно-модульных зданиях; технологическое оборудование наружных сооружений с трубопроводной обвязкой и арматурой предусматриваются в блочно-модульном исполнении максимальной заводской готовности.

Технологические сооружения, размещающиеся на наружных площадках с твердым покрытием и бордюром, оснащаются трапом для отвода проливных стоков в систему канализации; в блочно-модульных зданиях - на свайных основаниях.

Размещение технологического оборудования в блочно-модульных зданиях и наружных площадок выполнено с учетом обеспечения возможности монтажа оборудования с трубопроводной обвязкой внутри технологических блоков, возможности проведения обслуживания и ремонта, соблюдения техники безопасности.

Для обеспечения удобства проведения ремонтных работ к площадкам предусмотрены подъезды техники не менее чем с двух сторон.

В производственных помещениях проходы для осмотра технологического оборудования, периодической проверки и регулировки приборов, а также между отдельно стоящим оборудованием принимаются не менее 0,8 м.

Предусматриваемые в машинных залах ремонтные площадки имеют достаточную площадь для размещения съемных элементов оборудования, разборки и его технического обслуживания.

Проходы для осмотра и обслуживания оборудования, периодической проверки и регулировки аппаратов и приборов принимаются в соответствии с действующими нормами.

1.7.2 Размещение трубопроводной обвязки

Трубопроводы прокладываются по существующим трассам инженерных сетей проектов: 4551 «Обустройство нефтяной оторочки ботубинской залежи Чаяндинского НГКМ с выделением этапа опытно-промышленных работ. Этап 1,2» ОАО «ВНИПИгаздобыча»; 8765/2 «Реконструкция УПН Чаяндинского НГКМ. Фаза 1» ПАО «Гипротюменнефтегаз»; 9465 «Реконструкция Установки подготовки нефти Чаяндинского НГКМ».

Трубопроводная обвязка предусматривается с обеспечением возможности проведения обслуживания и ремонта оборудования, соблюдения техники безопасности, обеспечиваются свободные проходы для осмотра технологического оборудования, периодической проверки и регулировки приборов, размещение арматурных узлов максимально сгруппировано, проход между отдельно стоящим оборудованием принимается не менее 0,8 м.

Для запорной арматуры принят класс «А» герметичности затворов по ГОСТ 9544-2015.

В качестве приводных механизмов арматуры предусматриваются электроприводы.

Для поддержания рабочих технологических температур, а также, принимая во внимание особенности климатических условий - низкие температуры в зимний период, в проекте предусматривается обогрев саморегулирующимися электрическими греющими кабелями и теплоизоляция трубопроводов.

Элементы технологических трубопроводов, функционирующие под давлением более 0,05 МПа, принимаются в соответствии с требованиями технического регламента "О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением" (ТР ТС 032/2013).

Для обеспечения обслуживания отдельно стоящей арматуры при высоте установки привода управления выше 1,6 м от уровня планировочной отметки земли или площадки с твердым покрытием предусматриваются площадки с перильными ограждениями и лестницами.

На технологических площадках обвязочные трубопроводы аппаратов прокладываются на стойках и, межплощадочные трубопроводы прокладываются на совмещённой эстакаде существующих и вновь проектируемых участках инженерных сетей.

Проходы для осмотра и обслуживания оборудования, периодической проверки и регулировки аппаратов и приборов принимаются в соответствии с действующими нормами.

Технологические аппараты оснащаются: трубопроводной обвязкой с запорно-регулирующей арматурой, площадками обслуживания с лестницами и перилами, укрытиями для приборов КИПиА, теплоизоляцией, системой дренажа.

Технологические трубопроводы на наружных площадках обогреваются саморегулирующимися электрическими греющими кабелями и теплоизолируются.

Окрашиваются и маркируются надземные трубопроводы в соответствии с ГОСТ 14202-69, для предупреждающей (сигнальной) окраски кольцами для трубопроводов без теплоизоляции применяется самоклеющаяся пленка, для теплоизолированных трубопроводов применяется нанесение опознавательной и сигнальной окраски кольцами из самоклеющейся пленки на покровный слой теплоизоляции.

Для технологического оборудования площадок блочной поставки: насосная, компрессорная, СИКН, АСН, ДЕ-11, ДЕ-12, ДЕ-13 - предусматривается поставка

максимальной заводской готовности на основании технических требований и опросных листов на разработку и поставку технологических блоков в соответствии с технологической схемой.

Технологические трубопроводы устанавливаются на строительные конструкции при помощи корпусных хомутовых опор.

В верхних точках трубопроводов предусматриваются воздушные вентили для заполнения трубопроводов при гидроиспытаниях, а в нижних точках дренажные вентили, оборудованные на свободных концах фланцами и заглушками.

Все трубопроводы прокладываются с уклоном в сторону дренажей.

Температурные расширения трубопроводов компенсируются за счет поворотов трассы трубопроводов.

Категории технологических трубопроводов и группы рабочей среды принимаются в соответствии с требованиями технического регламента ТР ТС 032/2013 и документов национальной системы стандартизации Российской Федерации, по окончании монтажных работ трубопроводы промываются водой, продуваются воздухом, подвергаются гидравлическому испытанию на прочность и плотность, а трубопроводы группы сред А, Б(а) подвергаются дополнительному пневматическому испытанию на герметичность. Виды испытаний, классификация трубопроводов, величины давлений принимаются в соответствии с таблицей 5.1, разделом 13 ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах», в соответствии с Приказом №444 Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов".

Технологические трубопроводы, поставляемые: в виде блок-модулей предназначенных для последующего монтажа на опасных производственных объектах; трубопроводы, входящие в состав технологических блоков заводской готовности; трубопроводы, входящие в состав сооружений (эстакад) – принимаются в соответствии с требованиями технических регламентов, допускаются к применению при условии прохождения процедуры оценки (подтверждения) соответствия в соответствии с требованиями статей 7 и 13 Федерального закона N 116-ФЗ (Собрание законодательства Российской Федерации, 1997, N 30, ст.3588; 2021, N 24, ст.4188).

Для технологических трубопроводов взрывопожароопасных веществ в обоснованных проектом случаях предусматривается подземная прокладка в каналах с засыпкой песком, каналы для технологических трубопроводов предусматриваются из сборных несгораемых конструкций, перекрываются железобетонными конструкциями, засыпаются песком, предусматривается защита от проникновения в них грунтовых вод.

Высота размещения трубопроводов обязывает обеспечивать нормативные проходы спецтехники в местах пересечений трубопроводов с автодорогой и свободного прохода обслуживающего персонала: высота эстакад для технологических трубопроводов над проездами принимается не менее 5,0 м - для автомобильных дорог; над проходами 2,2 м - для пешеходных дорог. При пересечении высокими эстакадами автомобильных дорог расстояние по горизонтали от грани наземной части ближайшей опоры эстакады принимается не менее 1,0 м - до бордюра автомобильной дороги.

Фланцевые соединения технологических трубопроводов над проездами и проходами предусматриваются в случае необходимости, в обоснованных в проекте случаях; фланцевые соединения трубопроводов, транспортирующих опасные вещества в жидком состоянии, обеспечиваются защитными устройствами с отводом жидкости в безопасное, определенное проектом место.

Проектирование монтажной части проекта, обязанка технологическими трубопроводами выполняется в соответствии с требованиями следующих нормативных документов:

- Приказ 450 Об утверждении Руководства по безопасности факельных систем
- Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Глава 7.3. Электроустановки во взрывоопасных зонах (Издание шестое) Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Глава 7.3. Электроустановки во взрывоопасных зонах (Издание шестое)
- Приказ 532 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности 'Правила безопасности для объектов, использующих сжиженные углеводородные газы'
- Руководство по безопасности для складов сжиженных углеводородных газов и легковоспламеняющихся жидкостей под давлением
- Приказ 536 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности 'Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением'
- Федеральный закон 123-ФЗ Технический регламент о требованиях пожарной безопасности
- Федеральный закон 384-ФЗ Технический регламент о безопасности зданий и сооружений
- ГОСТ 32569-2013 Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах
- Приказ №444 Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов"

1.7.3 Состав сооружений

Реконструкция установки подготовки нефти Чаяндинского НГКМ предусматривает 6 этапов строительства зданий и сооружений, включающих следующие вновь проектируемые объекты:

В составе 2-ого этапа строительства:

- 308.1 Узел измерения количества и показателей качества нефти (СИКН);
- 308.2 Емкость дренажная приема неучтенной нефти и сброса с СППК (ДЕ-11, V=25 м3);
- 304.1 Насосная внешнего транспорта нефти (Q=180 м3/ч, два насоса).

В составе 3-его этап строительства:

- 313 Модульная компрессорная установка (МКУ) с площадкой обслуживания ЗРА
- 316.1 Сепаратор МКУ (С4, V=6,3 м3);
- 316.2 Емкость дренажная (ДЕ-13, V=12,5 м3).

В составе 4-ого этап строительства:

- 305.1 Автоматизированная система налива, 2 поста налива, 1 шт;
- 305.2 Емкость дренажная АСН (ДЕ-12, V=25 м3).

В составе 5-ого этап строительства:

Газопровод на вход 2 ступени МКУ.

Демонтаж существующих технологических трубопроводов предусматривается на бом этапе строительства, демонтаж инженерных сетей здания приготовления ингибитора парафиноотложения (поз. по ГП 19) предусматривается на 2ом этапе строительства.

1.7.4 Компоновочные решения реконструкции УПН

1.7.4.1 Узел измерения количества и показателей качества нефти (СИКН)

Поставка СИКН предусматривается блочно-комплектной, полной заводской готовности. Оборудование СИКН размещается на вновь проектируемой наружной площадке.

Наружная площадка с трубопроводной обвязкой предусматривается на площадке с твёрдым покрытием и выступающим бордюром по периметру, с уклоном к трапу для сбора ливневых стоков и возможных розливов.

СИКН расположен на площадке с позицией 308.2 по генеральному плану УПН.

План расположения оборудования СИКН и внешней трубопроводной обвязки с арматурными узлами (арматура переключения с электроприводами), разрез приведены на чертеже ЧНФ1-УПН.Р1-П-ТР.01.02-ГЧ-012.

1.7.4.2 Емкость дренажная приема неучтенной нефти и сброса с СППК (ДЕ-11, V=25 м3)

На наружной площадке предусматривается заглубленное размещение ёмкости ДЕ-11, используемой для приема неучтенной нефти от оборудования СИКН и сброса с СППК.

Заглубленная ёмкость ДЕ-11 оснащается:

- трубопроводной обвязкой с запорной арматурой;
- изоляцией и электрообогревом;
- дыхательной линией на свечу рассеивания с огнепреградителем;
- полупогружным насосным агрегатом НП-11.

Площадка дренажной емкости ДЕ-11 предусмотрена с твёрдым покрытием, с утопленным бордюром.

ДЕ -11 расположена на площадке с позицией 308.2 по генеральному плану УПН.

План расположения оборудования площадки дренажной емкости ДЕ-11 и внешней трубопроводной обвязки с арматурными узлами (арматура переключения с электроприводами), разрез приведены на чертеже ЧНФ1-УПН.Р1-П-ТР.01.02-ГЧ-012.

1.7.4.3 Насосная внешнего транспорта нефти (Q=180 м3/ч, два насоса)

Насосная внешнего транспорта нефти включает: блочно-модульное здание с площадками входных групп, с выкатной площадкой (для оборудования). Состоит из модулей комплектной поставки, которые включают в себя все необходимое инженерное обеспечение: отопление, вентиляцию, электрическое освещение, связь и сигнализацию, а также, входные и выкатную площадки с лестницами и перилами.

В состав здания входят следующие изолированные помещения:

- машинный зал;
- венткамера (блок МПВ);
- электрощитовая (блок БЩЭ);
- аппаратная (блок БМА).

Насосы, фильтры и трубопроводная обвязка оснащаются системой дренажа, дренаж отводится в существующую дренажную ёмкость 40Е-1.

Насосы оборудуются выкатным устройством грузоподъемностью 6т, для возможности извлечения не работоспособного агрегата из помещения насосной на выкатную площадку перед насосной.

В помещении насосной предусматриваются тали ручные грузоподъемностью 2т., тележка для перевозки запорной арматуры грузоподъемностью 1т.

Поставка насосной предусматривается блочно-комплектной, полной заводской готовности.

Насосная внешнего транспорта нефти расположена на площадке с позицией 304.1 по генеральному плану УПН.

План расположения здания насосной и выкатной площадки приведен на чертеже ЧНФ1-УПН.Р1-П-ТР.01.02-ГЧ-08, разрез приведен на чертеже ЧНФ1-УПН.Р1-П-ТР.01.02-ГЧ-09.

1.7.4.4 Модульная компрессорная установка (МКУ) с площадкой обслуживания ЗРА

Модульная компрессорная установка с наружной площадкой переключающей арматуры включает: блочно-модульное здание с площадками входных групп, с площадкой для выката оборудования и компрессорных агрегатов, для переключающей арматуры. Состоит из модулей комплектной поставки, которые включают в себя все необходимое инженерное

обеспечение: отопление, вентиляцию, электрическое освещение, связь и сигнализацию, а также, входные и выкатную площадки с лестницами и перилами.

В состав здания входят следующие изолированные помещения:

- технологический отсек;
- электротехнический отсек.

На наружной площадке устанавливается переключающая арматура с электроприводом, АВО.

Оборудование МКУ и трубопроводная обвязка оснащаются системой дренажа, дренаж отводится в заглубленную дренажную ёмкость ДЕ-13.

Блоки компримирования газа оборудуются выкатным устройством грузоподъемностью 3,5т. для возможности выката по рельсам не работоспособного агрегата из помещения технологического отсека на выкатную площадку перед МКУ.

В помещении МКУ предусматриваются тали ручные грузоподъемностью 5т.

Поставка МКУ предусматривается блочно-комплектной, полной заводской готовности.

МКУ расположена на площадке с позицией 313 по генеральному плану УПН.

План расположения здания МКУ с наружной площадкой обслуживания ЗРА приведен на чертеже ЧНФ1-УПН.Р1-П-ТР.01.02-ГЧ-13, разрез приведен на чертеже ЧНФ1-УПН.Р1-П-ТР.01.02-ГЧ-14.

1.7.4.5 Сепаратор МКУ (С-4, V=6,3 м3)

На наружной площадке предусматривается размещение сепаратора С-4 где газ проходит предварительную очистку от капельной жидкости.

Сепаратор С-4 оснащается:

- трубопроводной обвязкой с запорной арматурой с электроприводами;
- изоляцией;
- дыхательной линией на свечу рассеивания с огнепреградителем;
- блоком предохранительных клапанов с переключающими устройствами с цепной передачей на линии сброса газа на факел ВД.

Наружная площадка с трубопроводной обвязкой предусматривается на площадке с твёрдым покрытием и выступающим бордюром по периметру, с уклоном к трапу для сбора ливневых стоков и возможных розливов.

Сепаратор МКУ С-4 расположен на площадке с позицией 316.1 по генеральному плану УПН.

План расположения оборудования площадки сепаратора С-4 и внешней трубопроводной обвязки с арматурными узлами (арматура переключения с электроприводами) приведен на чертеже ЧНФ1-УПН.Р1-П-ТР.01.02-ГЧ-015, разрез приведен на чертеже ЧНФ1-УПН.Р1-П-ТР.01.02-ГЧ-016.

1.7.4.6 Емкость дренажная (ДЕ-13, V=12,5 м3)

На наружной площадке предусматривается заглубленное размещение ёмкости ДЕ-13, используемой для приема дренажа от оборудования МКУ и С-4.

Заглубленная ёмкость ДЕ-13 оснащается:

- трубопроводной обвязкой с запорной арматурой;
- изоляцией и электрообогревом;
- дыхательной линией на свечу рассеивания с огнепреградителем;
- полупогружными насосными агрегатами НП-13-1 и НП-13-2.

Площадка дренажной емкости ДЕ-13 предусмотрена с твёрдым покрытием и выступающим бордюром по периметру.

ДЕ -13 расположена на площадке с позицией 316.2 по генеральному плану УПН.

План расположения оборудования площадки дренажной емкости ДЕ-13 и внешней трубопроводной обвязки с арматурными узлами (арматура переключения с

электроприводами) приведен на чертеже ЧНФ1-УПН.Р1-П-ТР.01.02-ГЧ-015, разрез приведен на чертеже ЧНФ1-УПН.Р1-П-ТР.01.02-ГЧ-016.

1.7.4.7 Автоматизированная система налива, 2 поста налива, 1шт

Площадка автоматизированной установки налива оснащается:

- трубной обвязкой с запорной арматурой;
- площадкой обслуживания с лестницей, перилами, со страховочным устройством;
- островком с системой налива, насосами и системой учета;
- дыхательными линиями на свечу;
- защитой рабочей зоны от атмосферных осадков - навесом;
- отводом дренажа в дренажную емкость ДЕ-12;
- шлагбаумами на въезде/выезде автоцистерны с целью исключения преждевременного движения автоцистерны.

По оси площадки налива расположен островок с установленной на ней системами налива, которые представляют собой автоматизированные установки верхнего герметизированного налива с двумя стояками, с двумя насосами и системами учёта.

Все механизмы АСН устанавливаются на пространственную металлоконструкцию с площадкой и лестницей.

Для предотвращения утечек возможных разливов и сбора ливневых стоков, площадка АСН ограждается бордюром с двух продольных сторон и пандусами для въезда и выезда автоцистерн с торцевых сторон, площадка налива с твёрдым покрытием имеет уклон в сторону трапа для сбора ливневых стоков и возможных разливов.

АСН расположена на площадке с позицией 305.1 по генеральному плану УПН.

План расположения оборудования площадки АСН и внешней трубопроводной обвязки с арматурными узлами (арматура переключения с электроприводами) приведен на чертеже ЧНФ1-УПН.Р1-П-ТР.01.02-ГЧ-010.

1.7.4.8 Емкость дренажная АСН (ДЕ-12, V=25 м3)

На наружной площадке предусматривается заглубленное размещение ёмкости ДЕ-12, используемой для приема дренажа от оборудования АСН.

Заглубленная ёмкость ДЕ-12 оснащается:

- трубопроводной обвязкой с запорной арматурой;
- изоляцией и электрообогревом;
- дыхательной линией на свечу рассеивания с огнепреградителем;
- полупогружным насосом НП-12.

Площадка дренажной ёмкости ДЕ-12 предусмотрена с твёрдым покрытием, с утопленным бордюром.

ДЕ -12 расположена на площадке с позицией 305.2 по генеральному плану УПН.

План расположения оборудования площадки дренажной ёмкости ДЕ-11 и внешней трубопроводной обвязки с арматурными узлами (арматура переключения ручная и с электроприводом), вид приведены на чертеже ЧНФ1-УПН.Р1-П-ТР.01.02-ГЧ-011.

1.8 Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов

Для технического обслуживания и ремонта технологического оборудования, размещаемого на вновь проектируемых технологических площадках, предусмотрено использование передвижных и стационарных грузоподъемных устройств.

Для ведения подъёмно-транспортных операций при ремонте предусмотрены подъезды к вновь проектируемым технологическим площадкам для автомобильных грузоподъемных кранов.

Все вновь проектируемые технологические площадки и сооружения обеспечены подъездами и площадками для размещения кранов не менее чем с двух сторон.

Во вновь проектируемых зданиях и производственных помещениях, в которых установлено крупногабаритное тяжеловесное оборудование, и арматура, для проведения работ по ремонту и замене оборудования предусматриваются стационарные и передвижные грузоподъемные механизмы во взрывозащищенном исполнении соответствующего исполнению по сейсмичности района шкалы MSK-64 – 5 баллов.

Установка грузоподъемного оборудования предусматривается в соответствии с Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения», утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 26.11.2020 №461

Тип и грузоподъемность средств механизации предусматриваются с учетом максимального веса, типа и необходимой высоты обслуживания оборудования, в качестве грузоподъемных механизмов предусматривается использование оборудования во взрывобезопасном исполнении:

- тали передвижные на монорельсах для насосов, компрессоров, арматуры;
- выкатные устройства для насосов, компрессоров, электроприводов, арматуры.

В соответствии с техническими требованиями и опросными листами на разработку и поставку вновь проектируемого оборудования для проведения подъемно-транспортных операций при ремонте и замене оборудования, поставщики укомплектуют здания передвижными подвесными средствами механизации и грузоподъемными тележками, исключаяющими подъем и переноску сверхнормативных тяжестей непосредственно человеком.

Вид взрывозащиты грузоподъемного оборудования определяет завод-изготовитель оборудования на основании требований опросных листов, с учетом класса взрывоопасной зоны, в которой расположено оборудование, а также с учетом группы рабочей среды и температурного класса по ГОСТ 31610.20-1-2020.

1.9 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах

В соответствии с п.1 приложения I к Федеральному закону № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» проектируемые технологические сооружения установки подготовки нефти являются опасными производственными объектами, так как в технологическом процессе обращаются:

- легковоспламеняющаяся жидкость (ЛВЖ) – нефть, газовый конденсат;
- горючий газ (ГГ) – попутный нефтяной газ.

Для снижения опасности производства в проектной документации предусматриваются следующие мероприятия и требования к технологическому оборудованию, технологическим трубопроводам и трубопроводной арматуре:

- предусмотрен контроль технологического процесса и применение автоматизированной системы управления технологическим процессом, предупреждающей возникновение аварийных ситуаций и обеспечивающей минимизацию ошибочных действий обслуживающего персонала;
- для перекачки легковоспламеняющихся жидкостей применены насосы с двойными торцевым уплотнениям или одинарным торцевым с дополнительным уплотнением вала;
- применено электрооборудование во взрывозащищенном исполнении в соответствии с требованиями нормативных документов;

- предусмотрен контроль состояния воздушной среды с установкой датчиков ДВК на наружных технологических площадках и в помещениях насосных;
- для повышения надежности и герметичности оборудования, работающего при избыточном давлении, в проекте предусмотрены предохранительные клапаны, защищающие аппараты и трубопроводы от превышения давления сверх допустимых значений;
- помещение технологического отсека МКУ оборудуется автоматической системой газового пожаротушения;
- в блоках насосной внешней транспорта нефти и модульной компрессорной установки (МКУ) предусмотрено устройство противопожарного водопровода;
- предусмотрена автоматическая и ручная система обнаружения пожара во вновь проектируемых блоках;
- предусмотрено заземление вновь проектируемых трубопроводов, запорной трубопроводной арматуры;
- предусмотрена защита от атмосферной коррозии вновь проектируемых надземных технологических трубопроводов специальными лакокрасочными покрытиями с предварительной подготовкой поверхности;
- предусмотрена защита от статического электричества путем присоединения металлических конструкций технологических трубопроводов к заземляющему устройству;
- применены трубы с толщиной стенки из материалов, обеспечивающих безопасную эксплуатацию при расчетных давлениях и в климатических условиях;
- конструкция технологического оборудования обеспечивает надежность и безопасность эксплуатации в течение расчетного срока службы (требование отражено в опросных листах на оборудование);
- технологическое оборудование имеет сертификаты соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешение на применение его на объектах промышленного значения (требование к поставщику оборудования).

Класс и границы взрывоопасных зон вокруг источников образования взрывоопасных смесей проектируемого оборудования предусматриваются в соответствии с Приложением №5 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года N 534, с обеспечением нормативных требований: открытые пространства вокруг закрытых технических устройств -1,5м. зона 2 и 1,5м. зона 1 вокруг зоны 2; открытые пространства вокруг окончания труб, отводящих газы, и отверстий для выпуска газов из закрытых технических устройств –1,5м. зона 0; 3м. зона 2; 5м. зона 1. Характеристика технологических объектов реконструкции установки подготовки нефти Чаяндинского НГКМ по категориям и классам взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности приведена в таблице 1.10.

Таблица 1.100 - Характеристика технологических сооружений и помещений по категориям взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности

Наименование зданий, помещений, сооружений, блоков, наружных установок	Характеристика обращающихся веществ	Категория помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности в соответствии с ФЗ №123 ст.25, ст.27 и СП 12.13130.2009	Категория взрывоопасных смесей по ГОСТ 31610.20-1-2020	Группы взрывоопасных смесей по ГОСТ 31610.20-1-2020	Класс взрыво-опасности ФНиП "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" Приказ №534, Приложение №5
Насосная внешнего транспорта нефти (Q=180 м3/ч, Н=8МПа, два насоса)	ЛВЖ	А	ПА	ТЗ	Зона 1
Площадка налива нефти					
Автоматизированная система налива, 2 поста налива, 1 шт.	ЛВЖ	АН	ПА	ТЗ	Зона 2
Емкость дренажная АСН (ДЕ-12, V=25 м3)	ЛВЖ	АН	ПА	ТЗ	Зона 2
Площадка узла СИКН					
Узел измерения количества и показателей качества нефти (СИКН)	ЛВЖ	АН	ПА	ТЗ	Зона 2
Емкость дренажная приема неучтенной нефти и сброса с СППК (ДЕ-11, V=25 м3)	ЛВЖ	АН	ПА	ТЗ	Зона 2
Модульная компрессорная установка (МКУ) с площадкой обслуживания ЗРА	ГГ	А	ПА	ТЗ	Зона 1
Площадка сепаратора МКУ					
Сепаратор МКУ (С4, V=6,3 м3)	ГГ	АН	ПА	ТЗ	Зона 2
Емкость дренажная (ДЕ-13, V=12,5 м3)	ЛВЖ	АН	ПА	ТЗ	Зона 2

1.10 Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности, перечень всех организуемых постоянных рабочих мест отдельно по каждому зданию, строению и сооружению, а также решения по организации бытового обслуживания персонала

Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов представлены в Томе 6.3 «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием».

1.11 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непроизводственных объектов капитального строительства, и решений, направленных на обеспечение соблюдения нормативов допустимых уровней воздействия шума и других нормативов допустимых физических воздействий на постоянных рабочих местах и в общественных зданиях

Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непроизводственных объектов капитального строительства, и решений, направленных на обеспечение соблюдения нормативов допустимых уровней воздействия шума и других нормативов допустимых физических воздействий на постоянных рабочих местах и в общественных зданиях представлены в Томе 6.3 «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием».

1.11.1 Перечень мероприятий, направленных на предупреждение вредного воздействия факторов производственной среды и трудового процесса на состояние здоровья работника

Перечень мероприятий, направленных на предупреждение вредного воздействия факторов производственной среды и трудового процесса на состояние здоровья работника представлены в Томе 6.3 «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием».

1.12 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе

Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе, представлены в Томе 6.2 «Автоматизированная система управления технологическими процессами».

1.13 Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от технологических сооружений Реконструкция установки подготовки нефти Чаяндинского НГКМ подразделяются на:

- организованные выбросы;
- неорганизованные выбросы.

К неорганизованным источникам выбросов относятся выбросы от уплотнений и соединений технологического оборудования и трубопроводов, запорно-регулирующей арматуры, расположенных на наружных площадках технологических установок.

К организованным источникам выбросов относятся:

- вентиляционные трубы технологических помещений;
- сооружения налива нефти в автоцистерны АСН-1,2;
- свеча рассеивания в составе модульной компрессорной станции (МКУ).

Результаты расчетов количества и состава вредных выбросов в атмосферу от проектируемых сооружений представлены в Томе 8.1 настоящего проекта.

1.14 Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду

Сокращение вредных выбросов в окружающую среду достигается комплексом мероприятий и технико-технологических решений, в том числе:

- повышением надежности и герметичности оборудования и трубопроводов;
- установкой предохранительных клапанов, защищающих все аппараты и трубопроводы, работающие при избыточном давлении, от превышения давления сверх допустимых значений со сбросом на факел или в емкости, имеющие открытый выход на факел;
- применением запорно-регулирующей арматуры соответствующего класса герметичности;
- применением насосов с двойными торцевым уплотнениям или одинарным торцевым с дополнительным уплотнением вала;
- контролем ведения технологического процесса и применением автоматизированной системы управления технологическим процессом, предупреждающей возникновение аварийных ситуаций и обеспечивающей минимизацию ошибочных действий обслуживающего персонала;
- установкой сигнализаторов дозрывных концентраций углеводородных газов и паров на наружных площадках и в технологических помещениях, с целью обнаружения утечек продукта и предотвращения дальнейшего развития аварии; наружные площадки вредных газообразных веществ (10 % НКПР в блоках и 50 % НКПР на наружных установках);
- применением герметичной системы аварийного и планового дренажа оборудования и трубопроводов;
- проектированием герметичной системы сброса газообразных углеводородов в закрытую факельную систему при аварийных повышениях давления и аварийной разгрузке технологических установок;
- технологическое оборудование, установленное на постаментках, оснащается специальными поддонами, в которых собираются все дождевые стоки, а также возможные утечки жидких продуктов. Углеводородные продукты направляются в специальные емкости и далее в закрытую дренажную систему;
- на наземных технологических площадках в местах возможных проливов выполнено выступающее обвалование и покрытие, непроницаемое для жидкости, с последующей откачкой вакуумными бойлерами;
- для снижения выбросов, образующихся при разгерметизации оборудования, для каждого аппарата, работающего под давлением, предусмотрена отдельная линия с электроприводной арматурой для снижения давления, путем сброса газа на факел. Газ, выделившийся при сбросе давления в аппарате, сжигается на факеле, а унесенная при этом жидкость улавливается в факельном сепараторе.

Сокращение вредных выбросов в окружающую среду достигается комплексом мероприятий и технико-технологических решений.

К ним относятся:

- повышение надежности и герметичности оборудования и трубопроводов;
- применение запорно-регулирующей арматуры соответствующего класса герметичности;

- контроль ведения технологического процесса и применение автоматизированной системы управления технологическим процессом, предупреждающий возникновение аварийных ситуаций;
- установка сигнализаторов дозрывных концентраций углеводородных газов и паров на наружных площадках с целью обнаружения утечек продукта и предотвращения дальнейшего развития аварии и т. п.;
- в местах возможных проливов на технологических площадках выполнен выступающий бордюр и покрытия, непроницаемые для жидкости, с устройствами для сбора разлившейся жидкости в подземные дренажные емкости.

1.15 Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов

В период эксплуатации от объектов КС образуются следующие виды отходов:

- Отходы от зачистки оборудования для транспортирования, хранения и подготовки нефти, газа и газового конденсата, 3 класс опасности;
- Отходы минеральных масел, 3 класс опасности.

Подробно обращение с отходами рассмотрено в Томе 8.1 Раздел 12 «Результаты оценки воздействия на окружающую среду при обращении с отходами производства и потребления».

1.16 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в производственном процессе, позволяющих исключить нерациональный расход энергетических ресурсов

По технологическим сооружениям в проекте реализованы следующие мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности к конструктивным решениям, влияющим на энергетическую эффективность:

- применение закрытой герметичной системы трубопроводов, по которым обращается конденсат, позволяет максимально исключить утечки от аппаратов, арматуры и фланцевых соединений;
- высокий уровень автоматизации производственного процесса, обеспечивающий световую и звуковую сигнализацию об отклонениях технологических параметров (уровень, давление) от допустимых значений при возможных аварийных ситуациях;
- применение противоаварийных устройств: регулирующие клапаны с электроприводом, отсечная арматура с электроприводом, предохранительные клапаны на трубопроводах;
- опорожнение углеводородных жидкостей из технологического оборудования и трубопроводов осуществляется в закрытую дренажную систему с последующей их откачкой в передвижную емкость;
- применение частотного регулирования электроприводов технологического оборудования;
- технологическое оборудование, трубопроводы и арматура запроектированы с теплоизоляцией, что позволяет поддерживать рабочие температуры продуктов;
- минимальное использование фланцевых соединений в трубопроводной обвязке (фланцевые соединения используются только для подключения трубопроводов к фланцевой арматуре, аппаратам и приборам КиП) сокращает утечки конденсата и углеводородного газа;

- материал прокладок и монтаж фланцевых соединений обеспечивают необходимую степень герметичности разъемных соединений в течение межремонтного периода эксплуатации технологической системы;
- применение стальных бесшовных труб в трубопроводной обвязке позволяет исключить утечки конденсата;
- трубы и детали трубопроводов поставляются в термообработанном состоянии в соответствии с ТУ 14-3Р-124-2012, 14-3Р-125-2012;
- все трубопроводы выполнены на сварке;
- контроль сварных соединений неразрушающими методами контроля согласно требованиям раздела 12 ГОСТ 32569-2013;
- изготовление, монтаж и эксплуатация трубопроводов и арматуры осуществлено с учетом химических свойств и технологических параметров транспортируемого продукта, а также требований действующих нормативно-технических документов;
- использование совмещенной эстакады для прокладки технологических трубопроводов, электрических кабелей и кабелей автоматизации и управления;
- площадки технологических сооружений с твердым покрытием с выступающим бордюром, канализуемые.

1.17 Обоснование выбора функционально-технологических, конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в объектах производственного назначения, в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов

Учет используемых на установке подготовки нефти ЧНГКМ энергетических ресурсов – предусмотрен в составе существующих сооружений УПН/БМУПН Чаяндинского НГКМ.

Учет потребностей объектов реконструкции установки подготовки нефти обеспечивается существующей инфраструктурой объекта.

1.18 Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов

Технологические регламенты по эксплуатации технологических объектов и сооружений, а также объектов и сооружений производственной инфраструктуры будут разработаны, в соответствии с нормативными правовыми актами и нормативно техническими документами после утверждения проектной документации и разработки рабочей документации.

Ведение технологического процесса должно осуществляться строго в соответствии с технологическим регламентом п.9 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» (утверждены приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 533).

1.18.1 Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности»

В соответствии с п. 5 ст. 1 Федерального закона №16-ФЗ от 09.02.2007 г. «О транспортной безопасности», проектируемые сооружения объекта не относятся к объектам транспортной инфраструктуры.

Проектные решения по реализации требований ст. 8 Федерального закона «О транспортной безопасности» не предусматриваются.

2 Материальное исполнение и антикоррозионные покрытия

2.1 Назначение

Данный раздел посвящен выбору материального исполнения, сортамента трубопроводов кустовых площадок проекта «Реконструкция установки подготовки нефти Чаяндинского НГКМ».

Проектирование трубопроводов выполнено в соответствии с требованиями и рекомендациями нормативно-технических документов, представленных в Приложении А.

2.2 Общие положения

2.2.1 Технологические трубопроводы

Расчёт толщин стенок и выбор материального исполнения технологических трубопроводов осуществлён в соответствии с ГОСТ 32569-2013, по методике представленной в ГОСТ 32388-2013.

2.3 Характеристика района

Согласно Техническому Заданию на проектирование район строительства характеризуется следующими температурами:

- Абсолютная минимальная температура – минус 48 °С;
- Абсолютная максимальная температура – плюс 36,4 °С;
- Температура наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 – минус 59,6 °С.

2.4 Материальное исполнение

2.4.1 Трубы

Согласно рекомендациям НТД выбор материального исполнения трубопроводов (трубы, детали, арматура) выполнялся на основании следующих данных:

- климатических условий района строительства;
- физико-химических свойств рабочих сред;
- сортамента заводов-изготовителей труб;
- рабочих параметров процесса (рабочее давление, рабочая температура);
- требований Компании ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Трубная продукция с внутренней и внешней изоляцией. Книга 2. Типовые технические требования по изготовлению и поставку оборудования для систем трубопроводного транспорта жидкости и газа»;
- требований Компании ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-02 «Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Фасонные изделия, в том числе с внутренней и наружной изоляцией. Книга 2. Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования для систем трубопроводного транспорта жидкости и газа»;
- требований Компании ПАО «Газпром нефть» ТТР 01.02-01 «Типовые технические решения при проектировании, строительстве технологических трубопроводов»;

- Технического Задания на проектирование.

Основными характеристиками, определяющими коррозионную активность, являются: общая минерализация, кислотность (рН), температура и скорость движения потока, соотношение объема фаз, содержание коррозионно-активных газов (H_2S , CO_2 , O_2). Для объекта месторождения характерно наличие CO_2 в количестве до 0,06% мольных для газосборных трубопроводов и кислотность (рН) до 8. Для расчета толщина стенок в проекте принята расчетная скорость коррозии 0,05 мм/год для трубопровода азота и трубопровода подачи газа на дежурную горелку и 0,1 мм/год для остальных трубопроводов, в соответствии с Приложением Е.

Учитывая параметры рабочих сред, расчетная прибавка к толщине стенки на компенсацию коррозионного износа при расчетном сроке службы трубопровода 20 лет принята равной 1 мм для трубопровода азота и трубопровода подачи газа на дежурную горелку и 2 мм для остальных трубопроводов.

Расчётная температура определена согласно требованиям нормативно-технических документов:

- за минимальную расчётную температуру стенки труб и деталей трубопроводов, принять среднюю температуру наружного воздуха наиболее холодной пятидневки данного района с обеспеченностью 0,92;
- за максимальную расчётную температуру стенки труб и деталей трубопроводов, согласно требованиям п. 4.7 ГОСТ 32569-2013, принять температуру равную максимальной рабочей температуре продукта.

Исходя из климатических условий района строительства, физико-химических свойств рабочих сред, рекомендаций НТД для проектирования трубопроводов приняты следующие трубы:

- для трубопроводов DN20÷ DN 25 приняты трубы бесшовные горячедеформированные из стали 09Г2С;
- для остальных трубопроводов приняты трубы из стали группы 4 класса прочности К52 ТТТ-01.02.04-01.

Возможно применение стальных труб по другой технологии изготовления, соответствующих требованиям ГОСТ 32569-2013, ТТР-01.02-01, ТТТ 01.02.04-01, изготовленных из стали того же класса прочности.

Все трубы должны иметь сертификат качества продукции, в котором должны быть указаны следующие данные:

- номинальные размеры (наружный диаметр, толщина, длина) и фактическая масса труб;
- номер стандарта или технических условий, по которым изготовлены трубы;
- марка или тип стали;
- химический состав;
- результаты механических испытаний (предел прочности, предел текучести, ударная вязкость, относительное удлинение, твёрдость);
- сведения о результатах неразрушающего контроля и/или гидроиспытаниях, проведённых на заводе-изготовителе.

Значение эквивалента углерода $S_{экв}$ и значение параметра стойкости против растрескивания металла шва при сварке $R_{с.м}$, характеризующие свариваемость стали, не должны превышать 0,43% и 0,25% соответственно. Пластическая деформация металла в

процессе производства труб должна быть не более 1,2 %. Относительное удлинение при разрыве должно составлять не менее 20%.

В соответствии с требованиями ТТТ 01.02.04-01, ГОСТ 32569-2013, ТТР-01.02-01 трубы и детали трубопроводов должны иметь гарантированное заводское испытание и обладать гарантированной ударной вязкостью:

- на образцах KCU не менее 39,2 Дж/см² при температуре минус 60°C;
- на образцах KCU не менее 59 Дж/см² при температуре минус 60°C для труб из сталей группы 4 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01;
- на образцах KCV не менее 59 Дж/см² при температуре минус 60 °C для труб из сталей группы 4 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ 01.02.04-01.

2.4.2 Детали трубопроводов и фланцы

Соединительные детали трубопроводов (тройники, переходники, отводы, днища, заглушки) и фланцы должны изготавливаться в соответствии с государственными или отраслевыми стандартами, или техническими условиями, утверждёнными в установленном порядке. Требования к материалу соединительных деталей предъявляются такие же, как и к трубам.

Для трубопроводов из сталей группы 4 применять соединительные детали трубопроводов из стали класса прочности не ниже K52, группы 4 в соответствии с типовыми техническими требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-02 «Фасонные изделия, в том числе с внутренней и наружной изоляцией».

Для трубопроводов из хладостойкой низколегированной стали применять соединительные детали трубопроводов из хладостойкой низколегированной стали 09Г2С по ГОСТ 17375-2001, ГОСТ 17376-2001, ГОСТ 17378-2001, ГОСТ 17379-2001 по каталогам заводов-изготовителей, толщина стенки детали принимается равной или по ближайшей большей толщине, указанной в каталоге.

Кромки соединительных деталей должны быть обработаны в заводских условиях для присоединения к привариваемым трубам без переходных колец.

Для соединения трубопроводов с давлением до 1,6 МПа с арматурой, приборами КИП и А, оборудованием, аппаратами применить фланцы стальные приварные встык (тип 11, исп. В) по ГОСТ 33259-2015 в соответствии с выбранным материалом трубопроводов.

Для соединения трубопроводов с давлением 10,0 МПа с арматурой, приборами КИП и А, оборудованием, аппаратами применить фланцы стальные приварные встык (тип 11, исп. J) по ГОСТ 33259-2015 в соответствии с выбранным материалом трубопроводов.

Для трубопроводов с давлением до 1,6 МПа применить прокладки плоские эластичные по ГОСТ 15180-86 из паронита марки ПМБ-1 или спирально-навитые тип Д по ГОСТ Р 52376-2005.

Для трубопроводов с давлением 10,0 МПа применить прокладки овального сечения по ГОСТ 34655-2020.

2.4.3 Крепежные детали

Крепежные детали для фланцевых соединений из низколегированных сталей, нестандартного оборудования (НСО) и металлоконструкций применить из малоуглеродистой и низколегированной стали. Для фланцевых соединений применять шпильки из стали 35Х класса прочности 8.8. Гайки применить из стали 35Х класса прочности 8. Шайбы применить из стали 35. Крепежные детали должны быть с цинковым покрытием толщиной не менее 9 мкм.

2.4.4 Запорная и регулирующая арматура

Материальное исполнение запорной и регулирующей арматуры зависит от марки стали трубопровода, на котором она устанавливается. Материал арматуры должен соответствовать требованиям ГОСТ 33260-2015, ТТТ-01.02-03. Для трубопроводов, изготовленных из углеродистых сталей, необходимо применять арматуру из низколегированной хладостойкой стали с гарантированной ударной вязкостью при температуре минус 60 °С на образцах KCV не менее 24,5 Дж/см². Для изготовления литых деталей и изделий рекомендуется сталь 20ГЛ, для изготовления изделий из поковок (штамповок) рекомендуется сталь 09Г2С. Возможно применение аналогичных низколегированных хладостойких сталей.

Сальниковые уплотнения арматуры должны соответствовать условиям эксплуатации в холодном климате. В материале уплотнений не должен присутствовать асбест. Приемлемы различные типы уплотнений, но предпочтительно использовать уплотнения манжетного типа вместо набивочных уплотнений.

Фланцевая арматура заказывается в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепёжными изделиями с цинковым покрытием. Арматура, устанавливаемая на трубопроводе на сварке, должна иметь разделку кромок, выполненную в заводских условиях, а при необходимости укомплектоваться переходными кольцами (патрубками).

2.4.5 Опоры трубопроводов

Для прокладки надземных трубопроводов применяются опоры скольжения по ТТТ-01.07.03-01 из стали 09Г2С (применять в положениях, не противоречащих действующему законодательству):

- Для трубопроводов DN <50 – тавровые хомутовые;
- Для трубопроводов DN ≥50 – корпусные хомутовые.

2.5 Расчёт толщины стенки стальных трубопроводов

В данном разделе выполнен расчёт толщин стенок и выбор сортамента для трубопроводов.

2.5.1 Исходные данные

Исходные данные для расчёта трубопроводов на прочность приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Исходные данные для расчета трубопроводов

DN, мм	Категори я	Назначение трубопровода	Максимальное расчетное давление, МПа	Температура продукта, °С	Количество коррозионных компонентов, мг/л	
					H ₂ S	CO ₂
25 300	А(б), II	Подготовленная нефть ТЮ в СИКН НС-300-1,6-ТИ	1,6	-1...+11	—	—
150 250						
150 250	Б(а), II	Сброс с СППК в ДЕ-11 после выхода ДЗ-250-0,6-ТИО До входа в СППК ДЗ-150-1,6-ТИО	0,6 (после выхода с СППК) / 1,6 (до входа в СППК)	-1...+11	—	—
25 300						
25 300	А(б), II	Подготовленная нефть на вход в РВС-3,4,5,6,7, коллектор НС-300-1,6-ТИ	1,6	-1...+11	—	—

DN, мм	Категори я	Назначение трубопровода	Максимальное расчетное давление, МПа	Температура продукта, °С	Количество коррозионных компонентов, мг/л	
					H ₂ S	CO ₂
25	А(6), II	Подготовленная нефть на вход в РВС-3,4 НС-300-1,6-ТИ	1,6	-1...+11	—	—
300						
500						
25	А(6), II	Подготовленная нефть на вход в РВС-5 НС-300-1,6-ТИ	1,6	-1...+11	—	—
300						
500						
25	А(6), II	Подготовленная нефть на вход в РВС-6 НС-300-1,6-ТИ	1,6	-1...+11	—	—
300						
500						
25	А(6), II	Подготовленная нефть на вход в РВС-7 НС-300-1,6-ТИ	1,6	-1...+11	—	—
300						
500						
300	А(6), II	Байпасная линия товарной нефти между входом и выходом СИКН НС-300-1,6-ТИ	1,6	-1...+11	—	—
50	А(6), II	Дренаж от СИКН в ДЕ-11 ДЗ-50-0,6-ТИО	0,6	-1...+11	—	—
50	А(6), II	Дренаж учтенной нефти от СИКН ДЗ-50-1,6-ИО	0,6	-1...+11	—	—
80	А(6), II	Откачка ДЕ-11 на вход в СИКН ДН-80-1,6-ТИО	1,6	+5...+11	—	—
20	А(6), II	Дренаж с линии откачки ДЕ-11 ДЗ-20-1,6-ТИО до арматуры ДЗ-20-0,05-ТИО после арматуры	1,6 (до арматуры) / 0,05 (после арматуры)	+5...+11	—	—
25	Б(а), II	Газ от ДЕ-11 на ФНД ГФН-100-0,6-ТИО	0,6	+5...+11	—	—
100						
100	Б(а), II	Газ на свечу от ЕД-11 ГА-100-0,6-ТИ (до огнепреградителя) ГА-100-0,6-НИ (после огнепреградителя)	0,6	+5...+36,4	—	—
50	В, IV	Пропарка емкости ДЕ-11 П-50-0,6-ТИ	0,6	-49,4...+164	—	—
25	А(6), II	Подготовленная нефть от линии входа в насосную ВТ до АСН НП-200-1,6-ТИО	1,6	+20...+60	—	—
200						
25	А(6), II	Нефть на входе в АСН НП-150-1,6-ТИО	1,6	+20...+60	—	—
150						
50	В, IV	Пропарка АСН П-50-0,6-ТИ	0,6	-49,4...+164	—	—
25	А(6), II	Дренаж от АСН в ЕД-12 ДЗ-50-0,6-ТИО ДЗ-200-0,6-ТИО	0,6	+20...+60	—	—
50						
200						

DN, мм	Категори я	Назначение трубопровода	Максимальное расчетное давление, МПа	Температура продукта, °С	Количество коррозионных компонентов, мг/л	
					H ₂ S	CO ₂
80	А(б), II	Розлив нефти от колодца (марка НВК) на вход в ДЕ-12 НН-80-0,6-ТИО НН-150-0,6-ТИО	0,6	+5...+60	—	—
150						
100	Б(а), II	Газ на ФНД от ЕД-12 ГФН-100-0,6-ТИО	0,6	+5...+60	—	—
80	А(б), II	Откачка ДЕ-12 в линию некондиционной нефти от насосов 40Н-2Н1,2 на вход печей (PW60) ДН-80-1,6-ТИО	1,6	+5...+60	—	—
20	А(б), II	Дренаж с линии откачки ДЕ- 12 ДЗ-20-1,6-ТИО до арматуры ДЗ-20-0,05-ТИО после арматуры	1,6 (до арматуры) / 0,6 (после арматуры)	+5...+60	—	—
100	Б(а), II	Газ на свечу от ДЕ-12 ГА-100-0,6-ТИ (до огнепреградителя) ГА-100-0,6-НИ (после огнепреградителя)	0,6	+5...+36,4	—	0,07
50	В, IV	Пропарка ДЕ-12 П-50-0,6-ТИ	0,6	-49,4...+164	—	—
80	А(б), II	Закрытый дренаж в существующую емкость 40Е-1 ДЗ-80-0,6-ТИО	0,6	+5...+60	—	—
100	А(б), II	Открытый дренаж в существующую емкость 40Е-1 ДО-100-0,6-ТИО	0,6	+5...+60	—	—
25	А(б), II	Подготовленная нефть от резервуарного парка до насосной ВТ НП-300-1,6-ТИ	1,6	+20...+60	—	—
300						
25	А(б), I	Подготовленная нефть от насосной ВТ до существующего СИКН НП-200-10,0-ТИ	10,0	+20...+60	—	—
200						
300	А(б), I	Подготовленная нефть от насосов Н-1/4,5 в трубопровод нефти от существующих насосов ВТ Н-1/1,2,3 на вход в существующий СИКН НП-300-10,0-ТИ	10,0	+20...+60	—	—
300	А(б), I	Подготовленная нефть от существующих насосов ВТ (Н-1/1,2,3) в существующий СИКН НП-300-10,0-ТИ	10,0	+20...+60	—	—

DN, мм	Категори я	Назначение трубопровода	Максимальное расчетное давление, МПа	Температура продукта, °С	Количество коррозионных компонентов, мг/л	
					H ₂ S	CO ₂
300	A(б), I	Подготовленная я нефть от насосов ВТ (Н-1/1,2,3,4,5) на вход в существующий СИКН НП-300-10,0-ТИ	10,0	+20...+60	—	—
25	A(б), I	Передача между входом и выходом в СИКН НП-300-10,0-ТИ	10,0	+20...+60	—	—
200						
25	A(б), I	Подготовленная нефть от СИКН в ТО-1,2,3 НП-300-10,0-ТИ	10,0	+20...+60	—	—
300						
25	A(б), I	Товарная нефть от СИКН на подключение ТО-1,2,3 НП-300-10,0-ТИ	10,0	+20...+60	—	—
300						
50	A(б), I	Дренаж учтенной нефти от трубопроводов в существующую емкость Е-10 ДЗ-50-10,0-ТИО до арматуры ДЗ-50-0,07-ТИО после арматуры	10,0	+20...+60	—	—
50	A(б), I	Дренаж неучтенной нефти от трубопроводов в существующую емкость Е-12 ДЗ-50-10,0-ТИО до арматуры ДЗ-50-0,07-ТИО после арматуры	10,0	+20...+60	—	—
25	A(б), I	Товарная нефть от ТО-1,2,3 в магистральный трубопровод НП-300-10,0-ТИ	10,0	+5...+20	—	—
300						
300	A(б), I	Байпас между линией на теплообменники ТО-1,2,3 и линией от теплообменников ТО-1,2,3 в магистральный трубопровод НП-300-10,0-ТИ	10,0	+20...+60	—	—
50	Б(а), II	Газ от ДЕ-13 на ФНД до Т.п. N20 ГФН-50-0,6-ТИО ГФН-200-0,6-ТИО	0,6	+5...+50	—	0,01
200						
80	A(б), II	Откачка ДЕ-13 в линию РВ49 подачи нефти в печи (П-1-7, П-1-8) ДН-150-1,6-ТИО ДН-80-1,6-ТИО	1,6	+5...+50	—	—
150						
20	A(б), II	Дренаж с линии откачки ДЕ-13 ДЗ-20-1,6-ТИО до арматуры ДЗ-20-0,05-ТИО после арматуры	1,6	+5...+50	—	—

DN, мм	Категори я	Назначение трубопровода	Максимальное расчетное давление, МПа	Температура продукта, °С	Количество коррозионных компонентов, мг/л	
					H ₂ S	CO ₂
50	Б(а), II	Газ на свечу от ДЕ-13 ГА-50-0,6-ТИ (до огнепреградителя) ГА-50-0,6-НИ (после огнепреградителя)	0,6	+5...+50	—	0,01
50	В, IV	Пропарка емкости ДЕ-13 П-50-0,6-ТИ	0,6	+49,4...+164	—	—
100	Б(а), II	Газ от МКУ до Т.п. N18 «Газ на компрессорную станцию» (G40) ГВД-100-1,6-ТИО ГВД-150-1,6-ТИО	1,6	+35...+50	—	0,01
150						
100	Б(а), II	Сброс на факел ВД с МКУ до Т.п. N19 ГФВ-100-0,6-ТИО ГФВ-150-0,6-ТИО	0,6	+5...+50	—	0,04
150						
150	Б(а), II	Газ от С-2-1,2,3,4,5, С-1-4,5, ДГ-1-1,2,3 на 2 линию МКУ ГВД-150-1,6-ТИО	1,6	+55	—	0,04
250	Б(а), II	Газ от С-3-1,2,3 на 1 линию МКУ ГНД-300-0,6-ТИО ГНД-250-0,6-ТИО	0,6	+55	—	0,04
300						
50	В, III	Азот от Т.п. N22 на МКУ АЗ-50-1,6-НИ	1,6	-60...+36,4	—	—
50	В, III	Азот на продувку С-4, ДЕ-13 АЗ-50-1,6-НИ	1,6	-60...+36,4	—	—
150	Б(а), II	Газ от линии газа на 2 линию МКУ до сепаратора С-4 ГВД-150-1,6-ТИО	1,6	+35...+55	—	0,04
50	Б(а), II	Газ от сепаратора С-4 на факел ВД ГФВ-150-0,6-ТИО ГФВ-80-0,6-ТИО ГФВ-50-0,6-ТИО	0,6	+5...+55	—	0,04
80						
150	Б(а), II	Сброс газа от СППК на сепараторе С-4 на факел ВД ГФВ-80-0,6-ТИО	0,6	+5...+55	—	0,04
80						
50	Б(а), II	Сброс газа сепаратора С-4 на свечу ГА-50-1,6-ТИ (до огнепреградителя) ГА-50-1,6-ТИ (после огнепреградителя)	1,6	+35...+55	—	0,04
150	Б(а), II	Газ от сепаратора С-4 до линии газ на 2 ступень МКУ ГВД-150-1,6-ТИО	1,6	+35...+55	—	0,04
50	Б(а), II	Переключатель между линией входа газа на 2 линию МКУ и линией сброса газа на факел ВД с МКУ ГФВ-150-0,6-ТИО ГФВ-50-0,6-ТИО	0,6	+5...+50	—	0,04
150						

DN, мм	Категори я	Назначение трубопровода	Максимальное расчетное давление, МПа	Температура продукта, °С	Количество коррозионных компонентов, мг/л	
					H ₂ S	CO ₂
50	В, IV	Пропарка С-4 П-50-0,6-ТИ	0,6	-49,4...+164	—	—
50	А(б), II	Конденсат от С-4 в ДЕ-13 ГК-50-1,6-ТИО	1,6	+5...+55	—	—
50	А(б), II	Дренаж С-4 в ДЕ-13 ДЗ-50-1,6-ТИО	1,6	+5...+55	—	—
50	А(б), II	Дренаж МКУ в ДЕ-13 ДЗ-50-1,6-ТИО	1,6	+5...+55	—	—
80	Б(а), II	Газ от ДГ-1/1÷3 на МКУ ГВД-80-1,6-ИО	1,6	+50...+55	—	0,06
150	Б(а), II	Перемычка от линии входа на сепаратор С-4 до линии входа на 2 ступень МКУ ГВД-150-1,6-ТИО	1,6	+35...+55	—	0,04
100	Б(а), II	Газ от С-2-1,2,3, ДГ-1/1÷3 на 2 линию МКУ	1,6	+50...+55	—	0,06
100	Б(а), II	Газ от С-2-1,2,3 на 2 линию МКУ ГВД-100-1,6-ТИО	1,6	+50...+55	—	0,06
80	Б(а), II	Газ от ДГ-1-1,2,3 в коллектор газа на 2 линию МКУ ГВД-80-1,6-ТИО	1,6	+50...+55	—	0,06
50	А(б), II	Конденсат газовый от трубопроводов в существующие дренажные емкости ДЕ-1-1,2 ДЗ-50-1,6-ТИО до арматуры ДЗ-50-0,07-ТИО после арматуры	1,6	+50...+55	—	—
			0,07			
25	А(б), II	Дренаж с трубопроводов в линию дренажа от сепаратора С-4 ДЗ-25-1,6-ТИО	1,6	+35...+55	—	—
50	А(б), I	Закрытый дренаж от клапанной сборки 204-TCV- 01(P) в существующую емкость ЕД-1 ДЗ-50-10,0-ТИО ДЗ-50-0,07-ТИО	10,0	+20...+60	—	—
			0,07			
200	Б(а), II	Перемычка от линии газа от С-3-1 до точки врезки в линию ГНД Ду200 ГНД-200-1,6-ТИО ГНД-200-0,6-ТИО	1,6	+55	—	—
			0,6			

Расчетные нормативные характеристики стали, предлагаемой для изготовления труб, приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Механические характеристики материала труб

Марка стали	Класс прочности	Предел текучести σ_T , МПа	Сопротивление разрыву σ_B , МПа
Группа 4 в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01	K52	372	510

Марка стали	Класс прочности	Предел текучести σ_T , МПа	Сопротивление разрыву σ_B , МПа
09Г2С	–	265	430

2.5.2 Расчёт толщины стенки технологических трубопроводов

Расчетная толщина стенки технологических трубопроводов определяется в соответствии с ГОСТ 32388-2013 по формуле 7.1:

$$s_R = \frac{|p| \cdot D_a}{2\varphi_y[\sigma] + |p|},$$

где s_R – расчётная толщина стенки, мм;
 s_R – расчётное внутреннее избыточное давление, МПа;
 D_a – наружный диаметр трубопровода, мм;
 $[\sigma]$ – допускаемое напряжение при расчётной температуре, МПа;
 φ_y – коэффициент прочности элемента со сварным швом при растяжении.

Допускаемое напряжение при расчёте соединений элементов на статическую прочность принимаем по формуле (5.1) ГОСТ 32388-2013:

$$[\sigma] = \min\left(\frac{\sigma_B}{2,4}; \frac{\sigma_p}{1,5}\right),$$

где σ_p – предел текучести, МПа;
 σ_B – временное сопротивление разрыву, МПа;

Номинальная толщина стенки технологических трубопроводов s определяется из условий (5.7), (5.8) и (5.9) ГОСТ 32388-2013:

$$s \geq s_R + C_1 + C_2,$$

$$s \geq s_{min} + C_2,$$

где C_2 – прибавка на коррозию и износ, принимаемая по нормам проектирования или отраслевым нормативным документам с учётом расчётного срока эксплуатации;
 C_1 – сумма прибавок для компенсаций допуска на минимальную толщину стенки заготовки и максимального утонения при технологических операциях, принимаемая равной минусовому отклонению толщины стенки по стандартам и техническим условиям;
 s_{min} – минимальная толщина стенки труб и деталей при эксплуатации, принимаемая согласно таблице 5.6 ГОСТ 32388-2013.

Отбраковочная толщина стенки трубопроводов определяется согласно формуле (5.11) ГОСТ 32388-2013:

$$[s] = \max(s_R + c_1; s_{min}).$$

Толщина стенки технологических трубопроводов принималась с учётом всех перечисленных требований, величины прибавки на коррозию и номенклатуры выпускаемых труб. Результаты расчёта и выбора толщины стенки технологических трубопроводов приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Результаты расчёта толщины стенки технологических трубопроводов

D, мм	P, МПа	[σ], МПа	δ , %	Толщина стенки, мм					
				Расчётная s_R	c_1	c_2	Отбраковочная [s]	Толщина с прибавкой на коррозию	Номинальная толщина
25	0,05	176,67	10,0	0,01	0,35	2	1,0	3,0	3,5

D, мм	P, МПа	[σ], МПа	δ , %	Толщина стенки, мм					
				Расчётная s_R	c_1	c_2	Отбраковочная [s]	Толщина с прибавкой на коррозию	Номинальная толщина
25	0,6	176,67	10,0	0,04	0,35	2	1,0	3,0	3,5
25	1,6	176,67	10,0	0,11	0,35	2	1,0	3,0	3,5
32	0,6	176,67	10,0	0,05	0,5	2	1,5	3,5	5
32	1,6	176,67	10,0	0,14	0,5	2	1,5	3,5	5
32	10,0	176,67	10,0	0,88	0,5	2	1,5	3,5	5
57	0,6	212,5	12,5	0,08	0,75	1	1,5	2,5	6
57	0,6	212,5	12,5	0,08	0,75	2	1,5	2,5	6
57	1,6	212,5	12,5	0,21	0,75	1	1,5	2,5	6
57	1,6	212,5	12,5	0,21	0,75	2	1,5	3,5	6
57	0,07	212,5	12,5	0,01	0,75	2	1,5	3,5	6
89	0,6	212,5	12,5	0,13	0,75	1	2,0	3,0	6
89	0,6	212,5	12,5	0,13	0,75	2	2,0	4,0	6
89	1,6	212,5	12,5	0,33	0,75	2	2,0	4,0	6
114	0,6	212,5	12,5	0,16	0,75	1	2,0	3,0	6
114	0,6	212,5	12,5	0,16	0,75	2	2,0	4,0	6
159	0,6	212,5	12,5	0,22	0,75	2	2,5	4,5	6
159	1,6	212,5	12,5	0,60	0,75	2	2,5	4,5	6
219	0,6	212,5	12,5	0,31	0,75	2	2,5	4,5	6
219	1,6	212,5	12,5	0,82	0,75	2	2,5	4,5	6
219	10,0	212,5	12,5	5,03	1,25	2	6,28	8,28	10
273	0,6	212,5	12,5	0,38	1,0	2	3,0	5,0	8
273	1,6	212,5	12,5	1,02	1,0	2	3,0	5,0	8
325	1,6	212,5	12,5	1,22	1,0	2	3,0	5,0	8
325	10,0	212,5	12,5	7,47	1,5	2	8,97	10,97	12
530	1,6	212,5	12,5	1,99	1,0	2	4,0	6,0	8

2.5.3 Расчёт срока службы технологических трубопроводов

Расчет ресурса эксплуатации выполняется в соответствии с нормами отбраковки трубопроводов для принятой в проекте расчетной скорости коррозии (формула Д.8 ГОСТ32388-2013):

$$T_r = \frac{s - c_1 - s_R}{V_c};$$

где s – номинальная проектная толщина стенки трубопроводов, мм;

s_R – расчетная толщина стенки трубопроводов, мм;

c_1 – прибавка на утонение стенки, мм;

V_c – расчетная скорость коррозии, принятая равной 0,05 мм/год для трубопровода азота и трубопровода для подачи газа на дежурную горелку, 0,1 мм/год для остальных труб в соответствии с Приложением Е.

Результаты расчета ресурса трубопроводов приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Результаты расчёта ресурса трубопроводов

Наружный диаметр, мм	s , мм	Давление, МПа	Предел текучести, МПа	Временное сопротивление разрыву, МПа	c_1 , мм	s_R , мм	$[s]^*$	V_c , мм/год	τ , лет
25	3,5	0,05	265	470	0,35	0,01	1,0	0,10	21
25	3,5	0,6	265	470	0,35	0,04	1,0	0,10	21
25	3,5	1,6	265	470	0,35	0,11	1,0	0,10	21
32	5	0,6	265	470	0,50	0,05	1,5	0,10	30
32	5	1,6	265	470	0,50	0,14	1,5	0,10	30
32	5	1,6	265	470	0,50	0,14	1,5	0,10	30
32	5	10,0	265	470	0,50	0,88	1,5	0,10	30
57	6	0,07	372	510	0,75	0,01	1,5	0,10	37
57	6	0,6	372	510	0,75	0,08	1,5	0,05	75
57	6	0,6	372	510	0,75	0,08	1,5	0,10	37
57	6	1,6	372	510	0,75	0,21	1,5	0,05	75
57	6	1,6	372	510	0,75	0,21	1,5	0,10	37
89	6	0,6	372	510	0,75	0,13	2,0	0,05	65
89	6	0,6	372	510	0,75	0,13	2,0	0,10	32
89	6	1,6	372	510	0,75	0,33	2,0	0,10	32
114	6	0,6	372	510	0,75	0,16	2,0	0,05	65
114	6	0,6	372	510	0,75	0,16	2,0	0,10	32
159	6	0,6	372	510	0,75	0,22	2,5	0,10	27
159	6	1,6	372	510	0,75	0,60	2,5	0,10	27
219	6	0,6	372	510	0,75	0,31	2,5	0,10	27
219	6	1,6	372	510	0,75	0,82	2,5	0,10	27
219	10	10,0	372	510	1,25	5,03	2,5	0,10	37

Наружный диаметр, мм	s , мм	Давление, МПа	Предел текучести, МПа	Временное сопротивление разрыву, МПа	c_1 , мм	s_R , мм	$[s]^*$	V_c , мм/год	τ , лет
273	8	0,6	353	510	1,00	0,38	3,0	0,10	40
273	8	1,6	372	510	1,00	1,02	3,0	0,10	40
325	8	1,6	372	510	1,00	1,22	3,0	0,10	40
325	12	10,0	372	510	1,50	7,47	3,0	0,10	30
530	8	1,6	372	510	1,0	1,99	4,0	0,10	50
*Если расчетная толщина стенки менее отбраковочной, то в расчете берется отбраковочная, согласно Д.10 ГОСТ32388-2013									

Согласно результатам, представленным в таблице 2.4, расчетный ресурс трубопровода превосходит расчетный и нормативный срок эксплуатации трубопровода - 20 лет. Фактический остаточный срок службы должен уточняться по результатам внутритрубной диагностики в ходе эксплуатации трубопроводов. Возможно продление срока безопасной эксплуатации, путем проведения ЭПБ и получения положительного заключения экспертизы, зарегистрированного в органах РТН в установленном порядке.

2.5.4 Выборка типоразмеров труб

Выбор сортамента и материального исполнения стальных трубопроводов представлен в таблице 2.5. Толщина стенки трубопроводов из принята согласно расчету с учётом прибавки на коррозию и номенклатуры заводов-изготовителей.

Таблица 2.5 - Материальное исполнение и сортамент трубопроводов

Наименование участка трубопровода	DN , мм	P , МПа	Температура продукта, °С	Параметры трубопровода		
				Категория	$D \times s$, мм	Тип трубы, материал
Подготовленная нефть ТЮ в СИКН НС-300-1,6-ТИ	25	1,6	-1...+11	А(б), II	32×5	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали 09Г2С группы В по ГОСТ 8731-2025, ГОСТ 8732-2025
	300				325×8	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
Сброс с СППК в ДЕ-11 после выхода ДЗ-250-0,6-ТИО До входа в СППК ДЗ-150-1,6-ТИО	150	0,6 (после выхода с СППК) / 1,6 (до входа в СППК)	-1...+11	Б(а), II	159×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
	250				273×8	

Наименование участка трубопровода	DN, мм	P, МПа	Температура продукта, °С	Параметры трубопровода		
				Категория	D × s, мм	Тип трубы, материал
Подготовленная нефть на вход в РВС-3,4,5,6,7, коллектор НС-300-1,6-ТИ	25	1,6	-1...+11	А(б), II	32×5	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали 09Г2С группы В по ГОСТ 8731-2025, ГОСТ 8732-2025
	300				325×8	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
Подготовленная нефть на вход в РВС-3,4 НС-300-1,6-ТИ	25	1,6	-1...+11	А(б), II	32×5	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали 09Г2С группы В по ГОСТ 8731-2025, ГОСТ 8732-2025
	300				325×8	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
	500				530×8	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
Подготовленная нефть на вход в РВС-5 НС-300-1,6-ТИ	25	1,6	-1...+11	А(б), II	32×5	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали 09Г2С группы В по ГОСТ 8731-2025, ГОСТ 8732-2025
	300				325×8	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
	500				530×8	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
Подготовленная нефть на вход в РВС-6 НС-300-1,6-ТИ	25	1,6	-1...+11	А(б), II	32×5	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали 09Г2С группы В по ГОСТ 8731-2025, ГОСТ 8732-2025
	300				325×8	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
	500				530×8	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
Подготовленная нефть на вход в РВС-7 НС-300-1,6-ТИ	25	1,6	-1...+11	А(б), II	32×5	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали 09Г2С группы В по ГОСТ 8731-2025, ГОСТ 8732-2025
	300				325×8	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
	500				530×8	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01

Наименование участка трубопровода	DN, мм	P, МПа	Температура продукта, °С	Параметры трубопровода		
				Категория	D × s, мм	Тип трубы, материал
Байпасная линия товарной нефти между входом и выходом СИКН НС-300-1,6-ТИ	300	1,6	-1...+11	A(б), II	325×8	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
Дренаж от СИКН в ДЕ-11 ДЗ-50-0,6-ТИО	50	0,6	-1...+11	A(б), II	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
Дренаж учтенной нефти от СИКН ДЗ-50-1,6-ИО	50	0,6	-1...+11	A(б), II	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
Откачка ДЕ-11 на вход в СИКН ДН-80-1,6-ТИО	80	1,6	+5...+11	A(б), II	89×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
Дренаж с линии откачки ДЕ-11 ДЗ-20-1,6-ТИО до арматуры ДЗ-20-0,05-ТИО после арматуры	20	1,6 (до арматуры) / 0,05 (после арматуры)	+5...+11	A(б), II	25×3,5	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали 09Г2С группы В по ГОСТ 8731-2025, ГОСТ 8732-2025
Газ от ДЕ-11 на ФНД ГФН-100-0,6-ТИО	25	0,6	+5...+11	Б(а), II	32×5	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали 09Г2С группы В по ГОСТ 8731-2025, ГОСТ 8732-2025
	100				114×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
Газ на свечу от ЕД-11 ГА-100-0,6-ТИ (до огнепреградителя) ГА-100-0,6-НИ (после огнепреградителя)	100	0,6	+5...+36,4	Б(а), II	114×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01

Наименование участка трубопровода	DN, мм	P, МПа	Температура продукта, °С	Параметры трубопровода		
				Категория	D × s, мм	Тип трубы, материал
Пропарка емкости ДЕ-11 П-50-0,6-ТИ	50	0,6	-49,4...+164	B, IV	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
Подготовленная нефть от линии входа в насосную ВТ до АСН НП-200-1,6-ТИО	25	1,6	+20...+60	А(б), II	32×5	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали 09Г2С группы В по ГОСТ 8731-2025, ГОСТ 8732-2025
	200				219×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
Нефть на входе в АСН НП-150-1,6-ТИО	25	1,6	+20...+60	А(б), II	32×5	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали 09Г2С группы В по ГОСТ 8731-2025, ГОСТ 8732-2025
	150				159×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
Пропарка АСН П-50-0,6-ТИ	50	0,6	-49,4...+164	B, IV	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
Дренаж от АСН в ЕД-12 ДЗ-50-0,6-ТИО ДЗ-200-0,6-ТИО	25	0,6	+20...+60	А(б), II	32×5	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали 09Г2С группы В по ГОСТ 8731-2025, ГОСТ 8732-2025
	50				57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
	200				219×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01

Наименование участка трубопровода	DN, мм	P, МПа	Температура продукта, °С	Параметры трубопровода		
				Категория	D × s, мм	Тип трубы, материал
Розлив нефти от колодца (марка НВК) на вход в ДЕ-12 НН-80-0,6-ТИО НН-150-0,6-ТИО	80	0,6	+5...+60	А(б), II	89×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
	150				159×6	
Газ на ФНД от ЕД-12 ГФН-100-0,6-ТИО	100	0,6	+5...+60	Б(а), II	114×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
Откачка ДЕ-12 в линию некондиционной нефти от насосов 40Н-2Н1,2 на вход печей (PW60) ДН-80-1,6-ТИО	80	1,6	+5...+60	А(б), II	89×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
Дренаж с линии откачки ДЕ-12 ДЗ-20-1,6-ТИО до арматуры ДЗ-20-0,05-ТИО после арматуры	20	1,6 (до арматуры) / 0,6 (после арматуры)	+5...+60	А(б), II	25×3,5	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали 09Г2С группы В по ГОСТ 8731-2025, ГОСТ 8732-2025
Газ на свечу от ДЕ-13 ГА-100-0,6-ТИ (до огнепреградителя) ГА-100-0,6-НИ (после огнепреградителя)	100	0,6	+5...+36,4	Б(а), II	114×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
Пропарка емкости ДЕ-12 П-50-0,6-ТИ	50	0,6	-49,4...+164	В, IV	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
Закрытый дренаж в существующую емкость 40Е-1 ДЗ-80-0,6-ТИО	80	0,6	+5...+60	А(б), II	89×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01

Наименование участка трубопровода	DN, мм	P, МПа	Температура продукта, °С	Параметры трубопровода		
				Категория	D × s, мм	Тип трубы, материал
Открытый дренаж в существующую емкость 40Е-1 ДО-100-0,6-ТИО	100	0,6	+5...+60	А(б), II	114×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
Подготовленная нефть от резервуарного парка до насосной ВТ НП-300-1,6-ТИ	25	1,6	+20...+60	А(б), II	32×5	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали 09Г2С группы В по ГОСТ 8731-2025, ГОСТ 8732-2025
	300				325×8	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
Подготовленная нефть от насосной ВТ до существующего СИКН НП-200-10,0-ТИ	25	10,0	+20...+60	А(б), I	32×5	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали 09Г2С группы В по ГОСТ 8731-2025, ГОСТ 8732-2025
	200				219×10	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
Подготовленная нефть от насосов Н-1/4,5 в трубопровод нефти от существующих насосов ВТ Н-1/1,2,3 на вход в существующий СИКН НП-300-10,0-ТИ	300	10,0	+20...+60	А(б), I	325×8	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
Подготовленная нефть от существующих насосов ВТ (Н-1/1,2,3) в существующий СИКН НП-300-10,0-ТИ	300	10,0	+20...+60	А(б), I	325×8	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
Подготовленная нефть от насосов ВТ (Н-1/1,2,3,4,5) на вход в существующий СИКН НП-300-10,0-ТИ	300	10,0	+20...+60	А(б), I	325×8	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01

Наименование участка трубопровода	DN, мм	P, МПа	Температура продукта, °С	Параметры трубопровода		
				Категория	D × s, мм	Тип трубы, материал
Перемычка между входом и выходом в СИКН НП-300-10,0-ТИ	25	10,0	+20...+60	А(б), I	32×5	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали 09Г2С группы В по ГОСТ 8731-2025, ГОСТ 8732-2025
	200				219×10	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
Подготовленная нефть от СИКН в ТО-1,2,3 НП-300-10,0-ТИ	25	10,0	+20...+60	А(б), I	32×5	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали 09Г2С группы В по ГОСТ 8731-2025, ГОСТ 8732-2025
	300				325×12	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
Товарная нефть от ТО-1,2,3 в магистральный трубопровод НП-300-10,0-ТИ	25	10,0	+5...+20	А(б), I	32×5	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали 09Г2С группы В по ГОСТ 8731-2025, ГОСТ 8732-2025
	300				325×12	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
Дренаж учтенной нефти от трубопроводов в существующую емкость Е-10 ДЗ-50-10,0-ТИО до арматуры ДЗ-50-0,07-ТИО после арматуры	50	10,0	+20...+60	А(б), I	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
Дренаж неучтенной нефти от трубопроводов в существующую емкость Е-12 ДЗ-50-10,0-ТИО до арматуры ДЗ-50-0,07-ТИО после арматуры	50	10,0	+20...+60	А(б), I	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01

Наименование участка трубопровода	DN, мм	P, МПа	Температура продукта, °С	Параметры трубопровода		
				Категория	D × s, мм	Тип трубы, материал
Байпас между линией на теплообменники ТО-1,2,3 и линией от теплообменников ТО-1,2,3 в магистральный трубопровод НП-300-10,0-ТИ	300	10,0	+20...+60	A(б), I	325×12	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
Газ от ДЕ-13 на ФНД до Т.п. N20 ГФН-50-0,6-ТИО ГФН-200-0,6-ТИО	50	0,6	+5...+50	Б(а), II	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
	200				219×6	
Откачка ДЕ-13 в линию РW49 подачи нефти в печи (П-1-7, П-1-8) ДН-150-1,6-ТИО ДН-80-1,6-ТИО	80	1,6	+5...+50	A(б), II	89×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
	150				159×6	
Дренаж с линии откачки ДЕ-13 ДЗ-20-1,6-ТИО до арматуры ДЗ-20-0,05-ТИО после арматуры	20	1,6	+5...+50	A(б), II	25×3,5	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали 09Г2С группы В по ГОСТ 8731-2025, ГОСТ 8732-2025
Газ на свечу от ДЕ-13 ГА-50-0,6-ТИ (до огнепреградителя) ГА-50-0,6-НИ (после огнепреградителя)	50	0,6	+5...+50	Б(а), II	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
Пропарка емкости ДЕ-13 П-50-0,6-ТИ	50	0,6	+49,4...+164	В, IV	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
Газ от МКУ до Т.п. N18 «Газ на компрессорную станцию» (G40) ГВД-100-1,6-ТИО ГВД-150-1,6-ТИО	100	1,6	+35...+50	Б(а), II	114×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
	150				159×6	
Сброс на факел ВД с МКУ до Т.п. N19 ГФВ-100-0,6-ТИО ГФВ-150-0,6-ТИО	100	0,6	+5...+50	Б(а), II	114×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
	150				159×6	

Наименование участка трубопровода	DN, мм	P, МПа	Температура продукта, °С	Параметры трубопровода		
				Категория	D × s, мм	Тип трубы, материал
Газ от С-2-1,2,3,4,5, С-1-4,5, ДГ-1-1,2,3 на 2 линию МКУ ГВД-150-1,6-ТИО	150	1,6	+55	Б(а), II	159×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
Газ от С-3-1,2,3 на 1 линию МКУ ГНД-300-0,6-ТИО ГНД-250-0,6-ТИО	250	0,6	+55	Б(а), II	273×8	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
	300				325×8	
Азот от Т.п. N22 на МКУ АЗ-50-1,6-НИ	50	1,6	-60...+36,4	В,III	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
Азот на продувку С-4, ДЕ-13 АЗ-50-1,6-НИ	50	1,6	-60...+36,4	В,III	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
Газ от линии газа на 2 линию МКУ до сепаратора С-4 ГВД-150-1,6-ТИО	150	1,6	+35...+55	Б(а), II	159×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
Газ от сепаратора С-4 на факел ВД ГФВ-150-0,6-ТИО ГФВ-80-0,6-ТИО ГФВ-50-0,6-ТИО	50	0,6	+5...+55	Б(а), II	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
	80				89×6	
	150				159×6	
Сброс газа от СППК на сепараторе С-4 на факел ВД ГФВ-80-0,6-ТИО	80	0,6	+5...+55	Б(а), II	89×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
Сброс газа сепаратора С-4 на свечу ГА-50-1,6-ТИ (до огнепреградителя) ГА-50-1,6-ТИ (после огнепреградителя)	50	1,6	+5...+55	Б(а), II	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01

Наименование участка трубопровода	DN, мм	P, МПа	Температура продукта, °С	Параметры трубопровода		
				Категория	D × s, мм	Тип трубы, материал
Газ от сепаратора С-4 до линии газа на 2 ступень МКУ ГВД-150-1,6-ТИО	150	1,6	+35...+55	Б(а), II	159×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
Перемычка между линией входа газа на 2 линию МКУ и линией сброса газа на факел ВД с МКУ ГФВ-150-0,6-ТИО ГФВ-50-0,6-ТИО	50	0,6	+5...+50	Б(а), II	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
	150				159×6	
Пропарка С-4 П-50-0,6-ТИ	50	0,6	-49,4...+164	В, IV	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
Конденсат от С-4 в ДЕ-13 ГК-50-1,6-ТИО	50	1,6	+5...+55	А(б), II	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
Дренаж С-4 в ДЕ-13 ДЗ-50-1,6-ТИО	50	1,6	+5...+55	А(б), II	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
Дренаж МКУ в ДЕ-13 ДЗ-50-1,6-ТИО	50	1,6	+5...+55	А(б), II	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
Газ от ДГ-1/1÷3 на МКУ ГВД-80-1,6-ИО	80	1,6	+50...+55	Б(а), II	89×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности K52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01

Наименование участка трубопровода	DN, мм	P, МПа	Температура продукта, °С	Параметры трубопровода		
				Категория	D × s, мм	Тип трубы, материал
Перекрычка от линии ввода на сепаратор С-4 до линии ввода на 2 ступень МКУ ГВД-150-1,6-ТИО	150	1,6	+35...+55	Б(а), II	159×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
Газ от С-2-1,2,3, ДГ-1/1÷3 на 2 ступень МКУ	100	1,6	+50...+55	А(б), II	114×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
Газ от С-2-1,2,3 на 2 линию МКУ ГВД-100-1,6-ТИО	100	1,6	+50...+55	Б(а), II	114×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
Газ от ДГ-1-1,2,3 в коллектор газа на 2 линию МКУ ГВД-80-1,6-ТИО	80	1,6	+50...+55	Б(а), II	89×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
Конденсат газовый от трубопроводов в существующие дренажные емкости ДЕ-1-1,2 ДЗ-50-1,6-ТИО до арматуры ДЗ-50-0,07-ТИО после арматуры	50	1,6	+50...+55	А(б), II	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
		0,07				
Дренаж с трубопроводов в линию дренажа от сепаратора С-4 ДЗ-25-1,6-ТИО	25	1,6	+35...+55	А(б), II	32×5	Трубы бесшовные горячедеформированные из стали 09Г2С группы В по ГОСТ 8731-2025, ГОСТ 8732-2025
Закрытый дренаж от клапанной сборки 204-ТСV-01(Р) в существующую емкость ЕД-1 ДЗ-50-10,0-ТИО ДЗ-50-0,07-ТИО	50	10,0	+20...+60	А(б), I	57×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
		0,07				
Перекрычка от линии газа от С-3-1 до точки врезки в линию ГНД Ду200 ГНД-200-1,6-ТИО ГНД-200-0,6-ТИО	200	1,6	+55	Б(а), II	219×6	Трубы бесшовные горячедеформированные из низколегированной хладостойкой и коррозионностойкой стали, группы 4, класса прочности К52, в соответствии с требованиями ПАО «Газпром нефть» ТТТ-01.02.04-01
		0,6				

2.6 Сварка трубопроводов. Контроль сварных швов

Сборка труб, предварительный подогрев стыков труб перед сваркой, сварочные материалы, сварка стальных труб, контроль сварных соединений, требования к шву и зоне термического влияния должны соответствовать разработанной специализированной организацией и аттестованной в установленном порядке технологии сварки, и требованиям ГОСТ 32569-2013.

Непосредственное соединение в трассовых условиях разнотолщинных труб одного и того же диаметра или труб с деталями трубопроводов или арматурой при разнотолщинности до 1,5 толщины допускается при специальной разделке кромок более толстой трубы. Во всех случаях, когда толщина свариваемых кромок превышает 1,5 толщины стыкуемых труб, соединение следует выполнять с использованием переходного кольца. Длина переходного кольца, должна быть не менее 250 мм.

Типы сварочных швов должны соответствовать:

- для сварки труб – ГОСТ 16037-80 «Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры».
- для сварки металлоконструкций – ГОСТ 5264-80 «Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры».

Строительство стальных трубопроводов производить согласно технологическим картам с применением следующих видов сварки:

- ручной электродуговой штучными электродами;
- ручной и механизированной аргонодуговой (для корневого слоя шва);
- автоматической под флюсом;
- автоматической и механизированной в защитных газах;
- автоматической и механизированной самозащитной порошковой проволокой с принудительным и свободным формированием корня шва;
- автоматической дугоконтактной.

Выбор конкретного вида сварки, осуществляется подрядчиком в зависимости от условий строительства.

В целях снижения затрат и повышения производительности работ рекомендуется применять автоматические и механизированные виды сварки труб. Ручная дуговая сварка допускается при технической невозможности использования механизированных способов сварки.

Для автоматической и полуавтоматической сварки:

- для автоматической сварки под флюсом применять сварочную проволоку Св-08Г2С по ГОСТ 2246-70 и флюсы по ГОСТ 9087-81;
- для полуавтоматической сварки стыков труб применять самозащитные порошковые проволоки, аттестованные марки которых следует выбирать в соответствии с технологической картой.

Для ручной дуговой сварки применять электроды марки:

- для сварки труб из 09Г2С и металлоконструкций – электроды типа Э50А по ГОСТ 9467-75;

– для сварки труб из сталей группы 4 применять электроды типа Э-50А по ГОСТ 9467-75, AWS E7015, AWS E7018.

Требования к механическим свойствам сварных соединений:

– ударная вязкость металла шва и зоны термического влияния сварных (ЗТВ) соединений трубопроводов должна составлять не менее 20 Дж/см² на образцах KCV или не менее 30 Дж/см² на образцах KCU при температуре не выше минус 20 °С и не менее 35 Дж/см² на образцах KCV или не менее 50 Дж/см² на образцах KCU при температуре плюс 20 °С;

– твердость металла шва и ЗТВ сварных соединений трубопроводов из стали группы 4 не должна превышать 240 HV₁₀ или 240 HB соответственно.

Контроль сварных соединений технологических трубопроводов выполняется в соответствии с разделом 12.3 ГОСТ 32569-2013. Объем неразрушающего контроля сварных соединений принимается согласно п.12.3.5 ГОСТ 32569-2013 в зависимости от категории трубопровода. Неразрушающий контроль сварных соединений выполняется радиографическим (РД) или ультразвуковым методом (УЗД), конкретный метод контроля (РД, УЗД или оба в сочетании) выбирается организацией выполняющей контроль, с целью более полного и точного выявления дефектов конкретного сварного шва. Сварные швы трубопроводов должны быть равнопрочны основному металлу труб.

2.7 Анतिकоррозионные покрытия

Защита трубопроводов и металлоконструкций от коррозии должна обеспечивать их безаварийную работу на весь период эксплуатации.

Выбор вида и системы защиты от коррозии наружной поверхности трубопроводов осуществляется в зависимости от способа и условий их прокладки, характера и степени коррозионной активности внешней среды, вида и параметров транспортируемых веществ.

Срок службы лакокрасочных покрытий (ЛКП) для защиты от атмосферной коррозии наружной поверхности трубопроводов и арматуры под теплоизоляцией должен составлять не менее 10-15 лет. Срок службы антикоррозионных покрытий наружной поверхности трубопроводов, арматуры без теплоизоляции, а также металлоконструкций должен составлять не менее 15-20 лет в атмосфере с категорией коррозионной активности С3 по ГОСТ 34667.2-2020.

Перед началом работ производитель должен проверить все поверхности, предназначенные для нанесения ЛКП и подготовить их согласно требованиям инструкции поставщика красок и Стандарта предприятия на покраску. Степень очистки поверхности не менее Sa2,5 или St3 согласно ГОСТ 34667.4-2020. Качество подготовки металлической поверхности должно быть проконтролировано по степени очистки от окислов, шероховатость поверхности и устранению дефектов (заусенцы, острые кромки, сварочные брызги и т.д.), степени запыленности, содержанию солей и обезжириванию участков.

Работы по подготовке антикоррозионных материалов и их нанесения должны выполняться в соответствии с требованиями инструкции поставщика.

Для защиты от атмосферной коррозии наружной поверхности трубопроводов, арматуры без теплоизоляции и металлоконструкций применить систему на основе полиуретановых покрытий с покрывным слоем стойким к ультрафиолетовому излучению покрытий общей толщиной 200 мкм:

- цинконаполненная полиуретановая грунтовка – один слой толщиной 80 мкм;
- полиуретановое покрытие – один слой толщиной 60 мкм;

- акрил-уретановая эмаль стойкая к ультрафиолетовому излучению – один слой толщиной 60 мкм.

Для защиты от атмосферной коррозии наружной поверхности трубопроводов, арматуры с теплоизоляцией в полевых условиях применить следующую систему покрытий общей толщиной 200 мкм:

- цинконаполненная полиуретановая грунтовка – один слой толщиной 80 мкм;
- полиуретановое покрытие – два слоя толщиной по 60 мкм каждый;

Защиту стальных подземных трубопроводов без теплоизоляции в трассовых условиях необходимо выполнять покрытием усиленного согласно ГОСТ Р 51164-98 следующей конструкции:

- Грунтовочный слой: грунтовка битумная или битумно-полимерная;
- Промежуточный слой: лента полимерно-битумная, толщиной не менее 2,0 мм (в два слоя);
- Покрывной слой: обертка защитная полимерная с липким слоем, толщиной не менее 0,6 мм.

Возможно применение других покрытий для защиты от почвенной коррозии в соответствии с рекомендованными конструкциями защитных покрытий усиленного типа согласно ГОСТ Р 51164-98.

Контроль покрытий для защиты от почвенной коррозии, наносимых в трассовых условиях, должен выполняться согласно правилам Изготовителя и методическому документу №М-01.07.04.01-03 с учетом требований п.6.2 ГОСТ Р 51164-98 по адгезии в нахлесте, адгезии к стали, прочности при ударе и сплошности.

3 Электрохимическая защита

Настоящий раздел объекта по Реконструкция установки подготовки нефти Чаяндинского НГКМ. Целью работы определение необходимости активной защиты проектируемых подземных коммуникаций по проекту «Реконструкция установки подготовки нефти Чаяндинского НГКМ»». Обоснование принятых проектных решений по проектированию системы ЭХЗ трубопроводов выполнено в соответствии с требованиями и рекомендациями нормативно-технических документов, представленных в п.3.1.

3.1 Нормативные ссылки

Проектные технические решения раздела разработаны с учетом следующих положений и требований законодательных актов РФ и основных нормативно-технических документов:

- ГОСТ 9.602-2016 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии».
- ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».
- ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования».

3.2 Термины и определения

В настоящем документе применены следующие термины с соответствующими определениями.

Блуждающие токи - токи в трубопроводе, возникающие вследствие работы посторонних источников тока постоянного или переменного напряжения (электрифицированный транспорт, сварочные агрегаты, устройства электрохимической защиты посторонних сооружений и пр.).

Коррозия – разрушение материала трубопровода под воздействием окружающей среды.

Электрохимическая защита – защита от коррозии, осуществляемая катодной поляризацией сооружения до потенциала определенной величины от внешнего источника тока (катодная защита) или путем соединения с протектором, имеющим более отрицательный потенциал относительно защищаемого сооружения (протекторная защита).

3.3 Сокращения

ЭХЗ – электрохимическая защита.

3.4 Общие данные

Согласно Техническому Заданию на проектирование район строительства характеризуется следующими температурами:

- Абсолютная минимальная температура – минус 61 °С;
- Абсолютная максимальная температура – плюс 39 °С;
- Температура наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 – минус 49 °С.

Надземные сооружения не подлежат электрохимической защите согласно ГОСТ Р 51164-98 п.3.3

Долговечность, надёжность подземных сооружений и их безопасная эксплуатация непосредственно зависит от правильного выбора и качества применяемых систем противокоррозионной защиты.

3.5 Критерии защиты от коррозии

По результатам бурения и лабораторных исследований на основании пространственной изменчивости частных значений показателей физических свойств грунтов, определенных лабораторными методами, с учетом данных о геологическом строении и литологических особенностях и в соответствии с требованиями ГОСТ 20522-2012, СП 22.13330.2016, СП 25.13330.2012, ГОСТ 25100-201 в разрезе выделены 17 инженерно-геологических элементов (ИГЭ). Степень агрессивного воздействия грунта на арматуру железобетонных конструкций СП 28.13330.2017 – неагрессивная. Согласно СП 28 13330 2017, таблица Х.5, степень агрессивного воздействия грунтов на металлические конструкции ниже уровня подземных вод – слабоагрессивная, выше уровня подземных вод - слабоагрессивная. Коррозионная агрессивность грунтов по отношению к углеродистой и низколегированной стали низкая.

В соответствии с ведомостью (Приложение Ю 8765-2-ГПНЗ1801-ГТНГ-ИИ.ИГИ.01.03_8765-2-ИГИ-2.1.3_У02) коррозионной активностью грунтов удельное электрическое сопротивление грунтов изменяется от 130 до 2300 Ом·м.

На участке размещения проектируемых коммуникаций и сооружений блуждающие токи не обнаружены (Приложение Я 8765-2-ГПНЗ1801-ГТНГ-ИИ.ИГИ.01.03_8765-2-ИГИ-2.1.3_У02)

Согласно п.6.6 ГОСТ 9.602-2016 и п.15.2.1 ГОСТ Р55990-2014 учитывая отсутствие блуждающих токов и низкую коррозионную агрессивность грунтов допускается электрохимическую защиту подземных сооружений для данного проекта не применять. Для минимизации агрессивного воздействия грунта, защита подземных трубопроводов и оборудования выполняется с использованием антикоррозионных покрытий (см. п.3.6).

3.6 Пассивная защита проектируемого трубопровода

Пассивная защита проектируемого трубопровода осуществляется использованием антикоррозионных покрытий. Конструкция и требования к антикоррозионному покрытию соответствуют требованиям раздела 2.

Приложение А

Перечень законодательных актов РФ и нормативно-технических документов

1 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (с изменениями на 31 января 2023 года) (Утвержден: Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 г. № 534).

2 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» (Утвержден: Постановлением Правительства Российской Федерации от 15.12.2020 г. № 533).

3 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением» (Утвержден: Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 г. № 536).

4 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности складов нефти и нефтепродуктов» (с изменениями на 18 марта 2025 года), утвержденные Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 529.

5 ГОСТ Р 58367-2019 «Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование» (Утвержден: Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 12 марта 2019 г. № 82-ст.).

6 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (с изменениями на 8 августа 2024 года) (редакция, действующая с 1 сентября 2025 года). Федеральный закон от 21.7.1997 № 116-ФЗ.

7 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (с изменениями на 31 июля 2025 года). Утвержден: Государственная Дума, Федеральный закон № 123-ФЗ от 22.07.2008 г.

8 «О пожарной безопасности» (с изменениями на 31 июля 2025 года). Утвержден: Государственная Дума, Федеральный закон № 69-ФЗ от 21.12.1994 г.

9 СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности». Утвержден: МЧС России, Приказ № 302 от 17.06.2015 г.

10 СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности». Утверждены и введены в действие приказом МЧС России от 25.03.2009 № 182.

11 «Руководство по безопасности факельных систем» Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 22 декабря 2021 г. № 450.

12 Постановление Правительства РФ от 16 февраля 2008 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» (с изменениями на 21 октября 2025 года).

13 ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия». Утвержден: Госстандарт России, Постановление № 2-ст от 08.01.2002.

14 ГОСТ 1510-2022 «Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение». Утвержден: Госстандарт СССР, Постановление № 518-ст от 23.06.2022 г.

15 ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования». Утвержден: Росстандарт, Приказ № 278-ст от 01.04.2014 г.

16 ГОСТ 15150-69 «Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации,

хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды». Утвержден: Госстандарт СССР, Постановление № 1394 от 29.12.1969 г.

17 ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». Постановление Госстандарта СССР от 29.09.1988 № 3388.

18 ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности». Утвержден: Госстандарт СССР 10.03.1976 г., постановление № 579.

19 ВНТП 5-95. «Нормы технологического проектирования предприятий по обеспечению нефтепродуктами (нефтебаз)». Утвержден: Приказом Минтопэнерго России 3.04.95 №64.

20 СП 155.13130.2014 «Склады нефти и нефтепродуктов. Требования пожарной безопасности». Утвержден и введен в действие МЧС России 26.12.2013, приказ № 837. Зарегистрирован Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии 24.02.2014.

21 Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 26 декабря 2012 г. № 777 «Руководство по безопасности для нефтебаз и складов нефтепродуктов».

22 ВНТП 01/87/04-84 «Объекты газовой и нефтяной промышленности, выполненные с применением блочных и блочно-комплектных устройств. Нормы технологического проектирования». Утвержден: Миннефтегазстрой СССР, ВНТП № 01/87/04-84 от 01.04.1984

23 ГОСТ Р 8.596-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. «Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения». Утвержден: Госстандарт России, Постановление № 357-ст от 30.09.2002 г.

24 ГОСТ 8.587-2019 «Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений». Утвержден: Росстандарт, Приказ № 1170-ст от 14.11.2019 г.

25 ГОСТ Р 8.1016-2022 Государственная система обеспечения единства измерений «Измерения количества добываемых из недр нефти и попутного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования». Утвержден: Росстандарт, Приказ № 1638-ст от 27.12.2022 г.

26 СП 62.13330.2011* «Газораспределительные системы». Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002. С изменением N 1». Утвержден: Минрегион России, Приказ № 780 от 27.12.2010 г.

27 СП 42-101-2003 «Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб» № 112. Утвержден: Госстрой России, Постановление № 112 от 26.06.2003 г.

28 Правительство Российской Федерации. Постановление от 20 ноября 2000 года № 878 «Об утверждении Правил охраны газораспределительных сетей» (с изменениями от 17.05.2016 г.).

29 Правительство Российской Федерации. Постановление от 29 октября 2010 года № 870 «Об утверждении технического регламента о безопасности сетей газораспределения и газопотребления» (с изменениями на 14 декабря 2018 года).

30 СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003». Утвержден: Минрегион России, Приказ № 608 от 27.12.2011 г.

31 ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах». Утвержден Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии приказом № 331-ст от 08.04.2014 г. и Межгосударственным Советом по стандартизации, метрологии и сертификации протоколом №44-2013 от 14.11.2013 г.

32 ГОСТ 32388-2013 «Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия». Утвержден Федеральным агентством

по техническому регулированию и метрологии приказом №304-ст от 03.04.2014 г. и Межгосударственным Советом по стандартизации, метрологии и сертификации протоколом № 60-П от 18.10.2013 г.

33 СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы». Утвержден: Госстрой СССР, Постановление № 72 от 07.05.1984 г.

34 ПУЭ, шестое издание 1985 г. с изменениями 1999 г. и седьмое издание, 1999-2003 г. Правила устройства электроустановок.

35 СП 484.1311500.2020 «Системы противопожарной защиты. Системы пожарной сигнализации и автоматизация систем противопожарной защиты. Нормы и правила проектирования». МЧС России, Приказ № 582 от 31.07.2020 г.

36 СП 485.1311500.2020 «Системы противопожарной защиты. Установки пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования». МЧС России, Приказ № 628 от 31.08.2020 г.

37 СП 406.1325800.2018 «Трубопроводы магистральные и промысловые стальные для нефти и газа. Монтажные работы. Сварка и контроль ее выполнения». Утверждены: Министерство строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации, Приказ № 596/пр от 19.09.2018 г.

38 СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ». Утверждены: Министерство строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации, Приказ № 978/пр от 16.12.2016 г.

39 СП 86.13330.2022 «Магистральные трубопроводы» (раздел 11). Министерство строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации, Приказ № 285/пр от 14.04.2022 г.

40 СП 3.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре. Требования пожарной безопасности». МЧС России, № 173 от 25.03.2009 г.

41 «Правила противопожарного режима в Российской Федерации» (с изменениями на 3 февраля 2025 года). Постановление Правительства РФ от 16.09.2020 г. № 1479.

42 «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» (с изменениями на 25 декабря 2023 года). Федеральный закон от 30.12.2009, № 384-ФЗ.

43 ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ «Взрывобезопасность. Общие требования». Утвержден: Постановление Госстандарта СССР от 28.06.1976 № 1581.

44 ГОСТ 12.2.063-2015 «Арматура трубопроводная. Общие требования безопасности». Утвержден: Росстандарт, Приказ № 439-ст от 26.05.2015 г.

45 ГОСТ 356-80 «Арматура и детали трубопроводов. Давления условные, пробные и рабочие. Ряды». Утвержден: Госстандарт СССР, Постановление № 444 от 29.01.1980 г.

46 ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии». Утвержден и введен в действие: Постановлением Госстандарта России от 23 апреля 1998 г. № 144.

47 ГОСТ 9544-2015 «Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов». Утвержден: Росстандарт, Приказ № 440-ст от 26.05.2015 г.

48 ГОСТ 33259-2015 «Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на номинальное давление до PN 250. Конструкция, размеры и общие технические требования». Утвержден: Росстандарт, Приказ № 443-ст от 26.05.2015 г.

49 ГОСТ Р 52376-2005 «Прокладки спирально-навитые термостойкие. Типы. Основные размеры». Утвержден: Росстандарт, Приказ № 229-ст от 20.09.2005 г.

50 АТК 24.200.02-90 «Заглушки стальные фланцевые. Конструкция, размеры и технические требования». Утвержден: Минтяжмаш СССР, Указание № ВА-002-1-6288 от 19.06.1990 г.

51 Приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 27.11.2020 г. №834н «Об утверждении Правил по охране труда при использовании отдельных видов химических веществ и материалов, при химической чистке, стирке, обеззараживании и дезактивации».

52 ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. «Пожарная безопасность. Общие требования». Утвержден: Госстандарт СССР, Постановление № 875 от 14.06.1991 г.

53 ГОСТ 31610.20-1-2020 «Взрывоопасные среды. Часть 20-1. Характеристики веществ для классификации газа и пара. Методы испытаний и данные». Утвержден: Росстандарт, Приказ № 886-ст от 21.10.2020.

54 ГОСТ 17375-2001 «Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Отводы крутоизогнутые типа 3D (R=1,5 DN). Конструкция». Принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации. Протокол № 20 от 1.11.01.

55 ГОСТ 17376-2001 «Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Тройники. Конструкция». Принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации. Протокол № 20 от 01.11.01.

56 ГОСТ 17378-2001 «Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Переходы. Конструкция». Принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации. Протокол № 20 от 01.11.01.

57 ГОСТ 17379-2001 «Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Заглушки эллиптические. Конструкция». Принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации Протокол № 20 от 01.11.01.

58 ГОСТ 33260-2015 «Арматура трубопроводная. Металлы, применяемые в арматуростроении.» Принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 27 марта 2015 г. № 76-П).

59 ГОСТ 15180-86 «Прокладки плоские эластичные. Основные параметры и размеры». Утвержден Госстандартом СССР, постановлением № 2786 от 24.09.1986 г.

60 ГОСТ 27772-2021 «Прокат для строительных стальных конструкций. Общие технические условия». Утвержден Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии приказом № 1658-ст от 30.11.2021 г. и Межгосударственным Советом по стандартизации, метрологии и сертификации с 01.08.2022 г.

61 ОСТ 36-146-88 «Опоры стальных технологических трубопроводов на Ру до 10 МПа. Технические условия». Утвержден: Минмонтажсестрой СССР с 01.01.1989 г.

62 ГОСТ 8731-2025 «Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические условия». Утвержден: Росстандарт, Приказ 1680-ст от 10.12.2025 г.

63 ГОСТ 8732-2025 «Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент». Утвержден: Росстандарт, Приказ 1681-ст от 10.12.2025 г.

64 ГОСТ 31447-2012 «Трубы стальные сварные для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Технические условия». Утвержден: Росстандарт, Приказ № 143-ст от 05.06.2013 г.

65 ГОСТ 10704-91 «Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент». Утвержден: Госстандарт СССР, Постановление № 1743 от 15.11.1991 г. Изменения Введены с 01.12.2021 Официальный сайт Росстандарта России rst.gov.ru по состоянию на 09.12.2021 г.

66 ГОСТ 10706-76 «Трубы стальные электросварные прямошовные. Технические требования». Утв. Госстандарт СССР, Постановление № 892 от 22.04.1976 г.

67 ГОСТ 31448-2012 «Трубы стальные с защитными наружными покрытиями для магистральных газонефтепроводов. Технические условия». Принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 15 марта 2012 г. № 49).

68 СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ». Утверждены: Министерство строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации, Приказ № 978/пр от 16.12.2016 г.

69 СП 406.1325800.2018 «Трубопроводы магистральные и промышленные стальные для нефти и газа. Монтажные работы. Сварка и контроль ее выполнения». Утвержден: Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации, Приказ № 596/пр от 19.09.2018 г.

70 ГОСТ 2246-70 Проволока стальная сварочная. Технические условия. Утвержден: Государственным комитетом стандартов Совета Министров СССР, Постановление № 952 от 23.06.1970 г.

71 ГОСТ 9087-81 «Флюсы сварочные плавные. Технические условия». Утвержден: Государственный комитет СССР по стандартам, Постановление № 2605 от 26.05.1981 г.

72 ГОСТ 8733-74 «Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные и теплодеформированные. Технические требования». Утвержден: Постановлением государственного комитета СССР по стандартам от 19.11.74 г. № 2561.

73 ГОСТ 8734-75 «Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные. Сортамент». Утвержден: постановлением Госстандарта СССР от 13.10.1975 г. № 2604.

74 ГОСТ 32528-2013 «Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические условия». Утвержден Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии приказом № 98-ст от 18.02.2015 г. и Межгосударственным Советом по стандартизации, метрологии и сертификации протоколом № 44-2013 от 14.11.2013 г.

75 ГОСТ 16037-80 «Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры». Утвержден: постановлением Государственного комитета СССР по стандартам 24.04.80 № 1876.

76 ГОСТ 5264-80 «Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры». Утвержден: постановлением Государственного комитета СССР по стандартам 24.07.80 № 3827.

77 ГОСТ 9467-75 «Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки конструкционных и теплоустойчивых сталей. Типы». Утвержден: постановлением Государственного комитета стандартов Совета Министров СССР 27.03.75 № 780.

78 ГОСТ 12.1.003-2014 «Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности». Утвержден: Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 декабря 2014 г. № 2146-ст и Межгосударственным Советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 5 декабря 2014 г. № 46).

79 Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 16.12.2020 г. № 915н «Правила по охране труда при хранении, транспортировании и реализации нефтепродуктов» (с изменениями на 29 апреля 2025 года).

80 ГОСТ 12.3.002-2014 «Система стандартов безопасности труда. Процессы производственные. Общие требования безопасности». Принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 30 сентября 2014 г. № 70-П).

81 СП 56.13330.2021 «Свод правил. Производственные здания. Утвержден: приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации (Минстрой России) от 27 декабря 2021 г. № 1024/пр и введен в действие с 28 января 2022 г.

82 СП 1.13130.2020 «Системы противопожарной защиты. Эвакуационные пути и выходы». Утверждены: МЧС России, Приказ № 194 от 19.03.2020 г.

83 СП 4.13130.2013 «Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям». Утвержден: МЧС России, Приказ № 288 от 24.04.2013 г.

84 ВСН 005-88 «Строительство промысловых стальных трубопроводов. Технология и организация». Утвержден: Миннефтегазстрой СССР, Приказ № 332 от 01.11.1988 г.

85 ВСН 011-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание». Утвержден: Миннефтегазстрой 27.12.1988 г.

86 СТО Газпром 2-2.1-389-2009 «Нормы технологического проектирования горизонтально-факельных установок и нейтрализаторов промстоков для объектов добычи газа». Утвержден распоряжением ОАО «Газпром» от 29.06.2009 № 195.

Приложение Б

Переписка и протоколы



№ ГПВН-ГПН-25-0960 От 19.09.2025г.

На _____ От _____

Запрос исходных данных для выполнения
МТБ, ГР, ТС по ЧНГКМ

Начальнику управления по проектно-
изыскательским работам и
взаимодействию с надзорными органами
ООО «Газпромнефть-Заполярье»

Е.О. Гельману
GPN-Zapolar@yamal.gazprom-neft.ru

Уважаемый Евгений Олегович!

Для выполнения расчетов МТБ просим Вас предоставить следующие исходные данные:

1. Прошу подтвердить профиль поступления нефти, жидкости и газа ЧНГКМ, а также жидкости и нефти (углеводородной фазы) с ДНС ТЮ НГКМ, представленный в Приложении 2 к изменению № 3 к заданию на проектирование «Реконструкция установки подготовки нефти ЧНГКМ».
2. Компонентные составы нефти и газа стандартной сепарации (растворенного газа), а также прорывного газа (газа газовых шапок), указать газовый фактор по растворенному газу.
3. Компонентный состав жидкости (обводненная нефть со стабильным конденсатом и обезвоженная нефть со стабильным конденсатом), поступающей с ДНС ТЮ НГКМ.
4. Также прошу согласовать входные параметры пластовой смеси Чаяндинской НГКМ на холодный и теплый периоды времени, принятые по фактическим данным работы установки:
 - давление: до 1, 49 МПа(изб.);
 - температура: на холодный период времени до минус 12 0С, на теплый период времени до минус 9 0С.

С уважением,

**Заместитель главного инженера –
начальник управления по
проектированию объектов
капитального строительства**

М.А. Свитов

Монтлевич Ю.В.
Тел. (846) 276 26 00, доб.44-38
[e-mail: Yuliya.Montlevich@Giprovostokneft.ru](mailto:Yuliya.Montlevich@Giprovostokneft.ru)

Россия, 443041, Самарская область,
г. Самара, ул. Красноармейская, д. 93

Тел.: (846) 276-26-30
Факс: (846) 276-26-24

gipvn@gipvn.ru
www.gipvn.ru



Общество с ограниченной ответственностью
«Газпромнефть-Заполярье»
(ООО «Газпромнефть-Заполярье»)

Для корреспонденции: ул. 50 лет Октября, д. 8Б, г. Тюмень, 625048
Тел.: +7(3452)53 90 27
e-mail: GPN-Zapolar@yandex.ru
ОКПО 64501745, ОГРН 1097746829740, ИНН 7728720448, КПП 890401001

№ _____
на № _____ от _____

**Заместителю главного инженера –
начальнику управления по
проектированию объектов капитального
строительства
АО «Гипровостокнефть»**

М.А. Свитову

О выдаче ИД, ЧНФ1-УПН.Р1

ГПВН-ГПН-25-0960 от 19.06.2025

Уважаемый Михаил Александрович!

По объекту «Реконструкция установки подготовки нефти на Чаяндинском МГКМ»
аправляем исходные данные для расчета МТБ:

1. Профиль поступления нефти, жидкости и газа ЧНГКМ, а также
подготовленной нефти (углеводородной фазы) с ДНС ТЮ НГКМ, принять согласно
Приложению 2 к изменению № 3 к заданию на проектирование «Реконструкция
установки подготовки нефти ЧНГКМ» (см. Приложение № 1 к письму).

2. Компонентный состав пластовой нефти принять по данным пробы № 246,
Ботубинский пласт, скв. № 1ОЦ (см. Приложение 2).

3. Компонентный состав газа стандартной сепарации (растворенного газа)
принять по данным пробы № 246, Ботубинский пласт, скв. № 1ОЦ (см.
Приложение 3).

4. Компонентный состав прорывного газа (газа газовых шапок) принять по
данным Ботубинского пласта, скв. № 2-ГР (Приложение 4).

5. Соотношение количества растворенного газа к количеству добываемого
газа принять следующим:

- 2028 г - 7,18 %;
- 2029 г - 5,84 %;
- 2030 г - 4,84 %.

6. Компонентный состав углеводородной части жидкости (обезвоженная
нефть со стабильным конденсатом), поступающей с ДНС ТЮ НГКМ принять
согласно Приложению 5.

7. Согласовываем входные параметры пластовой смеси Чаяндинской НГКМ:

- давление: до 1,49 МПа(изб.);
- температура: на холодный период времени до минус 12 0С, на
теплый период времени до минус 9 0С.

Пер. № 11/6.1/004423-03
от 12.03.2026



**ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-
ЗАПОЛЯРЬЕ»**

АО «Гипровостокнефть»
Получено 13.03.2026
Вх. № ВХ-1573-26

Приложение 1 - Профиль

	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
с ТЮ (ННП ТЮ - ЧНГКМ)																								
Добыча нефти, тыс.т	271,9	1305,4	1535,2	1365,0	1239,8	1303,8	1203,5	1061,3	1012,9	986,3	894,7	818,9	740,5	629,9	534,6	469,3	410,0	361,1	322,4	292,6	267,1	243,4	223,2	204,5
с ЧНГКМ																								
Жидкость, тыс.т	3681,0	3707,0	3605,0	3318,0	2966,0	2645,0	2404,0	2207,0	2062,0	1979,0	1956,0	2042,0	2011,0	1913,0	1808,0	1659,0	1600,0	1573,0	1545,0	1509,0	1443,0	1376,0	1637,0	1633,0
Добыча нефти, тыс.т	2473,0	2109,0	1838,0	1570,0	1303,0	1112,0	961,0	840,0	734,0	652,0	572,0	507,0	452,0	405,0	366,0	321,0	290,0	261,0	235,0	216,0	198,0	178,0	160,0	147,0
ПНГ, млрд м3	2,7	2,7	2,9	3,0	2,4	2,0	1,6	1,4	1,1	0,9	0,7	0,5	0,4	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
Физико-химические свойства нефти Тас-Юряхского мр																								
Молекулярная масса	г/моль	191,00																						
Содержание общей серы, не более	% мас.	0,83																						
Содержание смол, не более	% мас.	10,70																						
Содержание асфальтенов, не более	% мас.	0,56																						
Содержание парафинов, не более	% мас.	1,22																						
Плотность при температуре 20 °С	% мас.	842,10																						
Кинематическая вязкость	сСт	9,56																						
ДНП I, (истин. упр.пар. Reid 37,8 °С)	кПа	96,17																						
Компонентный состав нефти Тас-Юряхского мр																								
Метан	% мас.	0,0041																						
Этан	% мас.	0,3650																						
Пропан	% мас.	0,3690																						
изо-Бутан	% мас.	0,4912																						
н-Бутан	% мас.	1,9681																						
изо-Пентан	% мас.	0,2966																						
н-Пентан	% мас.	0,6399																						
С6+	% мас.	96,1942																						

Приложение 2 – Состав пластовой нефти

Состав пластовой нефти по скважинам Чаяндинского месторождения

Приложение 9.4

Продуктивный пласт	№ скважины	№ пробы	Исследование	Содержание, %мол.																Молекулярная масса	Примечание
				H ₂	He	N ₂	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₅ H ₁₂	n-C ₅ H ₁₂	C ₆	C ₇	C ₈	C ₉	C ₁₀₊		
1	2	3	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Бот.	10Ц	246*	станд сеп	0,001	0,006	0,620	0,009	31,508	6,258	4,220	0,782	2,419	0,936	1,711	2,227	2,777	2,953	2,761	40,810	163,1	
Бот.	10Ц	205*	станд сеп	0,001	0,008	0,592	0,005	29,287	6,016	4,244	0,853	2,549	1,129	1,847	2,732	3,496	3,539	3,159	40,544	170,3	
Бот.	10Ц	196*	станд сеп	0,002	0,010	0,686	0,012	29,891	6,312	4,423	0,840	2,562	1,135	1,840	2,718	2,463	2,236	3,150	41,720	168,5	
Средний состав пластовой нефти по скважине				Все пробы по скважине отбракованы																	
Бот.	20Ц	816	станд сеп	0,004	0,018	0,881	0,005	35,198	6,741	4,445	0,851	2,558	1,006	1,588	2,203	2,705	2,725	2,433	36,642	152,1	
Бот.	20Ц	199	станд сеп	0,004	0,015	1,017	0,013	35,958	6,813	4,416	0,882	2,484	0,987	1,546	2,293	2,062	2,596	2,372	36,542	147,4	
Бот.	20Ц	818	станд сеп	0,005	0,018	1,043	0,061	36,068	6,856	4,396	1,070	2,844	0,974	1,582	2,141	2,030	2,376	2,338	36,198	143,0	
Средний состав пластовой нефти по скважине				0,004	0,017	0,980	0,026	35,741	6,803	4,419	0,934	2,629	0,989	1,572	2,212	2,266	2,566	2,381	36,461	147,500	
Бот.	40ПР	ВН-01	станд сеп	0,006	0,038	1,102	0,017	39,287	7,273	4,702	0,944	2,605	1,043	1,643	2,268	3,052	3,230	2,757	30,032	155,8	
Бот.	40ПР	ВН-02	станд сеп	0,006	0,037	1,076	0,017	38,377	7,096	4,629	0,947	2,512	1,061	1,728	2,139	3,204	3,538	2,579	31,054	159,8	
Бот.	40ПР	ВН-03*	станд сеп	0,006	0,037	1,076	0,017	38,377	7,096	4,629	0,947	2,512	1,061	1,728	2,139	3,204	3,538	2,579	31,054	159,8	
Средний состав пластовой нефти по скважине				0,006	0,038	1,089	0,017	38,832	7,185	4,666	0,946	2,559	1,052	1,686	2,204	3,128	3,384	2,668	30,543	157,800	
Бот.	50ПР	ВН-01*	станд сеп	0,012	0,005	0,619	0,019	35,149	7,722	5,932	1,273	3,068	1,312	1,850	2,460	3,162	3,236	2,665	31,519	162,8	
Бот.	50ПР	ВН-02*	станд сеп	0,012	0,005	0,609	0,018	31,060	7,620	5,907	1,280	3,125	1,361	1,950	2,646	3,441	3,542	2,925	34,499	175,8	
Бот.	50ПР	ВН-03*	станд сеп	0,012	0,005	0,611	0,018	29,496	7,649	5,941	1,290	3,159	1,381	1,985	2,704	3,525	3,632	3,001	35,591	181,4	
Средний состав пластовой нефти по скважине				Все пробы по скважине отбракованы																	
Бот.	1062н	3428	станд сеп	0,004	0,016	0,949	0,012	30,826	6,721	3,533	0,520	1,337	0,555	0,933	1,875	1,895	3,429	2,698	44,698	165,7	ООО "Геохим"
Бот.	1062н	30030	станд сеп	0,003	0,016	0,972	0,013	30,620	6,592	3,244	0,476	1,272	0,569	0,989	1,953	2,330	3,552	2,842	44,556	170,8	ООО "Геохим"
Бот.	1062н	30213	станд сеп	0,004	0,019	1,122	0,006	31,340	7,128	3,604	0,513	1,360	0,563	0,966	1,819	2,111	3,443	2,770	43,232	166,2	ООО "Геохим"
Бот.	1062н	402	станд сеп	0,003	0,036	0,383	0,009	38,652	6,179	3,309	0,525	1,340	0,740	0,855	1,593	2,030	3,013	2,457	38,877	146,1	ООО "Геохим"
Бот.	1062н	30579	станд сеп	0,002	0,016	0,808	0,015	33,521	6,297	2,952	0,449	1,141	0,868	0,901	1,859	2,325	3,157	2,550	43,140	158,3	ООО "Геохим"
Бот.	1062н	30565	станд сеп	0,002	0,021	2,023	0,022	33,599	6,123	2,365	0,328	0,896	0,805	0,852	1,800	2,021	3,229	2,577	43,336	159,4	ООО "Геохим"
Бот.	1062н	30069	станд сеп	0,002	0,018	0,925	0,009	32,310	6,495	3,069	0,434	1,184	0,897	0,941	1,943	2,067	3,403	2,661	43,641	164,9	ООО "Геохим"
Бот.	1062н	30579	станд сеп	0,002	0,018	1,074	0,012	35,844	6,082	3,549	0,588	1,854	0,620	0,985	1,307	2,159	2,446	2,242	41,219	159,90	ФГАОУ ВО «Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В. Ломоносова»
Бот.	1062н	30565	станд сеп	0,005	0,019	1,111	0,011	35,540	6,123	3,625	0,604	1,865	0,616	0,994	1,358	1,948	2,771	2,762	40,649	157,19	
Бот.	1062н	3428	станд сеп	0,006	0,020	1,132	0,018	34,002	6,222	3,729	0,638	1,935	0,607	0,973	1,242	2,056	2,709	2,651	42,060	165,15	
Бот.	1062н	30579	диф	0,003	0,019	1,189	0,031	37,820	5,444	2,147	0,295	0,814	0,304	0,629	1,240	2,087	2,637	2,444	42,897	161,82	
Бот.	1062н	3428	стун	0,007	0,022	1,266	0,021	36,982	5,996	2,525	0,321	0,834	0,324	0,554	1,210	1,953	2,596	2,401	42,989	160,96	
Средний состав пластовой нефти по скважине				Все пробы по скважине отбракованы																	

Продуктивный пласт	№ скважины	№ пробы	Исследование	Содержание, %мол.																Молекулярная масса	Примечание
				H ₂	He	N ₂	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₅ H ₁₂	n-C ₅ H ₁₂	C ₆	C ₇	C ₈	C ₉	C ₁₀₊		
Бот.	1061н	MPSR 791	станд сеп	0,005	0,014	0,978	0,010	36,928	6,572	4,326	0,811	2,476	0,896	1,429	2,027	2,707	3,283	2,740	34,801	152,1	
Бот.	1061н	MPSR 791	ступ	0,003	0,013	0,962	0,011	37,144	6,419	3,806	0,706	2,089	0,802	1,264	1,899	2,995	3,262	2,827	35,799	153,4	
Бот.	1061н	MPSR 1276	станд сеп	0,003	0,013	0,962	0,009	36,663	6,573	4,294	0,802	2,408	0,873	1,357	1,887	2,726	3,432	2,833	35,165	153,5	
Бот.	1061н	MPSR 4308	станд сеп	0,003	0,013	0,970	0,009	36,961	6,581	4,318	0,806	2,407	0,888	1,371	1,942	2,900	3,184	3,017	34,629	152,2	
Бот.	1061н	MPSR 3435	станд сеп	0,004	0,018	1,046	0,005	37,282	6,606	4,166	0,748	2,216	0,759	0,193	1,699	2,932	3,389	2,930	36,009	152,5	
Бот.	1061н	РП MPSR 4308 + Г MPSR 1276 + Г MPSR 3435	станд сеп	0,004	0,013	1,031	0,010	38,881	6,595	4,095	0,737	2,178	0,771	1,197	1,643	2,710	3,227	2,956	33,952	148,4	
Бот.	1061н	РП MPSR 4308 + Г MPSR 1276 + Г MPSR 3435	ступ	0,002	0,009	0,718	0,013	37,044	7,713	4,262	0,753	2,153	0,760	1,197	1,710	2,877	3,136	2,803	34,852	152,4	
Бот.	1061н	РП MPSR 1276 + Г MPSR 4329	станд сеп	0,004	0,022	1,177	0,010	38,528	6,484	4,186	0,774	2,322	0,791	1,247	1,702	2,889	3,161	2,733	33,971	149,7	
Бот.	1061н	РП MPSR 1276 + Г MPSR 4329	ступ	0,003	0,020	1,049	0,011	37,404	6,728	4,019	0,734	2,147	0,803	1,246	1,832	3,069	3,151	2,892	34,894	152,5	
Средний состав пластовой нефти по скважине (стандартная сепарация проб РП MPSR 4308 + Г MPSR 1276 + Г MPSR 3435 и РП MPSR 1276 + Г MPSR 4329)				0,004	0,017	1,104	0,010	38,704	6,539	4,141	0,755	2,250	0,781	1,222	1,673	2,800	3,194	2,844	33,962	149,065	
Средний состав пластовой нефти по скважине (ступенчатая сепарация проб РП MPSR 4308 + Г MPSR 1276 + Г MPSR 3435 и РП MPSR 1276 + Г MPSR 4329)				0,003	0,014	0,884	0,012	37,224	7,220	4,140	0,744	2,150	0,781	1,221	1,771	2,973	3,143	2,847	34,873	152,450	
Бот.	321-14	335	станд сеп	0,003	0,023	2,742	0,010	34,751	6,252	4,440	0,970	3,122	1,354	2,163	44,170	-	-	-	-	144,5	
Бот.	321-14	354	станд сеп	0,005	0,034	1,718	0,008	35,522	6,233	4,351	0,950	3,077	1,346	2,169	44,587	-	-	-	-	145,4	
Бот.	321-14	б/н_2	станд сеп	0,005	0,023	1,931	0,009	34,315	6,110	4,284	0,940	3,090	1,368	2,205	45,720	-	-	-	-	148,2	
Бот.	321-14	354	диф	0,005	0,022	1,939	0,015	36,619	4,320	1,802	0,486	1,803	1,047	1,807	3,482	2,800	2,438	2,291	39,125	160,5	
Бот.	321-14	210	станд сеп	0,005	0,023	1,182	0,021	36,712	6,870	4,515	0,861	2,585	1,047	1,698	3,259	3,223	3,328	2,864	31,807	136,9	2015 год
Бот.	321-14	247	станд сеп	0,003	0,027	1,003	0,013	36,324	6,966	4,453	0,880	2,460	0,951	1,752	2,928	2,947	3,236	2,834	33,223	143,1	2015 год
Бот.	321-14	207	станд сеп	0,005	0,037	1,057	0,025	35,655	6,341	4,768	0,867	2,134	1,031	1,961	2,968	3,957	2,799	2,787	33,608	142,4	2015 год
Бот.	321-14	203*	станд сеп	0,001	0,050	0,866	0,008	42,517	4,864	5,008	1,547	2,428	0,851	1,545	2,913	3,350	2,190	2,378	29,484	131,2	2015 год
Средний состав пластовой нефти по скважине (диф. разгазирование)				0,005	0,022	1,939	0,015	36,619	4,320	1,802	0,486	1,803	1,047	1,807	3,482	2,800	2,438	2,291	39,125	160,5	2011 год
Средний состав пластовой нефти по скважине (стандартная сепарация)				0,004	0,028	1,606	0,014	35,547	6,462	4,469	0,911	2,745	1,183	1,991	45,041	-	-	-	-	143,417	
Бот.	321-40	158	станд сеп	0,00	0,00	0,35	0,03	21,29	5,09	3,47	0,60	1,93	0,78	1,07	65,39	-	-	-	-	159,9	
Бот.	321-40	216	станд сеп	0,00	0,00	0,21	0,02	23,20	5,02	3,04	0,47	1,15	0,29	0,53	66,07	-	-	-	-	157,2	
Бот.	321-40	P1_рекомб	станд сеп	0,00	0,00	0,66	0,04	28,63	5,24	3,30	0,55	1,66	0,63	1,05	58,24	-	-	-	-	142,8	
Бот.	321-40	P2_рекомб	станд сеп	0,02	0,01	0,78	0,01	33,86	5,84	3,56	0,59	1,72	0,52	0,76	52,33	-	-	-	-	131,7	
Бот.	321-40	P2_рекомб	диф	0,00	0,00	0,39	0,02	33,50	5,23	3,13	0,55	2,17	0,85	1,49	52,67	-	-	-	-	136,7	
Средний состав пластовой нефти по скважине				Все пробы по скважине отбракованы																	
Хам.	321-49	21	станд сеп	0,001	0,004	0,677	0,003	22,619	5,378	3,598	0,805	2,259	1,196	1,653	4,191	2,745	2,594	2,720	49,555	185,3	
Хам.	321-49	21	диф	0,003	0,015	1,341	0,010	24,748	2,994	2,910	1,067	2,122	1,196	1,632	4,344	2,850	2,696	2,835	49,235	183,9	
Средний состав пластовой нефти по скважине				Все пробы по скважине отбракованы																	
Хам.	321-93	216 рекомб	станд сеп	0,002	0,007	0,922	0,013	40,452	5,484	3,409	0,762	1,710	0,660	0,755	1,014	1,126	1,371	1,390	40,920	158,6	
Хам.	321-67	165	станд сеп	0,005	0,021	1,639	0,028	25,435	5,411	3,939	0,800	2,113	0,924	1,535	3,033	2,503	2,444	2,661	47,508	194,2	
Хам.	321-67	165	диф	0,003	0,017	1,806	0,183	23,923	3,927	1,709	0,293	0,764	0,544	0,966	2,624	2,329	2,293	2,658	55,959	190,3	
Средний состав пластовой нефти по скважине				Все пробы по скважине отбракованы																	
Хам.	321-105	1	станд сеп	-	0,001	0,363	0,003	19,654	4,648	3,164	0,685	1,971	0,970	1,485	2,669	3,580	60,808	-	-	207,0	
Хам.	321-105	3	станд сеп	-	0,001	0,216	0,003	18,308	4,295	2,683	0,525	1,403	0,672	1,014	2,076	3,230	65,573	-	-	217,2	
Хам.	321-105	5	станд сеп	-	0,001	0,381	0,008	19,984	4,780	3,241	0,701	2,051	1,047	1,632	2,926	4,148	59,100	-	-	199,2	
Хам.	321-105	1	диф	-	0,002	0,655	0,007	23,689	3,424	1,737	0,383	1,178	0,684	1,079	2,051	3,013	62,098	-	-	205,7	
Средний состав пластовой нефти по скважине				Все пробы по скважине отбракованы																	

Приложение 3 – Растворенный в нефти газ

Свойства газа, растворенного в нефти

Приложение 9.3

Продуктивный пласт	№ скважины	№ пробы	Условия отбора проб		Исследование	Содержание, %мол.																Плотность		Молекулярная масса	Примечание
			Рсеп, МПа	Тотп, °С		H ₂	He	N ₂	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₅ H ₁₂	n-C ₅ H ₁₂	C ₆	C ₇	C ₈	C ₉	C ₁₀₊	абсолютная, кг/м ³	относит. (по воздуху)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Бот.	1ОЦ	246	0,101	20	станд сеп	0,003	0,013	1,374	0,019	69,622	13,402	8,140	1,258	3,122	0,836	1,128	0,735	0,269	0,072	0,006	0,001	1,0051		24,163	
Бот.	1ОЦ	205	0,101	20	станд сеп	0,003	0,019	1,408	0,013	69,491	13,590	8,126	1,281	3,342	0,815	1,033	0,588	0,217	0,065	0,008	0,001	1,0012		24,0881	
Бот.	1ОЦ	196	0,101	20	станд сеп	0,005	0,022	1,582	0,028	68,861	13,675	8,204	1,298	3,434	0,870	1,108	0,639	0,197	0,072	0,004	0,001	1,0095		24,2678	
Бот.	1ОЦ	196	1	20	Ступ сеп	0,002	0,027	2,020	0,009	85,795	8,743	2,448	0,234	0,488	0,085	0,102	0,052	0,013	0,008	0,002	0,001	0,776		18,667	некачественный фактический материал
			3	20		0,001	0,006	0,670	0,018	73,984	17,486	5,659	0,533	1,109	0,183	0,217	0,101	0,024	0,011	0,003	0,015	0,882		21,192	
			0,1	20		0,000	0,000	0,068	0,026	25,076	32,772	25,948	3,482	8,100	1,514	1,828	0,860	0,205	0,087	0,026	0,008	1,481		35,613	
			суммарный			0,000	0,023	1,754	0,011	80,813	11,158	4,229	0,464	1,019	0,183	0,220	0,106	0,026	0,012	0,004	0,001	0,8309		19,974	
Бот.	1ОЦ	246	10,02	12	Диф	0,000	0,059	3,622	0,005	88,926	5,159	1,447	0,162	0,349	0,076	0,095	0,068	0,020	0,010	0,003	0,001	0,748	0,621	17,982	некачественный фактический материал
			7,99	12		0,000	0,040	2,859	0,005	89,529	5,448	1,433	0,150	0,317	0,064	0,079	0,050	0,014	0,008	0,003	0,001	0,744	0,617	17,878	
			6,01	12		0,000	0,023	2,011	0,006	89,711	6,094	1,515	0,148	0,308	0,058	0,070	0,040	0,010	0,005	0,002	0,000	0,743	0,617	17,865	
			4,01	12		0,000	0,010	1,184	0,008	88,756	7,552	1,807	0,166	0,339	0,059	0,070	0,036	0,009	0,004	0,001	0,000	0,752	0,624	18,07	
			2	12		0,000	0,003	0,510	0,013	83,882	11,742	2,861	0,249	0,504	0,081	0,095	0,044	0,010	0,004	0,001	0,000	0,791	0,656	19,013	
			0,1	20		0,000	0,001	1,155	0,145	44,313	29,005	16,725	4,127	3,010	0,937	0,392	0,106	0,058	0,020	0,004	0,002	1,201	0,997	28,873	
			суммарный		0,000	0,021	1,838	0,021	84,299	9,153	3,189	0,547	0,603	0,147	0,107	0,049	0,016	0,007	0,002	0,001	0,7955	0,66	19,124		
Бот.	2ОЦ	816	0,101	20	станд сеп	0,008	0,036	1,738	0,009	69,284	12,980	7,884	1,308	3,490	0,918	1,180	0,734	0,306	0,100	0,020	0,006	1,015		24,4016	
Бот.	2ОЦ	199	0,101	20	станд сеп	0,008	0,029	1,975	0,025	69,683	12,996	7,648	1,285	3,215	0,860	1,005	0,704	0,411	0,125	0,026	0,005	1,0073		24,2144	
Бот.	2ОЦ	818	0,101	20	станд сеп	0,009	0,035	1,993	0,116	68,759	12,725	7,924	1,622	3,430	0,921	1,057	0,763	0,508	0,113	0,021	0,004	1,0267		24,6825	
Бот.	2ОЦ	199	1	20	Ступ сеп	0,005	0,009	2,465	0,000	86,023	8,308	2,280	0,216	0,460	0,079	0,094	0,045	0,013	0,006	0,002	0,000	0,773	0,641	18,577	некачественный фактический материал
			3	20		0,001	0,014	0,784	0,000	75,313	16,535	5,301	0,498	1,057	0,171	0,202	0,088	0,023	0,010	0,003	0,001	0,87	0,722	20,907	
			0,1	20		0,000	0,014	0,082	0,000	28,093	31,896	24,655	3,307	7,765	1,422	1,711	0,750	0,197	0,080	0,024	0,004	1,443	1,198	34,692	
			суммарный			0,004	0,010	2,060	0,000	79,681	11,341	4,599	0,521	1,172	0,208	0,249	0,112	0,030	0,013	0,004	0,000	0,843	0,7	20,265	
Бот.	2ОЦ	816	10,06	12	Диф	0,000	0,122	5,492	0,102	87,861	4,557	1,172	0,118	0,241	0,075	0,082	0,096	0,051	0,022	0,006	0,003	0,751	0,623	18,054	некачественный фактический материал
			8	12		0,000	0,103	4,807	0,090	88,265	4,934	1,158	0,125	0,282	0,063	0,069	0,061	0,027	0,010	0,003	0,003	0,747	0,62	17,969	
			6,03	12		0,000	0,076	3,199	0,072	89,501	5,182	1,308	0,140	0,295	0,071	0,075	0,049	0,022	0,009	0,001	0,000	0,743	0,616	17,853	
			4,01	12		0,000	0,042	1,672	0,083	89,789	6,210	1,469	0,207	0,293	0,086	0,093	0,034	0,015	0,006	0,001	0,000	0,744	0,618	17,894	
			1,98	12		0,000	0,005	0,528	0,113	85,865	9,905	2,650	0,283	0,398	0,098	0,107	0,032	0,011	0,005	0,000	0,000	0,778	0,646	18,704	
			0,1	20		0,000	0,001	1,155	0,145	51,691	25,429	14,982	1,984	3,460	0,371	0,595	0,015	0,093	0,065	0,010	0,004	1,122	0,931	26,982	
			суммарный		0,000	0,061	2,842	0,092	85,047	7,890	2,790	0,345	0,609	0,104	0,131	0,044	0,028	0,014	0,002	0,001	0,786	0,652	18,89		
Средний состав растворенного газа по скважине (станд. сеп.)						0,008	0,033	1,902	0,050	69,242	12,900	7,819	1,405	3,378	0,900	1,081	0,734	0,408	0,113	0,022	0,005	1,016		24,433	
Средний состав растворенного газа по скважине (диф. разгазирование)						0,000	0,061	2,842	0,092	85,047	7,890	2,790	0,345	0,609	0,104	0,131	0,044	0,028	0,014	0,002	0,001	0,786	0,652	18,89	
Бот.	4ОПР	ВН-01	0,101	20	станд сеп	0,012	0,067	1,966	0,031	69,946	12,645	7,558	1,319	3,249	0,897	1,108	0,724	0,350	0,115	0,010	0,005	1,0069		24,2	
Бот.	4ОПР	ВН-01	11,24	12	Диф	0,039	0,202	5,211	0,018	87,289	5,028	1,424	0,172	0,349	0,080	0,101	0,058	0,015	0,008	0,003	0,005	0,755	0,626	18,1	
			8,4	12		0,021	0,136	3,833	0,019	88,591	5,354	1,392	0,154	0,305	0,063	0,078	0,038	0,008	0,004	0,001	0,002	0,746	0,62	17,9	
			6,11	12		0,010	0,077	2,522	0,022	89,221	6,058	1,481	0,152	0,295	0,056	0,068	0,029	0,005	0,002	0,001	0,001	0,744	0,618	17,9	
			3,45	12		0,003	0,029	1,217	0,030	87,812	8,262	1,949	0,184	0,351	0,060	0,071	0,025	0,004	0,002	0,000	0,000	0,758	0,629	18,2	
			1,78	12		0,001	0,008	0,479	0,042	82,524	12,782	3,119	0,284	0,534	0,087	0,101	0,032	0,005	0,002	0,000	0,000	0,801	0,665	19,3	
			0,1	20		0,000	0,001	0,055	0,055	35,930	31,811	20,526	2,795	5,955	1,096	1,299	0,403	0,052	0,018	0,002	0,003	1,318	1,094	31,7	
			суммарный		0,009	0,058	1,756	0,035	72,145	14,708	7,351	0,953	2,003	0,369	0,439	0,143	0,020	0,007	0,001	0,002	0,924	0,767	22,2		
Бот.	4ОПР	ВН-01	0,6	20	Ступ сеп	0,012	0,073	2,146	0,032	76,830	12,423	5,579	0,699	1,467	0,274	0,329	0,111	0,017	0,006	0,001	0,001	0,872	0,724	21	
			0,3	20		0,002	0,016	0,659	0,044	63,203	20,207	10,344	1,327	2,798	0,522	0,626	0,208	0,031	0,011	0,002	0,002	1,017	0,844	24,5	
			0,1013	20		0,000	0,001	0,084	0,045	27,755	31,967	24,867	3,566	7,725	1,482	1,785	0,594	0,087	0,031	0,005	0,005	1,443	1,198	34,7	
			суммарный			0,011	0,070	2,058	0,033	75,190	13,125	6,211	0,792	1,668	0,313	0,375	0,126	0,019	0,007	0,001	0,001	0,891	0,739	21,4	

Продуктивный пласт	№ скважины	№ пробы	Условия отбора проб		Исследование	Содержание, %мол.															Плотность		Молекулярная масса	Примечание	
			Рсеп, МПа	Тотп, °С		H ₂	He	N ₂	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₅ H ₁₂	n-C ₅ H ₁₂	C ₆	C ₇	C ₈	C ₉	C ₁₀₊	абсолютн ая, кг/м³			относит. (по воздуху)
Средний состав растворенного газа по скважине (станд. сеп.)						0,012	0,067	1,966	0,031	69,945	12,646	7,559	1,319	3,250	0,897	1,108	0,724	0,350	0,115	0,010	0,005	1,007		24,200	
Средний состав растворенного газа по скважине (диф. разгазирование)						0,009	0,058	1,756	0,035	72,145	14,708	7,351	0,953	2,003	0,369	0,439	0,143	0,020	0,007	0,001	0,002	0,924	0,767	22,2	
Бот.	50ПР	ВН-01	0,101	20	станд сеп	0,022	0,009	1,148	0,035	65,076	13,916	9,821	1,910	3,936	1,276	1,311	0,891	0,480	0,156	0,010	0,005	1,0846		26,1	
Бот.	50ПР	ВН-01	8,86	11,4	Диф	0,099	0,034	3,569	0,021	88,631	5,337	1,615	0,190	0,333	0,074	0,083	0,006	0,001	0,000	0,000	0,005	0,748	0,621	18	
			7,98	11,4		0,071	0,028	3,080	0,022	89,016	5,513	1,625	0,186	0,323	0,070	0,077	0,005	0,001	0,000	0,000	0,004	0,746	0,619	17,9	
			6,11	11,4		0,035	0,017	2,104	0,025	89,322	6,138	1,720	0,185	0,316	0,063	0,069	0,004	0,000	0,000	0,000	0,002	0,746	0,619	17,9	
			3,45	11,4		0,010	0,006	1,023	0,033	87,554	8,366	2,264	0,225	0,375	0,068	0,072	0,003	0,000	0,000	0,000	0,001	0,762	0,632	18,3	
			1,78	11,4		0,002	0,002	0,406	0,046	81,867	12,927	3,627	0,346	0,572	0,098	0,102	0,003	0,000	0,000	0,000	0,001	0,808	0,671	19,4	
			0,1	20		0,000	0,000	0,045	0,056	33,977	30,502	23,087	3,371	6,338	1,247	1,332	0,034	0,002	0,001	0,000	0,008	1,347	1,118	32,4	
			суммарный			0,025	0,010	1,260	0,038	71,505	14,617	8,370	1,153	2,137	0,419	0,448	0,013	0,001	0,000	0,000	0,004	0,935	0,776	22,5	
Бот.	50ПР	ВН-01	0,6	20	Ступ сеп	0,026	0,011	1,345	0,038	74,444	13,818	7,064	0,910	1,659	0,322	0,347	0,011	0,001	0,000	0,000	0,003	0,898	0,746	21,6	
			0,3	20		0,004	0,002	0,393	0,050	58,251	22,072	13,038	1,724	3,162	0,614	0,661	0,020	0,002	0,000	0,000	0,006	1,067	0,886	25,7	
			0,1013	20		0,000	0,000	0,042	0,045	21,511	31,387	30,080	4,566	8,655	1,745	1,889	0,057	0,005	0,001	0,000	0,016	1,521	1,263	36,6	
суммарный		0,025	0,010	1,268	0,039	71,916	14,733	8,135	1,076	1,976	0,386	0,417	0,013	0,001	0,000	0,000	0,004	0,928	0,77	22,3					
Бот.	50ПР	ВН-02	0,101	20	станд сеп	0,023	0,009	1,229	0,037	62,594	14,905	10,519	2,045	4,216	1,367	1,404	0,954	0,514	0,167	0,011	0,005	1,1143		26,8	
Бот.	50ПР	ВН-03	0,101	20	станд сеп	0,024	0,010	1,272	0,038	61,299	15,421	10,883	2,116	4,362	1,414	1,453	0,987	0,532	0,172	0,011	0,005	1,1298		27,2	
Бот.	1062н	3428	0,101	20	станд сеп	0,009	0,037	2,210	0,028	71,786	15,550	7,605	0,869	1,606	0,212	0,086	0,002	0,000	0,000	0,000	0,000	0,9076		21,8	ООО "Геоким"
Бот.	1062н	30030	0,101	20	станд сеп	0,008	0,037	2,312	0,032	72,851	15,530	6,948	0,740	1,321	0,160	0,060	0,000	0,000	0,001	0,000	0,000	0,8913		21,4	ООО "Геоким"
Бот.	1062н	30213	0,101	20	станд сеп	0,008	0,043	2,559	0,014	71,434	16,010	7,397	0,792	1,484	0,180	0,076	0,001	0,000	0,001	0,000	0,000	0,9049		21,8	ООО "Геоким"
Бот.	1062н	30213	1	5	Ступ сеп	0,010	0,052	3,124	0,013	81,565	11,961	2,650	0,174	0,309	0,049	0,060	0,032	0,000	0,000			0,795	0,66	19,1	ООО "Геоким"
			0,8	20		0,002	0,015	1,282	0,018	74,569	18,131	4,717	0,334	0,615	0,105	0,133	0,078	0,000	0,000			0,859	0,713	20,7	ООО "Геоким"
			0,4	20		0,000	0,003	0,372	0,024	59,408	29,156	8,661	0,626	1,159	0,196	0,249	0,144	0,001	0,001			0,986	0,819	23,7	ООО "Геоким"
			0,1	20		0,000	0,000	0,036	0,023	21,229	45,869	24,451	2,109	4,085	0,727	0,928	0,538	0,003	0,002			1,384	1,149	33,3	ООО "Геоким"
			суммарный			0,009	0,046	2,731	0,015	76,147	15,278	4,508	0,335	0,621	0,105	0,132	0,074	0,000	0,000			0,847	0,703	20,4	ООО "Геоким"
Бот.	1062н	402	0,101	20	станд сеп	0,006	0,073	0,771	0,018	77,716	12,340	6,223	0,834	1,651	0,246	0,121	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,867		20,9	ООО "Геоким"
Бот.	1062н	402	1	5	Ступ сеп	0,007	0,086	0,894	0,017	85,942	9,778	2,566	0,199	0,342	0,074	0,061	0,033	0,000	0,000			0,772	0,641	18,6	ООО "Геоким"
			0,8	20		0,001	0,024	0,360	0,023	78,730	14,857	4,567	0,381	0,681	0,158	0,135	0,080	0,001	0,000			0,837	0,695	20,1	ООО "Геоким"
			0,4	20		0,000	0,005	0,106	0,032	64,590	24,170	8,403	0,714	1,282	0,296	0,253	0,147	0,001	0,001			0,959	0,796	23,1	ООО "Геоким"
			0,1	20		0,000	0,000	0,011	0,033	25,198	40,745	24,441	2,432	4,548	1,096	0,941	0,547	0,004	0,002			1,377	1,143	33,1	ООО "Геоким"
			суммарный			0,007	0,078	0,817	0,018	82,285	11,778	3,814	0,324	0,576	0,131	0,110	0,062	0,000	0,000			0,808	0,67	19,4	ООО "Геоким"
Бот.	1062н	402	12,03	9	Диф	0,022	0,216	2,019	0,009	91,716	4,476	1,066	0,105	0,193	0,062	0,057	0,055	0,001	0,002			0,724	0,601	17,4	ООО "Геоким"
			9,11	9		0,012	0,147	1,473	0,010	92,352	4,630	1,001	0,090	0,161	0,047	0,042	0,035	0,001	0,001			0,72	0,597	17,3	ООО "Геоким"
			7,01	9		0,006	0,089	1,007	0,011	92,541	5,002	1,011	0,084	0,148	0,040	0,035	0,026	0,000	0,000			0,719	0,597	17,3	ООО "Геоким"
			4,95	9		0,002	0,043	0,585	0,013	92,057	5,852	1,120	0,087	0,150	0,037	0,032	0,022	0,000	0,000			0,723	0,6	17,4	ООО "Геоким"
			2,02	9		0,000	0,011	0,206	0,021	87,351	9,992	1,927	0,138	0,233	0,051	0,043	0,025	0,000	0,000			0,758	0,629	18,2	ООО "Геоким"
			0,1	20		0,000	0,001	0,027	0,036	46,844	31,672	15,368	1,540	2,902	0,694	0,588	0,324	0,002	0,001			1,148	0,953	27,6	ООО "Геоким"
			суммарный			0,007	0,077	0,807	0,018	81,293	11,800	4,355	0,418	0,776	0,189	0,162	0,096	0,001	0,001			0,822	0,683	19,8	ООО "Геоким"
Бот.	1062н	30579	0,101	20	станд сеп	0,004	0,035	1,820	0,034	75,471	14,110	6,184	0,749	1,314	0,197	0,081	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,8731		21	ООО "Геоким"
Бот.	1062н	30565	0,101	20	станд сеп	0,005	0,048	4,518	0,049	75,037	13,660	5,036	0,541	0,953	0,113	0,039	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,8577		20,6	ООО "Геоким"
Бот.	1062н	30069	0,101	20	станд сеп	0,004	0,040	2,120																	

Продуктивный пласт	№ скважины	№ пробы	Условия отбора проб		Исследование	Содержание, %мол.															Плотность		Молекулярная масса	Примечание	
			Рсеп, МПа	Тотп, °С		H ₂	He	N ₂	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₅ H ₁₂	n-C ₅ H ₁₂	C ₆	C ₇	C ₈	C ₉	C ₁₀₊	абсолютная, кг/м³			относит. (по воздуху)
Бот.	1062н	30579	0,101	20	станд сеп	0,005	0,035	2,149	0,024	71,678	12,104	6,797	1,072	3,096	0,809	1,085	0,655	0,457	0,035	0,001		0,984		23,57	ФГАОУ ВО «Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В. Ломоносова»
Бот.	1062н	30579	10	9	диф	0,021	0,191	7,008	0,035	87,066	4,006	0,996	0,113	0,259	0,073	0,086	0,076	0,053	0,017	0,002		0,752		18,06	
			7	9		0,012	0,066	4,610	0,036	89,178	4,530	1,025	0,100	0,227	0,047	0,062	0,048	0,038	0,017	0,005		0,742		17,8	
			4	9		0,005	0,017	2,362	0,045	90,021	5,812	1,233	0,107	0,231	0,042	0,050	0,031	0,026	0,013	0,005		0,74		17,75	
			1	9		0,001	0,004	0,702	0,081	82,098	12,799	3,212	0,267	0,554	0,089	0,100	0,050	0,028	0,011	0,004		0,807		19,37	
			0,101	20		0,000	0,000	0,126	0,143	41,271	33,838	16,871	1,776	4,052	0,681	0,781	0,335	0,104	0,018	0,004		1,222		29,18	
			суммарный			0,006	0,040	2,526	0,066	80,291	11,377	3,961	0,390	0,869	0,151	0,175	0,088	0,043	0,014	0,005		0,83		19,89	
Бот.	1062н	30565	0,101	20	станд сеп	0,009	0,039	2,229	0,021	71,270	12,242	7,027	1,100	3,100	0,813	1,107	0,701	0,286	0,050	0,005		0,985		23,6	
Бот.	1062н	3428	0,101	20	станд сеп	0,012	0,041	2,326	0,037	69,829	12,743	7,438	1,201	3,344	0,851	1,100	0,622	0,422	0,033	0,003		1,002		24	
Бот.	1062н	3428	1	5	Ступ сеп	0,016	0,053	3,094	0,041	83,618	9,461	2,650	0,241	0,510	0,086	0,108	0,066	0,036	0,016	0,005		0,792		19	
			0,76	20		0,007	0,020	1,279	0,056	77,960	14,169	4,553	0,447	0,950	0,175	0,209	0,121	0,042	0,010	0,001		0,851		20,4	
			0,38	20		0,002	0,006	0,412	0,066	62,264	24,091	9,010	0,898	1,948	0,361	0,443	0,310	0,150	0,037	0,003		1,004		24,03	
			0,1	20		0,001	0,001	0,039	0,064	23,414	39,684	25,310	2,799	6,058	0,994	1,047	0,400	0,169	0,019	0,003		1,429		34,03	
			суммарный				0,014	0,046	2,678	0,045	78,171	12,480	4,595	0,457	0,978	0,166	0,193	0,104	0,052	0,017	0,004		0,849		
Бот.	1061н	791	0,101	20	станд сеп	0,009	0,027	1,858	0,018	70,106	12,183	7,488	1,256	3,399	0,920	1,203	0,870	0,475	0,169	0,030		1,018		24,38	
Бот.	1061н	791	1	5	Ступ сеп	0,007	0,031	2,344	0,021	84,108	9,633	2,811	0,258	0,510	0,084	0,089	0,046	0,042	0,015	0,002		0,79		18,96	
			0,76	20		0,004	0,014	0,737	0,029	75,376	16,001	5,411	0,535	1,099	0,204	0,246	0,184	0,110	0,042	0,008		0,88		21,1	
			0,38	20		0,001	0,004	0,324	0,033	60,231	25,533	9,861	0,975	1,961	0,327	0,357	0,185	0,118	0,077	0,012		1,018		24,36	
			0,101	20		0,000	0,000	0,000	0,025	21,287	38,249	26,981	3,129	6,741	1,189	1,327	0,681	0,285	0,090	0,017		1,485		35,34	
			суммарный				0,007	0,027	2,023	0,022	77,935	12,750	5,064	0,519	1,071	0,183	0,201	0,105	0,066	0,024	0,004		0,856		
Бот.	1061н	1276	0,101	20	станд сеп	0,006	0,025	1,834	0,018	69,820	12,309	7,562	1,267	3,418	0,924	1,209	0,870	0,561	0,155	0,024		1,023		24,49	
Бот.	1061н	4308	0,101	20	станд сеп	0,006	0,025	1,852	0,016	70,436	12,292	7,384	1,197	3,166	0,834	1,092	0,822	0,490	0,314	0,074		1,015		24,29	
Бот.	1061н	3435*	0,101	20	станд сеп	0,007	0,034	1,974	0,010	70,278	12,312	7,316	1,181	3,157	0,843	1,132	0,987	0,503	0,222	0,045		1,016		24,31	
Бот.	1061н	РП МР3R 4308 + Г МР3R 1276 + Г МР3R 3435	0,101	20	станд сеп	0,007	0,024	1,906	0,018	71,692	12,006	7,060	1,139	3,033	0,806	1,057	0,744	0,346	0,132	0,031		0,989		23,67	
Бот.	1061н	РП МР3R 4308 + Г МР3R 1276 + Г МР3R 3435	1	5	Ступ сеп	0,006	0,021	1,713	0,025	82,169	11,710	3,203	0,282	0,548	0,090	0,100	0,060	0,042	0,026	0,005		0,807		19,35	
			0,76	20		0,002	0,008	0,566	0,031	73,375	18,028	5,718	0,536	1,073	0,182	0,211	0,134	0,080	0,048	0,008		0,891		21,36	
			0,38	20		0,001	0,003	0,174	0,039	55,990	28,974	10,651	1,017	2,035	0,336	0,379	0,214	0,105	0,068	0,015		1,05		25,12	
			0,101	20		0,000	0,000	0,023	0,027	19,713	39,419	27,510	3,160	6,785	1,181	1,299	0,621	0,190	0,065	0,008		1,493		35,52	
			суммарный				0,005	0,018	1,476	0,026	75,893	14,824	5,495	0,545	1,114	0,188	0,209	0,113	0,058	0,032	0,005		0,873		20,92
Бот.	1061н	РП МР3R 1276 + Г МР3R 4329	0,101	20	станд сеп	0,007	0,041	2,177	0,018	71,212	11,856	7,209	1,200	3,207	0,854	1,087	0,718	0,296	0,104	0,015		0,992		23,77	
Бот.	1061н	РП МР3R 1276 + Г МР3R 4329	1	5	Ступ сеп	0,009	0,049	2,563	0,021	84,662	9,282	2,502	0,223	0,436	0,073	0,082	0,052	0,028	0,021	0,000		0,783		18,79	
			0,76	20		0,003	0,019	0,867	0,028	76,326	15,773	5,101	0,482	0,960	0,160	0,179	0,102	0,044	0,025	0,000		0,864		20,72	
			0,38	20		0,001	0,006	0,281	0,035	58,866	27,092	10,002	0,960	1,890	0,307	0,327	0,161	0,051	0,021	0,000		1,02		24,42	
			0,101	20		0,000	0,002	0,062	0,027	21,386	39,482	26,834	3,042	6,360	1,067	1,102	0,470	0,117	0,046	0,004		1,46		34,76	
			суммарный				0,007	0,041	2,180	0,022	77,482	13,019	5,143	0,522	1,060	0,177	0,189	0,097	0,038	0,023	0,000		0,858		20,56
Средний состав растворенного газа по скважине (станд. сеп. Пробы РП МР3R 4308 + Г МР3R 1276 + Г МР3R 3435 и РП МР3R 1276 + Г МР3R 4329)						0,007	0,032	2,041	0,018	71,452	11,931	7,134	1,169	3,120	0,830	1,072	0,731	0,321	0,118	0,023		0,991		23,720	
Средний состав растворенного газа по скважине (ступ. сеп. Пробы РП МР3R 4308 + Г МР3R 1276 + Г МР3R 3435 и РП МР3R 1276 + Г МР3R 4329)						0,006	0,030	1,828	0,024	76,688	13,922	5,319	0,533	1,087	0,183	0,199	0,105	0,048	0,027	0,003		0,866		20,740	
Бот.	321-07	135а	0,101	20	станд сеп	0,013	0,017	0,960	0,090	72,060	15,180	4,640	1,940	2,760	0,960	0,940	0,440					0,9514			
Бот.	321-07	134а	0,101	20	станд сеп	0,015	0,065	1,160	0,020	74,960	11,520	6,770	1,050	2,900	0,640	0,720	0,240					0,9391			
Бот.	321-07	136а	0,101	20	станд сеп	0,010	0,000	0,490	0,010	59,990	12,700	12,130	1,330	4,300	0,900	1,230	0,380					1,1127			
Бот.	321-07	134а	4	-	Ступ сеп	0,050	0,015	3,540	0,130	77,365	5,260	12,560	0,250	0,510	0,140	0,190	0,000					0,8915			
			3	-		0,027	сл	2,590	0,080	85,153	7,440	2,460	0,240	0,580	0,130	0,180	0,000					0,7711			
			2	-		0,018	сл	1,420	0,090	85,012	9,700	2,700	0,230	0,570	0,100	0,160	0,000					0,7875			
			1	-		0,008	сл	0,580	0,090	82,442	11,880	3,710	0,310	0,680	0,160	0,140									

Продуктивный пласт	№ скважины	№ пробы	Условия отбора проб		Исследование	Содержание, %мол.																Плотность		Молекулярная масса	Примечание
			Рсеп, МПа	Тсеп, °С		H ₂	He	N ₂	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₅ H ₁₂	n-C ₅ H ₁₂	C ₆	C ₇	C ₈	C ₉	C ₁₀₊	абсолютная, кг/м³	относит. (по воздуху)		
Бот.	321-24	144а	0,101	20	станд сеп	0	0	1,34	0,15	67,25	14,87	9,01	1,31	3,62	0,65	1,1	0,7					1,0445			
Бот.	321-24	148а	0,101	20	станд сеп	сл	0,02	1,57	0,15	68,01	16,15	8,58	1,13	2,77	0,63	0,79	0,22					0,9741			
Бот.	321-24	144а	7	-	Ступ сеп	сл	0,056	3,96	0,14	85,794	6,84	1,99	0,23	0,66	0,12	0,21	0					0,7784			
			5	-		сл	сл	1,54	0,11	89,22	6,83	1,73	0,1	0,55	0,05	0,07	0				0,7497				
			3	-		0	0	1,33	0,09	89,62	6,93	1,63	0,12	0,23	0,05	сл	0				0,7442				
			1	-		0	0	1,03	0,11	81,34	13,36	3,22	0,27	0,44	0,1	0,13	0				0,8115				
			0	-		0	0	0,89	0,18	57,23	29,35	9,06	0,75	1,85	0,35	0,34	сл				1,0227				
			суммарный			сл	0,01	1,68	0,19	78,96	13,88	3,2	0,33	0,78	0,15	0,16	сл				0,8355				
Бот.	321-24	146а	5	-	Ступ сеп	0	сл	6,61	0,15	84,19	6,55	1,78	0,17	0,34	0,08	0,13	0					0,7777			
			4	-		0	0	4,45	0,13	87,03	5,67	1,72	0,16	0,37	0,07	0,11	0,29				0,7688				
			3	-		0	0	3,22	0,16	85,89	7,84	2,09	0,16	0,39	0,06	0,1	0,1				0,7746				
			2	-		0	0	2,25	0,05	86,05	8,81	2,067	0,21	0,41	0,07	0,08	сл				0,7723				
			1	-		0	0	1,46	0,12	83,62	10,95	2,93	0,22	0,55	0,07	0,1	сл				0,7951				
			0	-		0	0	0	0,28	39,3	35,99	16,95	1,75	3,83	0,69	0,89	0,36				1,2433				
суммарный		0	сл	1,87	0,17	69,12	18,19	7,43	0,75	1,63	0,35	0,38	0,17				0,9439								
Бот.	321-24	148а	7	-	Ступ сеп	0	0	6,19	0,05	86,89	4,62	1,37	0,13	0,53	0,09	0,13	0					0,7584			
			5	-		0	0	2,05	0,11	91,34	4,25	1,42	0,15	0,46	0,13	0,15	0				0,7397				
			3	-		0	0	1,31	0,1	87,3	8,12	2,05	0,21	0,58	0,16	0,23	сл				0,7731				
			1	-		0	0	0,32	0,16	79,85	14,47	3,73	0,35	0,78	0,14	0,19	сл				0,8314				
			0	-		0	0	0,27	0,14	64,24	29,2	1,2	1,17	2,62	0,45	0,6	0,11				0,9589				
			суммарный			0	0	1,32	0,12	81,06	13,43	1,96	0,48	1,08	0,22	0,29	0,03				0,8217				
Бот.	321-22	149а	896 проба	станд сеп	сл	0,07	1,74	0,25	70,22	11,02	9,76	1,46	3,16	0,74	0,99	0,59					1,0088				
			897 проба		0	0,071	1,29	0,24	69,109	13,8	8,79	1,21	3,24	0,84	1	0,41				1,0056					
			898 проба		0	0,072	1,2	0,18	67,238	15,95	9,3	1,09	3,15	0,57	0,75	0,5				1,0089					
			всего		сл	0,07	1,81	0,22	68,23	13,87	9,3	1,23	3,18	0,7	0,89	0,5				1,0079					
Бот.	321-22	149а	7	-	Ступ сеп	0	0,21	1,35	0,09	92,21	4,4	1,08	0,13	0,35	0,07	0,11	0					0,7272			
			4	-		0	0,11	3,16	0,13	89,7	4,89	1,44	0,13	0,32	0,06	0,06	0				0,7429				
			1	-		0	0,087	1,83	0,04	85,423	9,22	2,59	0,19	0,43	0,09	0,1	0				0,7791				
			0	-		0	0,053	0	0,09	51,227	30,87	12,8	1,14	2,42	0,52	0,56	0,31				1,1084				
всего		0	0,11	1,6	0,08	79,24	12,65	4,56	0,4	0,88	0,19	0,21	0,08				0,8423								
Бот.	321-22	150а	7	-	Ступ сеп	0	0,053	4,43	0,11	88,717	4,72	1,48	0,09	0,26	0,07	0,07	0					0,7468			
			4	-		0	0,025	2,61	0,1	88,675	6,34	1,38	0,19	0,49	0,09	0,1	0				0,7535				
			1	-		0	0,055	2,51	0,08	83,425	10,44	2,77	0,19	0,41	0,06	0,06	0				0,7908				
			0	-		0	сл	0,92	0,17	54,89	25,18	8,68	2,38	5,57	1,27	0,94	сл				1,1316				
всего		0	0,03	2,44	0,11	77,73	12,48	3,83	0,77	1,81	0,4	0,4	сл				0,8671								
Бот.	321-14	335	0,1	26	станд сеп	0,006	0,045	5,283	0,019	66,946	12,045	7,517	1,258	3,351	0,919	1,211	1,400					1,036		24,6	
Бот.	321-14	354	0,1	23	станд сеп	0,010	0,066	3,338	0,016	68,998	12,106	7,397	1,224	3,268	0,898	1,206	1,475					1,023		24,3	
Бот.	321-14	б/н_2	0,1	23	станд сеп	0,011	0,046	3,847	0,018	68,372	12,175	7,425	1,219	3,303	0,917	1,227	1,440					1,023		24,3	
Бот.	321-14	354	12	11,1	Диф	0,042	0,295	8,317	0,286	83,753	4,510	1,372	0,666	0,336	0,080	0,100	0,146	0,063	0,016	0,017		0,783		18,8	
			10	11,1		0,035	0,178	7,504	0,017	86,305	4,288	1,153	0,118	0,213	0,040	0,042	0,053	0,026	0,010	0,017		0,754		18,1	
			7	11,1		0,022	0,075	5,510	0,019	87,772	4,808	1,262	0,128	0,241	0,045	0,044	0,032	0,021	0,008	0,015		0,748		18	
			4	11,1		0,009	0,019	3,785	0,019	88,181	6,032	1,400	0,132	0,249	0,045	0,048	0,045	0,022	0,004	0,009		0,749		18	
			2	11,1		0,003	0,005	2,898	0,023	84,884	9,031	2,271	0,205	0,401	0,073	0,097	0,064	0,020	0,016	0,009		0,77		18,5	
			1	11,1		0,001	0,003	1,799	0,029	79,375	14,175	3,530	0,300	0,544	0,083	0,084	0,051	0,016	0,002	0,009		0,822		19,8	
			0,1	20		0,000	0,005	4,271	0,040	60,092	25,124	7,810	0,724	1,369	0,219	0,217	0,099	0,018	0,003	0,009		0,978		21,5	
			суммарный			0,012	0,049	4,351	0,035	82,201	9,697	2,652	0,269	0,468	0,080	0,086	0,059	0,022	0,008	0,011		0,797		19,2	
Бот.	321-14	210	0,1	20	станд сеп	0,009	0,044	2,236	0,039	69,311	12,660	7,680	1,264	3,334	0,877	1,163	0,795	0,395	0,144	0,030	0,019	1,0169		24,445	2015 год
Бот.	321-14	210*	10,02	11,3	Диф	0,000	0,158	6,782	0,000	86,864	4,402	1,163	0,126	0,270	0,058	0,075	0,068	0,017	0,010	0,004	0,003	0,753		18,094	2015 год
			8,01	11,3		0,000	0,112	5,260	0,902	87,325	4,670	1,167	0,119	0,251	0,051	0,064	0,053	0,013	0,007	0,003	0,003	0,756		18,170	
			5,99	11,3		0,000	0,064	3,471	0,931	88,444	5,309	1,252	0,119	0,247	0,046	0,057	0,043	0,009	0,005	0,002	0,001	0,751		18,060	
			4,03	11,3		0,000	0,029	1,971	1,005	88,418	6,528	1,487	0,133	0,272	0,047	0,057	0,039	0,008	0,004	0,001	0,001	0,755		18,154	
			2,00	11,3		0,000	0,008	0,771	1,162	84,413	10,398	2,419	0,206	0,414											

Продуктивный пласт	№ скважины	№ пробы	Условия отбора проб		Исследование	Содержание, %мол.															Плотность		Молекулярная масса	Примечание		
			Рсеп, МПа	Тотп, °С		H ₂	He	N ₂	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₅ H ₁₂	n-C ₅ H ₁₂	C ₆	C ₇	C ₈	C ₉	C ₁₀₊	абсолютная, кг/м³			относит. (по воздуху)	
Бот.	321-40	158	0,101	20	станд сеп	0	0,01	1,09	0,09	66,31	15,85	9,96	1,47	3,48	0,72	0,72	0,3					1,023		24,3		
Бот.	321-40	216	0,101	20	станд сеп	0	0,01	0,62	0,07	69,74	15,08	9,05	1,13	2,92	0,56	0,46	0,16					0,978		23,3		
Бот.	321-40	P1_рекомб	0,101	20	станд сеп	0,01	0,01	1,67	0,11	71,97	13,08	7,84	1,22	2,78	0,61	0,54	0,16					0,955		22,7		
Бот.	321-40	P2_рекомб	0,101	20	станд сеп	0,03	0,02	1,65	0,02	72,03	12,34	7,35	1,16	3,04	0,79	0,94	0,63					0,967		23,2		
Бот.	321-40	P2_рекомб	0,7	3	Ступ сеп	0	0	2	0,02	82,94	10,7	3,43	0,26	0,56	0,01	0,07	0,01					0,797		19,1		
			0,3	50		0	0	0,31	0,03	47,18	26,93	17,12	1,98	4,58	0,71	0,85	0,31					1,186		28,5		
			0,1	45		0	0	0,03	0,02	18,39	30,32	31,95	4,32	10,54	1,69	2,02	0,72					1,585		38,1		
			суммарный			0	0	1,8	0,02	77,79	12,65	5,55	0,55	1,25	0,13	0,2	0,06					0,856		20,6		
Бот.	321-40	P2_рекомб	10,13	9	Диф	0	0	2,69	0,1	90,18	4,54	1,54	0,22	0,41	0,13	0,11	0,08					0,748		17,92		
			7,11	9		0	0	1,89	0,05	91,51	4,69	1,17	0,11	0,3	0,08	0,1	0,1					0,735		17,62		
			4,07	9		0	0	0,86	0,03	90,82	6,04	1,48	0,14	0,33	0,09	0,11	0,1					0,743		17,8		
			1,04	9		0	0	0,16	0,03	83,07	12,17	3,29	0,29	0,6	0,13	0,15	0,11					0,808		19,31		
			0,1	20		0	0	0,11	0,04	44,63	28,56	17,44	2,16	4,76	1	0,96	0,34					1,233		29,22		
			суммарный			0	0	0,93	0,04	78,97	12,02	5,32	0,62	1,35	0,3	0,3	0,15					0,869		20,6		
Хам.	321-49	21	0,101	20	станд сеп	0,003	0,012	1,921	0,009	64,172	15,252	9,166	1,597	3,599	1,010	1,102	1,881	0,213	0,038	0,025	0,000	1,078		25,9		
Хам.	321-49	21	5	11,1	Диф	0,130	0,045	6,289	0,005	87,745	4,519	0,958	0,100	0,191	0,044	0,046	0,041	0,003	0,001	0,000		0,744		17,9		
			4	11,1		0,006	0,026	4,343	0,005	88,915	5,172	1,079	0,109	0,208	0,046	0,048	0,041	0,002	0,001	0,000		0,74		17,81		
			3	11,1		0,002	0,013	2,645	0,006	89,274	6,248	1,294	0,127	0,240	0,052	0,053	0,043	0,002	0,001	0,000		0,742		17,84		
			2	11,1		0,001	0,005	1,337	0,008	87,945	8,301	1,739	0,167	0,313	0,065	0,066	0,051	0,002	0,001	0,000		0,755		18,17		
			1	11,1		0,000	0,001	0,487	0,011	81,640	13,653	3,068	0,290	0,544	0,109	0,110	0,081	0,004	0,001	0,000		0,807		19,42		
			0,1	20		0,000	0,000	0,060	0,016	38,786	34,859	17,292	2,134	4,284	0,921	0,931	0,679	0,028	0,006	0,003		1,249		30,04		
			суммарный			0,011	0,048	4,428	0,034	81,695	9,829	2,859	0,327	0,479	0,095	0,092	0,061	0,022	0,011	0,009	0,000	0,802		19,3		
Хам.	321-93	354	0,101	20	станд сеп	0,000	0,000	1,009	0,045	56,137	19,575	12,586	2,368	4,649	1,252	1,218	0,899	0,213	0,044	0,005	0,001	1,1559		27,62		
Хам.	321-93	216 рекомб	0,101	20	станд сеп	0,004	0,013	1,707	0,024	74,888	10,150	6,276	1,361	2,950	0,921	0,910	0,658	0,121	0,016	0,001	0,000	0,9534		22,8		
Хам.	321-93	216 рекомб	7	10,8	Диф	0,013	0,052	5,174	0,024	88,196	3,901	1,293	0,246	0,451	0,151	0,156	0,197	0,098	0,039	0,008	0,001	0,7622		18,26		
			4	10,8		0,007	0,016	2,852	0,013	90,265	4,699	1,287	0,182	0,321	0,088	0,089	0,102	0,051	0,022	0,005	0,001	0,7437		17,82		
			2	10,8		0,002	0,006	1,173	0,017	88,206	7,179	2,044	0,284	0,502	0,144	0,148	0,178	0,080	0,030	0,006	0,001	0,7702		18,45		
			1	10,8		0,001	0,002	0,010	0,030	83,214	11,200	3,316	0,468	0,860	0,246	0,261	0,261	0,097	0,028	0,005	0,001	0,8208		19,66		
			0,1	20		0,000	0,001	0,005	0,020	44,211	26,168	17,162	3,023	5,744	1,386	1,274	0,819	0,158	0,026	0,003	0,000	1,275		30,43		
			суммарный			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Хам.	321-67	165	0,101	20	станд сеп	0,012	0,052	4,014	0,068	62,274	13,248	9,583	1,836	4,439	1,223	1,679	1,253	0,268	0,026	0,025		1,103		26,5		
Хам.	321-67	165	6	11,1	диф	0,000	0,120	21,997	3,387	67,888	4,763	1,315	0,127	0,283	0,001	0,053	0,042	0,020	0,002	0,001	0,001	0,869		20,891		
			5	11,1		0,052	0,318	13,378	0,050	80,804	3,810	1,061	0,120	0,224	0,001	0,045	0,051	0,052	0,027	0,002	0,005	0,778		18,711		
			4	11,1		0,043	0,184	9,200	0,043	83,121	4,441	1,577	0,228	0,529	0,003	0,156	0,196	0,203	0,055	0,007	0,014	0,787		18,923		
			3	11,1		0,015	0,015	4,117	0,051	86,338	5,829	1,903	0,268	0,598	0,003	0,162	0,202	0,308	0,135	0,024	0,032	0,784		18,857		
			2	11,1		0,006	0,007	2,309	0,343	86,475	7,275	2,035	0,244	0,369	0,003	0,160	0,219	0,373	0,132	0,023	0,027	0,786		18,903		
			1	11,1		0,006	0,007	2,309	0,343	86,475	7,275	2,035	0,244	0,369	0,003	0,160	0,219	0,373	0,132	0,023	0,027	0,786		18,903		
			0,1	20		0,000	0,000	0,297	0,109	45,168	29,822	15,168	2,086	4,334	0,026	0,912	0,991	0,829	0,197	0,030	0,031	1,212		29,143		
			суммарный			0,011	0,053	5,537	0,559	73,324	12,034	5,136	0,687	1,385	0,329	0,377	0,405	0,121	0,020	0,023	0,000	0,902		21,7		
Хам.	321-105	1	0,101	20	станд сеп	-	0,004	1,207	0,010	65,339	15,229	9,372	1,624	3,814	1,020	1,203	0,888	0,229	0,061			1,0593		25,3		
Хам.	321-105	3	0,101	20	станд сеп	-	0,003	0,787	0,011	66,576	15,562	9,322	1,549	3,524	0,884	0,994	0,626	0,115	0,017			1,0379		24,8		
Хам.	321-105	5	0,101	20	станд сеп	-	0,003	1,253	0,026	65,742	15,432	9,346	1,562	3,627	0,931	1,084	0,755	0,186	0,053			1,0455		25,0		
Хам.	321-105	5	0,6	10	ступ сеп	-	0,008	1,072	0,049	81,670	10,722	3,741	0,468	1,015	0,287	0,344	0,394	0,162					0,842		20,2	
			0,3	70		-	0,003	0,156	0,084	53,256	23,652	13,559	2,005	4,334	1,029	1,075	0,649	0,149					1,158		27,7	
Хам.	321																									

Приложение 4 – Прорывной газ

Составы пластового газа по пластам Чаяндинского месторождения

Приложение 9.5

Продуктивный пласт	Залежь (блок)	№ скв.	Дата отбора	Условия отбора проб	Интервал опробования, м глубина абс. отм.	Плотность, кг/м³		Содержание, % (мольная доля)										Потенциальное содержание УВ С _{5+в} , г/м³		Коэффициент извлечения конденсата
						абсолютная, кг/м³	относительная (по воздуху)	метана	этана	пропана	изобутанов	бутанов	пентана + выше	углекислого газа	азота	водорода	гелия	на пластовый газ	на "сухой" газ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Ботуобинский горизонт																				
Северный блок																				
Бот.	Сев.(осн)	1-ГР	нет данных	сепаратор	1952-2035	0,763	0,634	85,690	4,640	1,430	0,160	0,340	0,360	0,017	6,930	0,040	0,400	13,178	-	-
Бот.	Сев.(осн)	2-ГР	15.09.2017	сепаратор	1947-2026,3	0,77	0,639	85,425	4,670	1,488	0,184	0,404	0,514	0,013	6,871	0,036	0,395	18,8	18,9	0,84
Бот.	Сев.(осн)	3-ГР	30.10.2017	сепаратор	1936-2036	0,772	0,641	85,170	4,720	1,560	0,200	0,440	0,510	0,013	6,960	0,040	0,400	18,3	18,4	0,82
Бот.	Сев.(осн)	180-01	нет данных	сепаратор	1736-1747	0,781	0,648	83,930	4,750	1,640	0,180	0,360	0,500	0,200	8,040	0,050	0,350	17,6	-	-
Бот.	Сев.(осн)	321-1	11.08.1989	сепаратор	1829-1838	0,769	0,638	85,120	4,740	1,770	0,120	0,350	0,390	0,000	6,900	0,180	0,430	14,2	-	-
Бот.	Сев.(осн)	321-3	07.05.1990	сепаратор	1773-1788	0,777	0,645	84,600	4,850	1,670	0,210	0,490	0,460	0,100	7,080	0,050	0,490	17	-	0,94***
Бот.	Сев.(осн)	321-5	09.03.1990	сепаратор	1841-1854	0,768	0,637	85,550	4,570	1,430	0,160	0,380	0,420	0,110	6,880	0,060	0,440	15,23	-	0,94***
Бот.	Сев.(осн)	321-01	нет данных	сепаратор	1840-1858	0,768	0,637	85,120	4,140	1,480	0,140	0,340	0,400	0,060	7,850	0,060	0,410	13,52	13,56	0,92***
Бот.	Сев.(осн)	321-08	01.11.1990	сепаратор	1888-1899	0,776	0,644	84,510	4,490	1,490	0,190	0,540	0,540	0,000	7,650	0,150	0,440	18,88	-	0,94***
Бот.	Сев.(осн)	321-09*	13.06.1991	сепаратор	1845-1847	0,805	0,668	83,390	4,490	2,370	1,270	0,920	0,420	-	6,610	-	0,530	15,66	15,72	0,94***
Бот.	Сев.(осн)	321-09*	07.07.1991	сепаратор	1823-1842	0,81	0,672	82,840	4,470	2,540	1,150	0,870	0,540	0,080	6,760	-	0,500	19,06	19,16	0,94***
Бот.	Сев.(осн)	321-15	11.11.1990	сепаратор	1796-1808	0,761	0,632	87,390	3,580	1,460	0,210	0,440	0,520	0,290	5,520	0,080	0,510	18,14	-	0,93***
Бот.	Сев.(осн)	321-41	нет данных	сепаратор	1939-1947	0,775	0,643	84,614	4,620	1,580	0,180	0,390	0,510	0,030	7,640	0,036	0,400	19	19,1	0,94
Бот.	Сев.(осн)	321-42	25.12.2010	сепаратор	1756-1773 1767-1773	0,773	0,641	84,660	4,500	1,570	0,200	0,440	0,520	0,010	7,580	0,040	0,480	18,3	18,4	0,92
Бот.	Сев.(осн)	321-43	17.11.2010	сепаратор	1777-1785	0,786	0,652	83,890	4,670	1,700	0,240	0,560	0,780	0,010	7,650	0,050	0,450	26,5	26,7	0,86
Бот.	Сев.(осн)	321-59	31.07.2013	сепаратор	1907-1913	0,777	0,6449	84,424	4,733	1,592	0,206	0,457	0,528	0,007	7,642	0,045	0,366	18,73	18,83	0,86
Бот.	Сев.(осн)	321-60	18.11.2013	сепаратор	1848-1852	0,7518	0,6239	88,070	4,358	1,326	0,167	0,332	0,388	0,005	4,990	0,014	0,348	14,2	14,26	0,88
Бот.	Сев.(осн)	321-81	18.10.2014	сепаратор	1916-1922	0,765	0,6349	84,984	4,556	1,377	0,156	0,342	0,318	0,003	7,849	0,024	0,392	11,48	11,52	0,9
Бот.	Сев.(осн)	321-86	10.11.2015	сепаратор	1773-1780	0,754	0,626	87,007	4,492	1,321	0,162	0,337	0,303	0,015	5,959	0,044	0,360	10,9	11	-
Бот.	Сев.(осн)	321-102**	28.09.2021	сепаратор	1656-1668	0,793	0,658	83,581	4,872	1,774	0,285	0,801	1,299	0,007	7,028	0,062	0,291	43,75	44,33	-
Бот.	Сев.(осн)	1009*	05.05.2019	сепаратор	2588,77-2624,82 2680,97-2693,01 2693,72-2704,26 2715,45-2738,41 2750,21-2783,48 2795,07-2898,29	0,777	0,646	84,264	4,803	1,591	0,212	0,455	0,738	0,002	7,455	0,086	0,394	-	32,79	-
Бот.	Сев.(осн)	1012	22.11.2018	сепаратор	2355,51-2615,90 2639,73-2651,18 2676,61-2711,49 2735,48-2758,43 2783,58-2805,77	0,7763	0,6447	84,418	4,672	1,672	0,219	0,497	0,548	0,007	7,493	0,044	0,430	18,91	19,02	-
Бот.	Сев.(осн)	1013	13.12.2018	сепаратор	2531,93-2875,29	0,7812	0,6489	84,245	4,662	1,671	0,208	0,467	0,691	0,005	7,575	0,050	0,426	25,18	25,54	-
Бот.	Сев.(осн)	1013**	16.12.2020	сепаратор	2531,93-2875,29	0,773	0,641	84,796	4,710	1,553	0,199	0,442	0,505	0,006	7,303	0,056	0,430	18,107	18,276	-
Бот.	Сев.(осн)	1014	23.05.2019	сепаратор	2456,56-2467,99 2561,74-2584,31 2602,03-2624,97 2667,74-2747,86 2765,36-2776,80 2801,51-2812,96 2824,64-2836,08	0,762	0,633	85,055	4,886	1,564	0,200	0,429	0,523	0,002	6,927	0,090	0,324	18,98	18,81	-
Бот.	Сев.(осн)	1015	22.04.2019	сепаратор	2517,92-2849,18 2868,95-2888,81 2913,68-2936,23	0,769	0,639	84,295	4,688	1,567	0,209	0,482	0,675	0,006	7,598	0,047	0,433	24,44	24,1	0,92
Бот.	Сев.(осн)	1016	28.06.2019	сепаратор	2589,59-2646,95 2658,70-2716,25 2728,00-2785,50 2797,27-2877,59 2925,39-2936,62	0,754	0,626	85,001	4,623	1,448	0,170	0,363	0,311	0,006	7,596	0,046	0,436	10,87	10,84	-

Продолжение Приложения 9.5

Продуктивный пласт	Залежь (блок)	№ скв.	Дата отбора	Условия отбора проб	Интервал опробования, м глубина абс. отм.	Плотность, кг/м ³		Содержание, % (мольная доля)											Потенциальное содержание УВ C _{5+в} , г/м ³		Коэффициент извлечения конденсата
						абсолютная, кг/м ³	относительная (по воздуху)	метана	этана	пропана	изобутанов	бутанов	пентана + высшие	углеисл о газа	азота	водорода	гелия	на пластовый газ	на "сухой" газ		
Бот.	Сев.(осн)	1017	10.12.2018	сепаратор	2443,64-2466,62 2491,71-2526,05 2561,85-2700,49 2724,09-2735,57 2760,08-2791,79 2815,83-2827,40 2852,38-2863,76 2875,31-2898,29	0,7725	0,6416	84,909	4,760	1,617	0,196	0,427	0,505	0,003	7,175	0,057	0,351	17,86	17,95	-	
Бот.	Сев.(осн)	1018	31.03.2019	сепаратор	2505,97-2838,07 2867,93-2888,54 2913,68-2935,17	0,777	0,645	84,313	4,718	1,595	0,202	0,448	0,584	0,006	7,653	0,049	0,432	21,15	20,86	0,92	
Бот.	Сев.(осн)	1019	07.04.2019	сепаратор	2568,64-2738,96 2750,65-2762,11 2785,63-2866,27 2889,79-2900,82 2925,54-2937,55	0,762	0,633	84,758	4,647	1,481	0,180	0,400	0,502	0,004	7,584	0,041	0,403	18,43	18,2	0,95	
Бот.	Сев.(осн)	1021	10.03.2019	сепаратор	2516,82-2837,56 2855,17-2866,68 2891,30-2914,19	0,7791	0,6471	84,178	4,743	1,624	0,215	0,490	0,625	0,007	7,636	0,049	0,433	21,95	22,09	-	
Бот.	Сев.(осн)	1022	04.04.2019	сепаратор	2489,23-2671,85 2689,72-2712,75 2737,66-2771,33 2877,15-2900,14 2924,54-2936,33	0,769	0,639	84,220	4,712	1,553	0,204	0,467	0,657	0,007	7,702	0,048	0,430	23,65	23,35	-	
Бот.	Сев.(осн)	1023	09.05.2019	сепаратор	2546,50-2557,95 2582,23-2592,80 2612,38-2833,89 2856,92-2901,60 2925,54-2937,01	0,76	0,632	84,904	4,652	1,433	0,175	0,390	0,507	0,003	7,496	0,043	0,397	18,43	18,24	-	
Бот.	Сев.(осн)	1024	16.02.2019	сепаратор	2605,55-2659,84 2679,93-2718,93 2743,89-2765,22 2789,09-2810,39 2835,54-2846,59 2870,74-2892,08 2917,2-2938,02	0,7834	0,6507	84,129	4,684	1,647	0,224	0,538	0,762	0,004	7,532	0,050	0,430	26,8	27,01	-	
Бот.	Сев.(осн)	1026	23.02.2019	сепаратор	2474,76-2703,96 2737,87-2749,61 2774,86-2808,7 2832,82-2865,92 2891,13-2914,07	0,7701	0,6396	84,651	4,610	1,536	0,182	0,400	0,415	0,007	7,753	0,040	0,406	14,71	14,77	-	
Бот.	Сев.(осн)	1027	24.03.2019	сепаратор	2525,69-2547,04 2570,52-2593,39 2618,19-2629,51 2653,46-2664,91 2682,91-2715,90 2752,13-2948,29	0,76	0,631	84,877	4,653	1,548	0,184	0,400	0,440	0,005	7,420	0,043	0,430	15,83	15,65	-	
Бот.	Сев.(осн)	1028	08.04.2019	сепаратор	2594,34-2625,22 2649,92-2660,27 2695,27-2705,40 2740,69-2752,38 2777,86-2798,54 2833,67-2857,09 2882,68-2914,22	0,7688	0,6386	84,973	4,622	1,455	0,171	0,374	0,461	0,005	7,490	0,041	0,408	16,6	16,68	-	
Бот.	Сев.(осн)	1029	08.05.2019	сепаратор	2587,66-2807,63 2842,78-2866,04 2890,39-2913,54	0,762	0,633	84,766	4,666	1,465	0,183	0,413	0,533	0,005	7,523	0,041	0,405	19,43	19,18	-	
Бот.	Сев.(осн)	1030	05.08.2019	сепаратор	2499,43-2534,72 2559,92-2595,88 2596,58-2619,68 2631,49-2654,56 2686,41-2689,60 2713,23-2747,99 2759,69-2771,36 2783,12-2817,93 2829,65-2841,26 2852,99-2876,25 2924,57-2936,17	0,766	0,638	84,689	4,642	1,556	0,194	0,438	0,615	0,003	7,413	0,041	0,409	22,8	22,54	-	
Бот.	Сев.(осн)	1032**	27.09.2019	сепаратор	2476,55-2806,91	0,765	0,635	84,486	4,698	1,525	0,190	0,417	0,546	0,003	7,676	0,055	0,404	19,77	19,87	-	

Продолжение Приложения 9.5

Продуктивный пласт	Залежь (блок)	№ скв.	Дата отбора	Условия отбора проб	Интервал опробования, м глубина абс. отм.	Плотность, кг/м ³		Содержание, % (мольная доля)										Потенциальное содержание УВ С _{5+в} , г/м ³		Коэффициент извлечения конденсата
						абсолютная, кг/м ³	относительная (по воздуху)	метана	этана	пропана	изобутанов	бутанов	пентана + высшие	углекислого газа	азота	водорода	гелия	на пластовый газ	на "сухой" газ	
Бот.	Сев.(осн)	1033	21.08.2019	сепаратор	2443,63-2466,1 2477,84-2489,27 2500,96-2510,96 2522,72-2556,84 2568,59-2612,7 2636,39-2659,16 2684,16-2706,93 2742,77-2765,81 2790,67-2836,04	0,76	0,631	84,765	4,644	1,429	0,172	0,378	0,465	0,005	7,702	0,040	0,400	16,96	16,78	-
Бот.	Сев.(осн)	1034**	16.03.2020	сепаратор	2465,61-2792,50	0,76	0,631	84,648	4,667	1,456	0,175	0,383	0,442	0,007	7,782	0,041	0,399	15,9	15,97	-
Бот.	Сев.(осн)	1036	26.08.2019	сепаратор	2444,91-2794,7	0,762	0,633	84,709	4,608	1,529	0,180	0,398	0,486	0,005	7,653	0,041	0,391	17,65	17,46	-
Бот.	Сев.(осн)	1037**	09.09.2019	сепаратор	2400,14-2422,95 2434,7-2457,67 2469,35-2503,6 2515,45-2549,47 2561,13-2606,99 2618,82-2653,02 2684,85-2699,1 2710,95-2745,18 2756,99-2791,36 2803,24-2836,56	0,763	0,634	84,608	4,659	1,522	0,188	0,416	0,506	0,003	7,657	0,042	0,399	18,23	18,02	-
Бот.	Сев.(осн)	1038**	09.11.2019	сепаратор	2440,15-2534,14 2641,63-2759,45	0,768	0,638	84,083	4,667	1,618	0,206	0,459	0,594	0,007	7,881	0,049	0,436	21,15	21,28	0,91
Бот.	Сев.(осн)	1039**	03.10.2019	сепаратор	2443,65-2569,20 2592,53-2805,39	0,763	0,634	84,574	4,667	1,471	0,180	0,405	0,537	0,007	7,721	0,040	0,398	19,53	19,29	-
Бот.	Сев.(осн)	1040**	21.02.2020	сепаратор	2496,30-2804,77	0,761	0,632	84,660	4,648	1,469	0,176	0,385	0,477	0,008	7,728	0,043	0,406	17,18	17,27	0,95
Бот.	Сев.(осн)	1041**	14.10.2019	сепаратор	2459,84-2494,86 2555,38-2682,42 2743,02-2847,29	0,769	0,639	84,127	4,659	1,598	0,207	0,461	0,619	0,006	7,841	0,049	0,433	22,64	22,31	-
Бот.	Сев.(осн)	1042	03.07.2019	сепаратор	2436,70-2836,47	0,761	0,632	84,905	4,570	1,459	0,182	0,384	0,535	0,005	7,496	0,054	0,410	19,5	19,27	-
Бот.	Сев.(осн)	1043**	30.09.2019	сепаратор	2435,01-2558,62 2591,41-2804,93	0,771	0,64	84,000	4,702	1,591	0,203	0,458	0,675	0,006	7,883	0,050	0,432	24,57	24,2	-
Бот.	Сев.(осн)	1044	13.04.2019	сепаратор	2406,33-2651,74 2686,94-2719,65 2744,76-2768,38 2792,47-2826,67 2851,88-2874,18	0,77	0,639	84,902	4,691	1,437	0,170	0,374	0,477	0,006	7,498	0,044	0,401	17,,56	17,25	-
Бот.	Сев.(осн)	1045**	22.09.2019	сепаратор	2463,01-2781,59	0,764	0,635	84,463	4,682	1,539	0,190	0,427	0,518	0,004	7,743	0,039	0,395	18,61	18,71	-
Бот.	Сев.(осн)	1046**	08.08.2020	сепаратор	2463,17-2805,87	0,768	0,638	84,088	4,714	1,587	0,208	0,467	0,587	0,008	7,853	0,051	0,437	20,68	20,8	0,93
Бот.	Сев.(осн)	1047**	03.01.2020	сепаратор	2546,9-2847,8	0,768	0,638	84,117	4,666	1,573	0,199	0,445	0,597	0,007	7,922	0,049	0,425	21,38	21,51	0,93
Бот.	Сев.(осн)	1048*	22.01.2019	сепаратор	2457,76-2833,50 2857,23-2879,22 2904,43-2926,97	0,7625	0,6333	85,240	4,548	1,433	0,157	0,332	0,318	0,006	7,503	0,040	0,423	10,99	11,02	-
Бот.	Сев.(осн)	1048	14.06.2019	сепаратор	2457,76-2833,50 2857,23-2879,22 2904,43-2926,97	0,764	0,634	84,685	4,613	1,537	0,195	0,431	0,555	0,006	7,523	0,040	0,415	20,17	19,89	-
Бот.	Сев.(осн)	1049**	04.06.2020	сепаратор	2473,74-2794,26	0,768	0,638	84,049	4,723	1,569	0,202	0,453	0,587	0,007	7,926	0,051	0,433	20,88	21	-
Бот.	Сев.(осн)	1050	28.03.2019	сепаратор	2524,73-2823,89 2860,95-2884,97 2911,32-2935,35	0,759	0,63	84,901	4,661	1,496	0,182	0,393	0,429	0,005	7,468	0,050	0,415	15,45	15,27	0,93
Бот.	Сев.(осн)	1051**	31.03.2020	сепаратор	2434,05-2445,55 2468,65-2805,23	0,766	0,636	84,270	4,673	1,577	0,198	0,431	0,541	0,007	7,815	0,050	0,438	19,66	19,77	-
Бот.	Сев.(осн)	1052**	02.05.2020	сепаратор	2403,92-2739,65	0,768	0,638	84,147	4,682	1,596	0,206	0,462	0,579	0,008	7,830	0,051	0,439	20,55	20,67	-
Бот.	Сев.(осн)	1053**	16.04.2020	сепаратор	2463,06-2804,93	0,762	0,633	84,599	4,571	1,538	0,189	0,407	0,464	0,008	7,760	0,037	0,427	16,63	16,71	-
Бот.	Сев.(осн)	1054**	13.02.2020	сепаратор	2715,29-2454,76	0,762	0,633	84,622	4,580	1,490	0,184	0,404	0,504	0,008	7,746	0,038	0,424	18,08	18,17	0,94
Бот.	Сев.(осн)	1055**	27.06.2020	сепаратор	2462,07-2806,14	0,768	0,638	84,070	4,694	1,605	0,207	0,466	0,581	0,007	7,879	0,051	0,440	20,46	20,58	-
Бот.	Сев.(осн)	1056**	13.10.2019	сепаратор	2454,83-2794,56	0,763	0,634	84,494	4,591	1,524	0,192	0,418	0,511	0,007	7,788	0,045	0,430	18,47	18,27	-
Бот.	Сев.(осн)	1057**	03.08.2020	сепаратор	2476,77-2806,26	0,764	0,634	84,396	4,638	1,537	0,196	0,435	0,506	0,008	7,799	0,049	0,436	17,81	17,9	-
Бот.	Сев.(осн)	1058**	04.09.2019	сепаратор	2418,05-2598,29 2610,19-2655,71 2703,06-2805,13	0,763	0,634	84,687	4,710	1,577	0,193	0,432	0,537	0,003	7,376	0,042	0,443	19,46	19,21	-
Бот.	Сев.(осн)	1059	28.07.2019	сепаратор	2449,03-2539,22 2551,11-2573,88 2585,86-2608,86 2620,77-2643,49 2655,50-2678,40 2690,31-2713,12 2725,02-2747,85 2777,44-2800,3 2824,98-2836,44	0,767	0,637	84,693	4,580	1,602	0,197	0,435	0,649	0,005	7,388	0,048	0,403	23,55	23,29	-

Продолжение Приложения 9.5

Продуктивный пласт	Залежь (блок)	№ скв.	Дата отбора	Условия отбора проб	Интервал опробования, м глубина абс. отм.	Плотность, кг/м ³		Содержание, % (мольная доля)												Потенциальное содержание УВ C ₅₊ , г/м ³		Коэффициент извлечения конденсата
						абсолютная, кг/м ³	относительная (по воздуху)	метана	этана	пропана	изобутанов	бутанов	пентана + высшие	углекислого газа	азота	водорода	гелия	на пластовый газ	на "сухой" газ			
Бот.	Сев.(осн)	1060**	24.05.2020	сепаратор	2438,95-2673,29	0,76	0,631	84,719	4,536	1,480	0,184	0,401	0,458	0,007	7,745	0,035	0,435	16,19	16,26	-		
Бот.	Сев.(осн)	1061**	20.03.2020	сепаратор	2448,54-2794,29	0,764	0,635	84,500	4,636	1,529	0,190	0,409	0,535	0,008	7,730	0,039	0,424	19,34	19,44	-		
Бот.	Сев.(осн)	1062*	26.02.2020	сепаратор	2473,12-2612,92 2661,00-2812,64	0,769	0,639	84,069	4,7	0,605	0,206	0,46	1,626	0,008	7,843	0,05	0,433	-	22,63	-		
Бот.	Сев.(осн)	1064**	06.06.2020	сепаратор	2438,89-2806,31	0,761	0,632	84,593	4,588	1,48	0,179	0,383	0,478	0,006	7,811	0,045	0,437	17,48	17,56	-		
Бот.	Сев.(осн)	1065**	21.06.2020	сепаратор	2462,22-2793,69	0,768	0,638	84,11	4,673	1,599	0,206	0,462	0,582	0,005	7,878	0,05	0,435	20,71	20,83	-		
Бот.	Сев.(осн)	1066	06.08.2019	сепаратор	2451,56-2518,69 2530,52-2598,67 2610,66-2678,77 2690,79-2747,03 2776,88-2788,23 2813,27-2835,99	0,758	0,63	84,938	4,625	1,483	0,173	0,376	0,430	0,005	7,514	0,047	0,409	15,47	15,32	-		
Бот.	Сев.(осн)	1067**	18.06.2020	сепаратор	2492,92-2782,64	0,768	0,638	84,224	4,650	1,592	0,204	0,457	0,585	0,007	7,798	0,049	0,434	21,49	21,61	-		
Бот.	Сев.(осн)	1068**	01.10.2019	сепаратор	2742,85-2788,02 2686,73-2731,77 2630,00-2675,55 2572,89-2618,41 2515,63-2561,28 2414,05-2504,03	0,764	0,634	84,501	4,663	1,536	0,189	0,418	0,521	0,006	7,723	0,043	0,400	18,75	18,51	-		
Бот.	Сев.(осн)	1069**	30.06.2020	сепаратор	2465,52-2806,00	0,763	0,634	84,527	4,647	1,504	0,186	0,414	0,502	0,009	7,747	0,041	0,423	17,89	17,98	-		
Бот.	Сев.(осн)	1071	24.06.2019	сепаратор	2434,45-2530,42 2542,85-2748,56 2777,82-2789,27 2812,47-2836,33	0,761	0,632	84,825	4,630	1,502	0,185	0,410	0,500	0,005	7,493	0,045	0,405	17,91	17,69	-		
Бот.	Сев.(осн)	1073	23.02.2019	сепаратор	2505,81-2803,18 2822,7-2834,72 2861,38-2873,23 2893,08-2905,09 2931,23-2943,23	0,7766	0,645	84,597	4,590	1,591	0,207	0,478	0,618	0,005	7,447	0,044	0,423	21,85	21,99	-		
Бот.	Сев.(осн)	1074**	12.06.2020	сепаратор	2475,21-2515,53 2527,05-2577,44 2589,23-2639,59 2651,15-2691,46 2703,03-2743,20 2754,74-2784,84 2826,43-2836,50	0,762	0,633	84,565	4,616	1,480	0,185	0,410	0,511	0,007	7,761	0,041	0,424	18,14	18,23	-		
Бот.	Сев.(осн)	1076**	16.04.2020	сепаратор	2455,48-2797,97	0,764	0,634	84,456	4,623	1,502	0,186	0,409	0,516	0,007	7,845	0,040	0,416	18,71	18,81	-		
Бот.	Сев.(осн)	1077**	23.10.2019	сепаратор	2459,82-2799,23	0,762	0,633	84,688	4,602	1,450	0,175	0,381	0,517	0,006	7,724	0,046	0,411	18,99	19,09	0,91		
Бот.	Сев.(осн)	1080**	18.10.2019	сепаратор	2459,46-2794,36	0,764	0,634	84,513	4,658	1,522	0,187	0,416	0,508	0,006	7,748	0,040	0,402	18,52	18,29	-		
Бот.	Сев.(осн)	1081**	10.06.2020	сепаратор	2471,80-2805,48	0,762	0,633	84,546	4,624	1,482	0,186	0,406	0,500	0,007	7,783	0,041	0,425	17,95	18,04	-		
Бот.	Сев.(осн)	1082**	11.03.2020	сепаратор	2448,03-2807,14	0,762	0,633	84,625	4,639	1,482	0,184	0,406	0,496	0,008	7,696	0,046	0,418	17,65	17,74	-		
Бот.	Сев.(осн)	1083**	05.03.2020	сепаратор	2466,66-2672,72 2745,14-2848,29	0,762	0,633	84,537	4,652	1,512	0,191	0,426	0,559	0,007	7,665	0,045	0,406	17,47	17,55	-		
Бот.	Сев.(осн)	1085**	16.05.2020	сепаратор	2463,20-2805,87	0,761	0,632	84,600	4,635	1,481	0,182	0,396	0,442	0,006	7,796	0,040	0,422	15,76	15,83	-		
Бот.	Сев.(осн)	1087	19.08.2019	сепаратор	2460,00-2494,31 2506,12-2450,41 2551,93-2586,38 2598,00-2632,34 2643,99-2724,45 2736,27-2747,74 2765,67-2788,66 2813,31-2824,73	0,762	0,632	84,880	5,099	1,546	0,186	0,395	0,465	0,006	7,008	0,040	0,375	17,21	17,04	-		
Бот.	Сев.(осн)	1088**	24.03.2020	сепаратор	2451,70-2805,75	0,762	0,633	84,557	4,655	1,495	0,183	0,402	0,494	0,009	7,745	0,042	0,418	17,66	17,75	-		
Бот.	Сев.(осн)	1089**	02.09.2019	сепаратор	2467,65-2793,92	0,76	0,631	84,934	4,629	1,494	0,178	0,389	0,477	0,005	7,457	0,041	0,396	17,15	16,97	-		
Бот.	Сев.(осн)	1090**	07.04.2020	сепаратор	2455,74-2604,21	0,765	0,635	84,495	4,618	1,520	0,186	0,406	0,558	0,007	7,753	0,046	0,411	20,27	20,38	-		
Бот.	Сев.(осн)	1091**	08.04.2020	сепаратор	2456,65-2799,46	0,763	0,634	84,533	4,611	1,551	0,188	0,407	0,493	0,007	7,746	0,044	0,420	17,77	17,85	-		
Бот.	Сев.(осн)	1093**	25.04.2020	сепаратор	2451,98-2673,57 2719,15-2799,76	0,763	0,634	84,549	4,652	1,525	0,189	0,416	0,493	0,008	7,710	0,045	0,413	17,63	17,72	-		
Бот.	Сев.(осн)	1094	22.08.2019	сепаратор	2464,46-2510,05 2521,58-2532,06 2543,77-2577,99 2589,65-2623,91 2635,79-2681,38 2692,77-2715,56 2727,2-2761,77 2779,4-2802,22 2825,73-2836,79	0,758	0,63	84,861	4,588	1,442	0,176	0,384	0,408	0,004	7,697	0,040	0,400	14,65	14,52	-		
Бот.	Сев.(осн)	1095**	10.09.2019	сепаратор	2419,53-2652,24 2735,58-2794,17	0,761	0,632	84,713	4,597	1,484	0,176	0,379	0,479	0,003	7,713	0,040	0,416	17,38	17,23	-		
Бот.	Сев.(осн)	1096	28.08.2019	сепаратор	2410,49-2672,87 2702,87-2714,36 2739,69-2751,02	0,764	0,635	84,513	4,698	1,522	0,189	0,425	0,544	0,005	7,676	0,040	0,388	19,52	19,32	-		

Продолжение Приложения 9.5

Продуктивный пласт	Залежь (блок)	№ скв.	Дата отбора	Условия отбора проб	Интервал опробования, м глубина абс. отм.	Плотность, кг/м ³		Содержание, % (мольная доля)											Потенциальное содержание УВ C _{5+в} , г/м ³		Коэффициент извлечения конденсата
						абсолютная, кг/м ³	относительная (по воздуху)	метана	этана	пропана	изобутанов	бутанов	пентана + высшие	углекислого газа	азота	водорода	гелия	на пластовый газ	на "сухой" газ		
Бот.	Сев.(осн)	1097**	04.09.2019	сепаратор	2418,05-2598,29 2610,19-2655,71 2393,24-2795,22	0,761	0,632	84,698	4,662	1,468	0,176	0,389	0,476	0,004	7,690	0,040	0,397	17,2	17,03	-	
Бот.	Сев.(осн)	1098	16.08.2019	сепаратор	2470,81-2733,88	0,761	0,632	84,869	4,639	1,537	0,185	0,403	0,475	0,003	7,440	0,043	0,406	17,09	16,9	-	
Бот.	Сев.(осн)	1099**	07.09.2019	сепаратор	2438,64-2728,03 2777,59-2836,40	0,765	0,635	84,516	4,667	1,550	0,192	0,420	0,541	0,004	7,658	0,042	0,410	19,71	19,48		
Бот.	Сев.(осн)	1100	19.07.2019	сепаратор	2483,85-2563,95 2598,86-2621,89 2739,37-2889,05 2924,83-2936,40	0,763	0,634	84,585	4,660	1,563	0,195	0,430	0,501	0,005	7,571	0,050	0,440	18,09	17,82	-	
Бот.	Сев.(осн)	1101**	23.09.2019	сепаратор	2461,36-2719,4	0,761	0,632	84,664	4,605	1,487	0,180	0,401	0,472	0,004	7,735	0,040	0,412	16,71	16,58	-	
Бот.	Сев.(осн)	1102	12.07.2019	сепаратор	2463,24-2497,50 2509,18-2532,04 2543,72-2577,97 2589,58-2623,83 2635,34-2668,51 2680,36-2713,41 2725,32-2759,46 2777,42-2800,35 2824,75-2836,16	0,761	0,632	84,861	4,653	1,510	0,186	0,410	0,490	0,005	7,424	0,052	0,409	17,59	17,41	-	
Бот.	Сев.(осн)	1103	29.07.2019	сепаратор	2413,68-2436,36 2460,84-2483,48 2513,31-2524,60 2536,05-2558,40 2605,48-2651,27 2723,28-2836,61	0,765	0,635	84,519	4,657	1,570	0,193	0,425	0,568	0,005	7,577	0,052	0,434	20,53	20,37	-	
Бот.	Сев.(осн)	1104**	23.04.2020	сепаратор	2465,28-2798,37	0,763	0,633	84,587	4,628	1,533	0,186	0,402	0,489	0,008	7,721	0,043	0,403	17,71	17,8	-	
Бот.	Сев.(осн)	1105	06.01.2019	сепаратор	2541,25-2712,85 2736,19-2757,90 2782,89-2804,72 2828,41-2839,33 2882,33-2894,20 2919,18-2950,39	0,775	0,6437	84,473	4,698	1,606	0,205	0,460	0,529	0,004	7,539	0,051	0,435	18,86	18,96	-	
Бот.	Сев.(осн)	1106	17.03.2019	сепаратор	2547,42-2604,14 2634,35-2690,29 2720,22-2753,97 2779,16-2790,12 2808,51-2830,42 2855,45-2877,1	0,785	0,652	84,050	5,024	1,780	0,278	0,675	0,642	0,004	7,119	0,042	0,386	22,49	22,17	-	
Бот.	Сев.(осн)	1110**	12.04.2022	сепаратор	2171,30-2695,99	0,755	0,627	86,246	5,202	1,735	0,222	0,430	0,399	0,002	5,407	0,204	0,153	14	14,05	0,92	
Бот.	Сев.(осн)	1111**	29.10.2022	сепаратор	2152,35-2595,30	0,76	0,631	85,138	5,014	1,680	0,210	0,424	0,417	0,002	6,712	0,130	0,273	14,49	14,55	0,94	
Бот.	Сев.(осн)	1112**	03.09.2022	сепаратор	2025,31-2732,99	0,762	0,633	85,384	5,068	1,713	0,223	0,448	0,492	0,002	6,303	0,149	0,218	17,64	17,73	-	
Бот.	Сев.(осн)	1112**	14.12.2022	сепаратор	2025,31-2732,99	0,759	0,63	85,521	5,067	1,695	0,215	0,429	0,409	0,002	6,294	0,149	0,219	14,61	14,67	-	
Бот.	Сев.(осн)	1115**	07.10.2022	сепаратор	2047,50-2714,15	0,75	0,623	85,860	4,942	1,540	0,171	0,317	0,240	0,002	6,538	0,139	0,251	8,89	8,91	0,89	
Бот.	Сев.(осн)	1191**	11.12.2022	сепаратор	1983,54-2666,31	0,76	0,631	85,203	5,019	1,683	0,215	0,437	0,423	0,002	6,623	0,134	0,261	14,83	14,9	0,93	
Залежь блока Южный I-1																					
Бот.	ЮЖ I-1	321-10*	23.08.1992	сепаратор	1668-1677	0,81	0,672	83,24	4,45	2,67	0,41	0,73	1,12	0,16	6,82	-	0,4	41	36,87	0,88***	
Бот.	ЮЖ I-1	321-101**	15.10.2021	сепаратор	1763-1775	0,762	0,633	84,647	4,576	1,479	0,184	0,409	0,514	0,007	7,703	0,043	0,438	18,25	18,35	0,95	
Бот.	ЮЖ I-1	1005	17.02.2019	сепаратор	2548,76-2580,51 2585,36-2596,92 2618,74-2723,49 2753,26-2764,81 2791,87-2803,42 2821,69-2988,29	0,782	0,6495	84,179	4,678	1,678	0,221	0,506	0,708	0,006	7,542	0,048	0,434	25,25	25,43	-	
Бот.	ЮЖ I-1	1006	10.01.2019	сепаратор	2485,55-2509,60 2535,42-2557,83 2581,79-2842,16 2865,18-2899,67 2925,09-2947,8	0,7777	0,6459	84,406	4,676	1,592	0,205	0,470	0,623	0,005	7,552	0,047	0,424	22,15	22,29	-	
Бот.	ЮЖ I-1	1007	01.04.2019	сепаратор	2597,27-2788,26 2806,21-2839,47 2864,45-2886,3	0,773	0,642	84,702	4,601	1,551	0,197	0,438	0,515	0,007	7,508	0,042	0,439	18,61	18,36	0,91	
Бот.	ЮЖ I-1	1008	11.11.2018	сепаратор	2490,15-2513,06 2535,23-2546,81 2621,88-2781,29	0,7762	0,6447	84,518	4,647	1,618	0,206	0,462	0,577	0,007	7,487	0,044	0,434	20,63	20,75	0,95	
Бот.	ЮЖ I-1	1008**	29.12.2020	сепаратор	2490,15-2513,06 2535,23-2546,81 2621,88-2781,29	0,771	0,64	85,039	4,549	1,477	0,186	0,414	0,530	0,011	7,300	0,047	0,447	19,463	19,627	-	
Бот.	ЮЖ I-1	2005**	03.12.2020	сепаратор	2338,02-2350,02 2375,47-2670,10 2693,77-2704,35 2729,63-2762,97	0,774	0,643	84,716	4,702	1,558	0,201	0,449	0,530	0,008	7,352	0,047	0,437	19,139	19,28	-	

Продолжение Приложения 9.5

Продуктивный пласт	Залежь (блок)	№ скв.	Дата отбора	Условия отбора проб	Интервал опробования, м глубина абс. отм.	Плотность, кг/м ³		Содержание, % (мольная доля)											Потенциальное содержание УВ C ₅₊ , г/м ³		Коэффициент извлечения конденсата
						абсолютная, кг/м ³	относительная (по воздуху)	метана	этана	пропана	изобутанов	бутанов	пентана + высшие	углекислоты газа	азота	водорода	гелия	на пластовый газ	на "сухой" газ		
Залежь блока Южный I-2																					
Бот.	ЮЖ I-2	321-47	04.03.2011	сепаратор	1633-1641	0,773	0,642	84,190	4,650	1,470	0,190	0,410	0,460	0,010	8,110	0,050	0,460	16,2	16,3	0,91***	
Бот.	ЮЖ I-2	1004	19.03.2019	сепаратор	2420,50-2442,94 2467,85-2488,95 2536,79-2557,88 2583,38-2595,39 2619,04-2899,29	0,7807	0,6484	84,226	4,690	1,662	0,238	0,569	0,641	0,005	7,484	0,047	0,438	22,5	22,64	-	
Залежь блока Южный I-3																					
Бот.	ЮЖ I-3	321-91	04.05.2016	сепаратор	1677-1690	0,78	0,65	81,100	4,468	1,296	0,159	0,328	0,384	0,009	11,530	н/д	0,725	14,506	14,568	-	
Бот.	ЮЖ I-3	1002*	17.07.2018	сепаратор	2131,48-2173,82 2403,36-2587,58	0,7906	0,6567	80,327	4,57	1,487	0,184	0,4	0,502	0,004	11,79	0,026	0,71	17,96	18,05	-	
Залежь блока Южный I-4																					
Бот.	ЮЖ I-4	1001	05.04.2018	сепаратор	2087,07-2099,11; 2125,62-2137,66; 2155,16-2179,18; 2205,56-2229,57; 2246,88-2306,96; 2324,07-2336,07; 2362,65-2434,7; 2452,06-2511,21; 2536,94-2548,96; 2561,52-2597,57	0,778	0,6462	83,963	4,693	1,564	0,198	0,438	0,580	0,003	8,029	0,052	0,480	21,09	21,21	-	
Бот.	ЮЖ I-4	1003	13.12.2017	сепаратор	1942,49-2478,30	0,771	0,6403	84,387	4,639	1,507	0,183	0,398	0,438	0,004	7,926	0,051	0,467	15,37	15,43	0,96	
Залежь блока Южный II-1																					
Бот.	ЮЖ II-1 (р-н скв. 845-321-52)	321-105**	02.06.2021	сепаратор	1529-1541	0,784	0,652	83,172	4,269	1,309	0,177	0,384	0,812	0,006	9,342	0,035	0,494	39,44	39,77	-	
Хамакинский горизонт																					
Северный блок																					
Хам.	Сев.	761	нет данных	сепаратор	1798-1813	0,78	0,647	83,300	4,540	1,610	0,170	0,350	0,400	0,170	9,040	0,300	0,120	14,642	-	-	
Хам.	Сев.	180-03	нет данных	сепаратор	1784-1796	0,769	0,638	86,190	4,110	1,740	0,190	0,440	0,520	0,150	6,200	0,190	0,270	19,035	-	-	
Хам.	Сев.	321-43*	03.11.2010	сепаратор	1812,5-1828,5	0,772	0,641	83,950	4,940	1,440	0,140	0,360	0,440	0,010	8,200	0,090	0,440	15,1	15,2	0,94***	
Хам.	Сев.	2105**	15.03.2022	сепаратор	2648,74-3083,85	0,762	0,633	84,716	4,872	1,527	0,179	0,395	0,465	0,004	7,414	0,082	0,346	16,96	17,04	-	
Хам.	Сев.	2106**	17.06.2022	сепаратор	2808,90-3364,27	0,759	0,631	84,695	4,859	1,515	0,174	0,379	0,399	0,004	7,558	0,080	0,337	14,08	14,14	-	
Хам.	Сев.	2108**	20.05.2022	сепаратор	2149,32-2901,79	0,754	0,627	84,777	4,906	1,394	0,143	0,317	0,287	0,002	7,735	0,091	0,348	10,28	10,31	-	
Хам.	Сев.	2109**	03.11.2022	сепаратор	2331,88-3049,06	0,757	0,629	84,805	4,816	1,489	0,166	0,366	0,370	0,004	7,558	0,080	0,346	12,82	12,87	0,96	
Хам.	Сев.	2110**	19.11.2022	сепаратор	2207,72-2902,73	0,754	0,626	84,808	4,889	1,401	0,143	0,311	0,285	0,003	7,713	0,091	0,356	10,23	10,26	-	
Хам.	Сев.	2111**	04.12.2022	сепаратор	2205,14-2837,88	0,766	0,636	84,541	4,798	1,547	0,218	0,563	0,506	0,003	7,407	0,082	0,335	18,19	18,28	-	
Хам.	Сев.	2112**	06.01.2023	сепаратор	2330,64-2999,11	0,762	0,633	84,749	4,836	1,502	0,179	0,389	0,483	0,004	7,442	0,082	0,334	17,44	17,53	0,94	
Хам.	Сев.	2113**	20.03.2023	сепаратор	2341,75-2577,49	0,76	0,632	84,717	4,824	1,483	0,169	0,376	0,447	0,005	7,555	0,085	0,339	16,04	16,11	0,94	
Хам.	Сев.	2114**	15.04.2023	сепаратор	2787,19-3002,31	0,758	0,629	84,821	4,757	1,470	0,169	0,365	0,375	0,004	7,606	0,063	0,370	13,39	13,44	0,94	
Залежь блока Южный I-1 (р-н скв. 321-25)																					
Хам.	ЮЖ I-1 (р-н скв. 321-25)	321-101**	05.09.2021	сепаратор	1801-1813	0,76	0,631	82,386	4,279	1,207	0,121	0,283	0,277	0,003	10,654	0,090	0,700	9,79	9,82	0,98	
Хам.	ЮЖ I-1 (р-н скв. 321-25)	2001**	27.07.2020	сепаратор	2417,50-2429,03 2430,35-2441,70 2513,91-2548,29	0,765	0,636	82,637	4,537	1,368	0,154	0,355	0,388	0,007	9,909	0,063	0,582	13,55	13,6	-	
Хам.	ЮЖ I-1 (р-н скв. 321-25)	2121*	26.01.2019	сепаратор	2204,67-2238,6 2339,96-2360,53 2385,22-2416,22 2445,78-2457,26 2481,92-2505,46 2535,23-2697,92 2727,38-2748,44 2773,11-2794,2 2823,87-2844,95 2869,43-2900,75	0,7678	0,6377	84,714	4,629	1,51	0,175	0,378	0,37	0,006	7,732	0,047	0,439	13,14	13,19	-	

Продолжение Приложения 9.5

Продуктивный пласт	Залежь (блок)	№ скв.	Дата отбора	Условия отбора проб	Интервал опробования, м глубина абс. отм.	Плотность, кг/м ³		Содержание, % (мольная доля)											Потенциальное содержание УВ С _{3+в} , г/м ³		Коэффициент извлечения конденсата
						абсолютная, кг/м ³	относительная (по воздуху)	метана	этана	пропана	изобутанов	бутанов	пентана + высшие	углекислого газа	азота	водорода	гелия	на пластовый газ	на "сухой" газ		
Залежь блока Южный I-1 (р-н скв. 321-103)																					
Хам.	ЮЖ I-1 (р-н скв. 321-103)	228-1*	28.08.1990	сепаратор	1739-1754	0,778	0,646	81,53	4,46	1,16	0,12	0,28	0,24	0,33	11,04	0,07	0,77	10,85	-	0,94***	
Хам.	ЮЖ I-1 (р-н скв. 321-103)	321-48*	13.12.2011	сепаратор	1770-1784	0,783	0,65	80,980	4,470	1,330	0,150	0,330	0,410	0,010	11,590	0,020	0,710	14,3	14,4	0,92***	
Хам.	ЮЖ I-1 (р-н скв. 321-103)	321-48*	01.01.2012	сепаратор	1750-1757	0,776	0,644	81,610	4,480	1,240	0,130	0,280	0,280	0,010	11,210	0,030	0,740	10,5	10,5	0,94***	
Хам.	ЮЖ I-1 (р-н скв. 321-103)	321-48	31.03.2018	сепаратор	1782,1-1780,2 1781,6-1770,2 1754,6-1749,2	0,7716	0,6409	82,263	4,430	1,244	0,132	0,280	0,295	0,006	10,564	0,022	0,764	10,55	10,58	-	
Хам.	ЮЖ I-1 (р-н скв. 321-103)	2009**	09.07.2020	сепаратор	2618,07-2687,29	0,764	0,634	81,958	4,567	1,265	0,128	0,295	0,283	0,006	10,781	0,070	0,647	10,05	10,08	0,97	
Хам.	ЮЖ I-1 (р-н скв. 321-103)	2021**	28.05.2020	сепаратор	2397,27-2462,15 2540,19-2631,24 2657,81-2713,20 2732,02-2777,73 2801,13-2813,14	0,771	0,64	80,257	4,209	1,155	0,128	0,256	0,326	0,005	12,769	0,026	0,869	-	12,6	-	
Хам.	ЮЖ I-1 (р-н скв. 321-103)	2022**	24.07.2020	сепаратор	2376,29-2441,13 2476,08-2498,29 2523,39-2569,91 2592,27-2626,38 2650,80-2685,48 2708,10-2742,79 2766,90-2801,50	0,769	0,639	80,923	4,460	1,252	0,135	0,287	0,319	0,007	11,864	0,026	0,727	11,461	11,498	0,97	
Хам.	ЮЖ I-1 (р-н скв. 321-103)	2023**	31.08.2020	сепаратор	2390,07-2467,21 2505,05-2571,62 2622,14-2666,43 2716,32-2750,60 2777,15-2799,82 2802,92-2813,67 2840,97-2874,28	0,771	0,64	80,474	4,379	1,264	0,141	0,293	0,315	0,006	12,333	0,026	0,769	11,22	11,26	0,97	
Залежь блока Южный I-1-1																					
Хам.	ЮЖ I-1-1	2006*	15.09.2018	сепаратор	2312,75-2348,78 2425,19-2449,21 2469,94-2481,94 2511,13-2535,14 2552,86-2576,92 2685,54-2709,57 2732,24-2756,30 2797,84-2809,87 2829,03-2864,95	0,7988	0,6634	81,434	4,628	1,482	0,169	0,375	0,464	0,004	10,792	0,027	0,625	-	30,97	-	
Хам.	ЮЖ I-1-1	2007*	06.10.2018	сепаратор	2327,88-2359,25 2475,18-2516,52 2584,14-2604,74 2632,08-2652,20 2825,59-2835,94 2851,68-2872,26 2909,58-3023,28	0,7749	0,6436	84,634	4,608	1,574	0,198	0,448	0,572	0,008	7,479	0,043	0,436	20,51	20,62	-	
Хам.	ЮЖ I-1-1	2019*	28.10.2018	сепаратор	2165,89-2207,29 2340,58-2392,33 2527,33-2537,88	0,7752	0,6439	84,528	4,652	1,605	0,204	0,463	0,549	0,008	7,51	0,044	0,437	19,52	19,63	-	
Залежь блока Южный I-1-2																					
Хам.	ЮЖ I-1-2	2002*	20.03.2019	сепаратор	2274,80-2297,16 2362,47-2373,34 2398,24-2439,85 2493,55-2516,45 2541,70-2564,58 2594,69-2688,73	0,7759	0,6445	84,435	4,648	1,533	0,197	0,447	0,599	0,007	7,639	0,047	0,448	21,31	21,44	-	
Хам.	ЮЖ I-1-2	2003*	15.03.2019	сепаратор	2340,29-2360,96 2454,71-2465,05 2489,41-2499,72 2599,75-2610,11 2662,86-2838,50 2867,84-2888,52	0,7815	0,6491	81,549	4,63	1,392	0,16	0,368	0,412	0,006	10,795	0,036	0,652	14,63	14,69	-	

Продолжение Приложения 9.5

Продуктивный пласт	Залежь (блок)	№ скв.	Дата отбора	Условия отбора проб	Интервал опробования, м глубина абс. отм.	Плотность, кг/м ³		Содержание, % (мольная доля)										Потенциальное содержание УВ С _{5+в} , г/м ³		Коэффициент извлечения конденсата
						абсолютная, кг/м ³	относительная (по воздуху)	метана	этана	пропана	изобутанов	бутанов	пентана + высшие	углеводородов газа	азота	водорода	гелия	на пластовый газ	на "сухой" газ	
Хам.	ЮЖ I-1-2	2004	06.04.2019	сепаратор	2431,31-2454,53 2484,36-2506,24 2530,60-2563,03 2581,19-2637,90	0,772	0,641	81,340	4,584	1,382	0,158	0,361	0,407	0,005	11,059	0,040	0,664	14,75	14,6	0,98
Хам.	ЮЖ I-1-2	2017*	16.06.2018	сепаратор	2236,38-2289,53 2383,45-2504,95 2634,50-2678,62 2786,10-2954,46	0,7771	0,645	81,21	4,497	1,217	0,131	0,281	0,303	0,008	11,584	0,026	0,743	10,84	10,87	-
Хам.	ЮЖ I-1-2	2202	23.07.2018	сепаратор	2370,15-2391,14 2416,40-2427,02 2443,34-2465,29 2490,56-2501,64 2517,95-2562,44 2664,91-2686,88 2711,82-2722,22 2738,36-2769,43 2791,28-2813,38 2838,57-2860,79 2873,10-2906,07	0,778	0,6462	81,338	4,453	1,263	0,139	0,298	0,345	0,003	11,393	0,026	0,741	12,33	12,38	-
Хам.	ЮЖ I-1-2	2203	03.08.2018	сепаратор	2448,50-2489,94 2496,94-2517,63 2557,37-2576,06 2602,88-2623,59 2621,51-2642,25 2668,81-2689,55 2691,94-2695,29	0,7833	0,6505	81,240	4,468	1,342	0,144	0,308	0,387	0,005	11,347	0,026	0,733	16,7	16,76	-
Залежь блока Южный I-2																				
Хам.	ЮЖ I-2	321-47*	14.02.2011	сепаратор	1685-1692 1695-1705	0,781	0,648	80,400	4,410	1,350	0,160	0,310	0,220	0,010	12,370	0,030	0,740	7,8	7,9	0,95***
Хам.	ЮЖ I-2	2008	02.04.2019	сепаратор	2161,14-2207,68 2229,62-2289,96 2375,99-2432,1 2451,33-2498,12	0,772	0,642	80,771	4,522	1,374	0,162	0,340	0,329	0,004	11,791	0,025	0,682	11,7	11,64	0,99
Хам.	ЮЖ I-2	2020	11.10.2018	сепаратор	2339,87-2372,17 2407,36-2502,78 2526,30-2654,19 2732,06-2809,21	0,7852	0,6521	81,028	4,630	1,479	0,175	0,392	0,412	0,005	11,216	0,024	0,639	14,42	14,48	0,96
Хам.	ЮЖ I-2	2187	28.04.2019	сепаратор	2291,26-2314,42 2339,43-2361,53 2373,14-2395,16 2408,59-2432,47 2477,11-2466,80 2488,21-2499,78 2578,94-2601,93 2615,04-2638-17	0,776	0,644	80,396	4,470	1,339	0,165	0,350	0,404	0,005	12,150	0,024	0,697	14,51	14,46	-
Хам.	ЮЖ I-2	2188*	15.09.2018	сепаратор	2106,54-2189,84 2320,49-2362,42	0,7845	0,6516	81,091	4,538	1,465	0,172	0,374	0,416	0,006	11,25	0,026	0,662	14,83	14,89	-
Залежь блока Южный I-3																				
Хам.	ЮЖ I-3	321-63*	19.12.2011	сепаратор	1685-1717	0,783	0,65	80,800	4,490	1,380	0,160	0,340	0,350	0,000	11,710	0,030	0,740	12,4	12,4	0,93***
Хам.	ЮЖ I-3	321-63	13.01.2012	сепаратор	1657-1690,5	0,784	0,651	80,570	4,480	1,380	0,170	0,330	0,360	0,000	11,840	0,030	0,740	12,6	12,7	0,93***
Хам.	ЮЖ I-3	321-91	16.10.2015	сепаратор	1624-1690	0,786	0,652	80,172	4,576	1,328	0,170	0,345	0,363	0,002	12,223	0,029	0,792	13,3	13,3	-
Хам.	ЮЖ I-3	2024*	11.11.2016	сепаратор	2172,7-2214,92 2291,15-2375,76 (hm), 2499,05-2530,7 (H)	0,782	0,6492	80,779	4,506	1,379	0,155	0,328	0,334	0,01	11,742	0,032	0,735	11,6	11,7	-
Хам.	ЮЖ I-3	2025**	05.07.2022	сепаратор	1968,58-2005,90	0,779	0,647	79,737	4,322	1,29	0,156	0,312	0,399	0,006	12,947	0,026	0,805	16,31	16,37	-
Хам.	ЮЖ I-3	2027**	15.10.2022	сепаратор	2101,13-2752,44	0,775	0,644	80,495	4,457	1,341	0,153	0,322	0,381	0,005	12,112	0,026	0,708	14,26	14,32	0,93
Хам.	ЮЖ I-3	2030	05.08.2017	сепаратор	2493,5-2920,41	0,7851	0,6521	80,445	4,469	1,251	0,156	0,329	0,447	0,004	12,099	0,028	0,773	15,98	16,05	-
Хам.	ЮЖ I-3	2031*	09.05.2017	сепаратор	2034,06-2273,83 2546,44-2598,29	0,7869	0,6536	80,491	4,53	1,416	0,174	0,372	0,454	0,005	11,786	0,025	0,746	15,86	15,93	-
			13.09.2017	сепаратор		0,7781	0,6462	80,962	4,517	1,227	0,143	0,298	0,291	0,005	11,767	0,025	0,765	10,22	10,25	-
			06.10.2017	сепаратор		0,7831	0,6504	80,453	4,481	1,298	0,152	0,318	0,354	0,005	12,141	0,025	0,773	12,7	12,75	-
			28.10.2017	сепаратор		0,7835	0,6508	80,456	4,474	1,327	0,154	0,321	0,368	0,005	12,095	0,025	0,775	13,09	13,13	-
Хам.	ЮЖ I-3	2032	22.06.2017	сепаратор	2300,94-2342,31 2504,56-2514,87 2536,96-2599,65 2610,87-2659,79 2671,01-2664,64 2675,68-3027,82	0,7838	0,651	80,551	4,467	1,356	0,166	0,341	0,380	0,005	11,947	0,027	0,760	13,26	13,31	0,98

Продолжение Приложения 9.5

Продуктивный пласт	Залежь (блок)	№ скв.	Дата отбора	Условия отбора проб	Интервал опробования, м глубина абс. отм.	Плотность, кг/м ³		Содержание, % (мольная доля)											Потенциальное содержание УВ C ₂₊₆ , г/м ³		Коэффициент извлечения конденсата
						абсолютная, кг/м ³	относительная (по воздуху)	метана	этана	пропана	изобутанов	бутанов	пентана + высшие	углекислого газа	азота	водорода	гелия	на пластовый газ	на "сухой" газ		
Хам.	ЮЖ I-3	2033	09.05.2018	сепаратор	2187,79-2276,72 2299,59-2389,07 2447,02-2681,01	0,7802	0,648	80,862	4,416	1,266	0,147	0,307	0,344	0,009	11,851	0,028	0,767	12,18	12,22	0,99	
Хам.	ЮЖ I-3	2037	20.02.2018	сепаратор	2339,27-2423,33 2552,92-2780,03	0,7865	0,6533	80,343	4,513	1,359	0,163	0,351	0,422	0,004	12,078	0,025	0,742	15,07	15,14		
Хам.	ЮЖ I-3	2041**	04.03.2022	сепаратор	2506,6-3240,64	0,774	0,643	80,220	4,423	1,327	0,158	0,323	0,337	0,006	12,433	0,028	0,745	12,34	12,38	-	
Хам.	ЮЖ I-3	2038	21.06.2018	сепаратор	2171,97-2319,91	0,7869	0,6536	80,342	4,502	1,423	0,176	0,371	0,408	0,004	12,012	0,028	0,734	14,43	14,49	0,99	
Хам.	ЮЖ I-3	2043**	07.01.2022	сепаратор	2164,95-2789,56	0,777	0,646	79,931	4,325	1,267	0,155	0,311	0,438	0,005	12,775	0,028	0,765	15,82	15,89	0,94	
Хам.	ЮЖ I-3	2044	22.07.2018	сепаратор	2284,70-2380,66 2485,05-2773,59	0,7868	0,6535	80,205	4,311	1,326	0,165	0,329	0,439	0,005	12,427	0,030	0,764	15,78	15,85	-	
Хам.	ЮЖ I-3	2047*	18.10.2017	сепаратор	1734,11-1776,36 1809,96-1884,01 1928,55-2002,38 2126,11-2221,3	0,814	0,6761	75,188	5,054	1,628	0,175	0,417	0,427	0,004	16,227	0,127	0,753	14,93	15	-	
Хам.	ЮЖ I-3	2065**	13.06.2022	сепаратор	2101,68-2652,10	0,777	0,645	79,615	4,342	1,341	0,165	0,328	0,327	0,005	13,075	0,029	0,773	11,53	11,57	0,9	
Хам.	ЮЖ I-3	2092**	01.08.2022	сепаратор	2275,30-2956,58	0,774	0,643	80,012	4,348	1,334	0,161	0,32	0,301	0,006	12,744	0,034	0,74	10,72	10,75	0,96	
Хам.	ЮЖ I-3	2122**	15.02.2022	сепаратор	2467,81-3063,21	0,775	0,644	79,661	4,265	1,261	0,156	0,307	0,341	0,005	13,157	0,028	0,819	12,06	12,1	0,91	
Хам.	ЮЖ I-3	2189	07.07.2018	сепаратор	2363,46-2792,29 2852,77-2996,17 2996,87-3028,87	0,7838	0,651	80,386	4,439	1,395	0,167	0,344	0,346	0,002	12,095	0,031	0,795	12,14	12,18	-	
Хам.	ЮЖ I-3	2190	17.11.2016	сепаратор	2388,6-2811,29	0,7835	0,6508	80,807	4,556	1,374	0,161	0,352	0,379	0,004	11,632	0,025	0,709	13,45	13,5	-	
Хам.	ЮЖ I-3	2190**	28.12.2020	сепаратор	2388,6-2811,29	0,783	0,65	81,085	4,522	1,357	0,165	0,351	0,379	0,005	11,399	0,026	0,711	13,646	13,711	-	
Хам.	ЮЖ I-3	2191	02.12.2017	сепаратор	1981,53-2114,16; 2171,53-2270,01; 2292,39-2456,60; 2489,88-2511,99	0,7887	0,655	79,771	4,524	1,719	0,129	0,284	0,359	0,005	12,407	0,032	0,768	12,85	12,89	-	
Хам.	ЮЖ I-3	2200	29.08.2018	сепаратор	2227,06-2312,66 2317,36-2365,03 2370,43-2538,11 2543,51-2742,81	0,7872	0,6538	80,232	4,364	1,415	0,179	0,364	0,417	0,005	12,234	0,030	0,760	14,73	14,79	-	
Хам.	ЮЖ I-3	2201	11.08.2018	сепаратор	2315,81-2519,52 2524,95-2573,10 2613,25-2757,59	0,7894	0,6556	79,995	4,287	1,398	0,176	0,346	0,461	0,004	12,527	0,029	0,777	16,86	16,93	-	
Залежь блока Южный I-4																					
Хам.	ЮЖ I-4	849*	нет данных	сепаратор	1605-1612 1616-1623	0,768	0,638	85,04	4,63	1,19	0,14	0,28	0,48	0,48	7,04	0,02	0,7	17,57	-	-	
Хам.	ЮЖ I-4	2046*	30.04.2017	сепаратор	1697,23-1729,05; 1858,38-1925,35; 2087,69-2176,29	0,7877	0,6542	80,223	4,391	1,397	0,178	0,364	0,441	0,004	12,229	0,031	0,743	15,4	15,5	-	
Хам.	ЮЖ I-4	2048	13.10.2017	сепаратор	1956,06-2033,38 2112,33-2509,31	0,786	0,6525	79,881	4,335	1,256	0,150	0,304	0,381	0,004	12,867	0,031	0,791	13,49	13,54	-	
Хам.	ЮЖ I-4	2049*	12.11.2017	сепаратор	1734,07-1777,99 1869,60-1902,78 1958,79-1991,81 2246,46-2379,09	0,8034	0,6673	78,345	5,463	1,797	0,187	0,441	0,496	0,004	12,49	0,202	0,575	17,98	18,07	-	
Хам.	ЮЖ I-4	2050	16.01.2019	сепаратор	2747,59-2803,68 2598,60-2466,45 2462,07-2417,87 2413,49-2161,25 2156,18-2132,18	0,7797	0,6476	82,249	4,607	1,492	0,189	0,393	0,388	0,004	10,111	0,035	0,532	13,5	13,56	-	
Хам.	ЮЖ I-4	2051	09.11.2017	сепаратор	1808,55-1841,74 1953,75-2330,29	0,785	0,652	81,572	4,666	1,422	0,182	0,380	0,495	0,004	10,658	0,032	0,588	17,9	17,99	-	
Хам.	ЮЖ I-4	2052	23.06.2018	сепаратор	2061,50-2477,31	0,7812	0,6488	81,914	4,611	1,458	0,184	0,379	0,404	0,004	10,454	0,031	0,561	14,26	14,32	-	
Хам.	ЮЖ I-4	2053*	14.10.2018	сепаратор	2028,43-2060,18 2287,54-2328,98 2396,47-2417,23 2563,98-2584,69 2605,23-2636,34 2661,95-2672,32 2681,32-2734,54	0,7804	0,6482	82,261	4,582	1,481	0,184	0,381	0,423	0,005	10,119	0,034	0,53	14,99	15,06	-	
Хам.	ЮЖ I-4	2056	04.01.2019	сепаратор	1832,40-1854,67 1880,94-1904,96 1974,56-1986,43 2005,03-2017,03 2042,09-2114,18 2140,26-2164,30 2199,74-2223,70 2315,41-2388,08	0,782	0,6495	82,128	4,609	1,492	0,196	0,418	0,436	0,004	10,159	0,034	0,524	15,37	15,44	-	

Продолжение Приложения 9.5

Продуктивный пласт	Залежь (блок)	№ скв.	Дата отбора	Условия отбора проб	Интервал опробования, м глубина абс. отм.	Плотность, кг/м ³		Содержание, % (мольная доля)											Потенциальное содержание УВ C _{3+в} , г/м ³		Коэффициент извлечения конденсата
						абсолютная, кг/м ³	относительная (по воздуху)	метана	этана	пропана	изобутанов	бутанов	пентана + высшие	углеводородов газа	азота	водорода	гелия	на пластовый газ	на "сухой" газ		
Хам.	ЮЖ I-4	2057*	02.09.2018	сепаратор	2346,90-2358,91 2383,39-2395,39 2412,93-2424,92 2451,22-2463,22 2480,83-2492,86 2519,43-2531,49 2548,40-2572,40 2599,37-2623,43 2641,20-2737,20	0,796	0,6611	80,83	4,321	1,426	0,183	0,366	0,56	0,003	11,645	0,028	0,638	-	26,99	-	
Хам.	ЮЖ I-4	2058*	30.06.2018	сепаратор	2342,75-2688,41	0,8531	0,7086	80,312	4,307	1,376	0,182	0,366	1,125	0,005	11,648	0,027	0,653	-	89,54	-	
Хам.	ЮЖ I-4	2192	10.06.2017*	сепаратор	2085,11-2098,31	0,7854	0,6524	80,323	4,407	1,392	0,174	0,360	0,373	0,009	12,205	0,029	0,726	12,82	12,87	-	
			04.08.2017		2133,33-2253,72	0,7839	0,6511	80,280	4,397	1,238	0,157	0,324	0,370	0,005	12,459	0,029	0,741	12,85	12,9	0,99	
			06.09.2017*		2523,74-2688,79	0,782	0,6492	80,517	4,396	1,243	0,153	0,313	0,330	0,004	12,265	0,030	0,749	11,556	11,594	-	
Хам.	ЮЖ I-4	2193	28.01.2018	сепаратор	2130,47-2152,56 2195,61-2348,36 2369,23-2697,79	0,7873	0,6539	79,888	4,364	1,310	0,163	0,331	0,407	0,005	12,718	0,032	0,784	14,56	14,61	0,99	
Хам.	ЮЖ I-4	2194*	29.06.2018	сепаратор	2089,08-2125,14 2142,16-2190,23 2243,02-2470,16 2475,24-2678,52 2718,93-2767,03	0,7779	0,6461	83,401	4,413	1,511	0,189	0,41	0,529	0,004	8,948	0,039	0,556	19,19	19,29	-	
Хам.	ЮЖ I-4	2195	20.12.2018	сепаратор	2091,15-2103,14 2139,66-2151,64 2175,94-2271,89 2323,14-2335,15 2383,74-2503,57 2579,05-2603,11 2615,54-2651,54 2663,47-2746,60	0,784	0,6511	81,381	4,500	1,497	0,187	0,389	0,405	0,005	11,014	0,028	0,594	14,38	14,44	-	
Хам.	ЮЖ I-4	2196	26.08.2018	сепаратор	2155,18-2179,21 2206,04-2218,04 2243,86-2508,35 2537,10-2561,09 2586,89-2610,88 2648,10-2672,14 2696,59-2840,60	0,7839	0,651	81,811	4,718	1,581	0,202	0,417	0,432	0,005	10,244	0,033	0,557	16,87	16,95	-	
Хам.	ЮЖ I-4	2197	24.09.2018	сепаратор	1826,78-1850,80 1875,81-1899,37 1931,18-1955,17 1981,64-2005,12 2051,43-2098,52 2152,22-2174,10 2198,72-2231,51 2248,09-2288,95 2294,07-2316,33 2344,34-2355,42	0,7808	0,6485	82,175	4,583	1,526	0,190	0,388	0,407	0,006	10,146	0,033	0,546	14,47	14,53	-	
Хам.	ЮЖ I-4	2198**	17.08.2020	сепаратор	2010,00-2016,93 2134,39-2155,21 2217,52-2342,47 2409,94-2423,79 2449,02-2469,84 2508,02-2521,88 2568,33-2575,27	0,772	0,642	81,768	4,442	1,423	0,190	0,361	0,449	0,006	10,786	0,039	0,536	15,8	15,87	0,92	
Хам.	ЮЖ I-4	2199	31.01.2019	сепаратор	1947,67-1971,13 1997,42-2021,45 2072,62-2096,64 2123,78-2146,80	0,7853	0,6522	81,787	4,607	1,523	0,212	0,446	0,491	0,005	10,361	0,037	0,531	16,86	16,94	-	
Залежь блока Южный I-5																					
Хам.	ЮЖ I-5	321-50	13.12.2011	сепаратор	1535,0-1559,5	0,772	0,641	85,080	4,500	1,610	0,210	0,480	0,490	0,010	7,150	0,040	0,430	17,2	17,3	-	
Залежь блока Южный II-1																					
Хам.	ЮЖ II-1	848*	нет данных	сепаратор	1543-1552 1557-1567	-	-	85,070	4,750	1,650	0,240	0,520	0,480	0,150	6,540	0,050	0,550	17,57	-	-	
Хам.	ЮЖ II-1	321-51*	25.08.2013	сепаратор	1489-1502 1507-1520	0,7796	0,647	83,951	4,995	1,617	0,223	0,439	0,539	0,001	7,812	0,052	0,372	19,23	19,33	0,89	
Хам.	ЮЖ II-1	321-105**	14.05.2021	сепаратор	1647-1660	0,77	0,639	81,891	4,312	1,296	0,169	0,341	0,381	0,005	11,216	0,030	0,559	13,42	13,47	0,92	
Хам.	ЮЖ II-1	2054	25.09.2018	сепаратор	2132,86-2286,79 2303,86-2315,88 2341,17-2389,21 2429,59-2501,73 2527,69-2538,91 2567,78-2747,58	0,7859	0,6528	81,147	4,323	1,433	0,188	0,377	0,471	0,004	11,414	0,032	0,611	16,87	16,95	-	
Хам.	ЮЖ II-1	2055*	30.06.2019	сепаратор	2159,99-2216,67 2502,35-2523,03 2591,05-2947,59	0,76	0,632	83,129	4,329	1,282	0,16	0,295	0,294	0,004	9,96	0,037	0,51	10,52	10,49	-	

Продолжение Приложения 9.5

Продуктивный пласт	Залежь (блок)	№ скв.	Дата отбора	Условия отбора проб	Интервал опробования, м глубина абс. отм.	Плотность, кг/м ³		Содержание, % (мольная доля)												Потенциальное содержание УВ C _{5+в.} , г/м ³		Коэффициент извлечения конденсата
						абсолютная, кг/м ³	относительная (по воздуху)	метана	этана	пропана	изобутанов	бутанов	пентана + высшие	углеводородов газа	азота	водорода	гелия	на пластовый газ	на "сухой" газ			
Хам.	ЮЖ II-1	2072**	25.05.2023	сепаратор	2057,28-2773,94	0,77	0,64	81,654	4,364	1,295	0,162	0,329	0,402	0,004	11,205	0,031	0,554	14,08	14,14	0,94		
Хам.	ЮЖ II-1	2074**	20.07.2023	сепаратор	2180,09-2925,30	0,768	0,638	81,976	4,462	1,331	0,171	0,348	0,355	0,004	10,786	0,028	0,539	12,28	12,33	0,92		
Хам.	ЮЖ II-1	2076**	12.05.2023	сепаратор	2027,47-2678,80	0,769	0,639	81,458	4,271	1,346	0,17	0,342	0,303	0,004	11,514	0,032	0,56	10,35	10,38	0,94		
Хам.	ЮЖ II-1	2160**	24.12.2022	сепаратор	2027,34-2735,95	0,774	0,643	81,599	4,49	1,398	0,179	0,376	0,474	0,004	10,929	0,035	0,516	16,56	16,64	0,95		
Хам.	ЮЖ II-1	2174**	26.01.2023	сепаратор	2129,95-2903,80	0,802	0,667	80,394	4,549	1,708	0,303	0,758	1,147	0,003	10,587	0,042	0,509	38,08	38,52	-		
Хам.	ЮЖ II-1	2217*	13.11.2018	сепаратор	1932,17-1973,42 2035,42-2045,99 2071,17-2092,32 2117,25-2162,24 2248,04-2302,64 2423,86-2444,78 2469,92-2492,52	0,7707	0,6401	83,691	4,615	1,497	0,168	0,336	0,315	0,004	8,852	0,038	0,484	11,38	11,42	-		
Хам.	ЮЖ II-1	2219	10.11.2018	сепаратор	2025,19-2061,21 2078,24-2102,24 2131,75-2167,77 2184,95-2208,98 2239,65-2275,64 2292,81-2316,87 2350,04-2398,05 2415,28-2439,3 2471,95-2507,94 2525,33-2548,93 2579,4-2615,42 2629,07-2701,22	0,7862	0,653	81,115	4,388	1,428	0,189	0,387	0,467	0,005	11,378	0,032	0,611	16,76	16,84	0,97		
Залежь блока Южный II-2																						
Хам.	ЮЖ II-2	321-55*	10.03.2011	сепаратор	1581-1587 1591-1601 1605-1607	0,786	0,652	80,300	4,070	1,300	0,190	0,330	0,360	0,010	12,750	0,050	0,640	12,4	12,4	0,94***		
Хам.	ЮЖ II-2	2086**	31.12.2022	сепаратор	2031,83-2693,99	0,774	0,643	80,259	4,086	1,249	0,178	0,300	0,329	0,004	12,953	0,045	0,597	11,36	11,4	-		
Залежь блока Южный II-3																						
Хам.	ЮЖ II-3	321-75	28.07.2014	сепаратор	1625-1653	0,7923	0,6575	80,394	4,324	1,511	0,260	0,406	0,481	0,003	12,008	0,056	0,555	16,94	17,02	0,86		
Хам.	ЮЖ II-3	321-89	10.09.2015	сепаратор	1562-1579	0,78	0,648	82,380	4,024	1,252	0,231	0,336	0,469	0,023	10,743	0,042	0,500	17,1	17,1	-		
Хам.	ЮЖ II-3	321-89*	09.09.2015	сепаратор	1562-1579	0,78	0,648	82,292	3,996	1,213	0,214	0,302	0,445	0,008	10,983	0,042	0,505	17	17	-		
Хам.	ЮЖ II-3	2162**	19.10.2021	сепаратор	2173,68-2755,89	0,773	0,642	80,677	3,785	1,103	0,19	0,257	0,411	0,002	12,942	0,057	0,576	14,67	14,73	0,91		
Хам.	ЮЖ II-3	2228**	12.11.2021	сепаратор	2241,43-2916,83	0,78	0,648	80,263	4,185	1,375	0,238	0,374	0,501	0,003	12,427	0,052	0,582	17,11	17,2	-		
Залежь блока Южный II-4																						
Хам.	ЮЖ II-4	808	11.09.2014	сепаратор	1499-1508	0,791	0,6564	80,682	4,339	1,450	0,260	0,400	0,503	0,008	11,735	0,052	0,573	17,98	18,08	0,87		
Хам.	ЮЖ II-4	321-110**	12.09.2022	сепаратор	1774-1815	0,768	0,638	83,807	4,929	1,623	0,256	0,421	0,491	0,006	7,988	0,049	0,430	17,42	17,5	0,93		
Залежь блока Саманчакинский 0																						
Хам.	Сам 0	321-64*	17.09.2013	сепаратор	1705-1717	0,7944	0,6593	78,580	3,931	1,104	0,135	0,250	0,274	0,018	16,522	0,027	1,156	9,53	9,56	0,94		
Хам.	Сам 0	321-64	08.10.2013	сепаратор	1689-1701	0,7947	0,6595	78,985	3,939	1,101	0,135	0,250	0,350	0,023	16,061	0,027	1,131	12,58	12,62	0,91		
Хам.	Сам 0	2126**	04.04.2022	сепаратор	1973,73-2639,06	0,782	0,649	78,317	4,170	1,275	0,163	0,322	0,380	0,005	14,388	0,032	0,948	13,13	13,18	-		
Хам.	Сам 0	2127**	03.10.2022	сепаратор	2083,0-2837,4	0,788	0,654	78,061	3,914	1,137	0,143	0,264	0,314	0,005	17,012	0,033	1,117	11,43	11,47	0,9		
Залежь блока Саманчакинский 1 (р-н скв. 321-65)																						
Хам.	Сам 1 (р-н скв. 321-65)	321-65	25.09.2014	сепаратор	1692-1700	0,783	0,6498	80,365	4,392	1,297	0,159	0,316	0,313	0,003	12,349	0,022	0,783	11,21	11,25	0,92		
Залежь блока Саманчакинский 1 (р-н скв. 321-66)																						
Хам.	Сам 1 (р-н скв. 321-66)	321-66	12.08.2013	сепаратор	1655-1672	0,7854	0,6518	80,305	4,465	1,348	0,171	0,343	0,317	0,007	12,368	0,024	0,653	10,91	10,94	0,94		
Залежь блока Саманчакинский 2 Северный (р-н скв. 321-92)																						
Хам.	Сам 2 сев (р-н скв. 321-92)	321-68	26.08.2014	сепаратор	1686-1695 1700-1707	0,7926	0,6578	77,104	4,081	1,110	0,126	0,233	0,254	0,000	16,016	0,029	1,047	9,63	9,66	-		
Хам.	Сам 2 сев (р-н скв. 321-92)	321-92	20.09.2015	сепаратор	1655-1688	0,789	0,655	80,142	4,489	1,285	0,165	0,331	0,419	0,007	12,430	0,025	0,707	15,9	16	-		
Хам.	Сам 2 сев (р-н скв. 321-92)	2063**	22.06.2023	сепаратор	2106,73-2781,38	0,774	0,643	80,305	4,286	1,211	0,155	0,305	0,358	0,005	12,627	0,032	0,716	13,02	13,06	0,92		
Хам.	Сам 2 сев (р-н скв. 321-92)	2064**	23.07.2023	сепаратор	2264,29-2978,28	0,777	0,645	80,086	4,188	1,380	0,177	0,354	0,424	0,005	12,573	0,031	0,782	14,92	14,98	0,93		

Продолжение Приложения 9.5

Продуктивный пласт	Залежь (блок)	№ скв.	Дата отбора	Условия отбора проб	Интервал опробования, м глубина абс. отм.	Плотность, кг/м ³		Содержание, % (мольная доля)										Потенциальное содержание УВ C _{5+в} , г/ м ³		Коэффициент извлечения конденсата	
						абсолютная, кг/м ³	относительная (по воздуху)	метана	этана	пропана	изобутанов	бутанов	пентана + высшие	углекислого газа	азота	водорода	гелия	на пластовый газ	на "сухой" газ		
Залежь блока Саманчакинский 2 Северный (р-н скв. 2040_pl)																					
Хам.	Сам 2 сев (р-н скв. 2040_pl)	2061**	13.03.2023	сепаратор	2150,81-2858,25	0,782	0,65	79,076	4,202	1,391	0,175	0,349	0,402	0,005	13,589	0,031	0,780	14,7	14,76		
Хам.	Сам 2 сев (р-н скв. 2040_pl)	2062**	01.05.2023	сепаратор	2106,97-2753,03	0,782	0,649	79,768	4,298	1,302	0,168	0,346	0,560	0,003	12,804	0,030	0,721	19,82	19,93	0,95	
Залежь блока Саманчакинский 3																					
Хам.	Сам 3	321-54	20.06.2013	сепаратор	1692-1712	0,7907	0,6562	80,219	4,255	1,429	0,247	0,373	0,420	0,006	12,402	0,048	0,604	15,04	15,1	0,87	
Хам.	Сам 3	2039**	07.10.2021	сепаратор	2148,3-3058,8	0,777	0,645	79,751	4,331	1,263	0,158	0,316	0,389	0,003	12,966	0,026	0,797	14,45	14,51	0,94	
Хам.	Сам 3	2158**	11.03.2022	сепаратор	2211,37-2875,63	0,779	0,647	80,264	4,182	1,384	0,230	0,353	0,428	0,004	12,513	0,052	0,590	15,54	15,61	-	
Хам.	Сам 3	2161**	08.04.2022	сепаратор	2157,22-2800,77	0,777	0,645	80,093	4,127	1,329	0,204	0,328	0,367	0,004	12,897	0,050	0,601	12,99	13,03	0,91	
Хам.	Сам 3	2171**	12.06.2023	сепаратор	2125,56-2815,30	0,783	0,65	79,977	4,217	1,330	0,233	0,359	0,547	0,005	12,670	0,053	0,609	19,86	19,97	0,95	
Талахский горизонт																					
Залежь блока Южный I-2																					
Тал.	ЮЖ I-2	321-46*	09.08.2012	сепаратор	1748-1794	0,778	0,646	82,710	5,920	1,710	0,170	0,410	0,320	0,000	8,190	0,230	0,360	10,8	10,8	0,95***	
Тал.	ЮЖ I-2	321-47*	23.01.2011	сепаратор	1797-1819 1819-1826	0,803	0,667	77,530	5,510	1,810	0,180	0,420	0,350	0,000	13,290	0,170	0,740	13,1	13	0,94***	
Тал.	ЮЖ I-2	3006	25.06.2019	сепаратор	2515,19-2525,25 2549,29-2559,34 2579,18-2609,16 2633,28-2653,20 2673,17-2835,05 2854,41-2885,41 2909,80-2930,21	0,776	0,644	82,189	5,957	1,810	0,185	0,469	0,454	0,003	8,418	0,171	0,344	15,8	15,67	-	
Тал.	ЮЖ I-2	3008	30.06.2019	сепаратор	2551,35-2561,34 2584,17-2604,63 2628,67-2658,87 2701,19-2944,30	0,775	0,643	81,959	5,757	1,664	0,168	0,406	0,449	0,003	9,027	0,171	0,396	16	15,85	-	
Тал.	ЮЖ I-2	3009	23.04.2019	сепаратор	2531,60-2562,18 2586,28-2606,91 2629,33-2639,54 2633,71-2673,99 2693,94-2982,49	0,778	0,646	81,732	5,979	1,803	0,177	0,464	0,463	0,002	8,840	0,153	0,387	16,58	16,45	-	
Тал.	ЮЖ I-2	3012*	01.03.2019	сепаратор	2511,32-2543,37 2566,28-2577,01 2604,78-2637,05 2647,62-2712,18 2722,93-2744,45 2766,02-2948,27	0,8079	0,671	76,596	5,391	1,775	0,181	0,440	0,401	0,002	14,336	0,120	0,758	13,89	13,95	-	
Тал.	ЮЖ I-2	3013*	26.12.2018	сепаратор	2588,37-3028,11	0,807	0,6703	76,351	5,345	1,787	0,176	0,426	0,326	0,003	14,686	0,11	0,79	11,33	11,36	-	
Тал.	ЮЖ I-2	3014*	03.11.2018	сепаратор	2509,13-2915,3	0,8071	0,6704	76,835	5,376	1,785	0,179	0,441	0,414	0,003	14,088	0,124	0,755	14,43	14,49	-	
Тал.	ЮЖ I-2	3017	04.11.2018	сепаратор	2502,14-2512,27 2527,44-2537,36 2580,75-2901,03 2919,30-2929,19	0,7867	0,6534	81,223	5,841	1,725	0,166	0,443	0,387	0,002	9,568	0,206	0,439	13,37	13,42	-	
Тал.	ЮЖ I-2	3019	09.10.2018	сепаратор	2539,91-2550,26 2573,15-2583,51 2613,13-2633,23 2654,74-2684,88 2705,34-2715,37 2739,04-2758,84 2789,42-2799,42 2823,14-2833,21 2858,87-2878,93 2902,59-2922,52	0,7913	0,6573	81,514	5,953	1,881	0,188	0,456	0,498	0,004	9,000	0,147	0,359	17,7	17,79	0,96	
Тал.	ЮЖ I-2	3021*	24.03.2019	сепаратор	2506,52-2538,74 2563,35-2584,88 2621,09-2943,20 2011,0-2030,0 mm	0,778	0,646	80,215	5,688	1,757	0,171	0,41	0,293	0,002	10,771	0,201	0,492	9,69	9,68	-	

Продолжение Приложения 9.5

Продуктивный пласт	Залежь (блок)	№ скв.	Дата отбора	Условия отбора проб	Интервал опробования, м глубина абс. отм.	Плотность, кг/м ³		Содержание, % (мольная доля)											Потенциальное содержание УВ C _{5+в} , г/м ³		Коэффициент извлечения конденсата
						абсолютная, кг/м ³	относительная (по воздуху)	метана	этана	пропана	изобутанов	бутанов	пентана + высшие	углеистого газа	азота	водорода	гелия	на пластовый газ	на "сухой" газ		
Залежь блока Южный I-3																					
Тал.	ЮЖ I-3	321-11*	нет данных	сепаратор	1772-1791	0,785	0,652	82,34	5,77	1,96	0,17	0,57	0,35	0,15	7,84	0,21	0,64	12,81	-	-	
Тал.	ЮЖ I-3	321-63	28.11.2011	сепаратор	1803-1832	0,804	0,667	77,380	5,280	1,740	0,180	0,410	0,360	0,000	13,920	0,110	0,680	12,1	12,2	0,94***	
Тал.	ЮЖ I-3	321-91	24.08.2015	сепаратор	1806-1831	0,81	0,672	75,880	5,261	1,657	0,169	0,412	0,358	0,015	15,384	0,135	0,730	12,6	12,6	-	
Тал.	ЮЖ I-3	3001**	30.06.2022	сепаратор	2409,95-3210,86	0,817	0,679	71,755	4,835	1,599	0,161	0,395	0,374	0,005	19,846	0,149	0,881	13,27	13,32	0,93	
Тал.	ЮЖ I-3	3023**	29.12.2020	сепаратор	1942,52-2062,62 2293,53-2449,48 2497,45-2581,82 2782,50-2866,51	0,783	0,65	81,251	4,521	1,393	0,170	0,370	0,396	0,005	11,169	0,026	0,699	14,182	14,243	-	
Тал.	ЮЖ I-3	3041	01.06.2018	сепаратор	2517,90-3005,31	0,8214	0,6823	73,171	4,844	1,656	0,177	0,412	0,360	0,005	18,416	0,095	0,864	12,34	12,38	-	
Тал.	ЮЖ I-3	3047	20.05.2018	сепаратор	2528,67-2538,80 2566,37-2586,64 2647,86-2668,15 2684,47-2795,70 2817,61-2858,13 2884,38-2945,15 2964,12-2974,24	0,8055	0,669	77,344	5,386	1,785	0,186	0,444	0,395	0,004	13,706	0,140	0,610	13,74	13,79	-	
Тал.	ЮЖ I-3	3048**	23.12.2020	сепаратор	2473,81-2877,42	0,798	0,662	78,923	5,481	1,742	0,181	0,433	0,371	0,005	12,155	0,139	0,570	12,932	12,969	-	
Тал.	ЮЖ I-3	3049	24.03.2018	сепаратор	2577,82-3004,31	0,8091	0,672	76,311	5,244	1,638	0,181	0,419	0,410	0,004	14,985	0,111	0,699	14,33	14,39	-	
Тал.	ЮЖ I-3	3050	10.06.2018	сепаратор	2032,81-2461,3	0,8031	0,667	77,204	5,194	1,745	0,179	0,413	0,294	0,004	14,189	0,075	0,703	10,58	10,61	-	
Тал.	ЮЖ I-3	3051	28.04.2018	сепаратор	2412,94-2842,62	0,8167	0,6784	74,523	5,011	1,677	0,180	0,424	0,408	0,005	16,851	0,112	0,809	14,11	14,17	0,99	
Тал.	ЮЖ I-3	3052	20.03.2018	сепаратор	2483,88-2602,84; 2615,8-2795,63; 2808,68-2892,67; 2905,63-2941,59; 2954,56-2978,57; 2991,57-3027,58	0,8176	0,6791	74,109	4,988	1,630	0,176	0,399	0,377	0,004	17,413	0,108	0,795	13,12	13,17	-	
Тал.	ЮЖ I-3	3054	09.09.2017	сепаратор	2522,08-2999,31	0,8051	0,6687	76,764	5,162	1,518	0,158	0,366	0,394	0,005	14,794	0,105	0,732	14,46	14,52	0,94	
Тал.	ЮЖ I-3	3056**	30.10.2022	сепаратор	2325,60-3101,59	0,823	0,684	70,428	4,594	1,547	0,157	0,368	0,376	0,004	21,497	0,111	0,918	13,72	13,77	0,93	
Тал.	ЮЖ I-3	3061	17.06.2018	сепаратор	2596,80-3023,81	0,812	0,6744	75,643	5,154	1,716	0,182	0,431	0,397	0,004	15,618	0,117	0,738	13,68	13,74	-	
Тал.	ЮЖ I-3	3062	08.07.2018	сепаратор	2090,33-2567,30	0,8181	0,6795	74,438	5,023	1,754	0,185	0,437	0,412	0,004	16,826	0,114	0,807	14,37	14,43	-	
Залежь блока Южный I-4																					
Тал.	ЮЖ I-4	849*	нет данных	сепаратор	1720-1742	0,762	0,632	85,22	3,69	0,93	0,1	0,25	0,55	0,11	8,34	0,29	0,52	17,55	-	-	
Тал.	ЮЖ I-4	3033	02.09.2018	сепаратор	2540,64-2591,44 2596,54-2769,32 2774,41-2835,48 2840,58-2932,31	0,7926	0,6583	79,408	5,553	1,767	0,173	0,404	0,306	0,004	11,647	0,241	0,497	10,61	10,64	-	
Тал.	ЮЖ I-4	3035	13.07.2018	сепаратор	2499,44-2910,31	0,8035	0,6674	78,182	5,507	1,865	0,195	0,470	0,449	0,004	12,563	0,200	0,565	15,63	15,71	-	
Тал.	ЮЖ I-4	3038	03.01.2018	сепаратор	2594,38-3029,31	0,7993	0,6639	78,085	5,389	1,685	0,170	0,407	0,403	0,003	12,971	0,296	0,590	14,16	14,22	0,98	
Тал.	ЮЖ I-4	3042	20.07.2017	сепаратор	2401,24-2565,30 2576,81-2852,74	0,8021	0,6618	78,180	5,509	1,837	0,180	0,361	0,442	0,002	12,752	0,172	0,564	15,6	15,66	0,97	
Тал.	ЮЖ I-4	3043	01.10.2017	сепаратор	2481,45-2865,42	0,8012	0,6659	78,054	5,506	1,709	0,178	0,440	0,409	0,003	12,964	0,137	0,600	14,09	14,15	0,98	
Тал.	ЮЖ I-4	3044	04.06.2018	сепаратор	2280,29-2640,00 2651,10-2673,61 2684,55-2780,71	0,8011	0,6654	78,291	5,530	1,784	0,183	0,442	0,390	0,003	12,654	0,145	0,575	13,67	13,73	-	
Тал.	ЮЖ I-4	3045**	10.12.2020	сепаратор	2369,93-2777,79	0,803	0,666	78,217	5,440	1,747	0,186	0,452	0,417	0,005	12,822	0,153	0,561	14,625	14,705	-	
Залежь блока Южный I-5																					
Тал.	ЮЖ I-5	321-77	08.11.2012	сепаратор	1758-1781	0,788	0,655	81,750	5,618	1,714	0,192	0,451	0,447	0,001	9,162	0,225	0,438	16,05	16,12	-	
Тал.	ЮЖ I-5	321-77*	08.11.2012	сепаратор	1758-1781	0,785	0,652	81,864	5,599	1,683	0,184	0,431	0,395	0,001	9,179	0,225	0,439	13,78	13,83	-	
Тал.	ЮЖ I-5	3026	29.06.2018	сепаратор	2649,19-2669,49 2674,58-2877,50 2882,59-2933,31 2938,41-2999,31 2790,00-2820,00	0,795	0,6603	79,851	5,594	1,899	0,198	0,483	0,395	0,002	10,890	0,249	0,439	13,59	13,64	-	
Тал.	ЮЖ I-5	3027	05.04.2018	сепаратор	2512,03-2745,42; 2750,52-2943,41; 2948,50-2999,31	0,8037	0,6676	78,453	5,468	1,793	0,193	0,472	0,507	0,003	12,420	0,165	0,526	17,67	17,76	-	
Тал.	ЮЖ I-5	3028	06.08.2018	сепаратор	2507,25-2527,54 2554,13-2574,42 2600,81-2621,09 2647,77-2668,07 2699,40-2819,11 2846,50-2866,81 2883,13-2923,68	0,7877	0,6542	81,382	5,543	1,779	0,181	0,443	0,432	0,001	9,610	0,222	0,407	15,28	15,35	-	

Продолжение Приложения 9.5

Продуктивный пласт	Залежь (блок)	№ скв.	Дата отбора	Условия отбора проб	Интервал опробования, м глубина абс. отм.	Плотность, кг/м ³		Содержание, % (мольная доля)										Потенциальное содержание УВ C _{5+в} , г/ м ³		Коэффициент извлечения конденсата
						абсолютная, кг/м ³	относительная (по воздуху)	метана	этана	пропана	изобутанов	бутанов	пентана + высшие	углекислого газа	азота	водорода	гелия	на пластовый газ	на "сухой" газ	
Залежь блока Южный II-1																				
Тал.	ЮЖ II-1	3058	11.11.2018	сепаратор	2552,19-2653,52 2659,29-2709,99 2715,85-2898,31	0,8138	0,6759	74,528	5,038	1,731	0,174	0,404	0,289	0,004	16,920	0,138	0,774	9,67	9,7	-
Тал.	ЮЖ II-1	3063	09.08.2018	сепаратор	2502,28-2938,31	0,8137	0,6758	75,176	4,999	1,729	0,180	0,429	0,407	0,005	16,129	0,164	0,782	14,19	14,25	-
Тал.	ЮЖ II-1	3068*	03.11.2019	сепаратор	1805,00-1888,00 1928,00-1948,00 1960,00-1970,00 гмцп 2188,81-2210,14 2232,06-2242,82 2266,99-2277,75 2300,08-2321,31 2345,42-2366,92 2392,22-2413,68 2437,33-2458,62 2487,00-2508,50 2532,94-2554,34 2565,17-2640,28	0,771	0,64	82,728	4,555	1,466	0,187	0,396	0,508	0,005	9,622	0,04	0,493	18,2	18,3	-
Тал.	ЮЖ II-1	3072**	05.04.2023	сепаратор	2085,30-2841,63	0,812	0,675	73,258	4,948	1,726	0,179	0,411	0,355	0,006	18,292	0,125	0,700	12,32	12,37	0,94
Тал.	ЮЖ II-1	3088**	17.05.2023	сепаратор	2233,41-2982,13	0,791	0,657	78,958	5,358	1,826	0,188	0,440	0,490	0,005	11,995	0,213	0,491	17,58	17,67	0,96

* составы по скважинам исключены из расчета среднего компонентного состава по блокам
** - пробы отобраны после 01.09.2019 и не использованы в расчете среднего
*** - определен с помощью графоаналитического метода

Приложение 5 – Нефть с ТЮ

Нефть в ННП по режимам	Нефть в ННП в режиме УПН
мольн.доля	
Master Comp Mole Frac (Nitrogen)	0,000000
Master Comp Mole Frac (CO2)	0,000011
Master Comp Mole Frac (Helium)	0,000000
Master Comp Mole Frac (Methane)	0,000411
Master Comp Mole Frac (Ethane)	0,004332
Master Comp Mole Frac (Propane)	0,019749
Master Comp Mole Frac (i-Butane)	0,011409
Master Comp Mole Frac (n-Butane)	0,051333
Master Comp Mole Frac (i-Pentane)	0,006691
Master Comp Mole Frac (n-Pentane)	0,015082
Master Comp Mole Frac (FRC3*)	0,037022
Master Comp Mole Frac (FRC4*)	0,276777
Master Comp Mole Frac (FRC5*)	0,078602
Master Comp Mole Frac (C6*)	0,018379
Master Comp Mole Frac (C7*)	0,024774
Master Comp Mole Frac (C8*)	0,031496
Master Comp Mole Frac (C9*)	0,033805
Master Comp Mole Frac (C10*)	0,032075
Master Comp Mole Frac (C11*)	0,026201
Master Comp Mole Frac (C12*)	0,023491
Master Comp Mole Frac (C13+*)	0,278274
Master Comp Mole Frac (Methanol)	0,000130
Master Comp Mole Frac (H2O)	0,000193
Master Comp Mole Frac (FRC1*)	0,008471
Master Comp Mole Frac (FRC2*)	0,021293
масс.доля	
Master Comp Mass Frac (Nitrogen)	0,000000
Master Comp Mass Frac (CO2)	0,000003
Master Comp Mass Frac (Helium)	0,000000
Master Comp Mass Frac (Methane)	0,000038
Master Comp Mass Frac (Ethane)	0,000758
Master Comp Mass Frac (Propane)	0,005070
Master Comp Mass Frac (i-Butane)	0,003861
Master Comp Mass Frac (n-Butane)	0,017371
Master Comp Mass Frac (i-Pentane)	0,002811
Master Comp Mass Frac (n-Pentane)	0,006335
Master Comp Mass Frac (FRC3*)	0,018299
Master Comp Mass Frac (FRC4*)	0,156784
Master Comp Mass Frac (FRC5*)	0,054226
Master Comp Mass Frac (C6*)	0,008988
Master Comp Mass Frac (C7*)	0,013846
Master Comp Mass Frac (C8*)	0,019620
Master Comp Mass Frac (C9*)	0,023813
Master Comp Mass Frac (C10*)	0,025022
Master Comp Mass Frac (C11*)	0,022423
Master Comp Mass Frac (C12*)	0,022019
Master Comp Mass Frac (C13+*)	0,585492
Master Comp Mass Frac (Methanol)	0,000024
Master Comp Mass Frac (H2O)	0,000020
Master Comp Mass Frac (FRC1*)	0,003605
Master Comp Mass Frac (FRC2*)	0,009570

Свойства фракций														
Components	Mol Weight	Crit Pres	Crit Temp	Omega A	Omega B	Acentric Factor	Parachors	V Crit	Z Crit	V Crit (Visc)	Z Crit (Visc)	Boil Temp	Ref Dens	Ref Temp
		(bar)	(C)					(m3/kg-mole)		(m3/kg-mole)		(C)	(kg-mole/m3)	(C)
C6	84,000	30,10	234,35	0,4572	0,0778	0,299000	271,00	0,3510	0,2504	0,3510	0,2504	68,38	650	20
C7	96,000	29,38	274,85	0,4572	0,0778	0,300000	312,50	0,3920	0,2528	0,3920	0,2528	96,59	723	20
C8	107,000	28,80	301,85	0,4572	0,0778	0,312000	351,50	0,4330	0,2608	0,4330	0,2608	116,72	746	20
C9	121,000	26,30	329,85	0,4572	0,0778	0,348000	380,00	0,4840	0,2539	0,4840	0,2539	142,81	764	20
C10	134,000	24,20	352,85	0,4572	0,0778	0,385000	404,90	0,5340	0,2482	0,5340	0,2482	165,71	778	20
C11	147,000	22,30	374,85	0,4572	0,0778	0,419000	429,30	0,5870	0,2430	0,5870	0,2430	187,89	789	20
C12	161,000	20,80	394,85	0,4572	0,0778	0,454000	453,80	0,6370	0,2386	0,6370	0,2386	208,52	800	20
C13+	361,350	11,78	599,38	0,4572	0,0778	1,136044	918,00	1,4336	0,2327	1,4336	0,2327	445,73	901	20
FRC1	73,117	37,50	224,13	0,46	0,08	0,24	234,73	0,31	0,28	0,31	0,28	50,56	707,24	20,00
FRC2	77,337	36,226	234,27	0,45724	0,077796	0,25658	246,54	0,32176	0,27629	0,32176	0,27629	59,385	712,63	20
FRC3	85,348	33,991	252,59	0,45724	0,077796	0,28156	268,98	0,35271	0,27427	0,35271	0,27427	75,727	722,21	20
FRC4	98,154	30,87	279,61	0,45724	0,077796	0,32314	304,83	0,4029	0,27063	0,4029	0,27063	100,73	736,01	20
FRC5	118,540	26,841	317,76	0,45724	0,077796	0,39111	361,91	0,48339	0,26409	0,48339	0,26409	137,78	755,06	20



№ ГПВН-ГПН-26-0290 От 10.03.2026г.

На № 11/1.2/000969 От 23.01.2026г.

По организации подключений газа на прием МКУ в объекте 1513/40 «Реконструкция установки подготовки нефти Чаяндинского НГКМ»

Начальнику управления по проектно-изыскательским работам и взаимодействию с надзорными органами ООО «Газпромнефть-Заполярье»

Р.С. Гиматдинову

GPN-Zapolar@yamal.gazprom-neft.ru

Akhmetgaleeva.GF@gazprom-neft.ru

Уважаемый Рустам Сулейманович!

Институтом АО «Гипровостокнефть» в качестве рабочего материала была получена «Схема технологическая принципиальная. Привязка МКУ», разработанная ООО «НефтеСтрой Проект» и согласованная специалистами ООО «Газпромнефть-Заполярье».

Анализ выполненных подключений МКУ к существующим сооружениям БМУПН ЧНГКМ выявил ряд несоответствий схемы привязки МКУ требованиям НТД:

1. Согласно выполненной схеме подключений технологический газ от аппаратов С-2-1,2,3 совместно со сбросами с СППК от этих аппаратов поступает по единому коллектору до точки разветвления потока либо на факел ВД, либо на прием 2 ступени сжатия МКУ. На каждом из направлений (на вход факельного сепаратора ВД (поз. 70СФ-1№1), на вход МКУ) предусмотрена запорная ручная арматура, при этом, в режиме работы на МКУ, арматура на вход факельного сепаратора будет перекрыта. Таким образом сбросы с СППК аппаратов С-1-1,2,3 направляются в приемную линию 2 ступени сжатия компрессорной установки.

2. Аналогична ситуация со сбросами с СППК на аппаратах С-3-1,2.

3. При подаче газа с дегазаторов ДГ-1-1,2 на прием 1 ступени МКУ, сбросы с СППК ДГ-1-1,2 – направляются также на вход МКУ вместе с технологическим газом (выход газа на прием МКУ и факел НД не может быть открыт одновременно).

При этом (в режиме работы ДГ-1-1,2 на МКУ при открытой электроарматуре XV-71), ручная арматура на факельной линии от РК1 на вход 70СФ-№2 должна быть перекрыта, в противном случае линия всаса МКУ переключается с факельной линией, что может привести к подосу газа из факельной линии, попаданию воздуха в факельный коллектор и развитию аварийной ситуации.

Таким образом схема нарушает следующие требования нормативных документов:

ГОСТ 12.2.085-2017, п. 5.10 «При эксплуатации ПК не допускается: установка запорной арматуры между оборудованием и клапаном, а также за клапаном, ...»

Россия, 443041, Самарская область,
г. Самара, ул. Красноармейская, д. 93

Тел.: (846) 276-26-30
Факс: (846) 276-26-24

gipvn@gipvn.ru
www.gipvn.ru

Руководство по безопасности факельных систем, п.34. *«В обоснованных случаях допускается установка запорной арматуры после гидрозатворов на месте врезки в общую факельную систему (при исключении возможности случайного ее закрытия). Одновременно предусматриваются дополнительные меры безопасности, в том числе снятие штурвала запорной арматуры, опломбирование ее в открытом состоянии, установка на ней специальных кожухов, вывод сигнала о положении арматуры на пульт управления. Тип запорной арматуры определяется проектной организацией».*

Приказ № 534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"», п.84. *«Сбросы с предохранительных клапанов на технологическом оборудовании, а также из коммуникаций направляются в емкость (каплеотбойник), а газ - на факел или свечу рассеивания».*

Приказ № 536 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением"» п.353. *«Установка запорной арматуры между сосудом и предохранительным устройством, а также за ним запрещается».*

Подключения, нарушающие требования НТД, а также вопросы отмечены на поле схемы (см. Приложение).

Вышеперечисленные несоответствия повлекут риски при прохождении проектом ГЭ, а также риски для безопасной эксплуатации объекта.

Считаем необходимым пересмотр схемы подключений с целью обеспечения требований НТД и безопасной работы сооружений ЧБУМН.

Для предотвращения смещения сроков по проекту 1513/40 возможно рассмотреть данные вопросы в рамках проекта техперевооружения, однако, обращаю внимание на то, что это может в последствии потребовать изменения также в проект 1513/40 в части МКУ.

Прошу Вас рассмотреть данную проблему и сообщить Ваше решение.

Приложение:

ЧНФ1-УПН.Р1-П-ТР.01.00-ГЧ л.11-МКУ Приложение.pdf

С уважением,
**Заместитель главного инженера –
начальник управления по
проектированию объектов
капитального строительства**

М.А. Свитов

Монтлевич Ю.В.
Тел. (846) 276-26-00 (44-38)
Yuliya.Montlevich@Giprovostokneft.ru

Россия, 443041, Самарская область,
г. Самара, ул. Красноармейская, д. 93

Тел.: (846) 276-26-30
Факс: (846) 276-26-24

gipvn@gipvn.ru
www.gipvn.ru



Общество с ограниченной ответственностью
«Газпромнефть-Заполярье»
(ООО «Газпромнефть-Заполярье»)

Для корреспонденции: ул. 50 лет Октября, д. 86, г. Тюмень, 625048
Тел.: +7(3452)53 90 27
e-mail: GPN_Zapolarye@mail.gazprom-neft.ru
ОКПО 64501745, ОГРН 1097746829740, ИНН 7728720448, КПП 890401001

Главному инженеру
АО «Гипровостокнефть»
Попову Н.П.

№
ГПВН-ГПН-26-0290 10.03.2026
на № _____ от _____

По организации подключений газа,
ЧНФ1-УПН.Р1

Уважаемый Николай Павлович!

По объекту "Реконструкция установки подготовки нефти Чаяндинского НГКМ" просим исключить несоответствия НТД и предусмотреть на технологической схеме:

- разделение коллекторов технологического газа и линий сброса газа на факел ВД и НД от аппаратов в составе существующей БМУПН.
- подачу газа с дегазаторов ДГ-1-1,2,3 предусмотреть на вход 2-ой ступени МКУ. Выполнить переключение подачи технологического газа от С-3-1,2,3 на вход 1 ступени МКУ/ ФНД с помощью электроприводной арматуры, установленной на коллекторах подачи газа на МКУ/факел НД.

С целью соблюдения сроков по запуску в эксплуатацию МКУ просим выделить в отдельный этап строительства:

- 5 этап строительства: Газопровод на вход 2 ступени МКУ.

Приложение: Этапы строительства в эл. виде.

С уважением,

Начальник управления по ПИР
и взаимодействию с надзорными органами

Р.С. Гиматдинов

Рег. № 11/6.1/008541 от 08.05.2026

Ахметгалиева Г.Ф.
+7 (3452) 53-90-27 (78383)
akhmetgaleeva.gf@gazprom-neft.ru

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН УСИЛЕННОЙ
КВАЛИФИЦИРОВАННОЙ ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
05385E65D59B0127AB4DE6ED58C3A9D6A4
Владелец: Гиматдинов Рустам Сулейманович
Действителен: с 19.01.2026 по 19.01.2027



000

АО «Гипровостокнефть»
«Подписано» 10.03.2026
Вх. № 26-01925

«Реконструкция установки подготовки нефти Чаяндынского НПГКМ»

Приложение №17 к ЗП
Рек.УПН ЧНГКМ
от 23.10.2025

Номер на ПП	Наименование	Этапы	Вид строительства	Вид имущества
1	2	3	4	
1-й этап строительства				
	Основание под площадку сооружений МКУ на УПН ЧНГКМ	1 этап	новое строительство	Движимое имущество, некапитальное сооружение
	ВЛ-10кВ №1,2 т.вр. - 2КТПНУ	1 этап	новое строительство	Движимое имущество, некапитальное сооружение
312	ТЗРУ 10 кВ	1 этап	новое строительство	Движимое имущество, некапитальное сооружение
311	2КТПНУ 2х2500кВА (совмещенная)	1 этап	новое строительство	Движимое имущество, некапитальное сооружение
2-й этап строительства				
308.1	Узел измерения количества и показателей качества нефти (СИКН)	2 этап	новое строительство	Недвижимое имущество, объект капитального строительства (подлежит уточнению в ходе проектирования)
308.2	Емкость дренажная приема неучтенной нефти и сброса с СППК (ДЕ-11, V=25 м3)	2 этап	новое строительство	Недвижимое имущество, объект капитального строительства (подлежит уточнению в ходе проектирования)
304.1	Насосная внешнего транспорта нефти (Q=180 м3/ч, Н=8 МПа, два насоса)	2 этап	новое строительство	Недвижимое имущество, объект капитального строительства (подлежит уточнению в ходе проектирования)
19	Демонтаж здания приготовления ингибитора парафиноотложения	2 этап		
3-й этап строительства				
313	Модульная компрессорная установка (МКУ)	3 этап	новое строительство	Недвижимое имущество, объект капитального строительства (подлежит уточнению в ходе проектирования)
316.1	Сепаратор МКУ (С4, V=4 м3)	3 этап	новое строительство	Недвижимое имущество, объект капитального строительства (подлежит уточнению в ходе проектирования)
316.2	Емкость дренажная (ДЕ-13, V=12,5 м3)	3 этап	новое строительство	Недвижимое имущество, объект капитального строительства (подлежит уточнению в ходе проектирования)
317	Молниевод	3 этап	новое строительство	Движимое имущество, некапитальное сооружение
4-й этап строительства				
305.1	Автоматизированная система налива, 2 поста налива, 1 шт.	4 этап	новое строительство	Недвижимое имущество, объект капитального строительства (подлежит уточнению в ходе проектирования)
305.2	Емкость дренажная АСН (ДЕ-12, V=25 м3)	4 этап	новое строительство	Недвижимое имущество, объект капитального строительства (подлежит уточнению в ходе проектирования)
5-й этап строительства				
	Газопровод на вход 2 ступени МКУ	5 этап	новое строительство	Недвижимое имущество, объект капитального строительства
6-й этап строительства				
	Демонтаж технологических трубопроводов	6 этап	демонтаж	

Начальник отдела по оформлению разрешительной документации

А.М. Марченко

20.05.2026



Общество с ограниченной ответственностью
«Газпромнефть-Заполярье»
(ООО «Газпромнефть-Заполярье»)

**Главному инженеру
АО «Гипровостокнефть»
Попову Н.П.**

Для корреспонденции: ул. 50 лет Октября, д. 8Б, г. Тюмень, 625048
Тел.: +7(3452)53 90 27
e-mail: GPN_Zapolar@yamal.gazprom-neft.ru
ОКПО 64501745, ОГРН 1097746829740, ИНН 7728720448, КПП 890401001

№ _____
на № _____ от _____

О передаче РКД на сепаратор МКУ, ЧНФ1-УПН.Р1

Уважаемый Николай Павлович!

По объекту "Реконструкция установки подготовки нефти Чаяндинского НГКМ" направляем конструкторскую документацию на сепаратор V-6,3м3 АО «Сибнефтемаш».

Просим выполнить привязку конструкторской документации к рабочей документации на площадке модульной компрессорной установки (МКУ).

Приложение:

1. РКД в эл. виде;
2. Паспорт на НГС-II-6,3-10,0-И-Т-ХЛ в эл. виде;
3. Руководство по эксплуатации в эл. виде;
4. Паспорт качества в эл. виде.

С уважением,

**Начальник управления по ПИР
и взаимодействию с надзорными органами**

Р.С. Гиматдинов

Рег. № 11/6.1/009077 от 18.05.2026

Ахметгалиева Г.Ф.
+7 (3452) 53-90-27 (78383)
akhmetgaleeva.gf@gazprom-neft.ru

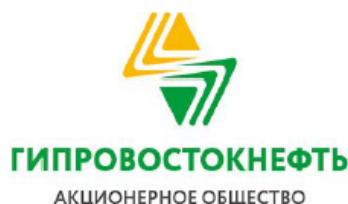
ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН УСИЛЕННОЙ
КВАЛИФИЦИРОВАННОЙ ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
05385E65D59B0127AB4DE6ED58C3A9D6A4

Владелец: Гиматдинов Рустам Сулейманович

Действителен: с 19.01.2026 по 19.01.2027



**ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-
ЗАПОЛЯРЬЕ»**



№ ГПВН-ГПН-26-0611 От 18.05.2026
На №11/1.2/000969 От 23.01.2026

1513/40 По вопросам работы сооружений
внешнего транспорта в объекте
«Реконструкция установки подготовки нефти
Чаяндынского НГКМ»

Начальнику управления по проектно-
изыскательским работам и
взаимодействию с надзорными органами
ООО «Газпромнефть-Заполярье»

Гиматдинову Р.С.

GPN-Zapolar@yamal.gazprom-neft.ru

Akhmetgaleeva.GF@gazprom-neft.ru

Уважаемый Рустам Сулейманович!

Институтом АО «Гипровостокнефть» ранее были выполнены проекты: 1513/10 «Напорный нефтепровода Чаяндынского НГКМ. Техническое перевооружение», а также 1513/3 «Реконструкция СИКН напорного нефтепровода Чаяндынского НГКМ». Согласно выполненным Институтом проектным максимальная пропускная способность напорного нефтепровода составляет до 7070 т/сут нефти (~2,5 млн.т/год), транспортируемой с БМУПН Чаяндынского месторождения (с учетом подачи противотурбулентной присадки). При этом давление на выкиде насосов внешней откачки составляет 76,98 кгс/см²(изб.) или 7,55 МПа(изб.). Расчетное давление напорного нефтепровода составляет 8,0 МПа.

Согласно профилю поступления жидких углеводородов (нефть+конденсат) на сооружения Чаяндынской УПН/БМУПН направляется:

- в 2027 г.: 2,7449 млн.т/год жидких углеводородов;
- в 2028 г.: 3,4144 млн.т/год жидких углеводородов;
- в 2029 г.: 3,3732 млн.т/год жидких углеводородов;
- в 2030 г.: 2,9350 млн.т/год жидких углеводородов.

Для транспорта избытка нефти согласно «Изменению №4 к «Заданию на проектирование» предусмотрена АСН с 2-мя постами налива с производительностью по наливу до 40 м³.

Однако, в год пикового поступления нефти (2028 г.) производительности АСН с учетом проектной пропускной способности напорного нефтепровода – будет недостаточно.

Прошу Вас сообщить, каким образом предполагается выполнять отгрузку избытка нефти в пиковые годы.

Кроме того, настоящим проектом реконструкции ЧБМУПН предполагается замена существующего напорного коллектора Ду 200 мм, Ру 10 МПа от входа в существующий СИКН и далее до точки подключения к напорному нефтепроводу на вновь проектируемый коллектор Ду 300 мм, Ру 10 МПа.

Россия, 443041, Самарская область,
г. Самара, ул. Красноармейская, д. 93

Тел.: (846) 276-26-30
Факс: (846) 276-26-24

gipvn@gipvn.ru
www.gipvn.ru

Газпромнефть-Заполярье, ООО

Вх. № 009224 от 19.05.2026

На существующем напорном коллекторе на выходе СИКН после узла регулирования КР6 – установлен блок предохранительных клапанов (СППК), пропускная способность и давление настройки которых не соответствуют проектным параметрам работы напорного коллектора.

Также, с учетом увеличения расчетного давления ННП до 8,0 МПа согласно проекта перевооружения, возникает вопрос о необходимости установки данных СППК.

Для принятия решения (замена блока СППК на вновь проектируемый или демонтаж без замены) – прошу Вас направить в адрес Института характеристику «подача-напор» существующих насосов внешней откачки Н-1/1.2,3.

С уважением,

**Заместитель главного инженера –
начальник управления по
проектированию объектов
капитального строительства**

М.А. Свитов

Монтлевич Ю.В.
Тел. (846) 276-26-00 (44-38)
Yuliya.Montlevich@Giprovostokneft.ru

Россия, 443041, Самарская область,
г. Самара, ул. Красноармейская, д. 93

Тел.: (846) 276-26-30
Факс: (846) 276-26-24

gipvn@gipvn.ru
www.gipvn.ru

Газпромнефть-Заполярье, ООО

Вх. № 009224 от 19.05.2026



Общество с ограниченной ответственностью
«Газпромнефть-Заполярье»
(ООО «Газпромнефть-Заполярье»)

Для корреспонденции: ул. 50 лет Октября, д. 8Б, г. Тюмень, 625048
Тел.: +7(3452)53 90 27
e-mail: GPN-Zapolar@yamal.gazprom-neft.ru
ОКПО 64501745, ОГРН 1097746829740, ИНН 7728720448, КПП 890401001

Главному инженеру
АО «Гипровостокнефть»
Попову Н.П.

№ _____
на № ГПВН-ГПН-26-0611 от 18.05.2026

*По вопросам работы сооружений внешнего транспорта,
ЧНФ1-УПН.Р1*

Уважаемый Николай Павлович!

По объекту "Реконструкция установки подготовки нефти Чаяндинского НГКМ" по вопросам работы сооружений внешнего транспорта сообщаем, что фактические показатели работы напорного нефтепровода Чаяндинского НГКМ подтверждены объемами прокачки до 11000 тн/сутки с подачей противотурбулентной присадки с 2-х точек. При этом сохраняется возможность использования автоматизированной системы налива: проектная (2 поста), существующая на площадке УПН ЧНГКМ (2 поста) и СИКН 1525 (2 поста).

Для принятия решения по блоку СППК направляем расчетных характеристики существующих насосов внешней откачки Н-1/1.2,3 180-800 (приложение 1).

Приложение: 1. Характеристики насоса НЦНС 180-800 в эл. виде.

С уважением,

**Начальник управления по ПИР
и взаимодействию с надзорными органами**

Р.С. Гиматдинов

Ахметгалеева Г.Ф.
+7 (3452) 53-90-27 (78383)
akhmetgaleeva.gf@gazprom-neft.ru

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН УСИЛЕННОЙ
КВАЛИФИЦИРОВАННОЙ ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат: 05385E65D59B0127AB4DE6ED58C3A9D6A4
Владелец: Гиматдинов Рустам Сулейманович
Действителен: с 19.01.2026 по 19.01.2027

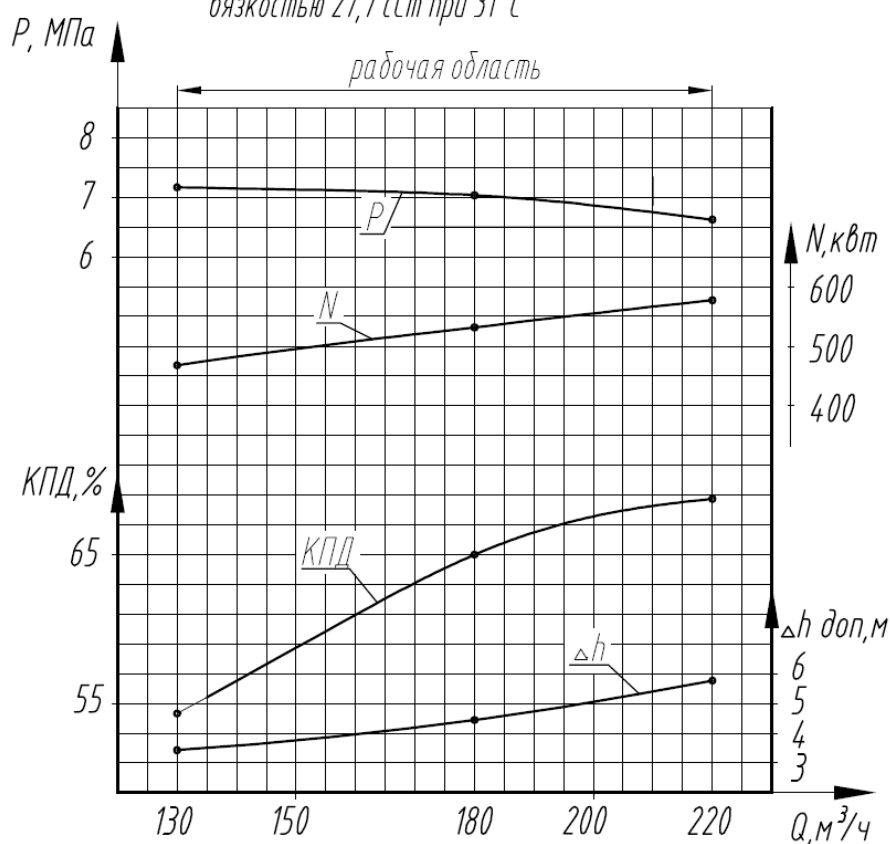


ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-
ЗАПОЛЯРЬЕ»

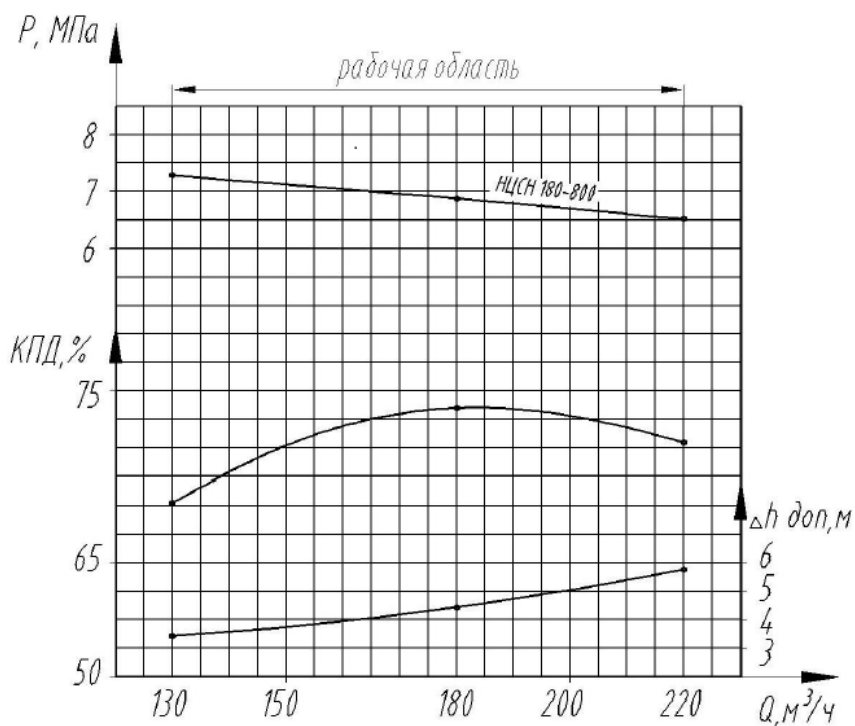
Рег. № 11/6.1/009682 от 26.05.2026

Приложение 1

Расчетные характеристики насоса НЦСН 180-800,
при работе на среде плотностью $877,2 \text{ кгс/м}^3$
вязкостью $27,7 \text{ сСт}$ при 31°C



Типовые характеристики насоса НЦСН 180-800
на нефти с температурой 20°C , плотностью $877,2 \text{ кг/м}^3$, кинематической
вязкостью 48 сСт , при частоте вращения 2950 об/мин





Общество с ограниченной ответственностью
«Газпромнефть-Заполярье»
(ООО «Газпромнефть-Заполярье»)

Для корреспонденции: ул. 50 лет Октября, д. 85, г. Тюмень, 625048
Тел.: +7(3452)53 90 27
e-mail: GPN-Zapolyar@yandex.ru, gazprom-neft.ru
ОКПО 64501745, ОГРН 1097746329740, ИНН 725720448, КПП 890401001

№ _____
на № **ГПВН-ГПН-26-0689 04.06.2026**

**Главному инженеру
АО «Гипровостокнефть»
Попову Н.П.**

**О хранении смазочных материалов для МКУ,
ЧНФ1-УПН.Р1**

Уважаемый Николай Павлович!

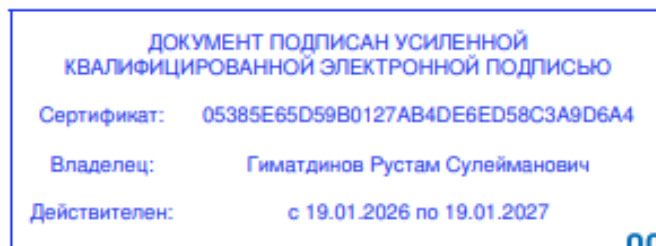
По объекту "Реконструкция установки подготовки нефти Чаяндинского НГКМ" хранение смазочных веществ для нужд модульной компрессорной установки необходимо предусмотреть в существующем здании Склада масла отапливаемого (поз.18 на ГП), на существующей площадке компрессорной станции (проект 8808/1 «Транспорт газа на УППГ-2 Чаяндинского НГКМ. Компрессорная станция»).

С уважением,

**Начальник управления по ПИР
и взаимодействию с надзорными органами**

Р.С. Гиматдинов

Ахметгалиева Г.Ф.
+7 (3452) 53-90-27 (78383)
akhmetgaleeva.gf@gazprom-neft.ru



**ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-
ЗАПОЛЯРЬЕ»**

Рег. № 11/6.1/010719 от 09.06.2026



№ ГПВН-ГПН-26-0647	От 27.05.2026
На	От

1513/40 По пропускной способности существующей СИКН объекта «Реконструкция установки подготовки нефти Чаяндинского НГКМ»

Начальнику управления по проектно-Изыскательским работам и Взаимодействию с надзорными органами ООО «Газпромнефть-Заполярье»

Гиматдинову Р.С.

GPN-Zapolar@yamal.gazprom-neft.ru

Akhmetgaleeva.GF@gazprom-neft.ru

Уважаемый Рустам Сулейманович!

Согласно проектной документации, шифр 9465, пропускная способность СИКН перед подачей товарной нефти в магистральный трубопровод (поз. 204 по ГП) составляет 368 м³/ч (3+1 ИЛ).

С учетом увеличения производительности сооружений транспорта нефти Чаяндинского НГКМ за счет приема товарной нефти Тас-Юряхского НГКМ требуемая пропускная способность СИКН перед подачей в магистральный нефтепровод составит -480 м³/ч., таким образом пропускная способность существующего СИКН (поз. 204 по ГП) является недостаточной.

Прошу Вас сообщить Ваше решение по данной проблеме.

С уважением,
**Заместитель главного инженера –
начальник управления**

М.А. Свитов

Назарова Е.В.
Тел. (846) 276-24-11
Elena.Nazarova@Giprovostokneft.Ru



Общество с ограниченной ответственностью
«Газпромнефть-Заполярье»
(ООО «Газпромнефть-Заполярье»)

Для корреспонденции: ул. 50 лет Октября, д. 6Б, г. Тюмень, 625043
Тел.: +7(3452)53 90 27
е-mail: GPN-Zapolar@yamal.gazprom-neft.ru
ОКПО 64501745, ОГРН 1097746829740, ИНН 7728720448, КПП 890401001

Главному инженеру
АО «Гипровостокнефть»
Попову Н.П.

№ _____
на № ГПВН-ГПН-26-0647 27.05.2026

По пропускной способности существующего СИКН,
ЧНФ1-УПН.Р1

Уважаемый Николай Павлович!

По объекту "Реконструкция установки подготовки нефти Чаяндинского НГКМ" подтверждаем возможность работы существующего СИКН на производительность 480м3/ч при одновременной работе 4-х измерительных линий.

С уважением,

Начальник управления по ПИР
и взаимодействию с надзорными органами

Р.С. Гиматдинов

Ахметгалиева Г.Ф.
+7 (3452) 53-90-27 (78383)
akhmetgaleeva.gf@gazprom-neft.ru

Per. № 11/6.1/011464 от 19.06.2026



ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН УСИЛЕННОЙ
КВАЛИФИЦИРОВАННОЙ ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат: 05385E65D59B0127AB4DE6ED58C3A9D6A4
Владелец: Гиматдинов Рустам Сулейманович
Действителен: с 19.01.2026 по 19.01.2027

ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-
ЗАПОЛЯРЬЕ»

Приложение В

Ведомость оборудования, изделий и материалов

Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, ГОСТ, ТУ	Завод-изготовитель	Ед. изм	Количество
Технологическое оборудование				
2 этап строительства				
Система измерения количества и показателей качества нефти СИКН $P_{расч}=1,6$ МПа	Изделие блочно-комплектное, полной заводской готовности.		Шт.	1
Емкость дренажная приема неучтенной нефти и сброса с СППК ДЕ-11 $V=25$ м ³ $D=2400$ мм $P_{расч}=0,07$ МПа	Емкость ДЕ-11 в поставке с насосом НП-11 изделие блочно-комплектное, полной заводской готовности.		Шт.	1
Насос полупогружной НП-11 $Q=50$ м ³ /ч $H=120$ м $N=45$ кВт			Шт.	1
Насос внешнего транспорта нефти Н-1-4,5 $Q=180$ м ³ /ч $H=800$ м $N=800$ кВт	Насосы Н-1-4,5 с фильтрами Ф-1-4,5 входят в поставку насосной внешнего транспорта – изделие блочно-комплектное, полной заводской готовности.		Шт.	2
Фильтр жидкостной Ф-1-4,5 $Q=180$ м ³ /ч			Шт.	2
3 этап строительства				
Сепаратор МКУ С-4 $V=6,3$ м ³ $P_{расч}=10,0$ МПа	Паспорт 89Б1.01.00.000 ПС1		Шт.	1
Модульная компрессорная установка МКУ $Q_{нд}=2106$ нм ³ /ч $Q_{вд}=3555$ нм ³ /ч	Изделие блочно-комплектное, полной заводской готовности.		Шт.	1
Емкость дренажная ДЕ-13 приема дренажа с МКУ и С-4 $V=12,5$ м ³ $D=2000$ мм $P_{расч}=0,07$ МПа	Емкость ДЕ-13 в поставке с насосами НП-13-1,2 изделие блочно-комплектное, полной заводской готовности.		Шт.	1
Насос полупогружной НП-13-1,2 $Q=50$ м ³ /ч			Шт.	2

Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, ГОСТ, ТУ	Завод-изготовитель	Ед. изм	Количество
H=120 м N=45 кВт				
4 этап строительства				
Автоматизированная система налива АСН-1,2 Q=40 м ³ /ч H=35 м	Изделие блочно-комплектное, полной заводской готовности.		Шт.	2
Емкость дренажная АСН ДЕ-12 V=25 м ³ D=2400 мм P _{расч} =0,07 МПа	Емкость ДЕ-12 в поставке с насосом НП-12 изделие блочно-комплектное, полной заводской готовности.		Шт.	1
Насос полупогружной НП-12 Q=50 м ³ /ч H=120 м N=45 кВт			Шт.	1

Таблицы материальных потоков УПН (БМУПН) Чаяндынского НГКМ с МКУ

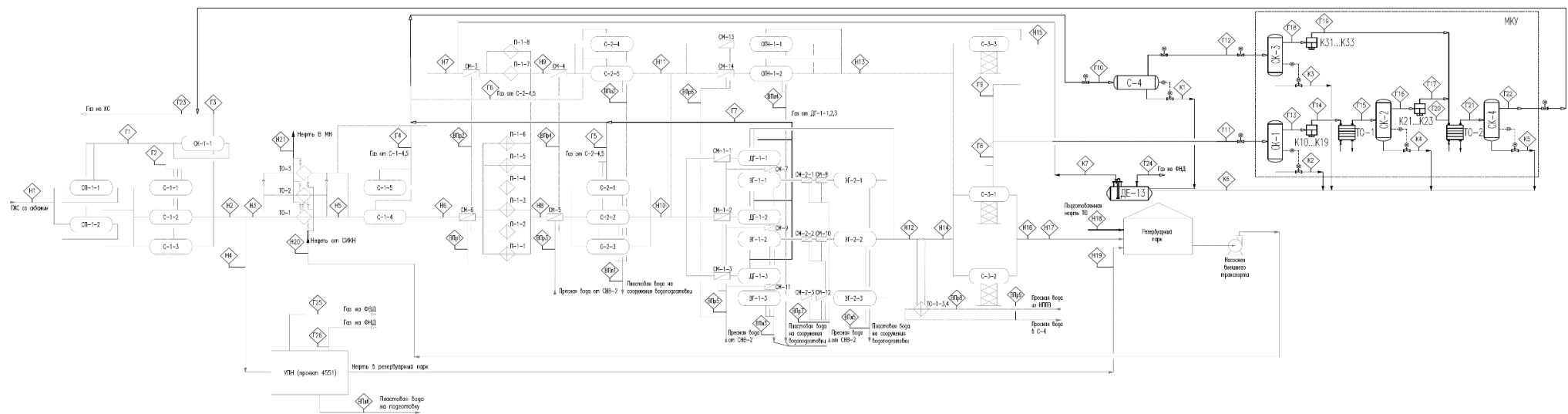


Рисунок Г.1 - Схема материальных потоков УПН (БМУПН) Чаяндынского НГКМ с МКУ

Таблица Г.1 - Материальный баланс сооружений УПН (БМУПН) Чаяндинского НГКМ с МКУ					
Приход			Расход*		
Наименование потока	кг/ч	тыс.т/год	Наименование потока	кг/ч	тыс.т/год
1. Пластовая смесь, в том числе:			1. Нефть подготовленная, в том числе:		
- Нефть газонасыщенная	502783,1	4223,4	- нефть	412661,2	3466,4
- Вода	190208,6	1597,8	- вода	899,6	7,6
2. Нефть подготовленная ТЮ, в том числе:			2. Вода на сооружения ВиК	283458,3	2381,0
- Нефть	155403,6	1305,4	3. Газ на КС	244800,9	2056,3
- Вода	1,2	0,0	4. Газ на ФВД	225,7	1,9
3. Пресная вода	127961,0	1074,9	5. Газ на ФНД	564,3	4,7
Итого, в том числе:	976357,5	8201,4	6. Пресная вода	33747,5	283,5
			Итого, в том числе:	976357,5	8201,4
*Материальный баланс выполнен без учета потерь.					

Таблица Г.2 - Характеристика материальных потоков на 2028 г.

№ потока по схеме	1Н	Г1	Г2	Г3	Н2	Н3	Н4	Н5
Наименование потока	Газожидкостная смесь со сквважин	Газ от СП-1-1,2	Газ от С-1-1,2,3	Газ от СК-1-1 на КС	Нефтяная эмульсия от СК-1-1, С-1-1,2,3	Нефтяная эмульсия на ТО-1,2,3	Нефтяная эмульсия на УПН (проект 4551)	Нефтяная эмульсия от ТО-1,2,3 на 1-1-4,5
Фазовое состояние	Газожидкостная смесь	Газожидкостная смесь	Газ	Газ	Газожидкостная смесь	Газожидкостная смесь	Газожидкостная смесь	Газожидкостная смесь
Давление, МПа (изб.)	1,49	1,46	1,46	0,90	1,00	1,00	1,00	0,96
Температура, °С	-12	-12	-12	-16	-12	-12	-12	4
Расход:								
- жидкости, кг/час	453828	26	-	-	453168	431794	21374	431490
- газа, м ³ /час	292961	205131	87913	293044	658	627	31	947
Плотность:								
жидкости, кг/м ³	942	885	-	-	942	942	942	931
газа, кг/м ³ (при рабочих условиях)	40,13	13,97	13,97	8,90	9,83	9,83	9,83	9,37
Обводненность (по потоку жидкости), % масс.	42	-	-	-	42	42,0	42,0	42,0

№ потока по схеме	Н6	ВПр1	Н7	ВПр2	Г4	Н8	ВПр3	Н9
Наименование потока	Сырая нефть от С-1-4,5 на ступень нагрева П-1-1...6	Вода пресная на СМ-6	Сырая нефть от С-1-4,5 на ступень нагрева П-1-7,8	Вода пресная на СМ-3	Газ от С-1-4,5 на МКУ	Сырая нефть на вход С-2-1,2,3	Вода пресная на СМ-5	Сырая нефть на вход С-2-4,5
Фазовое состояние	Газожидкостная смесь	Жидкость	Газожидкостная смесь	Жидкость	Газ	Газожидкостная смесь	Жидкость	Газожидкостная смесь
Давление, МПа (изб.)	0,75	3,40	0,75	3,40	0,70	0,60	3,40	0,60
Температура, °С	4	56	4	56	3	55	56	55
Расход:								
- жидкости, кг/час	323406	16500	107802	5500	-	339076	16500	114042
- газа, нм ³ /час	49	-	16		1183	713	-	239
Плотность:								
жидкости, кг/м ³	931	984	931	984	-	891	984	888
газа, кг/м ³ (при рабочих условиях)	7,63	-	7,6	-	7,12	7,30	-	7,52
Обводненность (по потоку жидкости), % масс.	42,0	100,0	42,0	100,0	-	45,0	100,0	45,0

№ потока по схеме	ВПр4	Н10	Г5	ВПл1	ВПр5	Н11	Г6	ВПл2
Наименование потока	Вода пресная на СМ-4	Сырая нефть от С-2-1,2,3 на ступень обезвоживания ДГ-1-1,2,3	Газ от С-2-1,2,3 на МКУ	Вода пластовая от С-2-1,2,3	Вода пресная на СМ-7,9,11	Сырая нефть на ОГН-1-1,2	Газ от С-2-4,5 на МКУ	Вода пластовая от С-2-4,5
Фазовое состояние	Жидкость	Газожидкостная смесь	Газ	Жидкость	Жидкость	Газожидкостная смесь	Газ	Жидкость
Давление, МПа (изб.)	3,40	0,52	0,57	0,57	3,30	0,45	0,50	0,50
Температура, °С	56	55	55	55	60	55	55	55
Расход:								
- жидкости, кг/час	5500	188441	-	166997	18830	63338	-	56085
- газа, нм³/час	-	53,81	759,21	-	-	20,58	296,85	-
Плотность:								
жидкости, кг/м³	984	828	-	985	982	824	-	984
газа, кг/м³ (при рабочих условиях)	-	6,71	7,07	-	-	6,37	6,74	-
Обводненность (по потоку жидкости), % масс.	100,0	1,0	-	100,0	100,0	0,5	-	100,0

№ потока по схеме	ВПр6	ВПр7	ВПл3	ВПл4	ВПл5	Г7	Н12	Н14	Н13
Наименование потока	Вода пресная на СМ-13,14	Вода пресная на СМ-8,10,12	Вода пластовая от ЭГ-1-1,2,3	Вода пластовая от ОГН-1-1,2	Вода пластовая от ЭГ-2-1,2,3	Газ от ДГ-1-1,2,3	Нефть обезвоженная от ЭГ-2-1,2,3 на ТО-1-3,4	Нефть обезвоженная от ТО-1-3,4 на С-3- 1,2	Нефть обезвоженная от ОГН-1-1,2 на С-3-3
Фазовое состояние	Жидкость	Жидкость	Жидкость	Жидкость	Жидкость	Газ	Газожидкостная смесь	Газожидкостная смесь	Газожидкостная смесь
Давление, МПа (изб.)	3,30	3,30	0,52	0,45	0,52	0,52	0,47	0,01	0,01
Температура, °С	60	60	56	57	57	55	57	44	53
Расход:									
- жидкости, кг/час	12554	18830	19776	12869	18830	-	187402	184462	61632
- газа, нм ³ /час	-	-	-	-	-	53,81	71,19	1561,77	641,81
Плотность:									
жидкости, кг/м ³	982	982	984	983	983	-	826	841	832
газа, кг/м ³ (при рабочих условиях)	-	-	-	-	-	6,71	6,40	1,87	2,07
Обводненность (по потоку жидкости), % масс.	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	-	0,5	0,5	0,0

№ потока по схеме	Г8	Г9	Н15	Н16	Н17	Н18	Н19	Н20	Н21
Наименование потока	Газ от С-3-1,2 на МКУ	Газ от С-3-3 на МКУ	Нефть подготовленная от С-3-3 в резервуарный парк	Нефть подготовленная от С-3-1,2 в резервуарный парк	Нефть подготовленная общий поток	Нефть подготовленная ТЮ в резервуарный парк	Нефть подготовленная от УПН (проект 4551)	Нефть подготовленная от насосной внешней транспорта на ТО-1,2,3	Нефть подготовленная от ТО-1,2,3 в магистральный нефтепровод
Фазовое состояние	Газ	Газ	Жидкость	Жидкость	Жидкость	Жидкость	Жидкость	Жидкость	Жидкость
Давление, МПа (изб.)	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,10	0,01	4,99	4,69
Температура, °С	44	53	53	44	46	0	61	26	0
Расход:									
- жидкости, кг/час	-	-	61632	184462	246093	155405	12063	413561	413561
- газа, м ³ /час	1561,77	641,81	-	-	-	-	-	-	-
Плотность:									
жидкости, кг/м ³	-	-	832	841	838	818	842	842	860
газа, кг/м ³ (при рабочих условиях)	1,87	2,07	-	-	-	-	-	-	-
Обводненность (по потоку жидкости), % масс.	-	-	0,0	0,5	0,3	0,0	0,4	0,2	0,2

№ потока по схеме	Г10	Г11	К1	Г12	Г13	К2	Г14	Г15	Г16
Наименование потока	Газ от УПН (БМУПН) на С-4	Газ от С-3-1,2,3 на МКУ	Конденсат от С-4	Газ от С-4 на МКУ	Газ от СК-1 на К10...К19	Конденсат от СК-1	Газ от К10...19 на ТО-1	Газ от ТО-1 на СК-2	Газ от СК-2 на К21...23
Фазовое состояние	Газ	Газ	Жидкость	Газ	Газ	Жидкость	Газ	Газожидкостная смесь	Газ от СК-2 на К21...23
Давление, МПа (изб.)	0,50	0,01	0,01	0,50	0,01	0,01	0,35	0,30	0,30
Температура, °С	35	47	35	35	47	47	109	55	55
Расход:									
- жидкости, кг/час	6	-	6	-	-	-	-	69	-
- газа, м³/час	2285,03	2203,58	-	2285,03	2203,58	-	2203,58	2144,94	2144,94
Плотность:									
жидкости, кг/м³	994	-	994	-	-	829	-	813	-
газа, кг/м³ (при рабочих условиях)	5,78	1,92	-	5,78	1,92	-	6,69	7,13	7,13
Обводненность (по потоку жидкости), % масс.	99,8	-	97,6	-	-	-	-	60,6	-

№ потока по схеме	К4	Г17	Г18	К3	Г19	Г20	Г21	Г22	К5
Наименование потока	Конденсат от СК-2	Газ от К21...23 на ТО-2	Газ от СК-3 на К31...33	Конденсат от СК-3	Газ от К31...33 на ТО-2	Газ на ТО-2 (общий поток)	Газ от ТО-2 на СК-4	Газ от СК-4 на КС	Конденсат от СК-4
Фазовое состояние	Газожидкостная смесь	Газ от К21...23 на ТО-2	Газ	Жидкость	Газ	Газ	Газожидкостная смесь	Газ	Газожидкостная смесь
Давление, МПа (изб.)	0,01	1,20	0,50	0,01	1,20	1,20	1,15	1,15	0,01
Температура, °С	45	109	35	35	93	102	42	42	2
Расход:									
- жидкости, кг/час	63	-	-	-	-	-	1306	-	974
- газа, нм ³ /час	2,32	2144,94	2285,03	-	2285,03	4429,98	3909,58	3909,58	155,68
Плотность:									
жидкости, кг/м ³	856	-	-	994	-	-	583	-	656
газа, кг/м ³ (при рабочих условиях)	2,41	21,21	5,78	-	10,58	15,41	16,64	16,64	2,28
Обводненность (по потоку жидкости), % масс.	66,2	-	-	-	-	-	4,8	-	6,4

№ потока по схеме	К6	Г23	Г24	К7	Г25	Г26	ВПл6	ВПр8	ВПр9
Наименование потока	Конденсат от МКУ в ДЕ-13	Газ на КС	Газ от ДЕ-13 на ФНД	Откачка ДЕ-13	Газ На ФВД от УПН (проект 4551)	Газ на ФНД от УПН (4551)	Вода пластовая от УПН (проект 4551)	Вода пресная на ТО-1-3,4	Вода пресная от ТО-1-3,4
Фазовое состояние	Газожидкостная смесь	Газ	Газ	Жидкость	Газ	Газ	Жидкость	Жидкость	Жидкость
Давление, МПа (изб.)	0,01	0,90	0,01	0,90	0,20	0,005	0,20	0,95	0,85
Температура, °С	4	-15	4	4	45	61	24	5	31
Расход:									
- жидкости, кг/час	1021	12	-	1026	-	-	8902	33748	33748
- газа, м ³ /час	163,93	296939	164,48	-	171,16	96,85	-	-	-
Плотность:									
жидкости, кг/м ³	667	1037	-	669	-	-	1008	1022	1003
газа, кг/м ³ (при рабочих условиях)	2,29	8,95	2,29	-	3,41	1,88	-	-	-
Обводненность (по потоку жидкости), % масс.	10,2	100,0	-	10,7	-	-	100,0	100,0	100,0

Приложение Д

Технологические расчеты

Д.1 Расчет предохранительного клапана

Расчет:

Предохранительный клапан на сепараторе С-4 предусмотрен для сброса давления при тепловом расширении (из условия пожара вблизи аппарата).

Предохранительный клапан на входном трубопроводе нефти Таас- Юряхского НГКМ УПН предусмотрен для защиты от аварийного повышения давления сверх допустимой величины.

Расчет предохранительных клапанов выполнен в программе НТП Трубопровод «Предклапан. Версия 3.7» по ГОСТ 12.2.085-2017.

Расчет пропускной способности предохранительных клапанов выполнен по методике, приведенной в РД 51-0220570-2-93 «Клапаны предохранительные. Выбор, установка и расчет».

Исходные данные для расчета предохранительного клапана представлены в таблице Д.1.

Таблица Д.1 - Исходные данные для расчета предохранительного клапана

Показатель	Значение	
	Входной трубопровод нефти Таас- Юряхского НГКМ УПН	С-4
Назначение СППК	От превышения давления	От теплового расширения
Расчетное давление, МПа (изб.)	1,6	1,6
Давление настройки ПК, МПа (изб.)	1,495	1,445
Давление в системе сброса, МПа	0,005	0,05
Пропускная способность ПК, G, кг/ч	260000	0,211
Плотность, кг/м ³	851	17,66
Направление сброса	В ДЕ-11	На факел высокого давления

Результаты расчета и выбора клапана представлены в таблице Д.2.

Таблица Д.2 - Результаты расчета и выбора предохранительного клапана

Показатель	Значение	
	Входной трубопровод нефти Таас- Юряхского НГКМ УПН	С-4
Давление начала открытия ПК, МПа (изб.)	1,6	1,6
Давление полного открытия ПК, МПа (изб.)	1,719	1,662
Площадь проходного сечения клапана расчетная, мм ²	3383,6	0,02
Площадь проходного сечения клапана принятая, мм ²	4417	855
Количество ПК, шт	2 (1раб. + 1 рез.)	2 (1раб. + 1 рез.)
Номер пружины	75	14

Показатель	Значение	
	Входной трубопровод нефти Таас- Юряхского НГКМ УПН	С-4
Диапазон давлений настройки пружины, кгс/см ²	12÷16	8÷16
Характеристика выбранного клапана	СППК4 150-16 лс, Ду=150 мм, Ру=1,6 МПа	СППК4 50-16, Ду=50 мм, Ру=1,6 МПа

Д.2 Расчет вместимости резервуарного парка УПН Чаяндинского НГКМ

Исходные данные:

Максимальная объемная производительность УПН Чаяндинского НГКМ – 480,8 м³/ч

Коэффициент заполнения резервуаров, в соответствии с ВНТП 5-95 – 0,85

Количество резервуаров, объемом 1000 м³ – 2 шт. (Р-1,2)

Количество резервуаров, объемом 2000 м³ – 2 шт. (Р-3,4)

Количество резервуаров, объемом 5000 м³ – 3 шт. (Р-5,6,7)

Расчет:

Вместимость резервуарного парка УПН Чаяндинского НГКМ представлен в таблице Д.3.

Таблица Д.3 - Вместимость резервуарного парка УПН Чаяндинского НГКМ

Наименование резервуара	Объем, м ³	Вместимость, м ³
Р-1,2	1000	1000·0,85·2=1700
Р-3,4	2000	2000·0,85·2=3400
Р-5,6,7	5000	5000·0,85·3=12750
Итого:		17850

Запас объема резервуарного парка БМУПН составляет:

$$\tau = \frac{17850}{480,8} = 37 \text{ ч} \approx 1,5 \text{ сут}$$

Вывод: Суточный запас по приему товарной нефти обеспечен.

Приложение Е**Письмо о скорости коррозии**

Общество с ограниченной ответственностью
«Газпромнефть-Заполярье»
(ООО «Газпромнефть-Заполярье»)

Для корреспонденции: ул. 50 лет Октября, д. 85, г. Тюмень, 625048
Тел.: +7(3452)5310077
e-mail: GPN_Zapolyar@yandex.ru
ОКПО 64501745, ОГРН 1092746829740, ИНН 7728720448, КПП 890401001

**Главному инженеру
АО «Гипровостокнефть»
Попову Н.П.**

№
ГПВН-ГПН-26-0560 06.05.2026
из № от

*О скорости коррозии,
ЧНФ1-УПН.Р1*

Уважаемый Николай Павлович!

По объекту "Реконструкция установки подготовки нефти Чаяндинского НГКМ" значение скорости коррозии трубопроводов составляет не более 0,1мм/год.

С уважением,

**Начальник управления по ПИР
и взаимодействию с надзорными органами**

Р.С. Гиматдинов

Per. № 11/6.1/008572 от 08.05.2026

Ахметгалиева Г.Ф.
+7 (3452) 53-90-27 (78383)
akhmetgaleeva.gf@gazprom-neft.ru

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН УСИЛЕННОЙ
КВАЛИФИЦИРОВАННОЙ ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
Сертификат: 05385E65D59B0127AB4DE6ED58C3A9D6A4
Владелец: Гиматдинов Рустам Сулейманович
Действителен: с 19.01.2026 по 19.01.2027



000

АО «Гипровостокнефть»
«Газпромнефть-Заполярье»
Вх. № 11/6.1/008572 от 08.05.2026