



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ  
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
"ИНСТИТУТ ЮЖНИИГИПРОГАЗ"

**Заказчик – ОАО "ЯМАЛ СПГ"**

**РАСШИРЕНИЕ И ОБУСТРОЙСТВО КУСТОВЫХ  
ПЛОЩАДОК ЮЖНО-ТАМБЕЙСКОГО ГКМ**


*ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ*

**Раздел 1. Пояснительная записка**

**Часть 1. Текстовая часть**

**20.002.1-ПЗ1  
(2100-PDO-21010-UNGG-R)**

**Том 1.1**

Изм.	№док.	Подп.	Дата
13	П265-25		23.10.25



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ  
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
"ИНСТИТУТ ЮЖНИИГИПРОГАЗ"

Заказчик – ОАО "ЯМАЛ СПГ"

РАСШИРЕНИЕ И ОБУСТРОЙСТВО КУСТОВЫХ  
ПЛОЩАДОК ЮЖНО-ТАМБЕЙСКОГО ГКМ

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 1. Пояснительная записка

Часть 1. Текстовая часть

20.002.1-ПЗ1  
(2100-PDO-21010-UNGG-R)

Том 1.1

Главный инженер

В.А. Чуркин

Главный инженер проекта

В.В. Солодовников



Изм.	№ док.	Подп.	Дата
13	П265-25		23.10.25

2025

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





Обозначение		Наименование		3 Примечание	
		Изменению № 2 к обоснованию безопасности опасного производственного объекта "Фонд скважин Южно-Тамбейского ГКМ"		Лист 169	
От 19.02.2020 № 322-219		Письмо Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору.  Уведомление о внесении сведений в реестр заключений экспертизы промышленной безопасности.		Лист 277	
От 25.09.2021 № МР-12-3491-Н		Письмо ОАО "Ямал СПГ"  О фактических значениях альтитуды колонной головки скв. № 171 КП № 30		Лист 278	
От 03.03.2022 № МР-12-0479-Н		Письмо ОАО "Ямал СПГ"  О выделении этапа 15.1 по проекту 20.002 "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ"		Лист 283	
		Технические условия на электроснабжение подключаемых проектируемых скважин по объекту "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ" к коммуникациям существующих кустов Южно-Тамбейского ГКМ		Лист 284	
От 19.12.2024 № А59-60514		Свидетельство о регистрации опасного производственного объекта		Лист 288	
От 21.05.2024 № МР-20-0827-Н		Письмо ОАО "Ямал СПГ"  О мероприятиях по предотвращению несанкционированного доступа		Лист 290	
		Изменение № 5 к заданию на проектирование объекта "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ" утверждено ОАО "Ямал СПГ" 20.05.2024		Лист 292	
		Приложение 1 – Перечень этапов строительства по объекту "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ"		Лист 298	
		Приложение 2 – Идентификационные признаки зданий и сооружений по объекту "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ"		Лист 305	
		Техническое условие на проектирование дороги автомобильной подъездной к кусту газовых скважин № 26 (въезд № 2) в составе объекта «Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ»		Лист 308	

[illegible]




--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Обозначение		Наименование		6 Примечание	
		Изменение № 8 к заданию на проектирование объекта "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ" утверждено ОАО "Ямал СПГ" 08.04.2025		Лист 380	
		Приложение 1 – Перечень этапов строительства по объекту "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ"		Лист 383	
		Приложение 2 – Идентификационные признаки зданий и сооружений по объекту "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ"		Лист 393	
		Изменение № 9 к заданию на проектирование объекта "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ"		Лист 396	
		Приложение 1 – Перечень этапов строительства по объекту "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ"		Лист 399	
		Приложение 2 – Идентификационные признаки зданий и сооружений по объекту "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ"		Лист 409	
		Изменение № 10 к заданию на проектирование объекта "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ"		Лист 412 Нов.	
		Приложение 1 – Перечень этапов строительства по объекту "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ"		Лист 417 Нов.	
		Приложение 2 – Идентификационные признаки зданий и сооружений по объекту "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ"		Лист 428 Нов.	

20.002.1-П31-С

## Содержание

Заверение проектной организации .....	3
Введение .....	4
1 Реквизиты документов, на основании которых принято решение о разработке проектной документации .....	7
2 Исходные данные и условия для подготовки проектной документации на объект капитального строительства .....	8
2.1 Реквизиты задания на проектирование .....	8
2.2 Основные документы с исходными данными .....	9
2.3 Результаты инженерных изысканий .....	10
2.4 Материалы обследования существующих сооружений .....	11
2.5 Сведения о земельных участках .....	11
2.6 Технические условия .....	22
2.7 Общие сведения о районе размещения проектируемых объектов .....	23
2.8 Сведения о сырьевой базе .....	24
3 Сведения о функциональном назначении объектов .....	27
3.1 Номенклатура товарной продукции .....	27
3.2 Данные о назначении и проектной мощности объекта .....	27
3.3 Состав и характеристика проектируемых объектов .....	29
3.3.1 Общие сведения .....	29
3.3.2 Перечень объектов. Идентификационные признаки зданий и сооружений .....	31
3.3.3 Функциональное назначение объектов. Сведения о зданиях и сооружениях, входящих в состав сложного объекта .....	44
3.3.4 Технологические решения .....	48
3.3.5 Электроснабжение .....	53
3.3.6 Водоснабжение и водоотведение .....	54
3.3.7 Отопление, вентиляция, кондиционирование .....	54
3.3.8 Сети связи .....	55
3.3.9 Основные показатели по генеральным планам .....	57
4 Потребность в основных видах ресурсов .....	58
5 Комплексное использование сырья, вторичных ресурсов, отходов производства .....	60
6 Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала ....	61
7 Сведения о разработке специальных технических условий, обоснования безопасности .....	62
8 Сведения об использованных компьютерных программах .....	64
9 Этапы строительства .....	65
10 Техничко-экономические показатели по объектам .....	74
11 Обозначения и сокращения .....	75
12 Перечень таблиц .....	76
13 Таблица регистрации изменений .....	77

Взам. инв. №	6 Сведения о степени и профессионально-квалификационном составе персонала .....61										
	7 Сведения о разработке специальных технических условий, обоснования безопасности.62										
	8 Сведения об использованных компьютерных программах .....64										
	9 Этапы строительства .....65										
	10 Техничко-экономические показатели по объектам .....74										
	11 Обозначения и сокращения.....75										
	12 Перечень таблиц.....76										
Подп. и дата	13 Таблица регистрации изменений .....77										
							20.002.1-ПЗ1.ТЧ				
	13	-	Зам.	П265-25		23.10.25					
	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата					
	Разраб.		Солодовников			23.10.25	Текстовая часть		Стадия	Лист	Листов
									П	1	76
Инв. № подл.	Н.контр.		Федотова			23.10.25			ЮЖНИИГИПРОГАЗ		

20.002.1-П31.ТЧ

## Заверение проектной организации


Проектная документация разработана в соответствии с заданием на проектирование, документами об использовании земельного участка для строительства, действующими нормами и правилами, устанавливающими требования по обеспечению безопасной эксплуатации зданий, строений, сооружений и безопасного использования прилегающих к ним территорий, с соблюдением технических условий.

Технические решения, принятые в проектной документации, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объектов при соблюдении предусмотренных проектной документацией мероприятий.

Главный инженер проекта



**В.В. Солодовников**

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №	
13	-	Зам.	П265-25		23.10.25	<b>20.002.1-П31.ТЧ</b>	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
							Лист
							3



## Введение

В соответствии с Программой капитального строительства ОАО "Ямал СПГ" на 2010-2020 гг. предусматривается расширение существующих кустов Южно-Тамбейского ГКМ с обустройством дополнительных скважин.

Существующие кусты скважин были запроектированы в составе проектной документации 13.015 "Строительство комплекса по добыче, подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ", получившей положительные заключения Государственной экспертизы № 060-17/ГГЭ-8113/02 от 26.01.2017, № 89-1-1-3-004914-2019 от 06.03.2019, а также в составе проектной документации 77.17.021 "Расширение газосборной сети и входных сооружений Южно-Тамбейского ГКМ", получившей положительное заключение Государственной экспертизы № 89-1-1-3-004190-2019 от 27.02.2019.


Основная цель проектной документации "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ" – определение объемов строительства и разработка технических решений по обустройству дополнительных скважин на существующих кустах Южно-Тамбейского ГКМ.

Проектная документация была выполнена на основании Задания на проектирование объекта "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ", утвержденного ОАО "Ямал СПГ" 14.04.2020, копия приведена в томе 1.1. Учтены Изменение № 1 к Заданию на проектирование объекта "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ", утвержденное ОАО "Ямал СПГ" 01.06.2020, Изменение № 2 к Заданию на проектирование объекта "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ", утвержденное ОАО "Ямал СПГ" 31.04.2021, Изменение № 3 к Заданию на проектирование объекта "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ", утвержденное ОАО "Ямал СПГ" 14.04.2022, копии приведены в томе 1.1, Изменение № 4 к Заданию на проектирование объекта "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ", утвержденное ОАО "Ямал СПГ" 28.04.2023, копии приведены в томе 1.1, Изменение № 5 к Заданию на проектирование объекта "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ", утвержденное ОАО "Ямал СПГ" 20.05.2024, копии приведены в томе 1.1.

Проектной документацией предусматривалось расширение существующих кустов №№ 2, 26, 30, 35, 40, 45, 46 Южно-Тамбейского ГКМ с обустройством дополнительных скважин. Общий фонд скважин, обустройстваемых в рамках проектной документации, составлял 13 шт., из которых: газовых скважин – 1 шт.; газоконденсатных скважин – 12 шт.

Проектная документация получила положительное заключение ФАУ "ГЛАВГОСЭКСПЕРТИЗА РОССИИ" № 89-1-1-3-025642-2021 от 21.05.2021.

На основании письма ОАО "Ямал СПГ" от 25.09.2020 № МР-12-3491-Н (копия приведена в томе 1.1) была выполнена корректировка. Добавлены сведения,

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	<p>объекта "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ", утвержденное ОАО "Ямал СПГ" 20.05.2024, копии приведены в томе 1.1.</p> <p>Проектной документацией предусматривалось расширение существующих кустов №№ 2, 26, 30, 35, 40, 45, 46 Южно-Тамбейского ГКМ с обустройством дополнительных скважин. Общий фонд скважин, обустраиваемых в рамках проектной документации, составлял 13 шт., из которых: газовых скважин – 1 шт.; газоконденсатных скважин – 12 шт.</p> <p>Проектная документация получила положительное заключение ФАУ "ГЛАВГОСЭКСПЕРТИЗА РОССИИ" № 89-1-1-3-025642-2021 от 21.05.2021.</p> <p>На основании письма ОАО "Ямал СПГ" от 25.09.2020 № МР-12-3491-Н (копия приведена в томе 1.1) была выполнена корректировка. Добавлены сведения,</p>					
13	-	Зам.	П265-25		23.10.25	20.002.1-П31.ТЧ		Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			4

обосновывающие размещение юрской скважины № 171 в кусте № 30 на расстоянии 110 м от соседней скважины.

В соответствии с дополнительными указаниями (письмо ОАО "Ямал СПГ" от 03.03.2022 № МР-12-0479-Н) в рамках подтверждения соответствия изменений, внесенных в проектную документацию, получившую положительное заключение экспертизы проектной документации, требованиям части 3.8 статьи 49 Градостроительного кодекса РФ была выполнена корректировка ПД, было предусмотрено выделение отдельного этапа № 15.1 "Реконструкция КТП и ДЭС в блок-боксе электроснабжения на кусте № 30".

Соответствие изменений, внесенных в проектную документацию, получившую положительное заключение экспертизы проектной документации, требованиям части 3.8 статьи 49 Градостроительного Кодекса Российской Федерации" (по письму Минстроя от 14.09.2019 № 34072-ДВ/08) было подтверждено документом 20002-7-2022-1 от 03.03.2022.

Данная корректировка проектной документации выполнена на основании Изменения № 5 к Заданию на проектирование объекта "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ" (приложение № 1 к Дополнительному соглашению № 5 от 28 апреля 2023 г., копия приведена в томе 1.1).


При корректировке проектной документации предусматривается расширение существующих кустов №№ 2, 26, 30, 35, 40, 45, 46 Южно-Тамбейского ГКМ с обустройством 21 дополнительной скважины.

Проектная документация выполнена в соответствии с требованиями к ее составу, определенными Постановлением Правительства РФ № 87 от 16.02.2008 "О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию" (с изменениями, внесенными Постановлениями Правительства РФ, актуальными на момент выпуска ПД, без учета требований Постановления Правительства РФ № 963).

ООО "ИНСТИТУТ ЮЖНИИГИПРОГАЗ" имеет право осуществлять подготовку проектной документации в отношении особо опасных, технически сложных и уникальных объектов капитального строительства, являясь членом СРО Союз "Роснефть-Проектирование" под рег. № П-124-006163157930-0088, дата регистрации 23.10.2014. Выписка из реестра членов СРО от 08.02.2024 № 6163157930-20240208-0909, копия приведена в томе 1.1.

ООО "ИНСТИТУТ ЮЖНИИГИПРОГАЗ" имеет право выполнять инженерные изыскания в отношении особо опасных, технически сложных и уникальных объектов капитального строительства, являясь членом СРО Союз "Роснефть-Изыскания" под рег. № И-041-006163157930-0012, дата регистрации 28.12.2017. Выписка из реестра членов СРО от 08.02.2024 № 6163157930-20240208-0908, копия приведена в томе 1.1.

Строительство и ввод в эксплуатацию проектируемых объектов предусматривается по этапам, согласованным Заказчиком (приложение 1 к Изменению № 5 к Заданию на проектирование объекта "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ", копия приведена в томе 1.1).

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
13	-	Зам.	П265-25		23.10.25	<b>20.002.1-П31.ТЧ</b>			5
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

В соответствии с дополнительными указаниями (письмо ОАО "Ямал СПГ" от 19.11.2024 № МР-20-1841-Н и письмо ОАО "Ямал СПГ" от 24.12.2024 № МР-20-2079-Н) в рамках подтверждения соответствия изменений, внесенных в проектную документацию, получившую положительное заключение экспертизы проектной документации, требованиям части 3.8 статьи 49 Градостроительного кодекса РФ была выполнена корректировка ПД, в части корректировки этапа 29, копии приведены в томе 1.1.


Данная корректировка проектной документации выполнена на основании Изменения № 6 к Заданию на проектирование объекта "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ" (копия приведена в томе 1.1).

При корректировке проектной документации предусматривается расширение куста скважин № 26 Южно-Тамбейского ГКМ с обустройством 7 дополнительных скважин.

Корректировка проектной документации выполнена на основании Изменения № 8 к Заданию на проектирование объекта "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ" (копия приведена в томе 1.1).

Данная корректировка проектной документации выполнена на основании Изменения № 9 к Заданию на проектирование объекта "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ" (копия приведена в томе 1.1).

Текущая корректировка проектной документации выполнена в соответствии с Изменением № 10 к Заданию на проектирование объекта "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ" (копия приведена в томе 1.1) и связана с добавлением скважины № Ю3010.


Инв. № подл.	Взам. инв. №					Лист
	Подп. и дата					
13	-	Зам.	П265-25		23.10.25	20.002.1-П31.ТЧ
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата	
						6

## 1 Реквизиты документов, на основании которых принято решение о разработке проектной документации

Решение о разработке проектной документации принято ПАО "НОВАТЭК" в связи с необходимостью обеспечения сырьем четвертой очереди завода СПГ Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения.

В соответствии с заданием на проектирование основанием для проектирования являются:

- Распоряжение Правительства Российской Федерации № 1713-р от 11 октября 2010 г.;
- Распоряжение Правительства Российской Федерации № 2145-р от 1 декабря 2010 г.;
- Программа капитального строительства ОАО "Ямал СПГ" на 2010-2020 гг.

Инв. № подл.	Взам. инв. №					Лист
	Подп. и дата					
13	-	Зам.	П265-25		23.10.25	20.002.1-П31.ТЧ
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
						7

## 2 Исходные данные и условия для подготовки проектной документации на объект капитального строительства

### 2.1 Реквизиты задания на проектирование

Задание на проектирование объекта "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ" утверждено ОАО "Ямал СПГ" 14.04.2020, копия приведена в томе 1.1.

Изменение № 1 к Заданию на проектирование объекта "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ" утверждено ОАО "Ямал СПГ" 01.06.2020, копия приведена в томе 1.1.

Изменение № 2 к Заданию на проектирование объекта "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ" утверждено ОАО "Ямал СПГ" 30.04.2021, копия приведена в томе 1.1.

Изменение № 3 к Заданию на проектирование объекта "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ" утверждено ОАО "Ямал СПГ" 14.04.2022, копия приведена в томе 1.1.


Изменение № 4 к Заданию на проектирование объекта "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ" (приложение № 1 к Дополнительному соглашению № 5 от 28 апреля 2023 г.) утверждено ОАО "Ямал СПГ" 30.04.2021, копия приведена в томе 1.1;

Изменение № 5 к Заданию на проектирование объекта "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ" (приложение № 1 к Дополнительному соглашению № 5 от 28 апреля 2023 г.) утверждено ОАО "Ямал СПГ" 20.05.2024, копия приведена в томе 1.1;

- Приложение 1 – Перечень этапов строительства по объекту "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ";
- Приложение 2 – Идентификационные признаки зданий и сооружений по объекту "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ".

Изменение № 6 к Заданию на проектирование объекта "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ" утверждено ОАО "Ямал СПГ" 24.11.2024, копия приведена в томе 1.1;

- Приложение 1 – Перечень этапов строительства по объекту "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ";
- Приложение 2 – Идентификационные признаки зданий и сооружений по объекту "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ".

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
13	-	Зам.	П265-25		23.10.25	<b>20.002.1-П31.ТЧ</b>			8
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Изменение № 8 к Заданию на проектирование объекта "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ" утверждено ОАО "Ямал СПГ" 08.04.2025, копия приведена в томе 1.1;

- Приложение 1 – Перечень этапов строительства по объекту "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ";

Изменение № 9 к Заданию на проектирование объекта "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ" утверждено ОАО "Ямал СПГ", копия приведена в томе 1.1;

- Приложение 1 – Перечень этапов строительства по объекту "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ";

Изменение № 10 к Заданию на проектирование объекта "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ" утверждено ОАО "Ямал СПГ", копия приведена в томе 1.1;

- Приложение 1 – Перечень этапов строительства по объекту "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ";
- Приложение 2 – Идентификационные признаки зданий и сооружений по объекту "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ".

## 2.2 Основные документы с исходными данными

Основными исходными данными для разработки проектных решений являются:

- письмо ОАО "Ямал СПГ" от 30.03.2020 № МР-12-1133-Н "Запрос исходных данных для проектирования", копия приведена в томе 5.7.1.2;
- Протокол заседания Западно-Сибирской нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС № 84-13 от 17.12.2013 "Дополнение к технологической схеме опытно-промышленной разработки Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения (ОАО "Ямал СПГ")", г. Тюмень;
- Протокол заседания Центральной нефтегазовой секции от 22.11.2019 № 7715 "Проект пробной эксплуатации юрских отложений Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения ЯНАО";
- Проектная документация "Строительство комплекса по добыче, подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ", получившая положительные заключения Государственной экспертизы № 060-17/ГГЭ-8113/02 от 26.01.2017, № 89-1-1-3-004914-2019 от 06.03.2019;
- Проектная документация "Расширение газосборной сети и входных сооружений Южно-Тамбейского ГКМ", получившая положительное заключение Государственной экспертизы № 89-1-1-3-004190-2019 от 27.02.2019;

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.							Лист
											9
13	-	Зам.	П265-25		23.10.25						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

**20.002.1-П31.ТЧ**

- Проектная документация "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ", получившая положительное заключение Государственной экспертизы № 89-1-1-3-025642-2021 от 21.05.2021.
- Проектная документация "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ", получившая положительное заключение Государственной экспертизы № 89-1-1-3-057172-2025 от 25.09.2025.

### 2.3 Результаты инженерных изысканий

Проектная документация выполнена на основании отчетной технической документации ООО "ИНСТИТУТ ЮЖНИИГИПРОГАЗ" по результатам инженерных изысканий, выполненных в 2020 году:


- инженерно-геодезические изыскания, шифр 20.002.1-ИГДИ1 - 20.002.1-ИГДИ4;
- инженерно-геологические и инженерно-геофизические изыскания, шифр 20.002.1-ИГИ1 - 20.002.1-ИГИ7;
- инженерно-гидрометеорологические изыскания, шифр 20.002.1-ИГМИ1, 20.002.1-ИГМИ2;
- инженерно-экологические изыскания, шифр 20.002.1-ИЭИ1 - 20.002.1-ИЭИ3.

Инженерные изыскания, выполненные в 2023 году:

- инженерно-геодезические изыскания, шифр 77.23.002.4-ИГДИ1 - 77.23.002.4-ИГДИ4;
- инженерно-геологические и инженерно-геофизические изыскания, шифр 77.23.002.4-ИГИ1 - 77.23.002.4-ИГИ5;
- инженерно-гидрометеорологические изыскания, шифр 77.23.002.4-ИГМИ1, 77.23.002.4-ИГМИ2;
- инженерно-экологические изыскания, шифр 77.23.002.4-ИЭИ1 - 77.23.002.4-ИЭИ3.

**Инженерные изыскания, выполненные в 2025 году:**

- инженерно-геодезические изыскания, шифр 77.23.002.8-ИГДИ1 - 77.23.002.8-ИГДИ4;
- инженерно-геологические и инженерно-геофизические изыскания, шифр 77.23.002.8-ИГИ1 - 77.23.002.8-ИГИ8;
- инженерно-гидрометеорологические изыскания, шифр 77.23.002.8-ИГМИ1, 77.23.002.8-ИГМИ2;
- инженерно-экологические изыскания, шифр 77.23.002.8-ИЭИ1 - 77.23.002.8-ИЭИ3.
- инженерно-геодезические изыскания, шифр 77.23.002.11-ИГДИ1 - 77.23.002.11-ИГДИ4;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
13	-	Зам.	П265-25		23.10.25	<b>20.002.1-П31.ТЧ</b>			10
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				



- инженерно-геологические и инженерно-геофизические изыскания, шифр 77.23.002.11-ИГИ1 - 77.23.002.11-ИГИ6;
- инженерно-гидрометеорологические изыскания, шифр 77.23.002.11-ИГМИ1, 77.23.002.11-ИГМИ2;
- инженерно-экологические изыскания, шифр 77.23.002.11-ИЭИ1 - 77.23.002.11-ИЭИ3.

## 2.4 Материалы обследования существующих сооружений

Возможность дальнейшего использования отдельных существующих объектов подтверждена техническими заключениями по результатам обследования строительных конструкций эстакад по объекту: "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ".

## 2.5 Сведения о земельных участках

Строительство новых объектов в составе кустов скважин №№ 2, 26, 30, 35, 40, 45, 46 производится на существующих площадках.


Проект планировки территории утвержден Приказом Департамента строительства и жилищной политики Ямало-Ненецкого автономного округа от 06.06.2024 № 192-ДПТ (копия приведена в томе 1.5).

Потребность в земельных ресурсах для строительства и эксплуатации объекта приведена в таблице 2.1.

Перечень градостроительных планов приведен в таблице 2.2. Копии документов приведены в томах 1.2 – 1.5.


**Таблица 2.1 - Ведомость потребности в земельных ресурсах для строительства и эксплуатации объекта**

Наименование площадок и трасс	Всего площадь, га	В том числе на период эксплуатации, га
Куст скважин № 35	4,0552	3,2592
Куст скважин № 40	5,6581	4,5275
Куст скважин № 2	3,0177	2,0695
Куст скважин № 45	3,0343	2,0394
Газопровод-шлейф DN 300 от куста газовых скважин №26, Газопровод-шлейф DN 400 от куста газовых скважин №26, Крановый узел № 12	18,2485	0,2105
Куст скважин № 26	24,5859	23,2964

Инв. №	№ подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
13	-	Зам.	П265-25		23.10.25	<b>20.002.1-П31.ТЧ</b>				11
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

ВЛ-10 кВ к КТП ESS-4261 и ВЛ-10 кВ к КТП ESS-4262	1,6480	0,0214
Дорога автомобильная подъездная к кусту газовых скважин № 26 (въезд № 2)	2,5676	2,5676
Куст скважин № 30	7,2207	6,1038
ВЛ-10 кВ к КТП ESS-4302	1,0638	0,0108
Куст скважин № 46	7,1168	5,8492
Куст скважин № 44	4,2263	3,4230
Куст скважин № 7	2,6570	-
<b>ВСЕГО</b>	<b>85,0999</b>	<b>53,3783</b>

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
Изм.	Кол.уч	Лист
№ док.	Подп.	Дата

13	-	Зам.	П265-25		23.10.25
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

20.002.1-П31.ТЧ


Лист

12

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам.инв.№

Таблица 2.2 - Экспликация кадастровых номеров земельных участков для строительства и эксплуатации объекта


Кадастровый номер	Категория земель	Вид разрешенного использования	ГПЗУ	Правоустанавливающие документы (договор аренды)
Кусты скважин №№ 35, 40, 2, 45, 26, 30, 46, 44, 7				
89:03:010301:591	Земли промышленности	Недропользование	РФ-89-5-06-0-00-2023-0124 дата выдачи 10.04.2023 Подготовлен отделом архитектуры и градостроительства Департамента строительства и архитектуры Администрации Ямальского района	7821/з от 02.08.2022 (до 24.09.2027)
89:03:010301:4458	Земли промышленности	Недропользование	РФ-89-5-06-0-00-2023-0433-0 дата выдачи 01.11.2023 Подготовлен Администрацией Ямальского района	8133/з от 10.10.2023 (до 16.09.2028)
89:03:010301:4455	Земли промышленности	Недропользование	РФ-89-5-06-0-00-2023-0430-0 дата выдачи 31.10.2023 Подготовлен Администрацией Ямальского района	8133/з от 10.10.2023 (до 16.09.2028)
89:03:010301:577	Земли промышленности	Недропользование	РФ-89-5-06-0-00-2023-0126 дата выдачи 10.04.2023 Подготовлен отделом архитектуры и градостроительства Департамента строительства и архитектуры Администрации Ямальского района	7821/з от 02.08.2022 (до 24.09.2027)
89:03:010301:2365	Земли промышленности	Недропользование	РФ-89-5-06-0-00-2023-0497-0 дата выдачи 19.12.2023 Подготовлен Администрацией Ямальского района	8192/з от 29.11.2023 (до 19.11.2028)
89:03:010301:2211	Земли промышленности	Недропользование	РФ-89-5-06-0-00-2023-0446-0 дата выдачи 09.11.2023 Подготовлен Администрацией Ямальского района	8389/з от 02.07.2024 (до 28.07.2029)
89:03:010301:2015	Земли промышленности	Недропользование	РФ-89-5-06-0-00-2024-0073-0 дата выдачи 18.03.2024 Подготовлен Администрацией Ямальского района	8342/з от 07.05.2024 (до 15.07.2029)
89:03:010301:4415	Земли промышленности	Недропользование	РФ-89-5-06-0-00-2023-0201-0 дата выдачи 30.05.2023 Подготовлен отделом архитектуры и градостроительства Департамента строительства и архитектуры Администрации Ямальского района	8342/з от 07.05.2024 (до 15.07.2029)
89:03:010301:4457	Земли промышленности	Недропользование	РФ-89-5-06-0-00-2023-0432-0 дата выдачи 01.11.2023 Подготовлен Администрацией Ямальского района	8133/з от 10.10.2023 (до 16.09.2028)

13	-	Зам.	П265-25		23.10.25
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

20.002.1-П31.ТЧ

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам.инв.№

Кадастровый номер	Категория земель	Вид разрешенного использования	ГПЗУ	Правоустанавливающие документы (договор аренды)
89:03:010301:4267	Земли промышленности	Недропользование	РФ-89-5-06-0-00-2023-0200-0 дата выдачи 30.05.2023 Подготовлен отделом архитектуры и градостроительства Департамента строительства и архитектуры Администрации Ямальского района	8023/з от 10.04.2023 (до 31.05.2028)
89:03:010301:2216	Земли промышленности	Недропользование	РФ-89-5-06-0-00-2023-0123 дата выдачи 10.04.2023 Подготовлен отделом архитектуры и градостроительства Департамента строительства и архитектуры Администрации Ямальского района	8552/з от 26.11.2024г. (до 23.02.2030)
89:03:010301:655	Земли промышленности	Недропользование	РФ-89-5-06-0-00-2023-0122 дата выдачи 10.04.2023 Подготовлен отделом архитектуры и градостроительства Муниципального казенного учреждения Департамент строительства и архитектуры Администрации Ямальского района	7926/з от 08.11.2022 (до 31.12.2028.)
89:03:010301:699	Земли промышленности	Недропользование	РФ-89-5-06-0-00-2023-0203-0 дата выдачи 30.05.2023 Подготовлен отделом архитектуры и градостроительства Департамента строительства и архитектуры Администрации Ямальского района	7926/з от 08.11.2022 (до 31.12.2028.)
89:03:010301:587	Земли промышленности	Недропользование	РФ-89-5-06-0-00-2023-0055 дата выдачи 22.02.2023 Подготовлен Департаментом строительства и архитектуры Администрации Ямальского района	7926/з от 08.11.2022 (до 31.12.2028.)
89:03:010301:1888	Земли промышленности	Недропользование	РФ-89-5-06-0-00-2022-0307 дата выдачи 21.12.2022 Подготовлен отделом архитектуры и градостроительства Департамента строительства и архитектуры Администрации Ямальского района	8402/з от 09.07.2024 (до 03.08.2029)
89:03:010301:653	Земли промышленности	Недропользование	РФ-89-5-06-0-00-2023-0056 дата выдачи 22.02.2023 Подготовлен Департаментом строительства и архитектуры Администрации Ямальского района	7719/з от 18.03.2022 (до 0.04.2027)
89:03:010804:131	Земли промышленности	Производственная деятельность	РФ-89-5-06-0-00-2023-0444-0 дата выдачи 09.11.2023 Подготовлен Администрацией Ямальского района	6872/з от 27.07.2020 (до 09.09.2025)


13	-	Зам.	П265-25		23.10.25
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

20.002.1-П31.ТЧ

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам.инв.№

20

Кадастровый номер	Категория земель	Вид разрешенного использования	ГПЗУ	Правоустанавливающие документы (договор аренды)
89:03:010804:32	Земли промышленности	Недропользование	РФ-89-5-06-0-00-2023-0052 дата выдачи 17.02.2023 Подготовлен Департаментом строительства и архитектуры Администрации Ямальского района	7926/з от 08.11.2022 (до 31.12.2028.)
89:03:010804:134	Земли промышленности	Производственная деятельность	РФ-89-5-06-0-00-2023-0447-0 дата выдачи 09.11.2023 Подготовлен отделом архитектуры и градостроительства Департамента	6414/з от 02.12.2021 (до 31.12.2027)
89:03:010804:132	Земли промышленности	Производственная деятельность	РФ-89-5-06-0-00-2023-0127 дата выдачи 10.04.2023 Подготовлен отделом архитектуры и градостроительства Департамента строительства и архитектуры Администрации Ямальского района	7634/з от 02.12.2021 (до 31.12.2027)
89:03:010804:133	Земли промышленности	Производственная деятельность	РФ-89-5-06-0-00-2024-0135-0 дата выдачи 14.06.2024 Подготовлен отделом архитектуры и градостроительства Департамента строительства и архитектуры Администрации Ямальского района	7634/з от 02.12.2021 (до 31.12.2027)
89:03:010804:138	Земли промышленности	Производственная деятельность	РФ-89-5-06-0-00-2023-0116 дата выдачи 07.04.2023 Подготовлен отделом архитектуры и градостроительства Департамента строительства и архитектуры Администрации Ямальского района	7634/з от 02.12.2021 (до 31.12.2027)
89:03:010804:139	Земли промышленности	Производственная деятельность	РФ-89-5-06-0-00-2024-0136-0 дата выдачи 14.06.2024 Подготовлен отделом архитектуры и градостроительства Департамента строительства и архитектуры Администрации Ямальского района	7634/з от 02.12.2021 (до 31.12.2027)
89:03:010804:409	Земли промышленности	Недропользование	РФ-89-5-06-0-00-2023-0448-0 дата выдачи 09.11.2023 Подготовлен Администрацией Ямальского района	8360/з от 30.05.2024 (до 31.12.2029)
89:03:010804:141	Земли промышленности	Производственная деятельность	РФ-89-5-06-0-00-2023-0449-0 дата выдачи 13.11.2023 Подготовлен Администрацией Ямальского района	7891/з от 25.10.2022 (до 31.12.2027)
89:03:010804:140	Земли промышленности	Недропользование	РФ-89-5-06-0-00-2023-0117 дата выдачи 07.04.2023	7891/з от 25.10.2022 (до 31.12.2027)


13	-	Зам.	П265-25		23.10.25
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

20.002.1-П31.ТЧ

Лист
15

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам.инв.№


Кадастровый номер	Категория земель	Вид разрешенного использования	ГПЗУ	Правоустанавливающие документы (договор аренды)
			Подготовлен отделом архитектуры и градостроительства Департамента строительства и архитектуры Администрации Ямальского района	
89:03:010804:28	Земли промышленности	Недропользование	РФ-89-5-06-0-00-2023-0120 дата выдачи 10.04.2023 Подготовлен отделом архитектуры и градостроительства Департамента строительства и архитектуры Администрации Ямальского района	7926/з от 08.11.2022 (до 31.12.2028.)
89:03:010804:403	Земли промышленности	Недропользование	РФ-89-5-06-0-00-2023-0121 дата выдачи 10.04.2023 Подготовлен отделом архитектуры и градостроительства Департамента строительства и архитектуры Администрации Ямальского района	8552/з от 26.11.2024г. (до 23.02.2030)
89:03:010804:385	Земли промышленности	Недропользование	РФ-89-5-06-0-00-2023-0450-0 дата выдачи 13.11.2023 Подготовлен Администрацией Ямальского района	8389/з от 02.07.2024 (до 28.07.2029)
89:03:010804:450	Земли промышленности	Недропользование	РФ-89-5-06-0-00-2023-0451-0 дата выдачи 13.11.2023 Подготовлен Администрацией Ямальского района	6901/з от 21.08.2020 (до 19.07.2025)
89:03:010804:143	Земли промышленности	Производственная деятельность	РФ-89-5-06-0-00-2023-0498-0 дата выдачи 19.12.2023 Подготовлен Администрацией Ямальского района	8192/з от 29.11.2023 (до 19.11.2028)
89:03:010804:35	Земли промышленности	Недропользование	РФ-89-5-06-0-00-2023-0118 дата выдачи 07.04.2023 Подготовлен отделом архитектуры и градостроительства Департамента строительства и архитектуры Администрации Ямальского района	7926/з от 08.11.2022 (до 31.12.2028.)
89:03:010804:349	Земли промышленности	Недропользование	РФ-89-5-06-0-00-2024-0075-0 дата выдачи 22.03.2024 Подготовлен Администрацией Ямальского района	8263/з от 15.02.2024 (до 21.03.2029)
89:03:010804:449	Земли промышленности	Недропользование	РФ-89-5-06-0-00-2023-0509-0 дата выдачи 27.12.2023 Подготовлен Администрацией Ямальского района	6901/з от 21.08.2020 (до 19.07.2025)
89:03:010804:398	Земли промышленности	Недропользование	РФ-89-5-06-0-00-2023-0119 дата выдачи 07.04.2023 Подготовлен отделом архитектуры и градостроительства Департамента строительства и архитектуры Администрации Ямальского района	8392/з от 02.07.2024 (до 28.07.2029)

13	-	Зам.	П265-25		23.10.25
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

20.002.1-П31.ТЧ

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам.инв.№

Кадастровый номер	Категория земель	Вид разрешенного использования	ГПЗУ	Правоустанавливающие документы (договор аренды)
89:03:010804:470	Земли промышленности	Недропользование	РФ-89-5-06-0-00-2024-0076-0 дата выдачи 22.03.2024 Подготовлен Администрацией Ямальского района	7250/з от 06.05.2021 (до 31.12.2026)
89:03:000000:1483	Земли промышленности	Производственная деятельность	РФ-89-5-06-0-00-2023-0191-0 дата выдачи 02.06.2023 Подготовлен отделом архитектуры и градостроительства Департамента строительства и архитектуры Администрации Ямальского района	7502/з от 29.09.2021 (до 30.09.2026)
89:03:000000:1484	Земли промышленности	Недропользование	РФ-89-5-06-0-00-2023-0202-0 дата выдачи 30.05.2023 Подготовлен отделом архитектуры и градостроительства Департамента строительства и архитектуры Администрации Ямальского района	7912/з от 01.11.2022 (до 31.12.2028)
89:03:010301:2436	Земли промышленности	Недропользование	РФ-89-5-06-0-00-2024-0114-0 Дата выдачи 30.05.2024 Подготовлен отделом архитектуры и градостроительства Департамента строительства и архитектуры Администрации Ямальского района	7250/з от 06.05.2021 (до 31.12.2026)
89:03:000000:1487	Земли промышленности	Производственная деятельность	РФ-89-5-06-0-00-2022-0231 дата выдачи 19.09.2022 Подготовлен отделом архитектуры и градостроительства Департамента строительства и архитектуры Администрации Ямальского района	7502/з от 29.09.2021 (до 30.09.2026.)
89:03:010804:29	Земли промышленности	Недропользование	РФ-89-5-06-0-00-2023-0452-0 дата выдачи 13.11.2023 Подготовлен отделом архитектуры и градостроительства Департамента строительства и архитектуры Администрации Ямальского района	7926/з от 08.11.2022 (до 31.12.2028.)
89:03:010804:30	Земли промышленности	Недропользование	РФ-89-5-06-0-00-2023-0445-0 дата выдачи 09.11.2023 Подготовлен отделом архитектуры и градостроительства Департамента строительства и архитектуры Администрации Ямальского района	7926/з от 08.11.2022 (до 31.12.2028.)
89:03:010301:700	Земли промышленности	Недропользование	РФ-89-5-06-0-00-2023-0204-0 дата выдачи 01.06.2023	7926/з от 08.11.2022 (до 31.12.2028.)


13	-	Зам.	П265-25		23.10.25
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

20.002.1-П31.ТЧ



Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам.инв.№

Кадастровый номер	Категория земель	Вид разрешенного использования	ГПЗУ	Правоустанавливающие документы (договор аренды)
			Подготовлен отделом архитектуры и градостроительства Департамента строительства и архитектуры Администрации Ямальского района	
89:03:010301:4291	Земли промышленности	Недропользование	РФ-89-5-06-0-00-2022-0282 дата выдачи 15.12.2022  Подготовлен отделом архитектуры и градостроительства Департамента строительства и архитектуры Администрации Ямальского район	8055/з от 07.06.2023 (до 28.08.2028)
89:03:010301:4515	Земли промышленности	Недропользование	РФ-89-5-06-0-00-2024-0233-0 дата выдачи 04.09.2024  Подготовлен Администрацией Ямальского района	8211/з от 22.12.2023 (до 30.11.2028)
89:03:010301:592	Земли промышленности	Недропользование	РФ-89-5-06-0-00-2022-0237 дата выдачи 19.09.2022  Подготовлен отделом архитектуры и градостроительства Департамента строительства и архитектуры Администрации Ямальского район	7821/з от 02.08.2022 (до 24.09.2027)
89:03:010301:590	Земли промышленности	Недропользование	РФ-89-5-06-0-00-2022-0226 дата выдачи 14.09.2022  Подготовлен отделом архитектуры и градостроительства Департамента строительства и архитектуры Администрации Ямальского район	7821/з от 02.08.2022 (до 24.09.2027)
89:03:010301:138	Земли промышленности	Недропользование	РФ-89-5-06-0-00-2022-0221 дата выдачи 14.09.2022  Подготовлен отделом архитектуры и градостроительства Департамента строительства и архитектуры Администрации Ямальского район	7662/з от 21.01.2022 (до 31.01.2027)
89:03:010301:2367	Земли промышленности	Недропользование	РФ 89-5-06-0-00-2025-0076-0 дата выдачи 10.06.2025  Подготовлен Администрацией Ямальского района	Приказ №158-ДПТ от 03.07.2025


13	-	Зам.	П265-25		23.10.25
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

20.002.1-П31.ТЧ

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам.инв.№

24

Кадастровый номер	Категория земель	Вид разрешенного использования	ГПЗУ	Правоустанавливающие документы (договор аренды)
89:03:010301:4721	Земли промышленности	Недропользование	РФ 89-5-06-0-00-2025-0081-0 дата выдачи 25.06.2025 Подготовлен Администрацией Ямальского района	Приказ №158-ДПТ от 03.07.2025
89:03:010301:4717	Земли промышленности	Недропользование	РФ 89-5-06-0-00-2025-0082-0 дата выдачи 25.06.2025 Подготовлен Администрацией Ямальского района	Приказ №158-ДПТ от 03.07.2025
89:03:010301:4720	Земли промышленности	Недропользование	РФ 89-5-06-0-00-2025-0083-0 дата выдачи 25.06.2025 Подготовлен Администрацией Ямальского района	Приказ №158-ДПТ от 03.07.2025
89:03:010301:1885	Земли промышленности	Недропользование	РФ 89-5-06-0-00-2025-0074-0 дата выдачи 10.06.2025 Подготовлен Администрацией Ямальского района	Приказ №158-ДПТ от 03.07.2025
89:03:010301:4671	Земли промышленности	Недропользование	РФ 89-5-06-0-00-2025-0075-0 дата выдачи 10.06.2025 Подготовлен Администрацией Ямальского района	Приказ №158-ДПТ от 03.07.2025
Линейные объекты				
89:03:010301:4671*	Земли промышленности	Недропользование		8574/з от 12.12.2024 (до 13.01.2030)
89:03:010301:1885*	Земли промышленности	Недропользование		8402/з от 09.07.2024 (до 03.08.2029)
89:03:010301:2367*	Земли промышленности	Недропользование		8678/з от 28.04.2025 (до 20.04.2030)
89:03:010301:4542	Земли промышленности	Недропользование		8226/з от 23.01.2024 (до 21.01.2029)
89:03:010301:2431	Земли промышленности	Недропользование		2024-109 от 17.07.2024 (до 31.07.2025)
89:03:010301:2438	Земли промышленности	Трубопроводный транспорт		2024-109 от 17.07.2024 (до 31.07.2025)
89:03:010301:4570	Земли промышленности	Недропользование		8355/з от 16.05.2024 (до 28.04.2029)

13	-	Зам.	П265-25		23.10.25
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата


20.002.1-П31.ТЧ

Лист
19

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам.инв.№

25

Кадастровый номер	Категория земель	Вид разрешенного использования	ГПЗУ	Правоустанавливающие документы (договор аренды)
89:03:010301:4574	Земли промышленности	Недропользование		8424з от 29.07.2024 (до 10.07.2025)
89:03:010301:4572	Земли промышленности	Производственная деятельность		8424з от 29.07.2024 (до 10.07.2025)
89:03:010301:2211	Земли промышленности	Недропользование		8389/з от 02.07.2024 (до 28.07.2029)
89:03:010301:2103	Земли промышленности	Недропользование	-	8310/з от 28.03.2024(до 03.06.2029)
89:03:010301:2014	Земли промышленности	Недропользование	-	8263/з от 15.02.2024 (до 21.03.2029)
89:03:010301:715	Земли промышленности	Недропользование	-	7926/з от 08.11.2022 (до 31.12.2028)
89:03:010301:1396	Земли промышленности	Недропользование	-	8187/з от 27.11.2023 (до 31.12.2028)
89:03:010301:4573	Земли промышленности	Недропользование		8355/з от 16.05.2024 (до 28.04.2029)
89:03:010301:4498	Земли промышленности	Недропользование	-	8129/з от 10.10.2023 (до 30.09.2028)
89:03:010301:4454	Земли промышленности	Недропользование	-	8133/з от 10.10.2023 (до 16.09.2028)
89:03:010301:2673	Земли промышленности	Недропользование	-	7731/з от 14.04.2022 (до 13.03.2027.)
89:03:010301:4456	Земли промышленности	Недропользование	-	8133/з от 10.10.2023 (до 16.09.2028)
89:03:010301:2194	Земли промышленности	Недропользование	-	8388/з от 02.07.2024 (до 28.07.2029)
89:03:010301:1228	Земли промышленности	Производственная деятельность	-	7911/з от 31.10.2022 (до 31.12.2028.)
89:03:010301:2007	Земли промышленности	Производственная деятельность	-	7841/з от 15.08.2022 (до 25.07.2027)
89:03:010301:4284	Земли промышленности	Недропользование	-	7883/з от 19.10.2022 (до 31.12.2027)
89:03:010301:1209	Земли промышленности	Производственная деятельность	-	6873/з от 27.07.2020 (до 09.09.2025)


13	-	Зам.	П265-25		23.10.25
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

20.002.1-П31.ТЧ

Лист
20

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам.инв.№

Кадастровый номер	Категория земель	Вид разрешенного использования	ГПЗУ	Правоустанавливающие документы (договор аренды)
89:03:010301:2414	Земли промышленности	Недропользование	-	7007/з от 29.10.2020 (до 09.09.2025)
89:03:000000:3421	Земли промышленности	Недропользование	-	8334/з от 02.05.2024 (до 11.05.2029)


13	-	Зам.	П265-25		23.10.25
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

20.002.1-ПЗ1.ТЧ

## 2.6 Технические условия

При разработке проектной документации использованы следующие технические условия (копии приведены в томе 1.1):

- Технические условия на подключение газопровода-шлейфа и метанолопровода от/к куста газовых скважин № 26 по объекту "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ" к существующим коммуникациям;
- Технические условия на подключение дополнительного коллектора пластового газа, трубопроводов сброса с ПК 0701-PRV-00001 и 0701-PRV-00002 и трубопроводов подачи метанола под ПК 0701-PRV-00001 и 0701-PRV-00002 куста газовых скважин № 7 по объекту "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ" к существующим коммуникациям куста газовых скважин № 7;
- Технические условия на подключение трубопровода пластового газа, коллектора продувки на УГГ, трубопровода сброса от ПК 2601-PRV-00001, трубопровода подачи метанола под ПК 2601-PRV-00001 и метанолопровода от/к проектируемым скважинам №№ Ю261, Ю262, Ю263, Ю264, Ю265, Ю266, Ю267, Ю268, Ю269, Ю2610, Ю2611 куста газовых скважин №26 по объекту "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ" к существующим коммуникациям куста газовых скважин 26;
- Технические условия на подключение трубопровода пластового газа, коллектора продувки на УГГ, трубопровода сброса от ПК 3001-PRV-00001, трубопровода подачи метанола под ПК 3001-PRV-00001 и метанолопровода от/к проектируемым скважинам №№ Ю301, Ю302, Ю303, Ю304 куста газовых скважин №30 по объекту "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ" к существующим коммуникациям куста газовых скважин 30;
- Технические условия на подключение трубопровода сброса с ПК 4401-PRV-00002 и трубопроводов подачи метанола под ПК 4401-PRV-00001 и ПК 4401-PRV-00002 куста газовых скважин №44 по объекту "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ" к существующим коммуникациям куста газовых скважин 44;
- Технические условия на подключение трубопровода подачи метанола под ПК 4601-PRV-00001 куста газовых скважин №46 по объекту "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ" к существующим коммуникациям куста газовых скважин 46;
- Технические условия на электроснабжение подключаемых проектируемых скважин по объекту "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ" к коммуникациям существующих кустов Южно-Тамбейского ГКМ;
- Техническое условие на проектирование дороги автомобильной подъездной к кусту газовых скважин № 26 (въезд № 2) в составе объекта «Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ».

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				
13	-	Зам.	П265-25		23.10.25	Лист 22
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

**20.002.1-П31.ТЧ**

## 2.7 Общие сведения о районе размещения проектируемых объектов

Местоположение объекта: Российская Федерация, Ямало-Ненецкий автономный округ, Ямальский район, Южно-Тамбейский лицензионный участок.

В административном отношении участок работ расположен на территории Сеяхинского сельсовета МО Ямальского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области, в границах Южно-Тамбейского лицензионного участка, отведенного ОАО "Ямал СПГ" для геологической разведки и добычи углеводородного сырья в пределах Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения.

Ближайший населенный пункт – вахтовый поселок Сабетта.

Объект расположен на землях Сеяхинского сельского совета, отведенных в долгосрочную аренду ОАО "Ямал СПГ".

Рельеф района изысканий равнинный, поверхность характеризуется небольшими поднятиями и понижениями, с отметками местности не превышающими 6,6 – 23,2 метров Балтийской системы высот 1977 г. с понижением до 0,8 метров на урезе р. Няхарванготаяха.

Климат рассматриваемого района определяется его географическим положением в Западной Арктике на северной широте 71-73°, возле холодного ледовитого Карского моря, в зоне влияния Северного ледовитого океана, Северной Атлантики и материка.

Средняя месячная температура воздуха района приведена в таблице 2.3.

**Таблица 2.3 - Средняя месячная температура воздуха, °С (по ГМС Тамбей)**

Месяц											
Янв.	Фев.	Март	Апр.	Май	Июнь	Июль	Авг.	Сен.	Окт.	Нояб	Дек.
-24,2	-25,1	-22,5	-15,8	-6,8	1,1	5,9	6,7	3,0	-5,4	-15,1	-20,7

Абсолютный годовой максимум температуры воздуха - плюс 30,4 °С.

Абсолютный годовой минимум температуры воздуха – минус 49,4 °С.

Температура воздуха наиболее холодных суток:

- обеспеченностью 0,98 - минус 47 °С;
- обеспеченностью 0,92 - минус 45 °С.

Температура воздуха наиболее холодной пятидневки:


- обеспеченностью 0,98 - минус 44 °С;
- обеспеченностью 0,92 - минус 42 °С.

Продолжительность периода со среднесуточными положительными температурами составляет около 100 дней.

Средняя годовая скорость ветра 5,9 м/с. Наибольшие скорости ветра относятся к осенне-зимнему периоду и достигают в ноябре 6,4 м/с. Минимальные скорости ветра отмечаются летом и составляют 5,1 – 5,6 м/с.

В среднем в рассматриваемом районе за год выпадает 268 мм осадков.

Снежный покров образуется во второй декаде октября, сходит в середине июня. В январе высота снежного покрова на открытых участках суши 22 - 25 см. Наибольшие

Инв. № подл.	Взам. инв. №		Подп. и дата									Лист
												23
	13	-	Зам.	П265-25		23.10.25	<b>20.002.1-П31.ТЧ</b>					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата							

средние декадные высоты снежного покрова накапливаются к концу апреля - началу мая и составляют 33 - 34 см.

Средняя из наибольших высота снежного покрова за весь период наблюдений составляет 46 см. Число дней со снежным покровом составляет - 238 дней.

## 2.8 Сведения о сырьевой базе

Южно-Тамбейское газоконденсатное месторождение расположено в восточной части полуострова Ямал, в 540 км к северо-востоку от г. Салехард. Ближайшими месторождениями являются Западно-Тамбейское, Северо-Тамбейское и Тасийское, которые, вместе с Южно-Тамбейским месторождением, образуют Тамбейскую группу месторождений.

Газоносность установлена в терригенных отложениях сеноманского, апт-альбского, готерив-барремского ярусов. Всего выделено 35 объектов: пласты ПК<sub>1</sub>, ХМ<sub>1</sub>, ХМ<sub>2</sub>, ХМ<sub>3</sub><sup>1</sup>, ТП<sub>1</sub>, ТП<sub>2</sub>, ТП<sub>2</sub><sup>1</sup>, ТП<sub>3</sub>, ТП<sub>4</sub>, ТП<sub>4</sub><sup>1</sup>, ТП<sub>6</sub>, ТП<sub>7</sub>, ТП<sub>8</sub>, ТП<sub>9</sub>, ТП<sub>10</sub><sup>0</sup>, ТП<sub>11</sub>, ТП<sub>12</sub>, ТП<sub>13</sub>, ТП<sub>13</sub><sup>1</sup>, ТП<sub>14-15</sub>, ТП<sub>16</sub>, ТП<sub>17</sub>, ТП<sub>18</sub>, ТП<sub>19</sub>, ТП<sub>19</sub><sup>1</sup>, ТП<sub>20</sub>, ТП<sub>20</sub><sup>1</sup>, ТП<sub>21</sub>, ТП<sub>22</sub>, ТП<sub>23</sub>, ТП<sub>24</sub>, ТП<sub>26</sub>, ЮЯ<sub>7-9</sub>, ЮЯ<sub>2-4</sub>. По всем объектам установлено 72 продуктивные залежи.

В пределах юрских отложений Южно-Тамбейского месторождения промышленно газоносными являются терригенные отложения Вымской свиты (продуктивные пласты ЮЯ<sub>7-9</sub>) и продуктивные отложения Малышевской свиты (продуктивные пласты ЮЯ<sub>2-4</sub>). Всего на юрских отложениях Южно-Тамбейского месторождения в пяти продуктивных пластах выявлено десять газоконденсатных залежей.

Добыча углеводородной смеси проектируемыми скважинами предусматривается из пластов:

- ПК<sub>1</sub> – газовая залежь (сеноманские отложения);
- ТП<sub>1</sub>, ТП<sub>2</sub>, ТП<sub>3</sub>, ТП<sub>4</sub>, ТП<sub>7</sub>, ТП<sub>19</sub>, ХМ<sub>1</sub>, ХМ<sub>2</sub> – газоконденсатные залежи (апт-альбский и готерив-барремский яруса);
- ЮЯ<sub>7-9</sub>, ЮЯ<sub>2-4</sub> – газоконденсатные залежи (юрские отложения).


Компонентно-фракционные составы добываемого газа по пластам приведены в таблице 2.4.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
13	-	Зам.	П265-25		23.10.25	<b>20.002.1-П31.ТЧ</b>			24
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				



**Таблица 2.4 – Компонентно-фракционный состав пластового газа Южно-Тамбейского ГКМ**

Компонент	Содержание, % мольн.									
	пласт ПК <sub>1</sub>	пласт ХМ <sub>1</sub>	пласт ХМ <sub>2</sub>	пласт ТП <sub>1</sub>	пласт ТП <sub>2</sub>	пласт ТП <sub>3</sub>	пласт ТП <sub>4</sub>	пласт ТП <sub>7</sub>	пласт ТП <sub>19</sub>	пласты ЮЯ
N <sub>2</sub>	1,1839	0,7656	0,7508	0,8731	0,8299	0,7638	0,8152	0,6510	0,5716	0,7623
CO <sub>2</sub>	0,0051	0,0336	0,0434	0,1324	0,3007	0,0634	0,2783	0,7383	0,2881	0,8205
C <sub>1</sub>	98,7911	97,5867	98,2193	95,9226	95,7585	95,7039	94,9916	93,0569	86,2149	83,4631
C <sub>2</sub>	0,0172	1,5034	0,9395	2,2569	2,5689	2,8167	2,8518	4,0210	6,4300	6,1888
C <sub>3</sub>	0,0011	0,0490	0,0193	0,1381	0,0267	0,0674	0,2052	0,0747	2,9183	2,8088
iC <sub>4</sub>	0,0000	0,0298	0,0036	0,1952	0,0762	0,2269	0,2646	0,3911	0,6237	0,5549
nC <sub>4</sub>	0,0011	0,0117	0,0035	0,0387	0,0049	0,0197	0,0653	0,0227	0,8815	0,8665
iC <sub>5</sub>	0,0000	0,0055	0,0047	0,0810	0,0411	0,0791	0,0988	0,1687	0,3127	0,3281
nC <sub>5</sub>	0,0004	0,0010	0,0005	0,0162	0,0018	0,0083	0,0266	0,0095	0,3133	0,3509
F45-60	0,0000	0,0031	0,0031	0,0189	0,0199	0,0158	0,0181	0,0373	0,0357	0,0495
F60-70	0,0000	0,0003	0,0005	0,0489	0,0227	0,0286	0,0510	0,0737	0,2778	0,3778
F70-80	0,0000	0,0007	0,0006	0,0104	0,0045	0,0046	0,0079	0,0541	0,0830	0,1123
F80-90	0,0000	0,0013	0,0017	0,0288	0,0245	0,0099	0,0302	0,0901	0,1112	0,2157
F90-100	0,0000	0,0002	0,0006	0,0402	0,0387	0,0217	0,0427	0,0788	0,1861	0,3163
F100-110	0,0000	0,0006	0,0011	0,0784	0,0993	0,0468	0,0945	0,2026	0,2103	0,3559
F110-120	0,0000	0,0009	0,0011	0,0409	0,0512	0,0116	0,0466	0,0909	0,1421	0,3499
F120-130	0,0000	0,0005	0,0008	0,0130	0,0179	0,0167	0,0160	0,0273	0,0788	0,1554
F130-140	0,0000	0,0013	0,0012	0,0172	0,0232	0,0138	0,0219	0,0371	0,0693	0,2042
F140-150	0,0000	0,0006	0,0006	0,0118	0,0168	0,0087	0,0154	0,0314	0,0467	0,1429
F150-160	0,0000	0,0008	0,0007	0,0091	0,0140	0,0113	0,0129	0,0237	0,0531	0,1467
F160-170	0,0000	0,0010	0,0007	0,0069	0,0113	0,0111	0,0116	0,0216	0,0381	0,1482
F170-180	0,0000	0,0008	0,0007	0,0055	0,0098	0,0086	0,0086	0,0176	0,0343	0,1126
F180-190	0,0000	0,0006	0,0003	0,0034	0,0066	0,0067	0,0058	0,0137	0,0162	0,0794
F190-200	0,0000	0,0004	0,0003	0,0030	0,0066	0,0063	0,0051	0,0117	0,0189	0,0982
F200-210	0,0000	0,0003	0,0002	0,0021	0,0043	0,0045	0,0035	0,0093	0,0094	0,0605
F210-220	0,0000	0,0002	0,0002	0,0019	0,0045	0,0048	0,0032	0,0090	0,0114	0,0918
F220-230	0,0000	0,0001	0,0002	0,0013	0,0033	0,0036	0,0021	0,0069	0,0053	0,0526
F230-240	0,0000	0,0001	0,0002	0,0012	0,0030	0,0035	0,0019	0,0071	0,0065	0,0903
F240-250	0,0000	0,0000	0,0002	0,0009	0,0023	0,0028	0,0012	0,0053	0,0031	0,0497
F250-260	0,0000	0,0000	0,0001	0,0007	0,0019	0,0024	0,0009	0,0044	0,0032	0,0759
F260-270	0,0000	0,0000	0,0001	0,0005	0,0015	0,0022	0,0006	0,0038	0,0017	0,0526

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
13	-	Зам.	П265-25		23.10.25
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			


**20.002.1-П31.ТЧ**

Лист

25

Компонент	Содержание, % мольн.									
	пласт ПК <sub>1</sub>	пласт ХМ <sub>1</sub>	пласт ХМ <sub>2</sub>	пласт ТП <sub>1</sub>	пласт ТП <sub>2</sub>	пласт ТП <sub>3</sub>	пласт ТП <sub>4</sub>	пласт ТП <sub>7</sub>	пласт ТП <sub>19</sub>	пласты ЮЯ
F270-280	0,0000	0,0000	0,0001	0,0004	0,0010	0,0014	0,0003	0,0024	0,0015	0,0590
F280-290	0,0000	0,0000	0,0000	0,0002	0,0007	0,0010	0,0002	0,0018	0,0009	0,0545
F290-300	0,0000	0,0000	0,0000	0,0001	0,0005	0,0008	0,0001	0,0014	0,0004	0,0340
F300-310	0,0000	0,0000	0,0000	0,0001	0,0005	0,0007	0,0001	0,0014	0,0004	0,0468
F310-320	0,0000	0,0000	0,0000	0,0001	0,0003	0,0004	0,0000	0,0008	0,0002	0,0467
F320-330	0,0000	0,0000	0,0000	0,0001	0,0002	0,0002	0,0000	0,0004	0,0001	0,0261
F330-340	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0001	0,0001	0,0000	0,0003	0,0001	0,0336
F340-350	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0001	0,0001	0,0000	0,0002	0,0000	0,0286
F350-360	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0001	0,0000	0,0000	0,0001	0,0000	0,0268
F360-370	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0179
F370-380	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0211
F380-390	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0185
F390-400	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0161
F400-410	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0146
F410-420	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0127
F420-430	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0112
F430-440	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0096
F440-450	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0085
F450-460	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0073
F460-470	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0063
F470-480	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0052
F480-490	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0044
F490-500	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0035
F500-510	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0031
F510-520	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0024
F520-530	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0019
F530-540	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0014
F540-550	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0011
F550-560	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0007
F560-570	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0004
F570-580	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0001
Всего	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Изм. № подл.	Взам. инв. №
Подп. и дата	

13	-	Зам.	П265-25		23.10.25
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

20.002.1-П31.ТЧ

Лист

26

### 3 Сведения о функциональном назначении объектов

#### 3.1 Номенклатура товарной продукции

Проектируемые объекты предназначены для обеспечения добычи пластовой углеводородной смеси Южно-Тамбейского ГКМ и не предполагают получение товарной продукции.

При этом продукция проектируемых скважин (добываемая газоконденсатная смесь) в совокупности с продукцией скважин существующего фонда направляется в существующие газопроводы-шлейфы системы сбора и является сырьем для получения сжиженного газа и стабильного конденсата на оборудовании комплекса по добыче, подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ.

#### 3.2 Данные о назначении и проектной мощности объекта

Комплексный проект Ямал СПГ состоит из объектов добычи, подготовки, сжижения, отгрузки природного газа и стабильного конденсата Южно-Тамбейского месторождения. В состав комплекса входят следующие объекты:

- кусты скважин;
- газосборная сеть от кустов скважин до площадки входных сооружений завода СПГ;
- входные сооружения;
- завод СПГ;
- объекты хранения и отгрузки СПГ;
- резервуары хранения стабильного конденсата;
- электростанция;
- объекты инфраструктуры;
- межплощадочные инженерные сети;
- комплекс объектов жизнеобеспечения (КОЖО).

В данной проектной документации предусматривается расширение семи существующих кустов №№ 2, 26, 30, 35, 40, 45, 46 Южно-Тамбейского ГКМ с обустройством дополнительных скважин. Общий фонд скважин, обустраиваемых в рамках данной проектной документации, составляет 29 шт., из которых: газовых скважин – 1 шт.; газоконденсатных скважин – 10 шт., газоконденсатных скважин (юрские отложения) – 18 шт.

Также, в связи с принятой ОАО "Ямал СПГ" концепцией перспективного развития месторождения с разделением меловой и юрской систем сбора, в данной проектной документации предусматривается переобвязка существующих площадок кустов газовых скважин №№ 7, 30, 44 и 46 обвязанных в рамках проектной и рабочей документации объектов 12.055, 13.015, 77.17.021, 21.007, 21.021.


Инв. № подл.	Взам. инв. №					Лист	
	Подп. и дата						
13	существующих кустов №№ 2, 26, 30, 35, 40, 45, 46 Южно-Тамбейского ГКМ с обустройством дополнительных скважин. Общий фонд скважин, обустраиваемых в рамках данной проектной документации, составляет 29 шт., из которых: газовых скважин – 1 шт.; газоконденсатных скважин – 10 шт., газоконденсатных скважин (юрские отложения) – 18 шт.					20.002.1-ПЗ1.ТЧ	27
	Также, в связи с принятой ОАО "Ямал СПГ" концепцией перспективного развития месторождения с разделением меловой и юрской систем сбора, в данной проектной документации предусматривается переобвязка существующих площадок кустов газовых скважин №№ 7, 30, 44 и 46 обвязанных в рамках проектной и рабочей документации объектов 12.055, 13.015, 77.17.021, 21.007, 21.021.						
	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.		

Распределение проектируемых скважин по существующим кустам Южно-Тамбейского ГКМ приведено в таблице 3.1.

**Таблица 3.1 – Распределение проектируемых скважин по существующим кустам**

Наименование объекта		Мощность
Куст №2	Скважина №11 (1023)	Qгаза=0,80 ÷ 0,09 млн.м³/сут; Руст.=6,5 ÷ 4,4 МПа
Куст №26	Скважина №4 (5261)	Qгаза=0,60 ÷ 0,03 млн.м³/сут; Руст.=14,9 ÷ 4,3 МПа
	Скважина №5 (4264)	Qгаза=0,60 ÷ 0,04 млн.м³/сут; Руст.=14,1 ÷ 4,1 МПа
	Скважина №7 (Ю261)	Qгаза=1,0 ÷ 0,07 млн.м³/сут; Руст.=25,0 ÷ 4,0 МПа
	Скважина №8 (Ю262)	Qгаза=1,0 ÷ 0,05 млн.м³/сут; Руст.=30,1 ÷ 1,3 МПа
	Скважина №9 (Ю263)	Qгаза=1,0 ÷ 0,06 млн.м³/сут; Руст.=37,3 ÷ 4,2 МПа
	Скважина №10 (Ю264)	Qгаза=1,0 ÷ 0,07 млн.м³/сут; Руст.=34,8 ÷ 4,2 МПа
	Скважина №11 (Ю265)	Qгаза=0,75 ÷ 0,05 млн.м³/сут; Руст.= 46,9÷1,2 МПа
	Скважина №12 (Ю266)	Qгаза=0,97 ÷ 0,18 млн.м³/сут; Руст.= 43,7÷1,2
	Скважина №13 (Ю267)	Qгаза=0,74 ÷ 0,05 млн.м³/сут; Руст.= 16,5÷1,2 МПа
	Скважина №14 (Ю268)	Qгаза=0,97 ÷ 0,06 млн.м³/сут; Руст.= 44,6÷1,2 МПа
	Скважина №15 (Ю269)	Qгаза=0,97 ÷ 0,05 млн.м³/сут; Руст.= 43,5÷1,2 МПа
Куст №30	Скважина №16 (Ю2610)	Qгаза=0,98 ÷ 0,06 млн.м³/сут; Руст.= 45,3÷1,2 МПа
	Скважина №17 (Ю2611)	Qгаза=0,97 ÷ 0,15 млн.м³/сут; Руст.= 48,0÷1,2 МПа
	Скважина №12 (171)	Qгаза=0,36 ÷ 0,11 млн.м³/сут; Руст.=34,5 ÷ 4,0 МПа
	Скважина №17 (Ю301)	Qгаза=1,0 ÷ 0,05 млн.м³/сут; Руст.=24,0 ÷ 1,1 МПа
	Скважина №18 (Ю302)	Qгаза=1,0 ÷ 0,05 млн.м³/сут; Руст.=31,4 ÷ 1,1 МПа
	Скважина №19 (Ю303)	Qгаза=1,0 ÷ 0,05 млн.м³/сут; Руст.=39,8 ÷ 1,1 МПа
Куст №35	Скважина №20 (Ю304)	Qгаза=1,0 ÷ 0,05 млн.м³/сут; Руст.=41,5 ÷ 1,1 МПа
	Скважина №36 (Ю3010)	Qгаза=1,0 ÷ 0,05 млн.м³/сут; Руст.=38,3 ÷ 2,6 МПа
	Скважина №9 (3355)	Qгаза=0,33 ÷ 0,17 млн.м³/сут; Руст.=13,0 ÷ 4,8 МПа
	Скважина №10 (3357)	Qгаза=0,35 ÷ 0,07 млн.м³/сут; Руст.=9,1 ÷ 4,4 МПа

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

13	-	Зам.	П265-25		23.10.25
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

**20.002.1-П31.ТЧ**

Лист

28

Наименование объекта		Мощность
Куст №40	Скважина №13 (3406)	Qгаза=0,73 ÷ 0,05 млн.м³/сут; Руст.=11,0 ÷ 4,4 МПа;
	Скважина №14 (2401)	Qгаза=1,5 ÷ 0,33 млн.м³/сут; Руст.=12,3 ÷ 4,5 МПа
	Скважина №15 (3405)	Qгаза=0,50 ÷ 0,06 млн.м³/сут; Руст.=13,6 ÷ 4,4 МПа
	Скважина №16 (175)	Qгаза=0,36 ÷ 0,01 млн.м³/сут; Руст.=34,5 ÷ 4,0 МПа
Куст №45	Скважина №8 (170, 4451 после ЗБС)	Qгаза=0,43 ÷ 0,03 млн.м³/сут; Руст.=8,3 ÷ 4,1 МПа
Куст №46	Скважина №14 (7461)	Qгаза=0,28 ÷ 0,05 млн.м³/сут; Руст.=8,5 ÷ 4,8 МПа
	Скважина №15 (2462)	Qгаза=1,28 ÷ 0,10 млн.м³/сут; Руст.=12,9 ÷ 4,2 МПа

Суммарная максимальная производительность проектируемых скважин:

- по газу - 6,26 млн. м³/сут + 15,4 млн. м³/сут от скважин юрских залежей;
- по конденсату углеводородному - 310,8 т/сут. + 2955 т/сут. от скважин юрских залежей.

Максимальные годовые отборы:

- газа - 2,19 млрд. м³ + 5,39 млрд. м³ от скважин юрских залежей;
- конденсата углеводородного – 108,73 тыс. т. + 1034,3 тыс. тонн от скважин юрских залежей.


Максимальный дебит проектируемых скважин:

- по газу до 1,5 млн. м³/сут;
- по конденсату до 267,2 т/сут.

### 3.3 Состав и характеристика проектируемых объектов

#### 3.3.1 Общие сведения

Проектируемые объекты расположены на территории существующих кустов скважин, строительство которых было выполнено в соответствии с ранее разработанной проектной документацией "Строительство комплекса по добыче, подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ", получившей положительные заключения Государственной экспертизы № 060-17/ГГЭ-8113/02 от 26.01.2017, № 89-1-1-3-004914-2019 от 06.03.2019, а также в составе проектной документации 77.17.021 "Расширение газосборной сети и входных сооружений Южно-Тамбейского ГКМ", получившей положительное заключение Государственной экспертизы № 89-1-1-3-004190-2019 от 27.02.2019.

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.		<div style="text-align: center;"> <b>20.002.1-П31.ТЧ</b> </div>					Лист
13	-	Зам.	П265-25		23.10.25						29
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата						


В данной проектной документации предусматривается расширение семи существующих кустов №№ 2, 26, 30, 35, 40, 45, 46 Южно-Тамбейского ГКМ с обустройством дополнительных скважин. Общий фонд скважин, обустраиваемых в рамках проекта, составляет 29 шт., из которых: газовых скважин – 1 шт.; газоконденсатных скважин – 10 шт; газоконденсатных скважин (юрские отложения) – 18 шт:

- скважина №11 (1023) в составе куста №2;
- скважины №4 (5261), №5 (4264), №7 (Ю261), №8 (Ю262), №9 (Ю263), №10 (Ю264), №11 (Ю265), №12 (Ю266), №13 (Ю267), №14 (Ю268), №15 (Ю269), №16 (Ю2610), №17 (Ю2611) в составе куста №26;
- скважина №12 (171), №17 (Ю301), №18 (Ю302), №19 (Ю303), №20 (Ю304), №36 (3010) в составе куста №30;
- скважины №9 (3355), №10 (3357) в составе куста №35;
- скважины №13 (3406), №14 (2401), №15 (3405), №16 (175) в составе куста №40;
- скважина №8 (170, 4451) в составе куста №45;
- скважины №14 (7461), №15 (2462) в составе куста №46.

Также, в связи с принятой ОАО "Ямал СПГ" концепцией перспективного развития месторождения с разделением меловой и юрской систем сбора, в данной проектной документации предусматривается переобвязка существующих площадок кустов газовых скважин №№ 7, 30, 44 и 46 обвязанных в рамках проектной и рабочей документации объектов 12.055, 13.015, 77.17.021, 21.007, 21.021.

Подключение проектируемых скважин предусматривается к существующим трубопроводам кустов с последующим транспортом по газопроводам-шлейфам газосборной системы Южно-Тамбейского ГКМ на входные сооружения. Для транспорта газоконденсатной смеси от существующих меловых скважин куста газовых скважин № 26 предусматривается прокладка дополнительного газопровода диаметром 300 мм и с расчетным давлением 22,3 МПа, с последующим транспортом по газопроводу-шлейфу подключаемому к существующим коммуникациям газосборной сети Южно-Тамбейского ГКМ в районе кранового узла №12. Транспорт газоконденсатной смеси от юрских скважин №Ю261, №Ю262, №Ю263, №Ю264 будет осуществляться по существующему газопроводу куста №26. Для транспорта газоконденсатной смеси от юрских скважин №Ю265, №Ю266, №Ю267, №Ю268, №Ю269, №Ю2610, №Ю2611 куста газовых скважин №26 предусматривается прокладка дополнительного газопровода диаметром 400 мм с расчетным давлением 10,0 МПа, с подключением к существующим коммуникациям газосборной сети Южно-Тамбейского ГКМ в районе кранового узла №12.


Проектируемые кусты газовых скважин войдут в состав опасного производственного объекта "Фонд скважин Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения" ОАО "Ямал СПГ", который зарегистрирован в государственном реестре 16.12.2021 за № А59-60514-

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	20.002.1-ПЗ1.ТЧ	Лист
							30
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					
13	-	Зам.	П265-25		23.10.25		






- газопровод-шлейф от куста газовых скважин № 26 (расширение) до КУ № 12:
  - газопровод-шлейф от КГС № 26;
  - метанолопровод до КГС №26;
  - эстакада сетей внеплощадочных;
- *этап строительства 22:*
  - инженерная подготовка территории (на 4 скважины);
  - обвязка газоконденсатной скважины № Ю261;
  - арматурный блок (по газу) скважины № Ю261;
  - арматурный блок задавочной линии скважины № Ю261;
  - площадка агрегата для ремонта скважины № Ю261;
  - эстакада сетей внутриплощадочных;
  - сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю261 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ);
- *этап строительства 23:*
  - обвязка газоконденсатной скважины № Ю262;
  - арматурный блок (по газу) скважины № Ю262;
  - арматурный блок задавочной линии скважины № Ю262;
  - площадка агрегата для ремонта скважины № Ю262;
  - эстакада сетей внутриплощадочных;
  - сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю262 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ);
- *этап строительства 24:*
  - обвязка газоконденсатной скважины № Ю263;
  - арматурный блок (по газу) скважины № Ю263;
  - арматурный блок задавочной линии скважины № Ю263;
  - площадка агрегата для ремонта скважины № Ю263;
  - эстакада сетей внутриплощадочных;
  - сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю263 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ);
- *этап строительства 25:*
  - обвязка газоконденсатной скважины № Ю264;
  - арматурный блок (по газу) скважины № Ю264;
  - арматурный блок задавочной линии скважины № Ю264;
  - площадка агрегата для ремонта скважины № Ю264;
  - эстакада сетей внутриплощадочных;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
13	-	Зам.	П265-25		23.10.25	<b>20.002.1-П31.ТЧ</b>			32
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата				



- сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю261 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ);
- *этап строительства 26:*
  - дорога автомобильная подъездная к кусту скважин № 26 (въезд № 2);
- *этап строительства 27:*
  - внутриплощадочные проезды (для 4 скважин), включая благоустройство и озеленение площадки куста № 26;
- *этап строительства 28:*
  - отпайка от ВЛ 10 кВ к кусту газовых скважин № 26 до блок-бокс электроснабжения (расширение):
    - ВЛЗ 10 кВ к кусту газовых скважин № 26.
    - блок-бокс электроснабжения;
    - эстакада сетей внутриплощадочных;
- *этап строительства 35:*
  - газопровод-шлейф от КГС № 26 (расширение);
- *этап строительства 36:*
  - куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю265
    - инженерная подготовка территории (на 7 скважин и блок-бокс АСУ;
    - блок-бокс АСУ MER-4261;
    - обвязка газоконденсатной скважины № Ю265;
    - арматурный блок (по газу) скважины № Ю265;
    - арматурный блок задавочной линии скважины № Ю265;
    - площадка агрегата для ремонта скважины № Ю265;
    - эстакада сетей внутриплощадочных;
    - сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю265 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ);
- *этап строительства 37:*
  - обвязка газоконденсатной скважины № Ю266;
  - арматурный блок (по газу) скважины № Ю266;
  - арматурный блок задавочной линии скважины № Ю266;
  - площадка агрегата для ремонта скважины № Ю266;
  - эстакада сетей внутриплощадочных;

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


13	-	Зам.	П265-25		23.10.25
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

**20.002.1-ПЗ1.ТЧ**


Лист

33


- сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю266 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ);
- *этап строительства 38:*
  - отпайка от ВЛ 10 кВ к кусту газовых скважин №26 до блок-бокса электроснабжения (расширение):
  - ВЛЗ 10 кВ к кусту газовых скважин №26;
  - блок-бокс электроснабжения;
  - АДЭС;
- *этап строительства 39:*
  - обвязка газоконденсатной скважины № Ю267;
  - арматурный блок (по газу) скважины № Ю267;
  - арматурный блок задавочной линии скважины № Ю267;
  - площадка агрегата для ремонта скважины № Ю267;
  - эстакада сетей внутриплощадочных;
  - сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю267 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ);
- *этап строительства 40:*
  - обвязка газоконденсатной скважины № Ю268;
  - арматурный блок (по газу) скважины № Ю268;
  - арматурный блок задавочной линии скважины № Ю268;
  - площадка агрегата для ремонта скважины № Ю268;
  - эстакада сетей внутриплощадочных;
  - сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю268 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ);
- *этап строительства 41:*
  - обвязка газоконденсатной скважины № Ю269;
  - арматурный блок (по газу) скважины № Ю269;
  - арматурный блок задавочной линии скважины № Ю269;
  - площадка агрегата для ремонта скважины № Ю269;
  - эстакада сетей внутриплощадочных;
  - сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю269 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ);
- *этап строительства 42:*
  - обвязка газоконденсатной скважины № Ю2610;
  - арматурный блок (по газу) скважины № Ю2610;

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.								Лист
13	-	Зам.	П265-25		23.10.25	<b>20.002.1-ПЗ1.ТЧ</b>						34
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата							

- арматурный блок задавочной линии скважины № Ю2610;
  - площадка агрегата для ремонта скважины № Ю2610;
  - эстакада сетей внутриплощадочных;
  - сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю2610 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ);
  - **этап строительства 43:**
    - обвязка газоконденсатной скважины № Ю2611;
    - арматурный блок (по газу) скважины № Ю2611;
    - арматурный блок задавочной линии скважины № Ю2611;
    - площадка агрегата для ремонта скважины № Ю2611;
    - эстакада сетей внутриплощадочных;
    - сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю2611 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ);
  - **этап строительства 44:**
    - внутриплощадочные проезды (для 7 скважин), включая благоустройство и озеленение площадки куста № 26;
- в составе **Куста скважин № 30:**
- **этап строительства 15:**
    - эксплуатационная газовая скважина №171;
    - площадка агрегата для ремонта скважины №171;
    - емкость дренажная V=12.5 м<sup>3</sup>;
    - емкость дренажная V=5м<sup>3</sup>;
    - блок-бокс системы регулируемой подачи ингибитора PN500;
    - сепаратор свечевой;
    - свеча рассеивания;
    - сети внутриплощадочные;
    - прожекторная мачта с молниеотводом;
  - **этап строительства 15.1:**
    - реконструкция КТП и ДЭС в блок-боксе электроснабжения на кусте № 30.
  - **этап строительства 16:**
    - автопроезд к скважине №171 на кусте № 30;
  - **этап строительства 29:**
    - инженерная подготовка территории (на 4 скважины);
    - обвязка газоконденсатной скважины № Ю301;
    - арматурный блок (по газу) скважины № Ю301;
    - арматурный блок задавочной линии скважины № Ю301;
    - площадка агрегата для ремонта скважины № Ю301;

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				
13	-	Зам.	П265-25		23.10.25	<div>20.002.1-П31.ТЧ</div> <div>Лист</div> <div>35</div>
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

- эстакада сетей внутриплощадочных;
- сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю301 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ);
- *этап строительства 30:*
  - обвязка газоконденсатной скважины № Ю302;
  - арматурный блок (по газу) скважины № Ю302;
  - арматурный блок задавочной линии скважины № Ю302;
  - площадка агрегата для ремонта скважины № Ю302;
  - эстакада сетей внутриплощадочных;
  - сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю302 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ);
- *этап строительства 31:*
  - обвязка газоконденсатной скважины № Ю303;
  - арматурный блок (по газу) скважины № Ю303;
  - арматурный блок задавочной линии скважины № Ю303;
  - площадка агрегата для ремонта скважины № Ю303;
  - эстакада сетей внутриплощадочных;
  - сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю303 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ);
- *этап строительства 32:*
  - обвязка газоконденсатной скважины № Ю304;
  - арматурный блок (по газу) скважины № Ю304;
  - арматурный блок задавочной линии скважины № Ю304;
  - площадка агрегата для ремонта скважины № Ю304;
  - эстакада сетей внутриплощадочных;
  - сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю304 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).
- *этап строительства 33:*
  - внутриплощадочные проезды (для 4 скважин), включая благоустройство и озеленение площадки куста № 30;
- *этап строительства 34:*
  - отпайка от ВЛ 10 кВ к кусту газовых скважин № 30 до блок-бокс электроснабжения (расширение):
    - ВЛЗ 10 кВ к кусту газовых скважин № 30;
    - блок-бокс электроснабжения;
    - эстакада сетей внутриплощадочных;
- *этап строительства 46:*

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.							Лист
13	-	Зам.	П265-25		23.10.25	<b>20.002.1-П31.ТЧ</b>					36
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

- переобвязка существующей системы сбора газа для разделения на меловую и юрскую:
  - узел защиты от превышения давления на газопроводе КГС №30;
  - сети технологические внутриплощадочные;
- *этап строительства 49:*
  - инженерная подготовка территории (на 1 скважину);
  - обвязка газоконденсатной скважины № Ю3010;
  - арматурный блок (по газу) скважины № Ю3010;
  - арматурный блок задавочной линии скважины № Ю3010;
  - площадка агрегата для ремонта скважины № Ю3010;
  - эстакада сетей внутриплощадочных;
  - сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю3010 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).
- *этап строительства 50:*
  - внутриплощадочные проезды (для 1 скважины), включая благоустройство и озеленение площадки куста №30;


#### **Куст скважин № 35:**

- *этап строительства 1:*
  - эксплуатационная газовая скважина №9;
  - площадка агрегата для ремонта скважины №9;
  - сети внутриплощадочные;
- *этап строительства 2:*
  - эксплуатационная газовая скважина №10;
  - площадка агрегата для ремонта скважины №10;
  - сети внутриплощадочные;
- *этап строительства 3:*
  - автопроезды к скважинам №9 и №10 на кусте №35;

#### **Куст скважин № 40:**

- *этап строительства 4:*
  - эксплуатационная газовая скважина №13;
  - эксплуатационная газовая скважина №14;
  - эксплуатационная газовая скважина №15;
  - площадка агрегата для ремонта скважины №13;
  - площадка агрегата для ремонта скважины №14;
  - площадка агрегата для ремонта скважины №15;

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

13	-	Зам.	П265-25		23.10.25
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

## **20.002.1-П31.ТЧ**

Лист

37


- сети внутриплощадочные
- *этап строительства 5:*
  - автопроезды к скважинам №13, №14 и №15 на кусте №40;
- *этап строительства 6:*
  - эксплуатационная газовая скважина №175;
  - площадка агрегата для ремонта скважины №175;
  - емкость дренажная V=12.5 м³;
  - емкость дренажная V=5м³;
  - блок-бокс системы регулируемой подачи ингибитора PN500;
  - сепаратор свечевой;
  - свеча рассеивания;
  - сети внутриплощадочные;
  - прожекторная мачта с молниеотводом;
- *этап строительства 7:*
  - автопроезды к скважине №175 на кусте №40;

#### **Куст скважин № 45:**

- *этап строительства 17:*
  - эксплуатационная газовая скважина №170;
  - площадка агрегата для ремонта скважины №170;
  - сети внутриплощадочные;
- *этап строительства 18:*
  - автопроезд к скважине №170 на кусте №45;

#### **Куст скважин № 46:**

- *этап строительства 8:*
  - эксплуатационная газовая скважина № 14;
  - эксплуатационная газовая скважина № 15;
  - площадка агрегата для ремонта скважины № 14;
  - площадка агрегата для ремонта скважины № 15;
  - сети внутриплощадочные;
- *этап строительства 9:*
  - автопроезды к скважинам № 14 и № 15 на кусте № 46.
- *этап строительства 48:*
  - переобвязка существующей системы сбора газа для разделения на меловую и юрскую:
    - узел защиты от превышения давления на газопроводе КГС №48;
  - сети технологические внутриплощадочные;

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.							Лист
13	-	Зам.	П265-25		23.10.25	<b>20.002.1-П31.ТЧ</b>					38
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата						

– горизонтальное горелочное устройство;  
 – эстакада сетей внутриплощадочных;  
 в составе **Куста скважин № 7:**

– *этап строительства 45:*

- переобвязка существующей системы сбора газа для разделения на меловую и юрскую:
- узел защиты от превышения давления на газопроводе КГС №7;
- сети технологические внутриплощадочные;
- эстакада сетей внутриплощадочных.


**Куст скважин № 44:**

– *этап строительства 47:*

- переобвязка существующей системы сбора газа для разделения на меловую и юрскую:
- узел защиты от превышения давления на газопроводе КГС №44;
- сети технологические внутриплощадочные;
- горизонтальное горелочное устройство;
- эстакада сетей внутриплощадочных.

Предусмотрена реконструкция блок-боксов электроснабжения на кустах скважин 2, 26, 30, 35, 40, 45, 46.

Идентификационные признаки проектируемых зданий и сооружений в соответствии с приложением 2 к Изменению № 10 к Заданию на проектирование (копия приведена в томе 1.1) приведены в таблице 3.2.

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №
13	-	Зам.	П265-25		23.10.25	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата	
20.002.1-П31.ТЧ						39

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам.инв.№

Таблица 3.2 - Идентификационные признаки проектируемых зданий и сооружений

Наименование	Назначение	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности, которых влияют на безопасность зданий и сооружений*	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий	Принадлежность к опасным производственным объектам	Пожарная и взрывопожарная опасность	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Уровень ответственности	Класс сооружений	Коэффициент надежности по ответственности
Куст газовых скважин № 2									
Обязка устья газовой скважины № 11 (1023)	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Куст газовых скважин № 26									
Обязка устьев газоконденсатных скважин №№ 4 (5261), 5 (4264)	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Обязка устьев газоконденсатных скважин №№ 7 (Ю261), 8 (Ю262), 9 (Ю263), 10 (Ю264), 11 (Ю265), 12 (Ю266), 13 (Ю267), 14 (Ю268), 15 (Ю269), 16 (Ю2610), 17 (Ю2610)	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0


13	-	Зам.	П265-25		23.10.25	20.002.1-П31.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата		40



Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам.инв.№

46

Наименование	Назначение	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности, которых влияют на безопасность зданий и сооружений*	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий	Принадлежность к опасным производственным объектам	Пожарная и взрывопожарная опасность	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Уровень ответственности	Класс сооружений	Коэффициент надежности по ответственности
Блок-бокс электроснабжения – площадь застройки – 76,2 м <sup>2</sup> – строительный объем – 147,3 м <sup>3</sup>	Производственное	Нет	Да	Нет	В	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Блок-бокс АСУ	Производственное	Нет	Да	Нет	В	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
<b>Куст газовых скважин № 30</b>									
Обвязка устья газоконденсатной скважины № 12 (171)	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Обвязка устьев газоконденсатных скважин №№ 17 (Ю301), 18 (Ю302), 19 (Ю303), 20 (Ю304), 36 (3010)	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Блок-бокс электроснабжения – площадь застройки – 76,2 м <sup>2</sup> – строительный объем – 147,3 м <sup>3</sup>	Производственное	Нет	Да	Нет	В	Нет	Нормальный	КС-2	1,0

13	-	Зам.	П265-25		23.10.25
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата


**20.002.1-П31.ТЧ**

Лист

41

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам.инв.№

Наименование	Назначение	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности, которых влияют на безопасность зданий и сооружений*	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий	Принадлежность к опасным производственным объектам	Пожарная и взрывопожарная опасность	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Уровень ответственности	Класс сооружений	Коэффициент надежности по ответственности
Блок-бокс СРПИ – площадь застройки –81,6 м <sup>2</sup> – строительный объем – 210,6 м <sup>3</sup>	Производственное	Нет	Да	Нет	А	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Куст газовых скважин № 35									
Обвязка устьев газоконденсатных скважин №№ 9 (3355), 10 (3357)	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Куст газовых скважин № 40									
Обвязка устьев газоконденсатных скважин №№ 13 (3406), 14 (2401), 15 (3405), 16 (175)	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Блок-бокс СРПИ – площадь застройки –81,6 м <sup>2</sup> – строительный объем – 210,6 м <sup>3</sup>	Производственное	Нет	Да	Нет	А	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Куст газовых скважин № 45									
Обвязка устья газоконденсатной	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0


13	-	Зам.	П265-25		23.10.25
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

20.002.1-П31.ТЧ

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам.инв.№

48

Наименование	Назначение	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности, которых влияют на безопасность зданий и сооружений*	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий	Принадлежность к опасным производственным объектам	Пожарная и взрывопожарная опасность	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Уровень ответственности	Класс сооружений	Коэффициент надежности по ответственности
скважины № 8 (170, 4451 после ЗБС)									
Куст газовых скважин № 46									
Обвязка устьев газоконденсатных скважин №№ 14 (7461), 15 (2462)	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Газопровод-шлейф Ду 300 от куста газовых скважин № 26									
Опоры под трубопроводы (эстакады и отдельные опоры)	Производственное	Нет	Да	Да	-	Нет	Повышенный	КС-3	1,1
Газопровод-шлейф Ду 400 от куста газовых скважин № 26									
Опоры под трубопроводы (эстакады и отдельные опоры)	Производственное	Нет	Да	Да	-	Нет	Повышенный	КС-3	1,1

13	-	Зам.	П265-25		23.10.25
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

20.002.1-П31.ТЧ

Лист

43

### 3.3.3 Функциональное назначение объектов. Сведения о зданиях и сооружениях, входящих в состав сложного объекта

Функциональное назначение проектируемых объектов капитального строительства определено в соответствии с Приказом МИНСТРОЙ РОССИИ от 10.07.2020 № 374/пр "Классификатор объектов капитального строительства по их назначению и функционально-технологическим особенностям (для целей архитектурно – строительного проектирования и ведения единого государственного реестра заключений экспертизы проектной документации объектов капитального строительства)".

Проектируемые объекты отнесены к группам:

- 2.3.1.8 – Объекты добычи природного газа и конденсата. Сооружение куста газовых скважин (газоконденсатного месторождения).
- 2.3.1.3 – Объекты добычи природного газа и конденсата. Сооружение промыслового трубопровода газовых и газоконденсатных месторождений.

Сведения о зданиях и сооружениях, входящих в состав сложного объекта, приведены ниже.

#### 1. Куст скважин № 2

**Адрес объекта капитального строительства:** Россия, Ямало-Ненецкий автономный округ, район Ямальский, Южно-Тамбейский лицензионный участок.

**Функциональное назначение по классификатору объектов капитального строительства по их назначению и функционально-технологическим особенностям:** 2.3.1.8.

#### Технико-экономические показатели объекта капитального строительства

Наименование технико-экономического показателя	Единица измерения	Значение
Количество проектируемых скважин	штук	1
Уровень ответственности	-	Нормальный

#### 2. Куст скважин № 26

**Адрес объекта капитального строительства:** Россия, Ямало-Ненецкий автономный округ, район Ямальский, Южно-Тамбейский лицензионный участок.

**Функциональное назначение по классификатору объектов капитального строительства по их назначению и функционально-технологическим особенностям:** 2.3.1.8.

#### Технико-экономические показатели объекта капитального строительства

Наименование технико-экономического показателя	Единица измерения	Значение
Количество проектируемых скважин	штук	13
Уровень ответственности	-	Нормальный

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			20.002.1-П31.ТЧ						
			44						
13	-	Зам.	П265-25		23.10.25				
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

**3. ВЛ 10 кВ к КГС № 26**

**Адрес объекта капитального строительства:** Россия, Ямало-Ненецкий автономный округ, район Ямальский, Южно-Тамбейский лицензионный участок.

**Функциональное назначение по классификатору объектов капитального строительства по их назначению и функционально-технологическим особенностям:** 16.5.1.17.

**Технико-экономические показатели объекта капитального строительства**

Наименование технико-экономического показателя	Единица измерения	Значение
Количество проектируемых ВЛ-10 кВ к КТП ESS-4261	штук	1
Протяженность	метр	665
Уровень ответственности	-	Нормальный

**4. ВЛ 10 кВ к КГС № 26**

**Адрес объекта капитального строительства:** Россия, Ямало-Ненецкий автономный округ, район Ямальский, Южно-Тамбейский лицензионный участок.

**Функциональное назначение по классификатору объектов капитального строительства по их назначению и функционально-технологическим особенностям:** 16.5.1.17.

**Технико-экономические показатели объекта капитального строительства**

Наименование технико-экономического показателя	Единица измерения	Значение
Количество проектируемых ВЛ-10 кВ к КТП ESS-4262	штук	1
Протяженность	метр	257
Уровень ответственности	-	Нормальный

**5. Куст скважин № 30**

**Адрес объекта капитального строительства:** Россия, Ямало-Ненецкий автономный округ, район Ямальский, Южно-Тамбейский лицензионный участок.


**Функциональное назначение по классификатору объектов капитального строительства по их назначению и функционально-технологическим особенностям:** 2.3.1.8.

**Технико-экономические показатели объекта капитального строительства**

Наименование технико-экономического показателя	Единица измерения	Значение
Количество проектируемых скважин	штук	6
Уровень ответственности	-	Нормальный

**6. ВЛ 10 кВ к КГС № 30**

**Адрес объекта капитального строительства:** Россия, Ямало-Ненецкий автономный округ, район Ямальский, Южно-Тамбейский лицензионный участок.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div> <b>20.002.1-ПЗ1.ТЧ</b> </div> <div> Лист 45 </div> </div>						
							13	-	Зам.	П265-25		23.10.25
							Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Наименование технико-экономического показателя	Единица измерения	Значение
Количество проектируемых ВЛ-10 кВ к КТП ESS-4302	штук	1
Протяженность	метр	530
Уровень ответственности	-	Нормальный

Функциональное назначение по классификатору объектов капитального строительства по их назначению и функционально-технологическим особенностям:

2.3.1.8.

Наименование технико-экономического показателя	Единица измерения	Значение
Количество проектируемых скважин	штук	2
Уровень ответственности	-	Нормальный

**Функциональное назначение по классификатору объектов капитального строительства по их назначению и функционально-технологическим особенностям:**  
2.3.1.8.

Наименование технико-экономического показателя	Единица измерения	Значение
Количество проектируемых скважин	штук	4
Уровень ответственности	-	Нормальный

**Функциональное назначение по классификатору объектов капитального строительства по их назначению и функционально-технологическим особенностям:**  
2.3.1.8.

Формат А4

**Технико-экономические показатели объекта капитального строительства**

Наименование технико-экономического показателя	Единица измерения	Значение
Количество проектируемых скважин	штук	1
Уровень ответственности	-	Нормальный

**10. Куст скважин № 46**

**Адрес объекта капитального строительства:** Россия, Ямало-Ненецкий автономный округ, район Ямальский, Южно-Тамбейский лицензионный участок.

**Функциональное назначение по классификатору объектов капитального строительства по их назначению и функционально-технологическим особенностям:** 2.3.1.8.

**Технико-экономические показатели объекта капитального строительства**

Наименование технико-экономического показателя	Единица измерения	Значение
Количество проектируемых скважин	штук	2
Уровень ответственности	-	Нормальный

**11. Газопровод-шлейф от куста скважин № 26**

**Адрес объекта капитального строительства:** Россия, Ямало-Ненецкий автономный округ, район Ямальский, Южно-Тамбейский лицензионный участок.

**Функциональное назначение по классификатору объектов капитального строительства по их назначению и функционально-технологическим особенностям:** 2.3.1.3.

**Технико-экономические показатели объекта капитального строительства**

Наименование технико-экономического показателя	Единица измерения	Значение
Количество проектируемых газопроводов-шлейфов	штук	1
Протяженность	километр	5,78
Диаметр	миллиметр	300
Уровень ответственности	-	Повышенный

**12. Газопровод-шлейф от куста скважин № 26**

**Адрес объекта капитального строительства:** Россия, Ямало-Ненецкий автономный округ, район Ямальский, Южно-Тамбейский лицензионный участок.

**Функциональное назначение по классификатору объектов капитального строительства по их назначению и функционально-технологическим особенностям:** 2.3.1.3.

**Технико-экономические показатели объекта капитального строительства**

Наименование технико-экономического показателя	Единица измерения	Значение
Количество проектируемых газопроводов-шлейфов	штук	1
Протяженность	километр	5,8

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			20.002.1-ПЗ1.ТЧ						
			47						
13	-	Зам.	П265-25		23.10.25				
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Диаметр	миллиметр	400
Уровень ответственности	-	Повышенный

### 13. ВОЛС

**Адрес объекта капитального строительства:** Россия, Ямало-Ненецкий автономный округ, район Ямальский, Южно-Тамбейский лицензионный участок.

**Функциональное назначение по классификатору объектов капитального строительства по их назначению и функционально-технологическим особенностям:** 16.5.1.17.

#### Технико-экономические показатели объекта капитального строительства

Наименование технико-экономического показателя	Единица измерения	Значение
Протяженность	километр	2,08
Уровень ответственности	-	Нормальный

### 14. Дорога автомобильная подъездная к кусту скважин № 26 (въезд № 2)

**Адрес объекта капитального строительства:** Россия, Ямало-Ненецкий автономный округ, район Ямальский, Южно-Тамбейский лицензионный участок.

**Функциональное назначение по классификатору объектов капитального строительства по их назначению и функционально-технологическим особенностям:** 20.1.1.2.

#### Технико-экономические показатели объекта капитального строительства




Наименование технико-экономического показателя	Единица измерения	Значение
Протяженность	километр	0,6878
Уровень ответственности	-	Нормальный

### 3.3.4 Технологические решения

#### Обвязка кустов скважин

Проектной документацией предусматривается расширение семи существующих кустов №№ 2, 26, 30, 35, 40, 45, 46 Южно-Тамбейского ГКМ с обустройством дополнительных скважин. Общий фонд скважин, обустраиваемых в рамках проекта, составляет 29 шт., из которых: газовых скважин – 1 шт.; газоконденсатных скважин – 10 шт; газоконденсатных скважин (юрские отложения) – 18 шт.

Также, в связи с разработкой специалистами ОАО "Ямал СПГ" схемы перспективного развития ГСС для расключения меловой и юрской систем сбора, в данной проектной документации предусматривается переобвязка существующих площадок кустов газовых скважин №№ 7, 30, 44 и 46 обвязанных в рамках проектной и рабочей документации объектов 12.055, 13.015, 77.17.021, 21.007, 21.021.

Инв. № подл.	Взам. инв. №					Подп. и дата																				
<p>Связка кустов скважин</p> <p>Проектной документацией предусматривается расширение семи существующих кустов №№ 2, 26, 30, 35, 40, 45, 46 Южно-Тамбейского ГКМ с обустройством дополнительных скважин. Общий фонд скважин, обустраиваемых в рамках проекта, составляет 29 шт., из которых: газовых скважин – 1 шт.; газоконденсатных скважин – 10 шт; газоконденсатных скважин (юрские отложения) – 18 шт.</p> <p>Также, в связи с разработкой специалистами ОАО "Ямал СПГ" схемы перспективного развития ГСС для расключения меловой и юрской систем сбора, в данной проектной документации предусматривается переобвязка существующих площадок кустов газовых скважин №№ 7, 30, 44 и 46 обвязанных в рамках проектной и рабочей документации объектов 12.055, 13.015, 77.17.021, 21.007, 21.021.</p>																										
<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>13</td><td>-</td><td>Зам.</td><td>П265-25</td><td></td><td>23.10.25</td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table>												13	-	Зам.	П265-25		23.10.25	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<div>20.002.1-П31.ТЧ</div>		<div>Лист</div> <div>48</div>
13	-	Зам.	П265-25		23.10.25																					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата																					



В соответствии с требованиями Задания на проектирование в целях унификации для газовой скважины (пласт ПК1) и газоконденсатных скважин (пласты ТП, ХМ) принята типовая схема обвязки, предусмотренная проектом 13.015 "Строительство комплекса по добыче, подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ", получившим положительные заключения Государственной экспертизы № 060-17/ГГЭ-8113/02 от 26.01.2017, № 89-1-1-3-004914-2019 от 06.03.2019.

Данная схема предполагает применение арматурных блоков обвязки и арматурных блоков задавочных линий полной заводской готовности. В составе арматурных блоков обвязки скважин на выкидной линии предусматривается запорная и регулирующая арматура, а также средства контроля и автоматизации, которые предназначены для регулирования дебита скважин с коррекцией по давлению, отключения скважины от кустового коллектора автоматически, дистанционно с пульта оператора и в ручном режиме по месту.

Технические решения по обвязке обустраиваемых скважин позволяют выполнять все необходимые операции при эксплуатации скважин и их ремонте, проводить продувку скважин со сжиганием газа в амбаре существующих горизонтальных горелочных устройств, а также глушение скважин.

Набор оборудования и КИПиА арматурных блоков обвязки обеспечивает постоянный мониторинг параметров работы скважин с возможностью их оперативного регулирования, а также автоматическое отключение скважин и позволяет эксплуатировать скважины без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Учитывая значения максимальных статических давлений для скважин пластов ПК1 и ТП, ХМ применяются два типа арматурных блоков:

- на давление PN16,0 МПа – для газовой скважины пласта ПК1;
- на давление PN25,0 МПа – для газоконденсатных скважин пластов ТП, ХМ.

Для скважин пласта ЮЯ применяются арматурные блоки на давление PN63,0 МПа.

Расстояние между устьями скважин пластов ПК1, ТП, ХМ принято 40 м.


Проектируемые скважины юрских отложений делятся на 2 группы:

№171, №175, №Ю261, №Ю262, №Ю263, №Ю264, №Ю301, №Ю302, №Ю303, №Ю304)

№Ю265, №Ю266, №Ю267, №Ю268, №Ю269, №Ю2610, №Ю2611.

Они характеризуются аномально высоким пластовым давлением (от 53,4 до 68,3 МПа). Пластовый газ юрских отложений содержит диоксид углерода (содержание CO<sub>2</sub> – 0,82 % мольн.), а конденсат углеводородный содержит до 1,69 % масс. парафинов. Данные особенности юрских скважин определяют индивидуальный подход к техническим решениям их обвязки.

Учитывая значение максимального статического давления на устье юрских скважин (48,3 МПа) и расчетное давление (22,3 МПа) существующих трубопроводов обвязки кустов, к которым предусматривается подключение, в составе арматурных блоков обвязки юрских скважин предусмотрено редуцирование давления газа.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
13	-	Зам.	П265-25		23.10.25	<b>20.002.1-П31.ТЧ</b>			49
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата				

Защита трубопроводов от превышения давления выше допустимого обеспечивается установкой блока предохранительных клапанов (БПК) в составе арматурных блоков обвязки каждой юрской скважины.

Проектируемые скважины юрских отложений (№11 (Ю265), №12 (Ю266), №13 (Ю267), №14 (Ю268), №15 (Ю269), №16 (Ю2610), №17 (Ю2611), №36 (Ю3010)), согласно показателям разработки, характеризуются аномально высоким пластовым давлением (до 48,0 МПа в зависимости от глубины залегания кровли). Кроме того, пластовый газ юрских отложений Южно-Тамбейского ГКМ содержит диоксид углерода (содержание CO<sub>2</sub> – 0,82 % мольн.), а конденсат углеводородный содержит до 1,69 % масс. парафинов. Данные особенности юрских скважин предопределяют индивидуальный подход к техническим решениям их обвязки.

Таким образом, учитывая значение максимального статического давления на устье юрских скважин (52,4 МПа) и расчетное давление (10,0 МПа) дополнительных трубопроводов обвязки куста газовых скважин №26, к которым предусматривается подключение, в составе арматурных блоков обвязки необходимо редуцирование давления потока газа.

Для автоматического аварийного отключения юрских скважин в случае повышения на 10% или понижения на 20% давления пластового газа в выкидной линии в составе арматурного блока обвязки, предусматривается установка электроприводной арматуры (время закрытия не более 120 сек) и механического клапана-отсекателя.

Защита трубопроводов от превышения давления выше допустимого обеспечивается установкой блока предохранительных клапанов (БПК) в составе арматурных блоков обвязки каждой юрской скважины, а также на газосборном коллекторе от скважин №Ю265...№Ю2611.

Сброс пластового газа при срабатывании предохранительного клапана предусматривается на свечу рассеивания предусмотренную для скважин №Ю261...№Ю2611. Для снижения относительной плотности пластового газа по воздуху (п. 29 Руководства по безопасности факельных систем) предусматривается установка сепаратора свечного. При этом высота сбросной свечи принята на основании расчета приземной концентрации горючего газа и составляет 6 м. Максимальная приземная концентрация для принятой высоты свечи составляет 12,9 %, что не превышает 50% нижнего предела распространения пламени (воспламенения) (29г/м<sup>3</sup>).

Принимая во внимание высокую степень коррозионной агрессивности газа юрских отложений ввиду большого устьевого давления (34,5 МПа) и значительного содержания CO<sub>2</sub>, а также содержание парафинов в углеводородном конденсате, проектом предусматривается подача ингибитора коррозии и ингибитора парафиноотложений в обвязку юрских скважин.

Учитывая влияние углекислотной коррозии на материал трубопроводов и соединительных деталей в обвязке юрских скважин №Ю261, №Ю262, №Ю263, №Ю264, №Ю265, №Ю266, №Ю267, №Ю268, №Ю269, №Ю2610, №Ю2611, №Ю301, №Ю302, №Ю303, №Ю304 от фонтанной арматуры до арматурного блока обвязки заводского исполнения применяются трубы из низколегированной стали 13ХФА и соединительные

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
13	-	Зам.	П265-25		23.10.25	<b>20.002.1-П31.ТЧ</b>			50
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата				

детали из стали 09Г2С с наплавкой внутренней поверхности, стойкой к коррозионному воздействию и эрозионному износу, предусмотрен постоянный мониторинг коррозии.

Учитывая высокое содержание парафинов в углеводородном конденсате, проектом предусматривается подача ингибитора парафиноотложений. Для скважин №12 (171) и №16 (175) подача ингибитора осуществляется совместно с ингибитором коррозии в выкидную линию и в затрубное пространство. Для скважин №Ю261, №Ю262, №Ю263, №Ю264, №Ю265, №Ю266, №Ю267, №Ю268, №Ю269, №Ю2610, №Ю2611, №Ю301, №Ю302, №Ю303, №Ю304, №Ю3010 предусмотрена подача ингибитора парафиноотложений после первой ступени редуцирования в составе арматурных блоков выкидных линий скважин.

Для предупреждения образования гидратов предусмотрена подача ингибитора гидратообразования – метанола.

Размещение устьев юрских скважин №12 (171) и №16 (175) предусматривается на расстоянии от соседних скважин куста не менее 110 м и 120 м, соответственно.

Решения по юрским скважинам разработаны с учетом положений Обосновывающего отчета согласно положениям пункта 6 Статьи 15 Федерального Закона от 30.12.2009 № 384–ФЗ.

Решения по разгрузке МКП направлены на обеспечение безопасной эксплуатации объекта и соответствуют Изменению № 2 к Обоснованию безопасности опасного производственного объекта "Фонд скважин Южно-Тамбейского ГКМ", получившему Заключение экспертизы промышленной безопасности (регистрационный №57-ОБ-06212-2020).

Проектируемые скважины оснащаются средствами автоматизации и контроля с подключением к существующему диспетчерскому комплексу телеметрического измерительного комплекса куста, что обеспечивает возможность постоянного мониторинга и оперативного регулирования параметров работы скважин.

Телемеханизация кустов обеспечивает:

- сбор информации и управление (регулирование) дебитом скважины, количеством подаваемого метанола в реальном режиме времени;
- непрерывный контроль состояния оборудования;
- сигнализацию и протоколирование параметров работы оборудования, сбор информации о состоянии каналов связи и устройств комплекса;
- определение интегральных показателей функционирования кустов скважин.

Проектируемые скважины оснащаются системой контроля загазованности, забойными датчиками с передачей показаний в систему цифрового месторождения.

Подключение проектируемых скважин предусматривается к коммуникациям существующих кустов для транспорта газоконденсатной смеси на входные сооружения по существующим газопроводам газосборной сети Южно-Тамбейского ГКМ.

#### **Газосборная сеть**

Подключение проектируемых скважин предусматривается к существующим трубопроводам кустов с последующим транспортом по существующим газопроводам-шлейфам газосборной системы Южно-Тамбейского ГКМ на входные сооружения.

Инв. № подл.	Взам. инв. №					Лист
	Подп. и дата					
Информации о состоянии каналов связи и устройств комплекса; – определение интегральных показателей функционирования кустов скважин.	Проектируемые скважины оснащаются системой контроля загазованности, забойными датчиками с передачей показаний в систему цифрового месторождения.					20.002.1-П31.ТЧ
	Подключение проектируемых скважин предусматривается к коммуникациям существующих кустов для транспорта газоконденсатный смеси на входные сооружения по существующим газопроводам газосборной сети Южно-Тамбейского ГКМ.					
	<b>Газосборная сеть</b>					
Подключение проектируемых скважин предусматривается к существующим трубопроводам кустов с последующим транспортом по существующим газопроводам-шлейфам газосборной системы Южно-Тамбейского ГКМ на входные сооружения.						
13	-	Зам.	П265-25		23.10.25	51
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата	

Прокладка существующих трубопроводов газосборной сети – надземная в теплоизоляции (от 60 до 100 мм).


Анализ результатов теплогидравлических расчетов существующих газопроводов-шлейфов газосборной сети Южно-Тамбейского ГКМ с учетом ввода проектируемых скважин показал, что в целом пропускной способности существующих трубопроводов достаточно для транспорта газа от кустов №№ 2, 26, 30, 35, 40, 45, 46. Однако, с учетом того, что к 2030 году наблюдается недостаточность существующего газопровода-шлейфа DN200 5,5 км от куста скважин № 26 до кранового узла №12, а также в связи с подключением дополнительных скважин юрских залежей к существующим коммуникациям КГС № 26, принято решение о выполнении отдельного транспорта газоконденсатной смеси от существующих и новых меловых скважин куста газовых скважин № 26 и от скважин юрских залежей. Для меловых скважин предусматривается прокладка дополнительного газопровода-шлейфа диаметром 300 мм с расчетным давлением 22,3 МПа, с подключением к существующим коммуникациям газосборной сети Южно-Тамбейского ГКМ в районе кранового узла № 12. Транспорт газоконденсатной смеси от юрских скважин Ю261, Ю262, Ю263, Ю264 будет осуществляться по существующему газопроводу-шлейфу DN200 куста № 26. Общая протяженность газопровода-шлейфа с учетом опусков, подъемов, поворотов и компенсаторов составляет около ~ 5780 метров.

Для транспорта газоконденсатной смеси от юрских скважин №Ю261, №Ю262, №Ю263, №Ю264, №Ю265, №Ю266, №Ю267, №Ю268, №Ю269, №Ю2610, №Ю2611 куста газовых скважин №26 предусматривается прокладка дополнительного газопровода диаметром 400 мм с расчетным давлением 10,0 МПа, с подключением к существующим коммуникациям газосборной сети Южно-Тамбейского ГКМ в районе кранового узла №12.

Общая протяженность газопровода-шлейфа с учетом опусков, подъемов, поворотов и компенсаторов составляет около ~ 5800 метров.

Расключение меловой и юрской системы сбора кустов газовых скважин №№ 7, 30, 44 и 46 за пределами площадок кустов не входит в объем данной проектной документации.

Выбор способа прокладки газопровода-шлейфа определялся, с одной стороны, необходимостью сохранения как можно более высоких температур газоконденсатной смеси на входе в УКПГ, с другой – зона со сложными геокриологическими условиями предопределила преимущественно надземный способ прокладки. Принимая во внимание, что газопровод-шлейф проходят по длине в различных мерзлотно-грунтовых условиях, проектной документацией предусматривается основная надземная прокладка на опорах, с размещением на них трубопроводов. Ввиду того что ранее запроектированные газопроводы-шлейфы месторождения выполнены надземно, то и новый газопровод-шлейф выполняется в надземной прокладке, теплоизолированными трубопроводами на низких опорах (эстакадах). Минимальная высота прокладки надземных трубопроводов от поверхности земли до низа трубопровода (изоляции) принята не менее 0,6 метров, максимальная – не более 3,0 метров.

Инв. № подл.	Подп. и дата		Взам. инв. №		<div style="text-align: center; font-weight: bold; font-size: 1.2em;">20.002.1-П31.ТЧ</div>						Лист
											52
13	-	Зам.	П265-25		23.10.25						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата						



- замена трансформатора в существующем модуле 100 кВА на 160 кВА;
- замена блочного модуля ДЭС 100 кВт на 160 кВт.

Основные показатели электроснабжения по потреблению электроэнергии дополнительно подключаемых к существующим БКЭС приведены в таблице 3.3.

**Таблица 3.3 - Основные показатели электроснабжения**

Наименование	Значение
Расчетная мощность проектируемых потребителей, подключаемых к ESS-402	7,3 кВт
Расчетная мощность проектируемых потребителей, подключаемых к ESS-426	14,76 кВт
Расчетная мощность проектируемых потребителей, подключаемых к ESS-4261	71,22 кВт
Расчетная мощность проектируемых потребителей, подключаемых к ESS-430	46,78 кВт
Расчетная мощность проектируемых потребителей, подключаемых к ESS-4302	71,22 кВт
Расчетная мощность проектируемых потребителей, подключаемых к ESS-435	24,78 кВт
Расчетная мощность проектируемых потребителей, подключаемых к ESS-440	56,95 кВт
Расчетная мощность проектируемых потребителей, подключаемых к ESS-445	7,3 кВт
Расчетная мощность проектируемых потребителей, подключаемых к ESS-446	24,78 кВт
Напряжения распределения	400 В, 400/230 В

### 3.3.6 Водоснабжение и водоотведение


На площадках кустов скважин в связи с отсутствием постоянного обслуживающего персонала расход воды на хозяйственно-питьевые нужды отсутствует, системы хозяйственно-питьевого водоснабжения проектными решениями не предусматриваются.

### 3.3.7 Отопление, вентиляция, кондиционирование

Основными потребителями тепла является блок-боксы системы регулируемой подачи ингибитора (СРПИ) и БКЭС и блок-бокс АСУ полной заводской готовности.

Потребление тепла на нужды отопления и вентиляции блок-боксов - круглосуточное в течение отопительного периода.

В связи с удаленностью площадок строительства кустов газовых скважин от источника тепла и отсутствием на кустах скважин сетей теплоснабжения в качестве источника теплоснабжения принята электрическая энергия.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
13	-	Зам.	П265-25		23.10.25	<b>20.002.1-ПЗ1.ТЧ</b>			54
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				



Расчетные тепловые потоки приведены в таблице 3.4.

**Таблица 3.4 Тепловые нагрузки на отопление, вентиляцию**

Потребители	Расчётный тепловой поток, МВт				Источник тепла
	отопление	вентиляция	гор.водосн.	всего	
Куст газовых скважин №30. Блок-бокс СРПИ для скважины №171	0,008	0,003	-	0,011	электро
Куст газовых скважин №40. Блок-бокс СРПИ для скважины №175	0,008	0,003	-	0,011	электро
Куст газовых скважин №26 Блок-бокс электроснабжения	0,009	-	-	0,009	электро
Куст газовых скважин №26 Блок-бокс электроснабжения с АДЭС	0,009	-	-	0,009	электро
Куст газовых скважин №30 Блок-бокс электроснабжения	0,009	-	-	0,009	электро
Куст газовых скважин №26 Блок-бокс АСУ	0,006	-	-	0,006	электро

### 3.3.8 Сети связи

В соответствии с заданием на проектирование подключение комплекса технологической связи в объеме расширения существующих кустов скважин к сети связи общего пользования в рамках данного проекта не предусматривается.

На территории существующих кустовых площадок №№ 2, 26, 30, 35, 40, 45, 46 в рамках ранее разработанной проектной документации 13.015 "Строительство комплекса по добыче, подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ", получившей положительные заключения Государственной экспертизы № 060-17/ГГЭ-8113/02 от 26.01.2017, № 89-1-1-3-004914-2019 от 06.03.2019 предусмотрена организация следующих систем технологической связи:

- корпоративная локальная вычислительная сеть (ЛВС);
- автоматическая телефонная связь (IP-телефония, с организацией связи с пожарным депо, выходом в корпоративную сеть Заказчика и на сеть связи общего пользования);
- транкинговая радиосвязь стандарта TETRA.

Для каждой кустовой площадки организованы ВОЛС по двум альтернативным маршрутам с использованием стоечных линий по эстакадам газопроводов-шлейфов и по опорам ВЛ 10 кВ.

Автоматическая телефонная связь на кустовых площадках также реализована по проектной документации 13.015.1 посредством установки в блок-контейнерах АСУ

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.		20.002.1-П31.ТЧ				Лист
13	-	Зам.	П265-25	23.10.25						55
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

оборудования абонентской периферии системы IP-телефонии существующего аппаратно-программного комплекса CUCM (Cisco Unified Communications Manager) корпоративной сети ОАО "Ямал СПГ".

Обслуживающий персонал оснащен мобильными радиотерминалами TGR-990, используемыми для установки на транспортных средствах, и портативными взрывозащищенными радиотерминалами типа THR9 EX.

Эксплуатируемое оборудование комплекса технологической связи на расширяемых кустовых площадках №№ 2, 30, 35, 40, 45, 46 является полнофункциональным, имеет достаточные резервы по емкости и производительности, соответствует требованиям действующих нормативных документов РФ в области принципов и правил организации обеспечения средствами производственной связи, а также полностью удовлетворяет потребность руководящего и эксплуатационного персонала в средствах и видах технологической производственной связи с учетом проектируемых скважин Южно-Тамбейского месторождения.

Согласно требованиям п. 15 Изменения №8 к Заданию на проектирование объекта "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ", с учетом дополнительных требований ТУ Заказчика по расширению существующего комплекса технологической связи площадки КГС № 26 в связи расширением действующего комплекса АСУ установкой дополнительного блок-бокса модульной аппаратной АСУ MER-4261, последний оснащается типовым набором средств технологической связи кустовых площадок производственной зоны Южно-Тамбейского ГКМ – VoIP телефонным аппаратом и периферийным оборудованием (информационными розетками и подключающими КЛС) горизонтального участка внутридомовой СКС проектируемого сегмента ЛВС технологической связи для организации доступа к ресурсам действующей МСПД Южно-Тамбейского ГКМ, в том числе для подключения к опорному оборудованию действующей АТС VoIP-телефонии Завода СПГ. Для организации данного подключения предусматривается вновь проектируемый участок внутриплощадочной резервированной подключающей ВОЛС "модульная аппаратная MER-4261 в проектируемом дополнительном блок-боксе АСУ КГС№26 - модульная аппаратная MER-426 в существующем блок-контейнере АСУ КГС№26" и реконструкция сети межплощадочных подключающих ВОЛС на участках "модульная аппаратная MER-426 в блок-контейнере АСУ КГС№26 – локальная аппаратная АСУ LER 014 в производственном здании УРМ№1 на площадке входных сооружений Завода СПГ – центральная аппаратная связи СТР-052 в здании Центральной Операторной ССВ на площадке Административной зоны Завода СПГ".

Для обеспечения стабильной двусторонней радиотелефонной связи в проектируемом ББ АСУ MER-4261 предусматривается установка внутридомового оборудования и АФТ абонентской стационарной радиостанции стандарта TETRA подключаемой к опорному оборудованию существующей базовой станции действующей

Инв. № подл.	Взам. инв. №		Подп. и дата		<div style="text-align: center; font-weight: bold; font-size: 1.2em;">20.002.1-П31.ТЧ</div>	Лист	
	13	-	Зам.	П265-25		23.10.25	56
	Изм.	Кол.уч	Лист	№док.		Подп.	Дата



сети подвижной УКВ радиосвязи стандарта TETRA производственной зоны Южно-Тамбейского ГКМ.


### 3.3.9 Основные показатели по генеральным планам

Основные показатели по генеральным планам проектируемых площадок приведены в таблице 3.5.

**Таблица 3.5 - Основные показатели по генеральным планам проектируемых площадок**

Наименование показателя	Ед. изм.	Наименование площадок кустов скважин								
		№2	№7	№26	№30	№35	№40	№44	№45	№46
Площадь участка в условных границах	га	1,1370	0,1470	12,9882	3,5862	2,0988	2,5850	1.4960	1,3230	2,7720
Площадь проектируемых автопроездов	м <sup>2</sup>	600	-	11100	5440	1235	3825	-	1080	1180
Площадь автопроездов, запроектированных ранее	м <sup>2</sup>	-	-	1940	273	-	-	-	-	-
Площадь проектируемой застройки	м <sup>2</sup>	110	100	1600	850	250	600	3400	110	3620
Площадь застройки, запроектированной ранее	м <sup>2</sup>	-	50	200	-	-	-	50	-	300
Площадь укрепления откосов	м <sup>2</sup>	3600	-	23500	300	4450	3750	2900	2050	2500
Площадь незастроенной территории:										
- укрепленная	м <sup>2</sup>	3510	-	9450	2202	10600	1480	-	1700	-
- неукрепленная	м <sup>2</sup>	3550	1320	82092	26797	4453	16195	8610	8290	20120

Изм. № подл.	Взам. инв. №
Подп. и дата	
Изм.	Кол.уч

13	-	Зам.	П265-25		23.10.25
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

**20.002.1-П31.ТЧ**

Лист

57

#### 4 Потребность в основных видах ресурсов

Проектируемые скважины потребляют следующие реагенты:

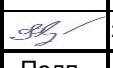
- метанол;
- ингибитор коррозии (для скважин №171 и №175);
- ингибитор парафиноотложений.

Потребность в основных реагентах приведена в таблице 4.1.


Расход электроэнергии, потребляемой оборудованием, запорной и регулирующей арматурой обвязки проектируемых скважин составляет 7539 МВт·ч/год.

**Таблица 4.1 – Потребность в основных реагентах**

Год	Метанол, т/год (ГОСТ 2222-5)	Ингибитор коррозии, т/год	Ингибитор парафиноотложений, т/год
2021	1870,39	4,62	23,42
2022	1681,63	4,62	23,42
2023	3003,63	9,14	46,32
2024	2852,87	9,14	46,32
2025	2776,43	8,60	43,58
2026	3070,90	7,83	39,68
2027	2963,24	6,71	33,98
2028	2916,13	6,36	32,23
2029	2836,71	5,81	29,43
2030	1967,91	5,44	27,56
2031	1841,13	5,15	26,10
2032	1735,09	4,92	24,93
2033	1593,84	4,73	23,95
2034	1442,61	4,56	23,12
2035	1279,51	4,42	22,40
2036	1153,38	4,30	21,76
2037	937,25	4,18	21,19
2038	786,03	4,08	20,67
2039	731,84	3,99	20,21
2040	708,33	3,90	19,78
2041	647,34	3,83	19,38
2042	608,31	3,75	19,02
2043	563,71	3,69	18,68
2044	500,29	3,63	18,37
2045	496,84	3,57	18,09
2046	479,35	3,52	17,82
2047	3025,64	3,47	17,56
2048	2835,41	3,42	17,33
2049	2604,34	3,38	17,10
2050	2830,65	3,33	16,89
2051	2597,68	3,29	16,69
2052	2372,65	3,26	16,50

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			20.002.1-П31.ТЧ						
			58						
13	-	Зам.	П265-25		23.10.25				
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				


Год	Метанол, т/год (ГОСТ 2222-5)	Ингибитор коррозии, т/год	Ингибитор парафиноотложений, т/год
2053	2129,01	3,22	16,31
2054	2029,50	3,19	16,14
2055	1722,46	3,15	15,98
2056	1342,98	3,12	15,82
2057	1464,21	3,09	15,67
2058	1554,97	3,06	15,53
2059	1281,39	3,04	15,39
2060	495,98	3,01	15,25
2061	494,72	2,99	15,13
2062	434,27	2,96	15,00
2063	457,20	2,94	14,89
2064	411,97	2,92	14,77
2065	449,60	2,89	14,66
2066	452,64	2,87	14,55
2067	452,03	2,85	14,45
2068	438,27	2,83	14,35
2069	433,38	2,81	14,25
2070	424,29	2,79	14,16
2071	347,21	1,40	7,09

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
13	-	Зам.	П265-25		23.10.25	<b>20.002.1-П31.ТЧ</b>			59
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

## 5 Комплексное использование сырья, вторичных ресурсов, отходов производства

Для комплексного использования сырья, вторичных ресурсов проектной документацией предусматривается ряд мероприятий:

- применение герметичного технологического оборудования, запорно-регулирующей и предохранительной арматуры;
- оснащение технологического оборудования средствами контроля, автоматики;
- применение теплоизоляции из негорючих материалов оборудования, арматуры и трубопроводов;
- применение современного энергосберегающего оборудования и материалов.

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №					
13	-	Зам.	П265-25		23.10.25	<b>20.002.1-П31.ТЧ</b>					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата						60

## 6 Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала

Объектами капитального строительства являются скважины, которые войдут в зону обслуживания завода СПГ Южно-Тамбейского ГКМ. Размещение скважин предусматривается на существующих кустовых площадках, подключение скважин предусматривается в существующую газосборную сеть Южно-Тамбейского ГКМ.

Проектируемый комплекс объектов будет полностью интегрирован в существующие системы управления, безопасности, электроснабжения, водоснабжения, теплоснабжения и иные системы завода СПГ.

Все технические и организационные решения по управлению, эксплуатационному и ремонтному обслуживанию, режиму труда и отдыха и другие, действующие в составе завода СПГ, распространяются и на проектируемый комплекс объектов.

Обслуживание проектируемого комплекса будет осуществляться вахтовым методом организации работ, принятым для всех подразделений завода СПГ.

Для эксплуатационного персонала завода СПГ, в том числе и для персонала проектируемого комплекса объектов, приняты следующие режимы труда:

- продолжительность вахты – 30 дней;
- продолжительность смены – 12 часов.

В состав одной вахты входят 2 смены:

- дневная смена – с 8.00 часов утра до 20.00 часов;
- ночная смена – с 20.00 часов до 8.00 часов утра.


Дополнительная численность персонала по обслуживанию скважин, предусмотренных в составе данной проектной документации, составит 2 человека (оператор по добыче нефти и газа 2-4 р.) Группа производственных процессов – 1б, 2г.

Численность персонала проектируемого комплекса объектов:

- персонал одной вахты – 1 человек;
- персонал максимальной смены (дневной) – 1 человек.

Проектной документацией предусматривается 1 рабочее место.


Рабочие места персонала располагаются в существующих зданиях, в которых рабочие места аттестованы в установленном порядке.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
13	-	Зам.	П265-25		23.10.25	<b>20.002.1-П31.ТЧ</b>		61	
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата				

## 7 Сведения о разработке специальных технических условий, обоснования безопасности


При разработке технических решений учтены следующие документы:

- Изменение №2 к Обоснованию безопасности опасного производственного объекта "Фонд скважин Южно-Тамбейского ГКМ", регистрационный номер ОПО А59-60514-0001 (III класс опасности), разработано ООО "НПП Инновации ТЭК" (копия приведена в томе 1.1);
- Заключение экспертизы промышленной безопасности № 4 к Изменению № 2 к обоснованию безопасности опасного производственного объекта "Фонд скважин Южно-Тамбейского ГКМ", регистрационный номер 57-ОБ-06212-2020 от 14.02.2020, выдано Экспертной организацией ООО "ПромЭксперт" (копия приведена в томе 1.1);
- Уведомление о внесении сведений в реестр заключений экспертизы промышленной безопасности (копия приведена в томе 1.1);
- Письмо Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 19.02.2020 № 322-219 (копия приведена в томе 1.1);
- Изменение №1 к Обоснованию безопасности опасного производственного объекта "Система промысловых трубопроводов Южно-Тамбейского ГКМ", регистрационный номер ОПО А59-60514-0015 (I класс опасности), разработано ООО "ПромАльянс" (копия приведена в томе 1.11);
- Заключение экспертизы промышленной безопасности № 0011-ОБ/25 к Изменению №1 Обоснования безопасности опасного производственного объекта "Система промысловых трубопроводов Южно-Тамбейского ГКМ", регистрационный номер 01-ОБ-21427-2025 от 24.06.2025, выдано Экспертной организацией ООО "ПрофЭксп" (копия приведена в томе 1.11);
- Выписка из реестра заключений экспертизы промышленной безопасности к Изменению №1 Обоснования безопасности опасного производственного объекта "Система промысловых трубопроводов Южно-Тамбейского ГКМ", регистрационный номер УВ.77.021427.25-У5 от 24.06.2025, выдана Ростехнадзором (копия приведена в томе 1.11);
- Обосновывающий отчёт согласно положениям пункта 6 статьи 15 Федерального закона от 30.12.2009 №384-ФЗ "Технический регламент о требованиях безопасности зданий и сооружений" при проектировании и строительстве объекта "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ", разработан ООО "ПромАльянс", утверждён ОАО "Ямал СПГ" 26.04.2024 (копия приведена в томе 1.10);

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				
13	-	Зам.	П265-25		23.10.25	<div>20.002.1-П31.ТЧ</div> <div>Лист 62</div>
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата	

- Отчет о научно-техническом сопровождении проектной документации эстакады газопровода-шлейфа от куста газовых скважин № 26 до кранового узла № 12, №1075-НТС, разработан ООО "ИнжГеоСервис" в 2024 году (копия приведена в томе 1.10);
- Отчет, содержащий результаты применения предусмотренных частью 6 статьи 15 Федерального закона "Технический регламент о безопасности зданий и сооружений" от 30.12.2009 №384-ФЗ способов обоснования (пункты 2-4 части 6 статьи 15) соответствия архитектурных, функционально-технологических, конструктивных, инженерно-технических и иных решений и мероприятий по обеспечению безопасности зданий, сооружений, процессов, осуществляемых на всех этапах их жизненного цикла, требованиям, установленным указанным Федеральным законом", разработан ООО "ПромАльянс", утверждён ОАО "Ямал СПГ" 01.07.2025 (копия приведена в томе 1.10);
- Специальные технические условия, отражающие специфику обеспечения пожарной безопасности и содержащие комплекс необходимых инженерно-технических и организационных мероприятий по обеспечению пожарной безопасности объекта "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ", разработан ООО "ПромАльянс", утверждён ОАО "Ямал СПГ" 23.06.2025 (копия приведена в томе 1.1);

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

						<b>20.002.1-П31.ТЧ</b>	Лист
13	-	Зам.	П265-25		23.10.25		63
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата		


## 8 Сведения об использованных компьютерных программах

При выполнении расчетов конструктивных и строительных элементов, при определении параметров технологических процессов использованы современные компьютерные программы, сведения о которых приведены в таблице 8.1.

**Таблица 8.1 - Сведения об использованных компьютерных программах**

Наименование программ, операционных систем	Разработчик программ	Лицензия	Назначение
<b>PIPERHASE</b>	Invensys Systems Inc.		Тепловые и гидравлические расчеты стационарных режимов
<b>Старт 4.71 R2</b>	НТП "Трубопровод", г. Москва	№ 925	Система расчета прочности и жесткости трубопроводов различного назначения
<b>Лира-САПР 2013</b>	ООО "Лира САПР", г. Киев	№ 1Д_2754-13	Проектирование и расчеты строительных конструкций
<b>MapInfo Professional 10.5 Rus</b>	Pitney Bowes Software Inc., г. Трой, США	MIPWRS0850100031, MIPWRS0850100032	Система разработки специальных карт и работы с материалами экологических изысканий подрядных организаций
<b>РТСТ</b>	ОАО "ЮЖНИИГИПРОГАЗ"	Без ограничения	Расчет толщины стенки трубопровода по СНиП 2.05.06-85 и СП 34-116-97
<b>Призма</b> (версия 4.3.03)	НПП "Логус", г. Красногорск, Московской обл.	Лицензионный договор № 7579-ЛД от 21.11.2017	ПО для расчета загрязнения атмосферы и графическое представление полей приземных концентраций
<b>АРМ "Акустика"</b>	ООО "ЭКОБЛИК" С-Петербург	Договор от 12.04.2013 № А19-013	Автоматизация деятельности при оценке внешнего акустического воздействия

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

13	-	Зам.	П265-25		23.10.25
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

**20.002.1-ПЗ1.ТЧ**

Лист

64



## 9 Этапы строительства


Строительство объектов предусмотрено по этапам, согласованным ОАО "Ямал СПГ" (приложение 1 к Изменению № 10 к Заданию на проектирование, копия приведена в томе 1.1).

Перечень объектов по этапам строительства, их краткое описание приведены в таблице 9.1.

**Таблица 9.1 – Перечень этапов строительства объекта "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ"**

Этап строительства	Здания, сооружения, сети	Назначение, основные объекты, виды работ
<b>Этапы 1 - 20</b>		
<b>1</b>	Скважина № 9 на кусте № 35	Обвязка устья скважины №9 Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста №35 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста №35 (сущ.)
<b>2</b>	Скважина № 10 на кусте № 35	Обвязка устья скважины №10; Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста №35 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста №35 (сущ.)
<b>3</b>	Автопроезды к скважинам № 9 и № 10 на кусте № 35	Устройство автопроездов к скважинам № 9 и № 10 (этапы 1, 2). Благоустройство незастроенной территории скважин № 9 и № 10 на кусте № 35
<b>4</b>	Скважины № 13, № 14 и № 15 на кусте № 40	Обвязка устьев скважин №13, №14 и №15; Сети внутриплощадочные. Скважины подключаются к газосборному коллектору куста №40 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста №40 (сущ.)
<b>5</b>	Автопроезды к скважинам № 13, № 14 и № 15 на кусте № 40	Устройство автопроездов к скважинам № 13, № 14 и № 15 (этап 4). Благоустройство незастроенной территории скважин №13, №14 и №15 на кусте №40
<b>6</b>	Скважина № 175 на кусте № 40	Обвязка устья скважины №175; Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста №40 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста №40 (сущ.)
<b>7</b>	Автопроезды к скважине № 175 на кусте № 40	Устройство автопроезда к скважине № 175 (этап 6).

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

13	-	Зам.	П265-25		23.10.25
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

**20.002.1-П31.ТЧ**

Лист

65


																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																</	
--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	----	--

Этап строительства	Здания, сооружения, сети	Назначение, основные объекты, виды работ
		Благоустройство незастроенной территории скважины №8 на кусте №45
19	Скважина № 11 на кусте № 2	Обвязка устья скважины №11; Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста №2 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 2 (сущ.)
20	Автопроезд к скважине № 11 на кусте № 2	Устройство автопроезда к скважине № 11 (этап 19). Благоустройство незастроенной территории скважины № 11 на кусте № 2

**Этапы 21 - 48**

<b>Этап 21. Газопровод-шлейф от куста газовых скважин № 26 (расширение) до КУ № 12</b>	– газопровод-шлейф от КГС № 26;	Газопровод-шлейф от куста газовых скважин № 26 до КУ № 12.
<b>Этап 22. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю261</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– инженерная подготовка территории (на 4 скважины);</li> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю261;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю261;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю261;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю261;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю261 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	Обеспечение добычи пластовой смеси. Подготовка территории (на 4 скважины). Скважина № Ю261 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).
<b>Этап 23. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю262</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю262;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю262;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю262;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю262;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю262 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	Обеспечение добычи пластовой смеси. Скважина № Ю262 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).

Изм. инв. №	
Подп. и дата	
Изм. инв. №	

13	-	Зам.	П265-25		23.10.25
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата


**20.002.1-П31.ТЧ**

Лист

67

Этап строительства	Здания, сооружения, сети	Назначение, основные объекты, виды работ
<b>Этап 24. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю263</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю263;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю263;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю263;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю263;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю263 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	Обеспечение добычи пластовой смеси. Скважина № Ю263 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).
<b>Этап 25. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю264</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю264;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю264;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю264;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю264;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю264 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	Обеспечение добычи пластовой смеси. Скважина № Ю264 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).
<b>Этап 26. Дорога автомобильная подъездная к кусту скважин № 26 (въезд № 2)</b>	– проезд к кусту № 26.	Обеспечение проезда к кусту № 26
<b>Этап 27. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Внутриплощадочные проезды</b>	– внутриплощадочные проезды (для 4 скважин), включая благоустройство и озеленение площадки куста № 26.	Внутриплощадочные проезды, благоустройство и озеленение площадки куста № 26 (расширение).
<b>Этап 28. Отпайка от ВЛ 10 кВ к кусту газовых скважин № 26 до блок-бокс электроснабжения (расширение)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– ВЛЗ 10 кВ к кусту газовых скважин № 26.</li> <li>– блок-бокс электроснабжения;</li> </ul>	Электроснабжение дополнительных скважин куста № 26.
<b>Этап 29. Куст газовых скважин № 30 (расширение). Скважина № Ю301</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– инженерная подготовка территории (на 4 скважины);</li> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю301;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю301;</li> </ul>	Обеспечение добычи пластовой смеси. Подготовка территории (на 4 скважины). Скважина № Ю301 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

13	-	Зам.	П265-25		23.10.25
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата


20.002.1-П31.ТЧ

Лист

68

Этап строительства	Здания, сооружения, сети	Назначение, основные объекты, виды работ
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю301;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю301;</li> <li>– Замена свечевого сепаратора 3060-V-001 на больший по производительности</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю301 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	
<b>Этап 30. Куст газовых скважин № 30 (расширение). Скважина № Ю302</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю302;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю302;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю302;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю302;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю302 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	<p>Обеспечение добычи пластовой смеси. Скважина № Ю302 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).</p> <p><b>Ввод в эксплуатацию скважины №Ю302 не ранее этапа 29</b></p>
<b>Этап 31. Куст газовых скважин № 30 (расширение). Скважина № Ю303</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю303;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю303;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю303;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю303;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю303 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	<p>Обеспечение добычи пластовой смеси. Скважина № Ю303 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).</p> <p><b>Ввод в эксплуатацию скважины №Ю303 не ранее этапа 29</b></p>
<b>Этап 32. Куст газовых скважин № 30 (расширение). Скважина № Ю304</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю304;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю304;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю304;</li> </ul>	<p>Обеспечение добычи пластовой смеси. Скважина № Ю304 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).</p> <p><b>Ввод в эксплуатацию скважины №Ю304 не ранее этапа 29</b></p>

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

13	-	Зам.	П265-25		23.10.25
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата


20.002.1-П31.ТЧ

Лист

69

Этап строительства	Здания, сооружения, сети	Назначение, основные объекты, виды работ
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю304;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю304 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	
<b>Этап 33. Куст газовых скважин № 30 (расширение). Внутриплощадочные проезды</b>	– внутриплощадочные проезды (для 4 скважин), включая благоустройство и озеленение площадки куста № 30.	Внутриплощадочные проезды, благоустройство и озеленение площадки куста № 30 (расширение).
<b>Этап 34. Отпайка от ВЛ 10 кВ к кусту газовых скважин № 30 до блок-бокса электроснабжения (расширение)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– ВЛЗ 10 кВ к кусту газовых скважин № 30</li> <li>– блок-бокс электроснабжения</li> </ul>	Электроснабжение дополнительных скважин куста № 30.
<b>Этап 35. Газопровод-шлейф от куста газовых скважин № 26 (расширение) до КУ № 12</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– газопровод-шлейф от КГС № 26 (расширение).</li> <li>– эстакада</li> </ul>	Газопровод шлейф DN 400 от КГС 26 (расширение) до КУ12 (точка врезки в ГШ от КГС № 7).
<b>Этап 36. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю265</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– инженерная подготовка территории (на 7 скважин и блок-бокс АСУ);</li> <li>– блок-бокс АСУ MER-4261;</li> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю265;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю265;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю265;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю265;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю265 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	Обеспечение добычи пластовой смеси. Подготовка территории (на 7 скважин). Блок-бокс АСУ MER-4261. Скважина № Ю265 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).
<b>Этап 37. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю266</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю266;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю266;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю266;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю266;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> </ul>	Обеспечение добычи пластовой смеси. Скважина № Ю266 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

13	-	Зам.	П265-25		23.10.25
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

20.002.1-П31.ТЧ


Лист

70



Этап строительства	Здания, сооружения, сети	Назначение, основные объекты, виды работ
	– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю266 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).	
<b>Этап 38. Отпайка от ВЛ 10 кВ к кусту газовых скважин № 26 до блок-бокс электроснабжения (расширение)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– ВЛЗ 10 кВ к кусту газовых скважин № 26.</li> <li>– блок-бокс электроснабжения;</li> <li>– АДЭС;</li> </ul>	Электроснабжение 7 дополнительных скважин куста № 26.
<b>Этап 39. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю267</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю267;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю267;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю267;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю267;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю267 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	Обеспечение добычи пластовой смеси. Скважина № Ю267 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).
<b>Этап 40. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю268</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю268;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю268;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю268;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю268;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю268 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	Обеспечение добычи пластовой смеси. Скважина № Ю268 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).
<b>Этап 41. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю269</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю269;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю269;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю269;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю269;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины</li> </ul>	Обеспечение добычи пластовой смеси. Скважина № Ю269 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).

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

13	-	Зам.	П265-25		23.10.25
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата


20.002.1-ПЗ1.ТЧ

Лист

71

Этап строительства	Здания, сооружения, сети	Назначение, основные объекты, виды работ
	№ Ю269 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).	
<b>Этап 42. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю2610</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю2610;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю2610;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю2610;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю2610;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю2610 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	Обеспечение добычи пластовой смеси. Скважина № Ю2610 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).
<b>Этап 43. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю2611</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю2611;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю2611;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю2611;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю2611;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю2611 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	Обеспечение добычи пластовой смеси. Скважина № Ю2611 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).
<b>Этап 44. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Внутриплощадочные проезды</b>	– внутриплощадочные проезды (для 7 скважин), включая благоустройство и озеленение площадки куста № 26.	Внутриплощадочные проезды, благоустройство и озеленение площадки куста № 26 (расширение).
<b>Этап 45. Куст газовых скважин № 7 (переобвязка существующей системы сбора газа для разделения на меловую и юрскую)</b>	– Узел защиты от превышения давления на газопроводе КГС №7	Дооснащение БПК
<b>Этап 46. Куст газовых скважин № 30 (переобвязка существующей системы сбора газа для разделения на меловую и юрскую)</b>	– Узел защиты от превышения давления на газопроводе КГС №30	Дооснащение БПК

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

13	-	Зам.	П265-25		23.10.25
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

20.002.1-ПЗ1.ТЧ

Лист

72



Этап строительства	Здания, сооружения, сети	Назначение, основные объекты, виды работ
<b>Этап 47. Куст газовых скважин № 44 (переобвязка существующей системы сбора газа для разделения на меловую и юрскую)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Узел защиты от превышения давления на газопроводе КГС №44</li> <li>– Горизонтальное горелочное устройство</li> </ul>	Дооснащение БПК и ГФУ
<b>Этап 48. Куст газовых скважин № 46 (переобвязка существующей системы сбора газа для разделения на меловую и юрскую)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Узел защиты от превышения давления на газопроводе КГС №46</li> <li>– Горизонтальное горелочное устройство</li> </ul>	Дооснащение БПК и ГФУ
<b>Этап 49. Куст газовых скважин № 30 (расширение). Скважина № Ю3010</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– инженерная подготовка территории (на 1 скважину) ;</li> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю3010;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю3010;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю3010;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю3010;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины №Ю3010 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	Обеспечение добычи пластовой смеси. Подготовка территории (на 1 скважину). Скважина № Ю3010 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).
<b>Этап 50. Куст газовых скважин № 30 (расширение). Внутриплощадочные проезды</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– внутриплощадочные проезды (для 1 скважины), включая благоустройство и озеленение площадки куста №30.</li> </ul>	Внутриплощадочные проезды, благоустройство и озеленение площадки куста №30 (расширение).

Этапы строительства являются автономными, то есть, могут эксплуатироваться независимо от строительства иных объектов капитального строительства, а также могут быть введены как последовательно, так и параллельно, с учетом показателей разработки.

Изм. №	подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
13	-	Зам. П265-25	23.10.25
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.

20.002.1-П31.ТЧ

Лист


73

## 10 Технико-экономические показатели по объектам

Основные технико-экономические показатели по объектам капитального строительства приведены в таблице 10.1.


**Таблица 10.1 - Основные технико-экономические показатели по объектам капитального строительства**

Наименование показателей	Величина
Суммарная производительность проектируемых скважин:	
– по газу, млн. м <sup>3</sup> /сут.	21,66
– по конденсату, т/сут.	3265,8
Максимальный годовой отбор:	
– по газу, млрд. м <sup>3</sup> /год	7,58
– по конденсату, тыс. т/год.	1143,03
Количество проектируемых скважин, шт.	29
Газопровод-шлейф от куста газовых скважин № 26 до КУ № 12, км:	
– DN300 мм	5,78
Газопровод-шлейф от куста газовых скважин № 26 до КУ № 12, км:	
– - DN400 мм	5,8

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				
13	-	Зам.	П265-25		23.10.25	<div>20.002.1-П31.ТЧ</div> <div>Лист 74</div>
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	


## 11 Обозначения и сокращения

АГРС	автоматизированная газораспределительная станция;
АДЭС	аварийная дизельная электростанция;
БС	базовая станция;
ГСМ	горюче-смазочные материалы;
ИТР	инженерно-технические работники;
ММГ	многолетнемерзлые грунты;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			13	-	Зам.	П265-25		23.10.25	<b>20.002.1-П31.ТЧ</b>	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

## 12 Перечень таблиц

Таблица 2.1 - Ведомость потребности в земельных ресурсах для строительства и эксплуатации объекта.....	11
Таблица 2.2 - Экспликация кадастровых номеров земельных участков для строительства и эксплуатации объекта.....	13
Таблица 2.3 - Средняя месячная температура воздуха, °С (по ГМС Тамбей) .....	23
Таблица 2.4 – Компонентно-фракционный состав пластового газа Южно-Тамбейского ГКМ .....	25
Таблица 3.1 – Распределение проектируемых скважин по существующим кустам.....	28
Таблица 3.2 - Идентификационные признаки проектируемых зданий и сооружений .....	40
Таблица 3.3 - Основные показатели электроснабжения .....	54
Таблица 3.4 Тепловые нагрузки на отопление, вентиляцию.....	55
Таблица 3.5 - Основные показатели по генеральным планам проектируемых площадок ...	57
Таблица 4.1 – Потребность в основных реагентах .....	58
Таблица 8.1 - Сведения об использованных компьютерных программах .....	64
Таблица 9.1 – Перечень этапов строительства объекта "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ" .....	65
Таблица 10.1 - Основные технико-экономические показатели по объектам капитального строительства .....	74

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
13	-	Зам.	П265-25		23.10.25	<b>20.002.1-П31.ТЧ</b>			76
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата				



Приложение № 1

к Договору №472/20-ЯСПГ / 44.20.002  
от 14.04.2020 г.

<b>ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ</b> <b>объекта: «Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ»</b>		
№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1.	Основание для проектирования	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Распоряжение Правительства Российской Федерации № 1713-р от 11 октября 2010 г.;</li> <li>2. Распоряжение Правительства Российской Федерации № 2145-р от 1 декабря 2010 г.;</li> <li>3. Программа капитального строительства ОАО «Ямал СПГ» на 2010-2020 гг.</li> <li>4. Лицензия на право пользования недрами СЛХ 13239 НЭ</li> <li>5. Протокол геолого-технического совещания «Об изменении размещений скважин на кустовых площадках ЮТГКМ» от 29.08.2018</li> <li>6. График строительства эксплуатационных скважин ЮТ ГКМ – Приложение к протоколу п. 5</li> <li>7. Протокол об инвестиционном проекте №70 «Размещение юрских залежей Южно-Тамбейского ГКМ»</li> </ol>
2.	Исходные данные	<p>Прошедшие государственную экспертизу Технические отчеты на данном объекте по инженерно-геодезическим, инженерно-геологическим, инженерно-гидрометеорологическим, инженерно-экологическим изысканиям, выполненные ПАО «ЮЖНИИГИПРОГАЗ» (ООО «ФРЭКОМ») по договору 15001 и ООО «ИНСТИТУТ ЮЖНИИГИПРОГАЗ» по договору 17021.</p> <p>Проектная документация на объект «Строительство комплекса по добыче, подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ (корректировка)», получившая положительное заключение государственной экспертизы, выпущенная по договору 13015.</p> <p>Рабочая и исполнительная документация на объект «Строительство комплекса по добыче, подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ», выпущенная по договору</p>

		<p>12055.</p> <p>Заключение экспертизы промышленной безопасности по «Обвязке скважин для разгрузки межколонных пространств» в рамках проекта по договору 13015 с ПАО «ЮЖНИИГИПРОГАЗ»</p> <p>Градостроительные планы на земельные участки размещения объектов, утвержденные в установленном порядке (Предоставляются после оформления прав на земельные участки).</p> <p>Групповые рабочие проекты на бурение эксплуатационных скважин на пласты ПК-1, ХМ1-ХМ2, ТП1÷ТП26 Южно-Тамбейского ГКМ</p> <p>График строительства эксплуатационных скважин ЮТ ГКМ – Приложение к протоколу п. 5</p> <p>Показатели разработки скважин</p> <p>Схема расположения устьев скважин на кустовых площадках ЮТГКМ</p>
3.	Месторасположение предприятия, здания, сооружения	Российская Федерация, Тюменская область, Ямало-Ненецкий Автономный округ, Ямальский район, Южно-Тамбейский лицензионный участок
4.	Вид строительства	Новое строительство
5.	Стадия проектирования	Инженерные изыскания Проектная документация Рабочая документация
6.	Порядок разработки документации	<p>6.1. Проектную документацию разработать в соответствии с законодательством, действующими нормативными документами РФ и Постановлением Правительства Российской Федерации от 16 февраля 2008 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».</p> <p>6.2. В конце каждого разрабатываемого раздела проектной документации следует представлять перечень основных нормативных документов, которыми руководствовались при его разработке.</p> <p>6.3. В составе проекта организации строительства (ПОС) разработать нормативные графики (календарный план) строительства с поквартальным распределением капитальных затрат и объемов строительно-монтажных работ.</p> <p>6.4. Разработать СТУ и согласовать в установленном порядке при необходимости</p> <p>6.5. Разработать при необходимости обоснование</p>

		<p>безопасности опасного производственного объекта и провести экспертизу промышленной безопасности такого обоснования в случае необходимости в соответствии с ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»</p> <p>6.6. На начальном этапе разработки рабочей документации предоставить спецификацию оборудования длительного изготовления с опросными листами с учетом ранее заказанного оборудования по ОЛ, выпущенным по договору 12055</p> <p>6.7. В составе проектной документации подготовить исходно-разрешительную документацию, необходимую для прохождения государственной экспертизы (включая все необходимые согласования государственных и контролирующих органов).</p> <p>6.8. Сбор недостающей исходной информации, в т. ч. согласования, информация для разработки ПОС, осуществляется Исполнителем.</p> <p>6.9. Разработать и согласовать с заказчиком в установленном порядке техническое задание и программу производства работ на проведение инженерных изысканий. Провести комплексные инженерные изыскания в соответствии с нормативно – технической документацией на проведение инженерных изысканий.</p> <p>6.10. Технические условия на подключение от существующих объектов предоставляется на этапе проектирования по запросу.</p> <p>6.11. При необходимости разработать проект планировки территории в соответствии с требованиями Градостроительного кодекса (ст. 51, 55)</p> <p>6.12. В срок за 9 месяцев до планируемой даты захода на государственную экспертизу предоставить границы доотвода земельных участков в формате MapInfo СК-63</p>
7.	Требования по вариантной разработке	Не требуется
8.	Особые условия строительства	<p>Климатические условия площадки принимаются согласно требованиям СП 131.13330.2012 «Строительная климатология» (актуализированная редакция СНиП 23-01-99*) и характеризуется следующими показателями:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- барометрическое давление – 1008 гПа;</li> <li>- высотные отметки абсолютные в Балтийской системе</li> </ul>



	<p>высот 1977 г;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,98 – минус 46 °С, обеспеченностью 0,92 – минус 42 °С;</li> <li>- температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0,98 – минус 46 °С, обеспеченность 0,92 – минус 45 °С;</li> <li>- абсолютный годовой минимум – минус 50 °С;</li> <li>- Продолжительность отопительного периода со средней суточной температурой воздуха &lt;8 °С – 365 суток;</li> <li>- Средняя температура отопительного периода со средней суточной температурой воздуха &lt;8 – минус 10.5°С;</li> <li>- Температура воздуха в теплый период, обеспеченностью 0.95 (параметр А) – 16°С;</li> <li>- Температура воздуха в теплый период обеспеченностью 0.98 (параметр Б) – 20°С;</li> <li>- абсолютный годовой максимум – плюс 30 °С.</li> <li>- Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 часов наиболее холодного месяца – 94%</li> <li>- Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца – 76%</li> <li>- Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч наиболее теплого месяца – 76%;</li> <li>- Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь – 6,8 м/с;</li> <li>- Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль – 5,7 м/с.</li> <li>- Максимальная скорость ветра – 40 м/с; (144 км/ч).</li> <li>- нормативное значение ветрового давления <math>W_0</math> (V ветровой район по СП 20.13330.2016 «Нагрузки и воздействия». Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85*) - 0,6 кПа;</li> <li>- Расчетное значение снеговой нагрузки на 1м<sup>2</sup> горизонтальной поверхности земли (IV снеговой район по СП 20.13330.2016 «Нагрузки и воздействия», Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85*) – 2,8 кПа;</li> </ul> <p>Значение минимальной расчетной температуры для механического оборудования принять:</p> <p>Минимальная расчетная температура: минус 50°С</p> <p>Максимальная расчетная температура: плюс 30°С</p> <p>Минимальная расчетная температура для металлоконструкций равна минус 45°С.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Участок строительства расположен в зоне сплошного распространения многолетнемерзлых пород. Многолетнемерзлые грунты в основании используются по I принципу (с сохранением грунтов в мерзлом состоянии);</li> <li>- Район строительства отличается суровыми природно-климатическими условиями, территория повсеместно характеризуется развитием многолетнемерзлых пород;</li> </ul> <p>Район строительства расположен вне зоны сейсмического воздействия.</p>
--	---

9.	Основные технико-экономические характеристики и показатели объекта	<p>1. Фонд скважин, всего: 13 скв.</p> <p>2. Размещение скважин на существующих кустовых площадках ЮТГКМ:  КП 2 - скважина № 11;  КП 26 - скважины № 4 и 5;  КП 30 – скважина № 171;  КП 35 - скважины № 9 и 10;  КП 40 - скважины № 13, 14, 15, № 175;  КП 45 – скважина 170 (№4451 после ЗБС)  КП 46 - скважины № 14 и 15;</p> <p>Расстояние между устьями скважин и размещение на кустовых площадках принять в соответствии со схемами расположения и обосновать в соответствии с действующими нормативными требованиями.</p> <p>Провести гидравлический расчет системы газосборной сети с учетом подключения вводимых настоящим проектом скважин.</p> <p>Провести доотсыпку кустовых площадок в соответствии с требуемыми нормативными расстояниями.</p> <p>Принять типовую обвязку скважин, предусмотренную проектом 13015 в целях унификации.</p> <p>Предусмотреть на КП № 30, 40 перспективное подключение юрской скважины с учетом геологических данных по юрской скважине №172.</p> <p>Размещение юрских скважин предусмотреть с учетом нормативных требований пожарной безопасности.</p> <p>9.1. Основные технико-экономические показатели определить в проектной документации.</p> <p>9.2. Сметную стоимость строительства определить в соответствии с МДС 81- 35.2004 «Методика определения стоимости строительства продукции на территории Российской Федерации».</p>
10.	Особые требования к проектированию	<p>10.1. Разработанная документация должна соответствовать требованиям Градостроительного кодекса РФ от 29.12.2004 N 190-ФЗ, постановления правительства РФ №87</p>

		<p>от 16 Февраля 2008г., Федерального закона №261 ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности», постановления правительства №600 от 17.06.2015г., приказа Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 12.05.2017 № 783/пр «Об утверждении требований к формату электронных документов, представляемых для проведения государственной экспертизы проектной документации и (или) результатов инженерных изысканий и проверки достоверности определения сметной стоимости строительства, реконструкции, капитального ремонта объектов капитального строительства», действующими в РФ нормативными правовыми актами в области пожарной и промышленной безопасности, охраны труда, защиты в ЧС, а также локальным нормативным документам Компании.</p> <p>10.2. Разработать состав проектной и рабочей документации, ведомость основных комплектов рабочих чертежей, согласовать с Заказчиком.</p> <p>10.3. Технические задания/условия/программы работ для субподрядных организаций согласовывать с Заказчиком.</p> <p>10.4. Проектирование вести с учетом суровых природно-климатических условий (территория повсеместно характеризуется развитием многолетнемерзлых пород, льдистостью, наличием мощных пластов залежей льда), слабо развитой транспортной инфраструктуры, производственной и материальной базы.</p> <p>10.5. Составить ведомости объемов работ, ведомость потребности в основных материалах и изделиях, а также спецификации оборудования, выделить оборудование, не требующее монтажа.</p> <p>10.6. Провести комплекс мероприятий по получению необходимой исходной разрешительной документации применительно к конкретной проектной документации (справки об отсутствии особо-охраняемых природных территорий местного, регионального и федерального уровней), о рыбохозяйственных характеристиках водоемов, рыбохозяйственных категориях, об отсутствии территорий традиционного природопользования, об</p>
--	--	---

		<p>отсутствии скотомогильников, захоронений отходов и других объектов ветеринарного контроля на территории предполагаемого размещения объекта, об отсутствии объектов культурного наследия на территории предполагаемого размещения объекта и т.д.). Обеспечить наличие необходимых согласований и экспертиз государственных надзорных органов - с целью получения положительных заключений государственной экологической экспертизы и государственной экспертизы проектной документации. Стоимость проведения государственной экологической экспертизы и государственной экспертизы проектной документации оплачивается Заказчиком.</p> <p>10.7. Осуществить сопровождение проектной документации при проведении общественных обсуждений, а также при прохождении согласований и экспертиз в надзорных органах в т.ч. государственной экологической экспертизы и государственной экспертизы до получения положительных заключений. На этапе электронной подачи проектной документации на государственную экспертизу предоставить Заказчику доступ (логин, пароль) к учетной записи, личному кабинету заявителя со стороны проектного института.</p> <p>10.8. В составе проекта, определить и обосновать с учетом Федерального и Регионального законодательства необходимость (отсутствие необходимости) применения птицевежных средств.</p> <p>10.9. Подключение необходимых инженерных коммуникаций осуществить к существующим сетям ЮТГКМ.</p> <p>10.10. Учесть возможность существования скважин с МКД и заложить мероприятия по эксплуатации скважин с МКД</p> <p>10.11. При разработке РД учитывать технические данные производителей основного оборудования.</p> <p>10.12. При разработке РД учитывать замечания, выданные Заказчиком при разработке кустов скважин ЮТГКМ</p> <p>10.13. Внести изменения в текущий технологический регламент на эксплуатацию газовых скважин и</p>
--	--	---

		<p>газосборной сети</p> <p>10.14. На стадии ПД выделить перечень основных документов, перечень которых необходимо согласовать с Заказчиком. Данный перечень должен включать, но не ограничиваться:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- PFD</li> <li>- PID</li> <li>- SLD</li> <li>- C&amp;E</li> <li>- Архитектура АСУТП</li> <li>- Архитектура связи</li> <li>- Генплан</li> <li>- Опросные листы</li> <li>- Планы расположения оборудования</li> <li>- Перечнем интерфейсных связей</li> </ul> <p>10.15. На стадии ПД и РД выделить перечень эксплуатационных документов, которые необходимо выпустить в двуязычном формате. Перечень согласовать с заказчиком. Данный перечень должен включать, но не ограничиваться:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- PID и PFD</li> <li>- C&amp;E</li> <li>- Plot plans</li> <li>- Layouts</li> <li>- DTS</li> <li>- SLD</li> <li>- Technological regulations</li> <li>- Control narratives</li> <li>- Уточнённым перечнем интерфейсных связей для стадии РД</li> </ul> <p>10.16. Предусмотреть составление и ведение работ согласно:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- ГОСТ 24846-2012 «Методы измерения деформаций оснований зданий и сооружений». Составить и согласовать Техническое задание на проведение измерений, а также Программу для проведения измерений.</li> <li>- СП 25.13330.2012 «Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах».</li> </ul> <p>10.17. При необходимости разработать программу проведения систематических натурных наблюдений за состоянием грунтов оснований и фундаментов, в том числе наблюдений за температурой грунтов в процессе строительства.</p> <p>10.18. Определить и согласовать число и расположение</p>
--	--	--

		<p>необходимых наблюдательных скважин, нивелировочных марок с учетом назначения и степени ответственности сооружения. Все термометрические скважины должны быть оборудованы стационарными термометрическими косами.</p> <p>10.19. Все конструктивные и технологические расчеты выполняются на стадии ПД, и должны быть предоставлены на проверку по запросу Заказчика в соответствии с ГОСТ Р 21.1101-2013</p> <p>10.20. Система координат: местная. (используемая на ЮТ ГKM)</p> <p>Система высот - балтийская 1977 года.</p> <p>10.21. Чертежи в формате разработки (.dwg) передаются Заказчику. На чертежах отображаются границы существующих земельных участков, а также проектируемые границы земельных участков необходимые/требуемые на период строительства и эксплуатации объектов, отображаются границы водоохранных зон.</p> <p>10.22. План земляных масс предоставляется с учетом проектных и черновых поверхностей в отметках. Картограмма земляных масс предоставляется в виде ЦММ в формате AutoCad.</p> <p>10.23. Все чертежи оформляются в соответствии с регламентом ОАО Ямал СПГ по оформлению чертежей в формате AUTOCAD.</p> <p>10.24. Для каждого этапа выпустить отдельные ведомости объемов работ и заказные спецификации.</p>
11.	Требования к технологии, режиму предприятия и основному оборудованию	<p>11.1. Режим работы предприятия круглосуточный, круглогодичный. Расчетное количество дней в году - 350.</p> <p>11.2. Предусмотреть применение оборудования, запорно-регулирующей арматуры, трубной продукции, сертифицированных в установленном порядке в соответствии с перечнем обозначенными распоряжениями правительства №1521-р, приказом Росстандарта №831, ТР ТС.</p> <p>Проектные решения должны обеспечивать возможность доставки оборудования железнодорожным транспортом, а также автомобильным исходя из допустимой нагрузки на существующие мосты и дороги.</p>

		<p>11.3. Техничко-технологические решения должны базироваться на опыте строительства и эксплуатации нефтегазодобывающих производств в сложных природно-климатических условиях и предусматривать использование как апробированных, так и новых технологий, соответствующих мировому уровню, сертифицированных в установленном порядке и соответствующих нормам РФ, приводящих к снижению капиталовложений и эксплуатационных затрат, включая применение малолюдных, энергосберегающих технологий.</p> <p>11.4. Принимаемые технико-технологические решения должны соответствовать требованиям действующей нормативно-технической документации и требованиям КОМПАНИИ.</p>
12.	Требования к архитектурно-планировочным, конструктивным и инженерным решениям	<p>12.1. Архитектурно-планировочные решения, конструктивные и инженерные решения должны соответствовать действующим нормативным требованиям по безопасной эксплуатации зданий и сооружений, охране труда, промышленной и пожарной безопасности.</p> <p>12.2. Требования спецификаций ОАО «Ямал СПГ».</p>
13.	Использование зданий комплектной поставки	<p>13.1. Предусмотреть приоритетное применение блочного и блочно-комплектного метода строительства с учетом возможностей транспортировки блоков к месту монтажа без значительных капитальных затрат.</p>
14.	Требования и условия к разработке природоохранных мероприятий	<p>14.1. Разработать раздел «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 16 февраля 2008 г. № 87 («Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»), действующими нормативными документами РФ, регулирующими природоохранную деятельность,</p> <p>14.2. Материалы проектной документации должны содержать, в том числе:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- результаты оценки воздействия объекта капитального строительства на окружающую среду;</li> <li>- намечаемые природоохранные мероприятия;</li> <li>- применяемые на объекте технологии должны соответствовать наилучшим доступным технологиям (НДТ);</li> </ul>

		<ul style="list-style-type: none"> <li>- разработать, обосновать и согласовать в установленном порядке технологические нормативы выбросов ЗВ в атмосферный воздух, сбросов ЗВ в водные объекты и централизованные сети, образования отходов, соответствующие НДТ;</li> <li>- расчёт компенсационных платежей за загрязнение окружающей среды и затрат на природоохранные мероприятия в периоды строительства и эксплуатации, в том числе на возмещение ущерба водным биологическим ресурсам и среде их обитания;</li> <li>- проект производственного экологического контроля (мониторинга) за характером изменений всех компонентов экосистемы в период строительства и эксплуатации, а также при авариях, в объёме, предусмотренном требованиями действующего законодательства;</li> <li>- предложения по предельно-допустимым выбросам загрязняющих веществ в атмосферу, нормативам предельно-допустимых сбросов и нормативам образования и размещения отходов для этапов строительства и эксплуатации;</li> <li>- выполнить корректировку действующего «Проекта санитарно-защитной зоны для внеплощадочных объектов Южно-Тамбейского ГКМ» и получить решение об установлении СЗЗ органах Роспотребнадзора в порядке, установленном Постановлением Правительства от 13.03.2018 РФ №222 и иным законодательством, действующим на момент разработки и согласования проектной документации (при необходимости)</li> <li>- проект рекультивации земель отдельным томом, согласованным в установленном порядке.</li> <li>- отдельным томом разработать «Проект рекультивации нарушенных земель» в соответствии с требованиями Земельного кодекса РФ и Постановления Правительства РФ от 10/04/2018 № 800, действующих нормативов и ГОСТов по охране почв, согласовать с органами местной администрации для Заказчика</li> </ul> <p>14.3. При необходимости разработать рыбохозяйственный раздел в составе проектной документации и согласовать его в Федеральном агентстве по рыболовству.</p>
--	--	---



		<p>14.4. При необходимости принимать участие в организации и проведении общественных обсуждений (слушаний) объекта государственной экологической экспертизы с гражданами и общественными организациями (объединениями) по материалам намечаемой хозяйственной и иной деятельности, в т.ч. материалам оценки воздействия на окружающую среду (далее ОВОС). При организации общественных обсуждений руководствоваться Положением об оценке воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду в Российской Федерации, утвержденном приказом Госкомэкологии №372 от 16.05.2000 с соблюдением этапности проведения общественных обсуждений, указанной в Положении.</p> <p>14.5. Оплата публикаций в газетах федерального, регионального и местного значения производится Подрядчиком.</p>
15.	Технологическая связь	<p>Для всех кустовых площадок:</p> <p>15.1 Предусмотреть волоконно-оптическую магистральную сеть. Она должна быть проложена ко всем объектам, в которых предусмотрены системы связи /автоматики и предусмотрена передача по волоконно-оптическому кабелю. Сеть должна обеспечивать передачу данных для систем связи/автоматики. Согласно принципов построения систем связи завода СПГ, каждая система (за исключением телефонной сети, системы синхронизации, сети управления сетями телекоммуникаций) имеет свою собственную транспортную сеть, объединенную на уровне кабелей, но по различным волокнам. Структура сети- древовидная, с резервированием.</p> <p>Все объекты должны подключаться к существующей сети путем прокладки кабелей ВОЛС от одной точки до другой по 2-м маршрутам для обеспечения резервирования. Маршруты должны быть разнесены друг от друга.</p> <p>Применяемые кабели – одномодовые оптоволоконные кабели 9/125 мкм, которые должны соответствовать рекомендации ITU-T G652C – МЭК 60793-2.</p> <p>Оптоволоконные кабели должны быть защищены слоем брони. Толщина брони должна соответствовать МЭК 60502.</p> <p>Все кабели вне аппаратных помещений должны иметь низкий уровень выделения дыма и гари и</p>

		<p>пройти испытания в соответствии с МЭК 61034 и МЭК 60754-1.</p> <p>Все кабели внутри аппаратных помещений должны иметь оболочку с малым выделением дыма и без выделения галогенов и пройти испытания в соответствии с МЭК 61034 и МЭК 60754-1/2.</p> <p>Все кабели должны быть, как минимум, пожароустойчивыми согласно МЭК 60332.1 и не распространять горение согласно МЭК 60332.3.22 по категории испытаний А.</p> <p>Все кабели должны быть огнестойкими согласно МЭК 60331 и ГОСТ Р 31565-2012</p> <p>Кабели должны быть масло-, газо-, паро- и водонепроницаемыми, стойкими к воздействию солнечного излучения, холодостойкими. Внутренняя оболочка кабелей должна быть экструдирована для обеспечения достаточной степени непроницаемости кабеля для влаги, газа и пара вдоль кабеля.</p> <p>Все волоконно-оптические кабели должны иметь не менее 100% оптических волокон в качестве резерва.</p> <p>Каждое из волокон должно иметь индивидуальную цветовую маркировку в целях идентификации. Каждая трубка для группы волокон должна иметь индивидуальную цветовую маркировку в целях идентификации.</p> <p>Все кабели должны быть пригодны к применению при низких температурах и пройти испытания на изгиб при низких температурах и испытания на удар при низкой температуре согласно МЭК 60811-1-4 или аналогичному стандарту.</p> <p>Кабели и аксессуары, прокладываемые и устанавливаемые вне помещений, должны быть рассчитаны на условия эксплуатации -50...+31оС, нижняя температурная граница прокладки/монтажа -30оС с предварительным подогревом, -20оС без предварительного подогрева.</p> <p>При проектировании следует избегать без крайней необходимости применения соединительных муфт, необходимо использовать для соединения объектов цельные строительные длины.</p> <p>Для ввода кабелей в здания и сооружения должны применяться герметичные вводы типа ROXTEC или аналогичные.</p> <p>Применяемые кабели и аксессуары должны позволять производить монтаж без применения инструментов, создающих открытое пламя и искры.</p> <p>Необходимо предусмотреть место в проектируемом шкафу ВОС на проектируемых объектах для установки оптического кросса для кабелей ВОЛС.</p>
--	--	---

		<p>Точка подключения проектируемых оптических кабелей к существующей сети - телекоммуникационный шкаф ВОСС (волоконно-оптической сети связи), установленный в аппаратной LER-014.</p> <p>Соединения со всеми действующими системами производить путем прокладки кабелей или патч-кордов до соответствующих шкафов. Тип порта SC.</p> <p>15.2 Предусмотреть покрытие проектируемых объектов транкинговой радиосвязью.</p> <p>Технические требования:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Проектная организация должна произвести расчет при помощи специализированного ПО и исследование зон покрытия радиосвязью на территории проектируемых кустов скважин, которое должно определить необходимость, количество и технические параметры дополнительных малоканальных базовых станций стандарта TETRA, включая характеристики антенных устройств.</li> </ul> <p>В случае применения малоканальных базовых станций применить передачу радиосигналов до малоканальных базовых станций по оптическим линиям связи, для этого проанализировать наличие свободных портов на основном блоке системы и, при необходимости, запроектировать его расширение. Также предусмотреть для этого оптические волокна на маршруте проектируемые кусты скважин - LER-014 и далее LER-014 - ЦУС.</p> <p>Предусмотреть при проектировании дополнительные мобильные и портативные радиостанции для обслуживающего персонала кустов скважин.</p> <p>Питание малоканальных базовых станций предусмотреть от источника бесперебойного питания 220В со временем автономной работы 8 часов.</p> <p>Оборудование, устанавливаемое вне помещений, должно обеспечивать полное функционирование в диапазоне температур -50...+31оС, включая и холодный старт.</p> <p>Оборудование, устанавливаемое внутри помещений, должно обеспечивать полное функционирование в диапазоне температур 0...+40оС, при этом в помещении должны быть обеспечены соответствующие климатические условия защиты от пыли, влаги и низких температур.</p> <p>Коаксиальные кабели должны иметь пористую изоляцию и характеризоваться малыми диэлектрическими потерями. Коаксиальные кабели должны быть холодостойкими (-50 °С). Коаксиальные кабели должны быть не распространяющими горение, с низким</p>
--	--	--

		<p>дымовыделением, нулевым содержанием галогенов, и пригодны для наружной прокладки.</p> <p>Для малоканальных базовых станций точка подключения - порт коммутатора базовой станции TETRA, установленный в шкафу транкинговой связи в ЦУС посредством вновь прокладываемых волоконно-оптических кабелей. При необходимости запроектировать расширение блока ОМУ.</p> <p>15.3. Предусмотреть подключение всех кустовых площадок к локальной вычислительной и телефонной сетям завода СПГ с использованием коммутационного и телефонного оборудования аналогичного тому, что уже установлено и используется на существующих кустовых площадках и скважинах. Питание коммутаторов на площадках осуществить от источника бесперебойного питания 220 В со временем автономной работы 8 часов. Предусмотреть расширение количества оптических портов на существующих коммутаторах уровня распределения Cisco 4500x, расположенных на объекте "Входные сооружения" (LER-014), для возможности подключения новых объектов.</p>
16.	Энергоснабжение	<p><u>Общие требования:</u></p> <p>16.1. Разработать проектную документацию внутреннего энергоснабжения объектов Комплекса на основе Градостроительного кодекса, ПУЭ, ППРФ №87, иной нормативно-технической документацией, действующей на территории РФ, Задания на проектирование и технических требований ОАО Ямал СПГ.</p> <p>16.2. Проектирование импортного оборудования должно производиться по нормативно-технической документации, действующей на территории РФ, технических требований ОАО Ямал СПГ.</p> <p>16.3. Категория надежности объекта электроснабжения определить Проектом. Построение схемы электроснабжения для проектируемых электроприемников, выбор типа, мощности и количества источников питания выполнить с учетом категорийности электроприемников по условиям надежности электроснабжения в соответствии с ПУЭ, действующими НТД и технических требований ОАО Ямал СПГ.</p> <p>16.4. Электроснабжение потребителей I категории особой группы (системы АСУ, связи, сигнализации и т.п.) предусмотреть проектом с</p>

		<p>обеспечением «безтоковой» паузы от системы гарантированного питания. В качестве системы гарантированного питания предусмотреть: источник (источники) бесперебойного питания (ИБП). Перечень потребителей I категории особой группы определить Проектом. Состав оборудования ИБП, принципы резервирования предусмотреть с максимальной унификацией оборудования и требованиям ОАО Ямал СПГ.</p> <p>16.5. При необходимости Проектом предусмотреть замену, модификацию существующего электрооборудования или установку дополнительного электрооборудования в точках подключения.</p> <p>16.6. Прокладку питающих сетей выполнить по вновь проектируемым кабельным конструкциям, либо по существующим с максимальным использованием кабельно-трубных эстакад и кабельных конструкций ОАО Ямал СПГ. Произвести обследование и выполнить расчет устойчивости существующих конструкций в случае их использования.</p> <p>16.7. Предусмотреть учет электроэнергии в соответствии с требованиями типовой инструкции по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении РД 34.09.101-94. Технический учёт электроэнергии должен осуществляться с применением микропроцессорных счетчиков электроэнергии типа СЭТ-4ТМ.03М и трансформаторов тока отечественного производства с классом точности не ниже 0.5S и межповерочным интервалом не менее 8 лет.</p> <p>16.8. Систему заземления выполнить аналогично принятой в ОАО Ямал СПГ: TN-S. Проектируемый контур заземления должен быть соединен с ближайшим существующим контуром заземления в двух точках.</p> <p>16.9. Выполнить расчет токов короткого замыкания, выбора уставок расцепителей автоматических выключателей питающей и проектируемой сетей с соблюдением селективности защит. Расчет выполнить в программно-вычислительном комплексе (EPLAN, EnergyCS) для автоматизированного расчёта, результаты привести в техническом отчете в табличном виде и графическом виде.</p>
--	--	---

		<p>Предоставить исходный расчетный файл в одном из следующих форматов (EPLAN (*.elk, *.els, *.elp, *.elx, *.ell); Energy CS)) для возможности дальнейшей модернизации и интеграции.</p> <p>16.10. Разработать и предоставить ведомости нагрузок потребителей в табличном виде потребителей нормального электроснабжения, ответственных потребителей, потребителей, получающих питание от гарантированного источника электроснабжения.</p> <p>16.11. Выполнить расчет сетей и выбор оборудования с учётом следующих допустимых отклонений напряжения: на зажимах электродвигателей от минус 5% (установившийся режим) до минус 15% (пусковой режим), исключая некоторые двигатели с критическими условиями пуска; на контактах светильников зданий - от минус 5 до +5%; на лампах наружного и аварийного освещения - от минус 5 до +5%; на всех других потребителях - от минус 5% (установившийся режим) до минус 15% (пусковой режим); на потребителях менее 42 В - от минус 10 до +5%; в электросетях 12-42 В - <math>\pm 10\%</math>;</p> <p>16.12. Все электрооборудование должно соответствовать климатическим условиям, условиям окружающей среды и техническим требованиям ОАО Ямал СПГ, в том числе в части резервирования. Предусмотреть максимальную унификацию оборудования.</p> <p>16.13. Все электрооборудование должно быть испытано изготовителем, сертифицировано (для применения) в Российской Федерации и иметь сертификат или декларацию о соответствии согласно ТР ТС</p> <p>16.14. Коммутационные аппараты, терминалы РЗиА (при наличии) предусмотреть производства компаний Siemens, Schneider Electric, ABB, GE, аттестованного ОАО Ямал СПГ или аналогичного производства, по согласованию с ОАО Ямал СПГ.</p> <p>16.15. Предусмотреть защиту объектов от атмосферных и коммутационных перенапряжений согласно требований ПУЭ (применить мультиградиентные ОПН).</p> <p>16.16. Проектирование молниезащиты объектов, сооружений и коммуникаций выполнить в</p>
--	--	---

		<p>соответствии с требованиями РД 34.21.122-87, СО 153-34.21.122-2003.</p> <p>16.17. Защитные меры по электробезопасности, заземление, систему уравнивания потенциалов и молниезащите выполнить в соответствии с ПУЭ, иной нормативно-технической документацией, действующей на территории РФ, техническими требованиями ОАО Ямал СПГ.</p> <p>16.18. Электродвигатели уровня напряжений 0,4 кВ мощность до 50 кВт допускают прямой пуск, более 50 кВт – должны иметь устройства плавного пуска. Электродвигатели мощностью более 150 кВт должны быть уровня напряжений 10 кВ. Допускается применение частотно-регулируемых электроприводов уровня напряжений 0,4 кВ мощностью 150 кВт – 400 кВт с технико-экономическим обоснованием и согласованием Компанией.</p> <p>16.19. Для механизмов, требующих регулирования скорости вращения в широких пределах или осуществления специальных режимов, должны применяться частотно-регулируемый электропривод. Применение частотного регулятора исключает применение устройств плавного/безударного пуска. Технические решения согласовать с Компанией.</p> <p>16.20. Для механизмов таких как системы ОВКВ и т.п., требующих регулирования скорости вращения в широких пределах или осуществления специальных режимов, должны применяться частотно-регулируемый электропривод. Применение частотного регулятора исключает применение устройств плавного/безударного пуска.</p> <p>16.21. Выполнить наружное электроосвещение с размещением осветительных приборов на зданиях и мачтах освещения. Управление предусмотреть ручное и автоматическое с помощью фотореле. Применить светодиодные лампы, прожекторы, светильники и прочее оборудования в соответствии с техническими требованиями ОАО Ямал СПГ. Электроосвещение предусмотреть в соответствии с требованиями ПУЭ, СП 256.1325800.2016. Показатели освещенности принять в соответствии с действующими нормативами.</p>
--	--	--

		<p>16.22. При наличии взрывоопасных зон должны быть разработан и предоставлен план с классификацией опасных зон, с типами и исполнением основного электротехнического оборудования (в частности, устанавливаемого в опасных зонах) с его характеристиками должны быть согласованы с ОАО Ямал СПГ. Классификация взрывоопасных зон должна быть предоставлена по ГОСТ 30852.9-2002, ПУЭ изд.7.</p> <p>16.23. Электрооборудование и аппараты, устанавливаемые во взрывоопасных зонах, в помещениях и на открытых площадках, должны иметь взрывозащищенное исполнение, соответствующее классификации зоны. Предпочтительным видом взрывозащиты является взрывонепроницаемая оболочка (Ex d).</p> <p>16.24. Взрывозащита электрооборудования должна быть подтверждена табличкой согласно сертификату безопасности по ГОСТ Р, выданному Российской аккредитованной организацией о его соответствии действующим в Российской Федерации нормативным требованиям в условиях его эксплуатации во взрывоопасной зоне. На применение такого оборудования должно быть получено разрешение Госгортехнадзора России. Сертификаты должны быть оформлены в соответствии с требованиями действующих на территории РФ нормативных документов по сертификации оборудования.</p> <p>16.25. Все кабели, укладываемые снаружи, должны выдерживать температуры от минус 50 до плюс 30°C, кабели, укладываемые внутри – от минус 50 до плюс 35°C. Все кабели должны быть пригодны к эксплуатации при низких температурах, успешно проходить испытания на загиб и ударные нагрузки при низкой температуре (минус 35°C) в соответствии со стандартом ГОСТ Р МЭК 60811-1-4-2008. Кабели должны быть рассчитаны на рабочую температуру – плюс 90°C, окончательная температура короткого замыкания – плюс 250°C.</p> <p>16.26. Силовые кабели, которые по всей длине прокладываются только в помещениях с нормальной (невзрывоопасной) средой, должны</p>
--	--	---



		<p>быть с медными жилами, не бронированные, не распространяющие горение (категория "А" по ГОСТ ИЕС 60332-3-22-2011), с пониженным дымо- и газовыделением, без содержания галогенов. Силовые кабели, которые прокладываются за пределы помещений с нормальной средой, должны быть бронированными, с медными жилами не распространяющие горение (категория "А" по ГОСТ ИЕС 60332-3-22-2011), с пониженным дымо- и газовыделением, без содержания галогенов. Кабельные линии для потребителей особой группы I категории надежности электроснабжения, имеющих в качестве третьего независимого источника электроснабжения ИБП и системы резервного электроснабжения, включающей АДЭС и ответственных потребителей, имеющих в качестве резервного источника АДЭС, должны выполняться огнестойкими с пределом огнестойкости не менее 2 часов по ГОСТ 31565-2012.</p> <p>16.27. Предусмотреть документацией систему электрообогрева проектируемых трубопроводов. Систему электрообогрева принять на оборудовании и материалах Raychem/Pentair/nVent.</p> <p>16.28. Диспетчерские наименования проектируемого оборудования (ТЭГовые номера) принять на основании требований ОАО Ямал СПГ.</p>
17.	Требования к системе отопления, вентиляции, кондиционирования	<p>17.1. Система отопления, вентиляции, кондиционирования котельной в соответствии с требованиями технических регламентов, ФНиП.</p> <p>17.2. Проектирование систем ОВКВ выполнить на основе следующей спецификации: 3300-E-095-MH-SPE-00011-00-D ред. 04D - общие технические требования на проектирование - исходные параметры проектирования ОВКВ, по пунктам не противоречащих требованиям российских норм.</p>
18.	Автоматизация технологических процессов, метрологическое обеспечение и организация измерений углеводородных сред	<p>18.1. Объем работ определить по результатам проработки технологических решений. Объем автоматизации принять аналогичным проекту 13015.</p> <p>18.2. Учесть замечания, выданные КОМПАНИЕЙ по проекту 13015 и 17021.</p> <p>18.3. Предусмотреть проектом передачу</p>

		технологических данных в систему ИСУБ.
19.	Требования по энергосбережению	<p>19.1. Разработать раздел «Энергосбережение» согласно Закону РФ от 03.04.1996 №28-ФЗ «Об энергосбережении»,</p> <p>19.2. Предусмотреть учёт энергозатрат на собственные нужды предприятия.</p> <p>19.3. Предусмотреть применение энергоэффективных технологий, оборудования и материалов.</p> <p>19.4. Разработать раздел «Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности...» в соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ № 87 и Федерального закона № 261-ФЗ</p>
20.	Требования по режиму безопасности и гигиене труда	<p>20.1. Разработать в необходимом объеме и в соответствии с Законом РФ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» от 30.03.1999 № 52-ФЗ и другими действующими законами, актами и международными конвенциями;</p> <p>20.2. Предусмотреть мероприятия по обеспечению безопасных условий труда в соответствии с требованиями утвержденных РД, с СП 2.2.1.1312-03 и другими действующими нормативными документами.</p> <p>20.3. Определить безопасный срок эксплуатации проектируемых сооружений в соответствии с «Порядком продления срока безопасной эксплуатации технических устройств, оборудования и сооружений на опасных производственных объектах» (утвержденным Приказом Минприроды России от 30 июня 2009 г. № 195).</p>
21.	Выделение этапов	<p>Этапность строительства определить с учетом ввода в эксплуатацию скважин отдельными этапами.</p> <p>В отдельные этапы строительства выделить также благоустройство территории.</p>
22.	Требования по ассимиляции производства	Максимально использовать решения рабочей документации ПАО «ЮЖНИИГИПРОГАЗ» по объекту «Строительство комплекса по добыче, подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ»
23.	Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны и мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций	<p>23.1. Разработать раздел ПД «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»</p> <p>Необходимость включения мероприятий по противодействию терроризму в раздел ПМ</p>

		<p>ГОЧС определить в проекте.</p> <p>23.2. В случае необходимости разработки подготовить и направить в Главное управление МЧС России по ЯНАО запрос (заявления) на выдачу исходных данных для разработки (корректировки) мероприятий ГОЧС.</p> <p>23.3. Проектирование выполнить в соответствии с нормами и правилами в области гражданской обороны, защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера в порядке, определенном ГОСТ Р 55201-2012 с учетом того, что ОАО «Ямал СПГ» не планирует осуществлять деятельность в военное время, а так же осуществлять работы и выпуск продукции (работ, услуг) для государственных нужд в военное время, что подразумевает под собой отсутствие наибольшей работающей смены (п.3.18 ГОСТ Р 55201 -2012).</p>
24.	Требования по промышленной безопасности	<p>24.1. Необходимость корректировки Декларации промышленной безопасности в соответствии с Законом РФ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» № 116-ФЗ и требованиями РД 03-14-2005 определить в проекте.</p> <p>24.2. Разработать раздел «Требования к обеспечению безопасной эксплуатации объекта капитального строительства» на основании требования Градостроительного кодекса РФ, Федерального Закона № 384-ФЗ.</p> <p>24.3. Проектные решения должны соответствовать требованиям действующих Федеральных законов, ФНиП в области промышленной безопасности, обоснованиям безопасности для существующих опасных производственных объектов.</p> <p>24.4. Выполнить корректировку действующего ПМЛА для ОПО «фонд скважин, система промысловых трубопроводов</p> <p>24.5. В проекте предоставить обоснование отсутствия периметрального ограждения кустовых площадок.</p> <p>24.6. В проекте привести типовое решение по установке информационных и предупреждающих (для местного населения) знаков на двух языках.</p>
25.	Требования по пожарной	25.1. Требования пожарной безопасности в разделе

	безопасности	<p>проектной документации «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности» принять в соответствии с Федеральным законом от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» и другими действующими нормативными документами по пожарной безопасности, в том числе учесть требования постановления Правительства №390 «О противопожарном режиме».</p> <p>25.2. В проекте предусмотреть унификацию оборудования и систем противопожарной защиты, в том числе с учетом действующих объектов, и предусмотреть сопряжение проектируемых систем противопожарной защиты с эксплуатируемыми. Принимаемые решения в рабочей и проектной документации в области пожарной безопасности согласовать с отделом ПБ, ГО и ЧС Заказчика.</p> <p>25.3. Кроме разработки раздела ПД «МОПБ» разработать технические задания на системы противопожарной защиты (АПС, СОУЭ, РРР т.п.) и согласовать с Заказчиком.</p>
26.	Требования к системам безопасности и охране объектов	Разработка раздела не требуется
27.	Требования к разработке сметной документации	<p>Состав и содержание раздела «Смета на строительство объектов капитального строительства» должны соответствовать требованиям МДС 81-35.2004 и разрабатываются в объеме локальных и объектных смет без начисления лимитированных затрат и НДС.</p> <p>Стоимость строительства в сметной документации должна быть определена базисно - индексным методом в уровне цен по состоянию на 01.01.2000 г. по расценкам Федеральной сметно-нормативной базы 2014 г., с учетом действующих на момент разработки изменений и дополнений. Индекс пересчета в текущий уровень цен согласовать с Заказчиком дополнительно.</p> <p>Стоимость материалов и оборудования принимать на основе базовых сборников сметных цен, в случае отсутствия наименований материалов и оборудования стоимость принимается по прайс-листам поставщиков.</p> <p>Текущая стоимость материалов и оборудования подтверждается документами (договорами, прайс-листами и др.). Все цены на материалы и оборудование привести к базисному уровню, ценообразование привести в смете со ссылкой на адрес прайс-листа и номер позиции материала или оборудования. Транспортные расходы на материалы и оборудование, с учетом заготовительно-складских расходов выполнить в соответствии с методикой расчета принятой в проектной документации.</p> <p>Сметная документация предоставляется Заказчику на цифровом носителе в формате «Гранд-Смета» (файлы</p>

		<p>.xml), «Microsoft Excel» и на бумажном носителе.</p> <p>К объектным сметам приложить ресурсные объектные сметы.</p> <p>Определение завтра на страхование определяется в соответствии со статьей 263 Налогового кодекса РФ и письмом Госкомитета РФ по строительству и ЖКК от 18.07.2002 № НЗ- 3942/7.</p>
28.	Заказчик	<p>ОАО «Ямал СПГ»</p> <p>Российская Федерация, 629700, ЯНАО, Ямальский район, с. Яр-Сале, ул. Худи Сэроко, 25/А.</p> <p>Московский филиал: ул. Академика Пилюгина, д.22, БЦ «Алгоритм», Москва, 117393</p> <p>Тел.: +7 (495) 228-98-50, E-mail: yamalspg@yamalspg.ru</p>
29.	Субподрядные проектные организации	Определяются Генпроектировщиком по согласованию с Заказчиком в соответствии с Договором.
30.	Срок выполнения работы	В соответствии с календарным планом
31.	Состав демонстрационных материалов	Требования не предъявляются
32.	Срок действия задания	В течение срока проектирования. Изменения к заданию утверждаются Заказчиком
33.	Требования к передаче материалов на электронных носителях	<p>Для получения услуг электронные документы представляются в виде файлов в формате xml.</p> <p>Схемы, подлежащие использованию для формирования документов в формате xml (далее - xml-схемы), размещаются на официальном сайте Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации (далее - Министерство)</p> <p>В случае если на официальном сайте Министерства отсутствует xml-схема, подлежащая использованию для формирования соответствующего электронного документа, электронные документы представляются в следующих форматах:</p> <p>а) doc, docx, odt - для документов с текстовым содержанием, не включающим формулы (за исключением документов, указанных в подпункте "в" настоящего пункта);</p> <p>б) pdf - для документов с текстовым содержанием, в том числе включающих формулы и (или) графические изображения (за исключением документов, указанных в подпункте "в" настоящего пункта), а также документов с графическим содержанием. Графические данные (чертежи) также предоставляются в формате AutoCad;</p> <p>в) xls,xlsx, ods - для документов, содержащих сводки затрат, сводного сметного расчета стоимости строительства, объектных сметных расчетов (смет), локальных сметных расчетов (смет), сметных расчетов на отдельные виды затрат.</p> <p>Электронные документы должны:</p> <p>а) формироваться способом, не предусматривающим сканирование документа на бумажном носителе (за исключением случаев наличия в проектной документации документов, подлежащих представлению в форматах xml или xls,lsx, ods,);</p>

		<p>б) состоять из одного или нескольких файлов, каждый из которых содержит текстовую и (или) графическую информацию;</p> <p>в) обеспечивать возможность поиска по текстовому содержанию документа и возможность копирования текста (за исключением случаев, когда текст является частью графического изображения);</p> <p>г) содержать оглавление (для документов, содержащих структурированные по частям, главам, разделам (подразделам) данные) и закладки, обеспечивающие переходы по оглавлению и (или) к содержащимся в тексте рисункам и таблицам;</p> <p>д) формироваться для каждого раздела (подраздела) проектной документации и содержать в названии слова "Раздел ПД N", а также "подраздел ПД N" (для подраздела в составе раздела) с указанием порядкового номера раздела, подраздела;</p> <p>е) не превышать предельного размера в 80 мегабайт (в случае превышения предельного размера, документ делится на несколько, название каждого файла дополняется словом "Фрагмент" и порядковым номером файла, полученного в результате деления).</p> <p>При наличии в проектной документации документов, подлежащих представлению в форматах xml или xls, xlsx, ods, такие документы формируются в виде отдельного электронного документа с соблюдением правил наименования, предусмотренных настоящим пунктом.</p> <p>В случаях, когда оригинал документа выдан и подписан уполномоченным органом власти или организацией на бумажном носителе (за исключением проектной документации), а также при подготовке информационно-удостоверяющего листа, допускается формирование электронного документа путем сканирования непосредственно с оригинала документа (использование копий не допускается), которое осуществляется с сохранением ориентации оригинала документа в разрешении 300 dpi (масштаб 1:1) с использованием следующих режимов:</p> <p>а) "черно-белый" (при отсутствии в документе графических изображений и (или) цветного текста);</p> <p>б) "оттенки серого" (при наличии в документе графических изображений, отличных от цветного графического изображения);</p> <p>в) "цветной" или "режим полной цветопередачи" (при наличии в документе цветных графических изображений либо цветного текста).</p> <p>Представляемые электронные документы подписываются (в соответствии с ФЗ-63) с использованием усиленной квалифицированной электронной подписи (далее - электронная подпись) лицами, обладающими полномочиями на их подписание в соответствии с законодательством Российской Федерации, а в случаях,</p>
--	--	--

		<p>предусмотренных приказом Минстроя от 12.05.2017 № 783/пр, - лицами, уполномоченными на представление документов для оказания услуг.</p> <p>Проектная документация, сформированная в форме электронного документа, подписывается лицами, участвующими в ее разработке, осуществлении нормоконтроля и согласовании, а в случае невозможности обеспечения их электронной подписью - на отдельные документы в составе проектной документации оформляется информационно-удостоверяющий лист на бумажном носителе, содержащий наименование электронного документа, к которому он выпущен, фамилии и подписи не обеспеченных электронной подписью лиц, дату и время последнего изменения документа. Такой информационно-удостоверяющий лист сканируется в соответствии с настоящими требованиями, и сформированный по результатам сканирования электронный документ подписывается лицом, уполномоченным на предоставление документов для оказания услуг, с использованием электронной подписи.</p> <p>Рекомендации по оформлению УЛ содержатся в ГОСТ ГОСТ 2.051-2013. Межгосударственный стандарт. Единая система конструкторской документации. Электронные документы. Общие положения</p> <p>Язык выпускаемой документации – русский и английский для: основных документов ПД и РД (см. п. 10.13).</p> <p>Язык томов ПД – русский.</p>
34.	Отчетность	<p>На стадии ПД разработать Регистр Документации (MDR) и согласовать с Заказчиком.</p> <p>На стадии РД разработать Главный реестр документации.</p> <p>Отчетность на стадии ПД и РД организовать на базе MDR и ГРД, соответственно.</p> <p>Разработать и согласовать с Заказчиком:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Календарный график</li> <li>• Кривую хода работ</li> <li>• Формат текстового отчёта</li> </ul> <p>Отчётность актуализировать на двухнедельной основе и предоставлять Заказчику за день до совещания.</p>

Подрядчик:  
Директор ООО «ИНСТИТУТ  
ЮЖНИИГИПРОГАЗ»

Заказчик:  
Первый заместитель директора проекта  
ОАО «Ямал СПГ»



А.С. Панкова

Д.А. Фомин

Заказчик:

Первый заместитель директора проекта

ОАО «Ямал СПГ»

01.06.2020 Д.А. Фомин

<b>Изменение № 1</b> <b>к ЗАДАНИЮ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ</b> <b>объекта: «Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГKM»</b>		
<b>№ п/п</b>	<b>Перечень основных данных и требований</b>	<b>Содержание основных данных и требований</b>
1.	Основание для проектирования	Без изменений
2.	Исходные данные	Без изменений
3.	Месторасположение предприятия, здания, сооружения	Без изменений
4.	Вид строительства	Без изменений
5.	Стадия проектирования	Без изменений
6.	Порядок разработки документации	Без изменений
7.	Требования по вариантной разработке	Без изменений
8.	Особые условия строительства	Без изменений
9.	Основные технико-экономические характеристики и показатели объекта	<p>1. Фонд скважин, всего: 13 скв.</p> <p>2. Размещение скважин на существующих кустовых площадках ЮТГKM:</p> <p>КП 2 - скважина № 11;</p> <p>КП 26 - скважины № 4 и 5;</p> <p>КП 30 – скважина № 171;</p> <p>КП 35 - скважины № 9 и 10;</p> <p>КП 40 - скважины № 13, 14, 15, № 175;</p> <p>КП 45 – скважина 170 (№4451 после ЗБС)</p> <p>КП 46 - скважины № 14 и 15;</p> <p>Расстояние между устьями скважин и размещение на кустовых площадках принять в соответствии со схемами расположения и обосновать в соответствии с действующими нормативными требованиями.</p> <p>Провести гидравлический расчет системы</p>



		<p>газосборной сети с учетом подключения вводимых настоящим проектом скважин.</p> <p>Провести доотсыпку кустовых площадок в соответствии с требуемыми нормативными расстояниями.</p> <p>Принять типовую обвязку скважин, предусмотренную проектом 13015 в целях унификации.</p> <p>Предусмотреть на КПП № 30, 40 перспективное подключение юрской скважины с учетом геологических данных по юрской скважине №172.</p> <p>Размещение юрских скважин предусмотреть с учетом нормативных требований пожарной безопасности.</p> <p>9.1. Основные технико-экономические показатели определить в проектной документации.</p> <p>9.2. Сметную стоимость строительства определить в соответствии с МДС 81- 35.2004 «Методика определения стоимости строительства продукции на территории Российской Федерации».</p>
10.	Особые требования к проектированию	Без изменений
11.	Требования к технологии, режиму предприятия и основному оборудованию	Без изменений
12.	Требования к архитектурно-планировочным, конструктивным и инженерным решениям	<p>12.1. Архитектурно-планировочные решения, конструктивные и инженерные решения должны соответствовать действующим нормативным требованиям по безопасной эксплуатации зданий и сооружений, охране труда, промышленной и пожарной безопасности.</p> <p>12.2. Требования спецификаций ОАО «Ямал СПГ».</p> <p>12.3. Идентификационные признаки зданий и сооружений принять в соответствии с приложением 2.</p>
13.	Использование зданий комплектной поставки	Без изменений
14.	Требования и условия к разработке природоохранных мероприятий	Без изменений
15.	Технологическая связь	«Для расширения существующих кустов скважин Южно-Тамбейского ГКМ использовать существующие сети связи, реализованные в соответствии с проектной документацией 13.015.1 "Строительство комплекса по

		<p>добыче, подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ", получившей положительные заключения ФАУ "ГЛАВГОСЭКСПЕРТИЗА РОССИИ" № 060-17/ГГЭ-8113/02 от 26.01.2017, № 89-1-1-3-004914-2019 от 06.03.2019, а также в составе проектной документации 77.17.021 "Расширение газосборной сети и входных сооружений Южно-Тамбейского ГКМ", получившей положительное заключение ФАУ "ГЛАВГОСЭКСПЕРТИЗА РОССИИ" № 89-1-1-3-004190-2019 от 27.02.2019.</p> <p>В состав вышеуказанных систем связи входят:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- корпоративная локальная вычислительная сеть (ЛВС);</li> <li>- автоматическая телефонная связь (IP-телефония, с организацией связи с пожарным депо, выходом в корпоративную сеть Заказчика и на сеть связи общего пользования);</li> <li>- транкинговая радиосвязь стандарта TETRA.</li> </ul> <p>Физическое подключение коммутаторов доступа распределенной ЛВС технологической связи на кустовых площадках к коммутатору верхнего уровня в аппаратной АСУ и связи (LER 014) в установке регенерации метанола №1 на площадке входных сооружений реализовано посредством волоконно-оптических подключающих линий связи (ВОЛС). Для каждой кустовой площадки организованы ВОЛС по 2-м альтернативным маршрутам с использованием стоечных линий по эстакадам газовых шлейфов и по ВЛ 10кВ. В каждой ВОЛС, для каждой кустовой площадки предусмотрено по 12 оптических волокон, распределенных между следующими информационными системами:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- ЛВС и IP-телефония (2 рабочих оптических волокна + 2 резервных);</li> <li>- ИСУБ (2 рабочих оптических волокна + 2 резервных);</li> <li>- Противоаварийная защита (2 рабочих оптических волокна + 2 резервных).</li> </ul> <p>Автоматическая телефонная связь в блок-контейнерах АСУ на площадках кустов скважин обеспечена посредством оборудования абонентской периферии системы IP-телефонии существующего аппаратно-программного комплекса CUCM (Cisco Unified Communications Manager) корпоративной сети ОАО "Ямал СПГ", развернутого на базе коммутационного оборудования с поддержкой технологии VoIP и расположенного в здании центрального узла связи (ЦУС) административной зоны Южно-Тамбейского ГКМ. Обеспечение доступа абонентских устройств системы IP-телефонии к ресурсам CUCM организовано с использованием ресурсов сегмента распределенной ЛВС технологической связи.</p> <p>Покрытие существующих площадок кустов газовых скважин транкинговой радиосвязью стандарта TETRA обеспечено существующей базовой радиостанцией CASSIDIAN (EADS) TB3 IP 4TTRX, установленной в</p>
--	--	--

		<p>здании центрального узла связи (ЦУС) административной зоны Южно-Тамбейского ГКМ. Разрешение ФС "Роскомнадзор" на использование радиочастот или радиочастотных каналов сети TETRA от 18.02.2016 № 14056. Обслуживающий персонал оснащен мобильными радиотерминалами TGR-990, используемыми для установки на транспортных средствах, и портативными взрывозащищенными радиотерминалами типа THR9 EX.</p> <p>Эксплуатируемое оборудование комплекса технологической связи на расширяемых кустовых площадках является полнофункциональным, имеет достаточные резервы по емкости и производительности, соответствует требованиям действующих нормативных документов РФ в области принципов и правил организации обеспечения средствами производственной связи объектов газовой и нефтяной промышленности, а также полностью удовлетворяет потребность руководящего и эксплуатационного персонала, расширяемых по данной проектной документации, площадок кустов газовых скважин Южно-Тамбейского месторождения в средствах и видах технологической производственной связи.</p> <p>Проектируемое оборудование данной проектной документацией не предусматривать.»</p>
16.	Энергоснабжение	Без изменений
17.	Требования к системе отопления, вентиляции, кондиционирования	Без изменений
18.	Автоматизация технологических процессов, метрологическое обеспечение и организация измерений углеводородных сред	Без изменений
19.	Требования по энергосбережению	Без изменений
20.	Требования по режиму безопасности и гигиене труда	Без изменений
21.	Выделение этапов	Предусмотреть выделение этапов строительства в соответствии с приложением № 1 к Заданию на проектирование.
22.	Требования по ассимиляции производства	Без изменений
23.	Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны и мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций	Без изменений
24.	Требования по промышленной безопасности	Без изменений
25.	Требования по пожарной безопасности	25.1. Требования пожарной безопасности в разделе проектной документации «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности» принять

		<p>в соответствии с Федеральным законом от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» и другими действующими нормативными документами по пожарной безопасности, в том числе учесть требования постановления Правительства №390 «О противопожарном режиме».</p> <p>25.2. В проекте предусмотреть унификацию оборудования и систем противопожарной защиты, в том числе с учетом действующих объектов, и предусмотреть сопряжение проектируемых систем противопожарной защиты с эксплуатируемыми. Принимаемые решения в рабочей и проектной документации в области пожарной безопасности согласовать с отделом ПБ, ГО и ЧС Заказчика.</p> <p>25.3. Кроме разработки раздела ПД «МОПБ» разработать технические задания на системы противопожарной защиты (АПС, СОУЭ, РРР т.п.) и согласовать с Заказчиком.</p> <p>25.4. Подключение оборудования АПС, ББ СРПИ (пожарные извещатели, ручные пожарные извещатели, свето-звуковые оповещатели) выполнить по жесткопроводным физическим кабельным линиям связи к существующим шкафам F&amp;G на базе сертифицированного ПЖ Yokogawa ProSafe в составе шкафов ИСУБ Yokogawa площадок кустов скважин, с использованием имеющегося резерва сигналов ввода-вывода в шкафах F&amp;G. При необходимости, в случае нехватки имеющегося резерва сигналов ввода-вывода, предусмотреть соответствующую доработку шкафов F&amp;G для подключения оборудования АПС ББ СРПИ.</p>
26.	Требования к системам безопасности и охране объектов	<p>26.1. В проекте предоставить обоснование отсутствия периметрального ограждения кустовых площадок.</p> <p>26.2. В проекте привести типовое решение по установке информационных и предупреждающих (для местного населения) знаков на двух языках.</p> <p>26.3. Разработать раздел "Мероприятия по противодействию террористическим актам", в соответствии с нормами и правилами, действующими в РФ.</p> <p>26.4. Паспорт безопасности Комплекса по добыче, подготовке, сжижению, отгрузке СПГ и газового</p>

		конденсата Южно-Тамбейского ГКМ утвержден ОАО «Ямал СПГ» 15.05.2018 согласован Решением АТК и ОШ в ЯНАО протокол №3 от 29.08.2018. Внесен в Реестр Минэнерго 18.09.2018 реестровый номер АТ-Г-89-0001952. Категория объекта, класс опасности и значимости объекта, установленный на основании предполагаемого ущерба в случае реализации террористических угроз - "низкая категория" в соответствии с федеральным законом № 256-ФЗ и "класс 3 (низкая значимость)" в соответствии с СП 132.13330.2011.
27.	Требования к разработке сметной документации	Без изменений
28.	Заказчик	Без изменений
29.	Субподрядные проектные организации	Без изменений
30.	Срок выполнения работы	Без изменений
31.	Состав демонстрационных материалов	Без изменений
32.	Срок действия задания	В течение срока проектирования. Изменения к заданию утверждаются Заказчиком
33.	Требования к передаче материалов на электронных носителях	Без изменений
34.	Отчетность	Без изменений
35.	Приложения к данному заданию на проектирование	1. Приложение 1 Этапы строительства 2. Приложение 2 Идентификационные признаки зданий и сооружений

Заказчик:

Первый заместитель директора проекта

ОАО «Ямал СПГ»



Д.А. Фомин

**Изменение № 2****к ЗАДАНИЮ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ****объекта: «Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГKM»**

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1.	Основание для проектирования	Без изменений
2.	Исходные данные	Без изменений
3.	Месторасположение предприятия, здания, сооружения	Без изменений
4.	Вид строительства	Без изменений
5.	Стадия проектирования	Без изменений
6.	Порядок разработки документации	Без изменений
7.	Требования по вариантной разработке	Без изменений
8.	Особые условия строительства	Без изменений
9.	Основные технико-экономические характеристики и показатели объекта	Без изменений
10.	Особые требования к проектированию	Без изменений
11.	Требования к технологии, режиму предприятия и основному оборудованию	Без изменений
12.	Требования к архитектурно-планировочным, конструктивным и инженерным решениям	Дополнить: 12.4 Свайные фундаменты запроектировать в соответствии с требованиями СП 25.13330.2012 (С изменением № 1, № 2, № 3, № 4).
13.	Использование зданий комплектной поставки	Без изменений
14.	Требования и условия к разработке природоохранных мероприятий	Без изменений
15.	Технологическая связь	Без изменений

16.	Энергоснабжение	Без изменений
17.	Требования к системе отопления, вентиляции, кондиционирования	Без изменений
18.	Автоматизация технологических процессов, метрологическое обеспечение и организация измерений углеводородных сред	Без изменений
19.	Требования по энергосбережению	Без изменений
20.	Требования по режиму безопасности и гигиене труда	Без изменений
21.	Выделение этапов	Без изменений
22.	Требования по ассимиляции производства	Без изменений
23.	Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны и мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций	Без изменений
24.	Требования по промышленной безопасности	Без изменений
25.	Требования по пожарной безопасности	Без изменений
26.	Требования к системам безопасности и охране объектов	Без изменений
27.	Требования к разработке сметной документации	Без изменений
28.	Заказчик	Без изменений
29.	Субподрядные проектные организации	Без изменений
30.	Срок выполнения работы	Без изменений
31.	Состав демонстрационных материалов	Без изменений
32.	Срок действия задания	Без изменений
33.	Требования к передаче материалов на электронных носителях	Без изменений
34.	Отчетность	Без изменений
35.	Приложения к данному заданию на проектирование	Без изменений



Ю.Ю. Шевченко

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1.	Основание для проектирования	Без изменений
2.	Исходные данные	Дополнить: Для кустовой площадки № 30 принять межустьевое расстояние для скважин 5303 и скважины 171 равным 110 метрам.
3.	Месторасположение предприятия, здания, сооружения	Без изменений
4.	Вид строительства	Без изменений
5.	Стадия проектирования	Без изменений
6.	Порядок разработки документации	Без изменений
7.	Требования по вариантной разработке	Без изменений
8.	Особые условия строительства	Без изменений
9.	Основные технико-экономические характеристики и показатели объекта	Без изменений
10.	Особые требования к проектированию	Без изменений
11.	Требования к технологии, режиму предприятия и основному оборудованию	Без изменений
12.	Требования к архитектурно-планировочным, конструктивным и инженерным решениям	Без изменений
13.	Использование зданий комплектной поставки	Без изменений
14.	Требования и условия к разработке природоохранных	Без изменений



	мероприятий	
15.	Технологическая связь	Без изменений
16.	Энергоснабжение	Без изменений
17.	Требования к системе отопления, вентиляции, кондиционирования	Без изменений
18.	Автоматизация технологических процессов, метрологическое обеспечение и организация измерений углеводородных сред	Без изменений
19.	Требования по энергосбережению	Без изменений
20.	Требования по режиму безопасности и гигиене труда	Без изменений
21.	Выделение этапов	Без изменений
22.	Требования по ассимиляции производства	Без изменений
23.	Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны и мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций	Без изменений
24.	Требования по промышленной безопасности	Без изменений
25.	Требования по пожарной безопасности	Без изменений
26.	Требования к системам безопасности и охране объектов	Без изменений
27.	Требования к разработке сметной документации	Без изменений
28.	Заказчик	Без изменений
29.	Субподрядные проектные организации	Без изменений
30.	Срок выполнения работы	Без изменений
31.	Состав демонстрационных материалов	Без изменений
32.	Срок действия задания	Без изменений
33.	Требования к передаче материалов на электронных носителях	Без изменений
34.	Отчетность	Без изменений
35.	Приложения к данному заданию на проектирование	Без изменений



Приложение № 1

к Дополнительному соглашению № 5  
от «28» апреля 2023 г.

Приложение № 1

к Договору № 472/20-ЯСПГ /77.20.002  
от «14» апреля 2020 г.

<b>Изменение № 4</b> <b>к ЗАДАНИЮ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ</b> <b>объекта: «Расширение и обустройство кустовых площадок</b> <b>Южно-Тамбейского ГКМ»</b>		
№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1.	Основание для проектирования	Без изменений.
2.	Исходные данные	Без изменений.
3.	Месторасположение предприятия, здания, сооружения	Российская Федерация, Ямало-Ненецкий автономный округ, Ямальский район, Южно-Тамбейский лицензионный участок.
4.	Вид строительства	Без изменений.
5.	Стадия проектирования	Корректировка проектной документации. Разработка специальных технических условий. Разработка расчета пожарных рисков. Корректировка рабочей документации. Корректировка технологического регламента.
6.	Порядок разработки документации	6.1. Проектную документацию разработать в соответствии с законодательством, действующими нормативными документами РФ и Постановлением Правительства Российской Федерации от 16 февраля 2008 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» в редакции, действовавшей до 01.09.2022. 6.2. Без изменений. 6.3. Без изменений. 6.4. Без изменений. 6.5. Без изменений. 6.6. Без изменений. 6.7. Без изменений. 6.8. Без изменений. 6.9. Без изменений. 6.10. Без изменений.

		6.11. Без изменений. 6.12. Без изменений.
7.	Требования по вариантной разработке	Без изменений.
8.	Особые условия строительства	Без изменений.
9.	Основные технико-экономические характеристики и показатели объекта	<p>9.1. Фонд скважин, всего: 21 скв.</p> <p>9.2. Размещение скважин на существующих кустовых площадках ЮТГКМ:</p> <p>КП 2 - скважина № 11;</p> <p>КП 26 - скважины № 4, 5, Ю261, Ю262, Ю263, Ю264</p> <p>КП 30 – скважина № 12 (171), Ю301, Ю302, Ю303, Ю304;</p> <p>КП 35 - скважины № 9 и 10;</p> <p>КП 40 - скважины № 13, 14, 15, 16;</p> <p>КП 45 – скважина № 8 (170, № 4451 после ЗБС)</p> <p>КП 46 - скважины № 14 и 15.</p> <p>Расстояние между устьями скважин и размещение на кустовых площадках принять в соответствии со схемами расположения и обосновать в соответствии с действующими нормативными требованиями.</p> <p>Провести гидравлический расчет системы газосборной сети с учетом подключения вводимых настоящим проектом скважин.</p> <p>Провести доотсыпку кустовых площадок в соответствии с требуемыми нормативными расстояниями.</p> <p>Размещение юрских скважин предусмотреть с учетом нормативных требований пожарной безопасности.</p> <p>9.3. Без изменений.</p> <p>9.4. Без изменений.</p>
10.	Особые требования к проектированию	<p>10.1. Без изменений.</p> <p>10.2. Без изменений.</p> <p>10.3. Без изменений.</p> <p>10.4. Без изменений.</p> <p>10.5. Без изменений.</p> <p>10.6. Без изменений.</p> <p>10.7. Без изменений.</p> <p>10.8. Без изменений.</p> <p>10.9. Без изменений.</p>



		<p>10.10. Без изменений.</p> <p>10.11. Без изменений.</p> <p>10.12. Без изменений.</p> <p>10.13. Без изменений.</p> <p>10.14. На стадии ПД определить основные документы, перечень которых необходимо согласовать с Заказчиком. Данный перечень должен включать, но не ограничиваться:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- PFD;</li> <li>- PID;</li> <li>- SLD;</li> <li>- C&amp;E;</li> <li>- Архитектура АСУТП;</li> <li>- Архитектура связи;</li> <li>- Генплан;</li> <li>- Опросные листы;</li> <li>- Планы расположения оборудования;</li> <li>- Перечень интерфейсных связей.</li> </ul> <p>10.15. На стадии ПД и РД выделить перечень эксплуатационных документов, которые необходимо выпустить в двуязычном формате. Перечень согласовать с заказчиком. Данный перечень должен включать, но не ограничиваться:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- PID и PFD;</li> <li>- C&amp;E;</li> <li>- Plot plans;</li> <li>- Layouts;</li> <li>- DTS;</li> <li>- SLD;</li> <li>- Technological regulations;</li> <li>- Control narratives;</li> <li>- Уточнённый перечень интерфейсных связей для стадии РД.</li> </ul> <p>10.16. Без изменений.</p> <p>10.17. Без изменений.</p> <p>10.18. Без изменений.</p> <p>10.19. Без изменений.</p> <p>10.20. Без изменений.</p> <p>10.21. Без изменений.</p> <p>10.22. Без изменений.</p> <p>10.23. Без изменений.</p> <p>10.24. Без изменений.</p>
11.	Требования к технологии, режиму предприятия и основному оборудованию	Без изменений
12.	Требования к архитектурно-планировочным,	Без изменений

	конструктивным и инженерным решениям	
13.	Использование зданий комплектной поставки	Без изменений
14.	Требования и условия к разработке природоохранных мероприятий	Без изменений
15.	Технологическая связь	Для организации связи проектируемых объектов использовать существующие системы и сети связи.
16.	Энергоснабжение	Без изменений
17.	Требования к системе отопления, вентиляции, кондиционирования	Без изменений
18.	Автоматизация технологических процессов, метрологическое обеспечение и организация измерений углеводородных сред	Без изменений
19.	Требования по энергосбережению	Без изменений
20.	Требования по режиму безопасности и гигиене труда	Без изменений
21.	Выделение этапов	Этапность строительства принять в соответствии с Приложением 1 к Изменению № 4.
22.	Требования по ассимиляции производства	Без изменений
23.	Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны и мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций	Без изменений
24.	Требования по промышленной безопасности	Без изменений
25.	Требования по пожарной безопасности	Без изменений.
26.	Требования к системам безопасности и охране объектов	Без изменений.
27.	Требования к разработке сметной документации	Без изменений
28.	Заказчик	Без изменений
29.	Субподрядные проектные организации	Без изменений
30.	Срок выполнения работы	Без изменений
31.	Состав демонстрационных материалов	Без изменений
32.	Срок действия задания	Без изменений
33.	Требования к передаче материалов на электронных носителях	Без изменений
34.	Отчетность	Без изменений
35.	Приложения	Приложение 1. Перечень этапов строительства по объекту "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-

		Тамбейского ГКМ" Приложение 2. Идентификационные признаки зданий и сооружений по объекту "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ"
--	--	--

СОГЛАСОВАНО

Генеральный директор

ООО "ИНСТИТУТ ЮЖНИИПРОГАЗ"


 А.С. Панкова

28 апреля 2023 года

УТВЕРЖДАЮ

 Заместитель директора  
по капитальному строительству

ОАО "Ямал СПГ"



Ю.Ю. Шевченко

2023 года

АССОЦИАЦИЯ САМОРЕГУЛИРУЕМЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ ОБЩЕРОССИЙСКАЯ НЕГОСУДАРСТВЕННАЯ НЕКОММЕРЧЕСКАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ – ОБЩЕРОССИЙСКОЕ МЕЖОТРАСЛЕВОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ РАБОТОДАТЕЛЕЙ «НАЦИОНАЛЬНОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ САМОРЕГУЛИРУЕМЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ, ОСНОВАННЫХ НА ЧЛЕНСТВЕ ЛИЦ, ВЫПОЛНЯЮЩИХ ИНЖЕНЕРНЫЕ ИЗЫСКАНИЯ, И САМОРЕГУЛИРУЕМЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ, ОСНОВАННЫХ НА ЧЛЕНСТВЕ ЛИЦ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИХ ПОДГОТОВКУ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ»

**6163157930-20240208-0909**

(регистрационный номер выписки)

**08.02.2024**

(дата формирования выписки)

## ВЫПИСКА

**из единого реестра сведений о членах саморегулируемых организаций в области инженерных изысканий и в области архитектурно-строительного проектирования и их обязательствах**

**Настоящая выписка содержит сведения о юридическом лице (индивидуальном предпринимателе), осуществляющем подготовку проектной документации:**

**Общество с ограниченной ответственностью «ИНСТИТУТ ЮЖНИИГИПРОГАЗ»**

(полное наименование юридического лица/ФИО индивидуального предпринимателя)

**1146196006769**

(основной государственный регистрационный номер)

### 1. Сведения о члене саморегулируемой организации:

1.1	Идентификационный номер налогоплательщика	6163157930
1.2	Полное наименование юридического лица (Фамилия Имя Отчество индивидуального предпринимателя)	Общество с ограниченной ответственностью «ИНСТИТУТ ЮЖНИИГИПРОГАЗ»
1.3	Сокращенное наименование юридического лица	ООО «ИНСТИТУТ ЮЖНИИГИПРОГАЗ»
1.4	Адрес юридического лица Место фактического осуществления деятельности (для индивидуального предпринимателя)	344018, Россия, Ростовская область, Ростов-на-Дону, проспект Будёновский, 106/2
1.5	Является членом саморегулируемой организации	Саморегулируемая организация Союз «Роснефть-Проектирование» (СРО-П-124-25012010)
1.6	Регистрационный номер члена саморегулируемой организации	П-124-006163157930-0088
1.7	Дата вступления в силу решения о приеме в члены саморегулируемой организации	23.10.2014
1.8	Дата и номер решения об исключении из членов саморегулируемой организации, основания исключения	

### 2. Сведения о наличии у члена саморегулируемой организации права осуществлять подготовку проектной документации:

2.1 в отношении объектов капитального строительства (кроме особо опасных, технически сложных и уникальных объектов, объектов использования атомной энергии) (дата возникновения/изменения права)	2.2 в отношении особо опасных, технически сложных и уникальных объектов капитального строительства (кроме объектов использования атомной энергии) (дата возникновения/изменения права)	2.3 в отношении объектов использования атомной энергии (дата возникновения/изменения права)
Да, 23.10.2014	Да, 23.10.2014	Нет





### 3. Компенсационный фонд возмещения вреда

125

3.1	Уровень ответственности члена саморегулируемой организации по обязательствам по договору подряда на подготовку проектной документации, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд возмещения вреда	Четвертый уровень ответственности (составляет триста миллионов рублей и более)
3.2	Сведения о приостановлении / прекращении права осуществлять подготовку проектной документации объектов капитального строительства	

### 4. Компенсационный фонд обеспечения договорных обязательств

4.1	Дата, с которой член саморегулируемой организации имеет право осуществлять подготовку проектной документации по договорам подряда, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд обеспечения договорных обязательств	23.10.2014
4.2	Уровень ответственности члена саморегулируемой организации по обязательствам по договорам подряда на подготовку проектной документации, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд обеспечения договорных обязательств	Третий уровень ответственности (не превышает триста миллионов рублей)
4.3	Дата уплаты дополнительного взноса	Нет
4.4	Сведения о приостановлении / прекращении права осуществлять подготовку проектной документации по договорам подряда, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров	

### 5. Фактический совокупный размер обязательств

5.1	Фактический совокупный размер обязательств по договорам подряда на подготовку проектной документации, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров на дату выдачи выписки	Нет
-----	--	-----

Руководитель аппарата



ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН УСИЛЕННОЙ КВАЛИФИЦИРОВАННОЙ  
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

Владелец: Кожуховский Алексей Олегович  
123056, г. Москва, ул. 2-я Брестская, д. 5

СЕРТИФИКАТ 0402FE9100C0B0148D4019113D8DEA876F

ДЕЙСТВИТЕЛЕН: С 20.11.2023 ПО 20.11.2024

А.О. Кожуховский





АССОЦИАЦИЯ САМОРЕГУЛИРУЕМЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ ОБЩЕРОССИЙСКАЯ НЕГОСУДАРСТВЕННАЯ НЕКОММЕРЧЕСКАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ – ОБЩЕРОССИЙСКОЕ МЕЖОТРАСЛЕВОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ РАБОТОДАТЕЛЕЙ «НАЦИОНАЛЬНОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ САМОРЕГУЛИРУЕМЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ, ОСНОВАННЫХ НА ЧЛЕНСТВЕ ЛИЦ, ВЫПОЛНЯЮЩИХ ИНЖЕНЕРНЫЕ ИЗЫСКАНИЯ, И САМОРЕГУЛИРУЕМЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ, ОСНОВАННЫХ НА ЧЛЕНСТВЕ ЛИЦ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИХ ПОДГОТОВКУ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ»

**6163157930-20240208-0908**

(регистрационный номер выписки)

**08.02.2024**

(дата формирования выписки)

## ВЫПИСКА

**из единого реестра сведений о членах саморегулируемых организаций в области инженерных изысканий и в области архитектурно-строительного проектирования и их обязательствах**

**Настоящая выписка содержит сведения о юридическом лице (индивидуальном предпринимателе), выполняющем инженерные изыскания:**

**Общество с ограниченной ответственностью «ИНСТИТУТ ЮЖНИИГИПРОГАЗ»**

(полное наименование юридического лица/ФИО индивидуального предпринимателя)

**1146196006769**

(основной государственный регистрационный номер)

### 1. Сведения о члене саморегулируемой организации:

1.1	Идентификационный номер налогоплательщика	6163157930
1.2	Полное наименование юридического лица (Фамилия Имя Отчество индивидуального предпринимателя)	Общество с ограниченной ответственностью «ИНСТИТУТ ЮЖНИИГИПРОГАЗ»
1.3	Сокращенное наименование юридического лица	ООО «ИНСТИТУТ ЮЖНИИГИПРОГАЗ»
1.4	Адрес юридического лица Место фактического осуществления деятельности (для индивидуального предпринимателя)	344018, Россия, Ростовская область, Ростов-на-Дону, пр. Буденновский, 106/2
1.5	Является членом саморегулируемой организации	Саморегулируемая организация Союз «Роснефть-Изыскания» (СРО-И-041-28122017)
1.6	Регистрационный номер члена саморегулируемой организации	И-041-006163157930-0012
1.7	Дата вступления в силу решения о приеме в члены саморегулируемой организации	28.12.2017
1.8	Дата и номер решения об исключении из членов саморегулируемой организации, основания исключения	

### 2. Сведения о наличии у члена саморегулируемой организации права выполнять инженерные изыскания:

2.1 в отношении объектов капитального строительства (кроме особо опасных, технически сложных и уникальных объектов, объектов использования атомной энергии) (дата возникновения/изменения права)	2.2 в отношении особо опасных, технически сложных и уникальных объектов капитального строительства (кроме объектов использования атомной энергии) (дата возникновения/изменения права)	2.3 в отношении объектов использования атомной энергии (дата возникновения/изменения права)
Да, 28.12.2017	Да, 23.06.2017	Нет



### 3. Компенсационный фонд возмещения вреда

127

3.1	Уровень ответственности члена саморегулируемой организации по обязательствам по договору подряда на выполнение инженерных изысканий, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд возмещения вреда	Второй уровень ответственности (не превышает пятьдесят миллионов рублей)
3.2	Сведения о приостановлении права выполнять инженерные изыскания объектов капитального строительства	

### 4. Компенсационный фонд обеспечения договорных обязательств

4.1	Дата, с которой член саморегулируемой организации имеет право выполнять инженерные изыскания по договорам подряда, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд обеспечения договорных обязательств	23.06.2017
4.2	Уровень ответственности члена саморегулируемой организации по обязательствам по договорам подряда на выполнение инженерных изысканий, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд обеспечения договорных обязательств	Второй уровень ответственности (не превышает пятьдесят миллионов рублей)
4.3	Дата уплаты дополнительного взноса	Нет
4.4	Сведения о приостановлении права выполнять инженерные изыскания по договорам подряда, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров	

### 5. Фактический совокупный размер обязательств

5.1	Фактический совокупный размер обязательств по договорам подряда на выполнение инженерных изысканий, заключаемым с использованием конкурентных способов заключения договоров на дату выдачи выписки	Нет
-----	--	-----

Руководитель аппарата

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН УСИЛЕННОЙ КВАЛИФИЦИРОВАННОЙ  
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮВладелец: Кожуховский Алексей Олегович  
123056, г. Москва, ул. 2-я Брестская, д. 5

СЕРТИФИКАТ 0402FE9100C0B0148D4019113D8DEA876F

ДЕЙСТВИТЕЛЕН: С 20.11.2023 ПО 20.11.2024

А.О. Кожуховский





# ПромЭксперт

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ ЭКСПЕРТИЗЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ № 4

**Изменение, вносимое в обоснование безопасности опасного  
производственного объекта  
«Изменение № 2 к обоснованию безопасности опасного  
производственного объекта «Фонд скважин Южно-Тамбейского ГКМ»  
III класс опасности  
(регистрационный номер ОПО А59-60514-0001)**

Регистрационный №

57 - 05 - 06212 - 2020

Генеральный директор  
ООО «ПромЭксперт»



Р.О. Денисов

*Дата подписания заключения: «14» февраля 2020 г.*

Тюмень, 2020 г.

## 1. ВВОДНАЯ ЧАСТЬ

**1.1 Положения нормативных правовых актов в области промышленной безопасности, устанавливающих требования к объекту экспертизы, и на соответствие которым проводится оценка соответствия экспертизы.**

Заключение экспертизы промышленной безопасности «Изменение № 2 к обоснованию безопасности опасного производственного объекта «Фонд скважин Южно-Тамбейского ГКМ» III класс опасности (регистрационный номер ОПО А59-60514-0001)» является документом, определяющим соответствие объекта экспертизы предъявляемым к нему требованиям промышленной безопасности.

Основанием для проведения экспертизы является п.1 ст.13 Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.97 № 116-ФЗ [1].

Экспертиза промышленной безопасности проводилась в соответствии с требованиями:

- Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (п. 4 статьи 3, п. 1 статьи 13) [1];
- Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности (далее ФНП) «Правила проведения экспертизы промышленной безопасности» (п. 9, п. 10, п. 11, п. 13, п. 14, п. 15, п. 16, п. 17.1, п. 19, п. 24, п. 25, п. 26, п. 30, п. 31) [3];
- ФНП «Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта» (документ в полном объеме) [4];
- Руководства по безопасности «Методические рекомендации по разработке обоснования безопасности опасных производственных объектов нефтегазового комплекса» (документ в полном объеме) [5].

Экспертиза промышленной безопасности «Изменение № 2 к обоснованию безопасности опасного производственного объекта «Фонд скважин Южно-Тамбейского ГКМ» III класс опасности (регистрационный номер ОПО А59-60514-0001)» (далее по тексту – Изменение № 2) выполнена в соответствии с требованиями нормативно-правовых, технических и методических документов, приведенных в Приложении 1 настоящего заключения.

### 1.2 Сведения об экспертной организации.

Экспертной организацией является Общество с ограниченной ответственностью «ПромЭксперт» (ООО «ПромЭксперт»).

Местонахождение экспертной организации: 625048, Россия, Тюменская область, г. Тюмень, ул. Красных Зорь, дом 2, офис 3.

Генеральный директор - Денисов Роман Олегович.

Телефон: +7 (3452) 38-75-38.

ООО «ПромЭксперт» имеет лицензию на осуществление деятельности по проведению экспертизы промышленной безопасности от 24 февраля 2011 г. № ДЭ-00-012441. Настоящая лицензия переоформлена на основании решения лицензирующего органа – приказа от 2.07.2018 г. № 767-лп.

### 1.3 Сведения об экспертах.

Работа по экспертизе промышленной безопасности выполнена на основании приказа от 25 января 2019 г. № 38/ЭПБ экспертом в области промышленной безопасности Денисовым Романом Олеговичем, квалификационное удостоверение № АЭ.17.05070.001 от 29 декабря 2017 г., срок аттестации до 29 декабря 2022 г. Область аттестации: Э4 ОБ, третья категория.

## 2. ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ ЭКСПЕРТИЗЫ, НА КОТОРЫЕ РАСПРОСТРАНЯЕТСЯ ДЕЙСТВИЕ ЗАКЛЮЧЕНИЯ ЭКСПЕРТИЗЫ

Объектом экспертизы промышленной безопасности является «Изменение № 2 к обоснованию безопасности опасного производственного объекта «Фонд скважин Южно-Тамбейского ГКМ» III класс опасности (регистрационный номер ОПО А59-60514-0001)».

«Фонд скважин Южно-Тамбейского ГКМ» относится к опасным производственным объектам III класса опасности в соответствии с Федеральным законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.97 № 116-ФЗ [1] (регистрационный номер ОПО в реестре опасных производственных объектов № А59-60514-0001).

## 3. ДАННЫЕ О ЗАКАЗЧИКЕ

3.1 Заказчиком (застройщиком) является:

3.1.1 Полное и сокращенное название:

Открытое акционерное общество «Ямал СПГ»  
(ОАО «Ямал СПГ»).

3.1.2 Наименование должности и фамилия руководителя:

Генеральный директор ОАО «Ямал СПГ» Колесников Игорь Александрович.

3.1.3 Местонахождение, телефон, адрес электронной почты:

629700, ЯНАО, Ямальский район, с. Яр-Сале, ул. Худи Сэроко, д. 25/А; тел. +7 (495) 228-98-50, +7 (495) 228-98-49; электронный адрес (e-mail): secretary@yamalspg.ru.

## 4. ЦЕЛЬ ЭКСПЕРТИЗЫ

Целью экспертизы обоснования безопасности ОПО является:

- оценка соответствия Изменения № 2, требованиям нормативно-технических документов и руководящих документов по промышленной безопасности;
- оценка полноты и достоверности информации, представленной в Изменении № 2 к обоснованию безопасности ОПО;
- оценка полноты и достаточности мероприятий, компенсирующих отступления от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности;
- оценка обоснованности результатов оценки риска аварий, в том числе адекватности применяемых физико-математических моделей и использованных методов расчетов по оценке риска, правильности и достоверности этих расчетов, а также полноты учета всех факторов, влияющих на конечные результаты;
- оценка учета современного опыта эксплуатации, капитального ремонта, консервации и ликвидации опасных производственных объектов в Изменении № 2 к обоснованию безопасности ОПО, технологических регламентах;

- оценка полноты требований к эксплуатации, капитальному ремонту, консервации и ликвидации опасного производственного объекта, установленных в Изменении № 2 к обоснованию безопасности.

## **5. СВЕДЕНИЯ О РАССМОТРЕННЫХ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЕРТИЗЫ ДОКУМЕНТАХ**

### **5.1 Состав документов, представленных на экспертизу**

При выполнении экспертизы рассмотрены следующие документы:

- «Изменение № 2 к обоснованию безопасности опасного производственного объекта «Фонд скважин Южно-Тамбейского ГКМ» III класс опасности (регистрационный номер ОПО А59-60514-0001)» в 1 книге на 107 листах;
- Техническое задание на разработку «Изменения № 2 к обоснованию безопасности опасного производственного объекта «Фонд скважин Южно-Тамбейского ГКМ» III класс опасности (регистрационный номер ОПО А59-60514-0001)» на 11 листах;
- Свидетельство о регистрации в Государственном реестре опасных производственных объектов № А59-60514, выданное открытому акционерному обществу «Ямал СПГ» на 4 листах.

### **5.2 Данные об организации – разработчике документации**

5.2.1 Полное и сокращенное название:

Общество с ограниченной ответственностью «НПП Инновации ТЭК».  
(ООО «НПП ИнТЭК»).

5.2.2 Наименование должности и фамилия руководителя:

Генеральный директор ООО «НПП Инновации ТЭК» Яковлев Игорь Григорьевич.

5.2.3 Юридический адрес:

Российская Федерация, 625022, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. Чекистов, д. 38, каб. 11.

5.2.4 Фактический адрес, телефон:

Российская Федерация, 625014, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. Чекистов д. 38, каб. 11, тел. +79526715102.

## **6. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И НАЗНАЧЕНИЕ ОБЪЕКТА ЭКСПЕРТИЗЫ.**

6.1 Заказчик разработки Изменения № 2 к обоснованию – Открытое акционерное общество «Ямал СПГ» (ОАО «Ямал СПГ»).

6.2 Организацией, разработавшей Изменение № 2 к Обоснованию, является Общество с ограниченной ответственностью «НПП Инновации ТЭК» (ООО «НПП ИнТЭК»); Местонахождение: Российская Федерация, 625014, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. Чекистов д. 38, 3 этаж; является членом саморегулируемой организации, основанная на членстве лиц, осуществляющих подготовку проектной документации «Ассоциация «Центр объединения проектировщиков «СФЕРА-А», рег. № в государственном реестре СРО СРО-П-159-06082010), свидетельство № 0687.00-2016-7202233956-П-159, начало действия с «27» декабря 2016 г. (Приложение К рассматриваемого Изменения № 2 к обоснованию).

6.3 Разработка Изменения № 2 к обоснованию безопасности регламентируется пунктом 4 статьи 3 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [1].

6.4 В административном отношении Южно-Тамбейское ГКМ расположено на территории Ямальского района (районный центр – с. Яр-Сале) Ямало-Ненецкого АО (окружной центр – г. Салехард) Тюменской области. Ближайшие населенные пункты: мыс Дровяной – 104 км от северной границы ГКМ, п. Харасавэй – 145 км и п. Мордыяха – 170 км от западной границы ГКМ, п. Сеяха – 90 км от южной границы ГКМ.

6.5 Опасными объектами согласно реестру ОПО (приложение И рассматриваемого Изменения № 2 к Обоснованию) являются эксплуатационные скважины, расположенные на кустовых основаниях №№ 1, 2, 4, 7, 25, 30, 35, 39, 40, 43, 44, 45, 46, 47 и отдельно стоящие скважины №№ 155-Р, 170, 157-Р, 152-Р.

6.6 Изменение № 2 к обоснованию безопасности выполнено с целью установления требований промышленной безопасности, являющихся отступлением от Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности [6] связанных со следующими обстоятельствами: эксплуатация скважин с межколонным давлением.

Разработка Изменения № 2 к обоснованию безопасности опасного производственного объекта вызвана возникновением при эксплуатации скважин нарушений требований 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 12.03.2013 г. № 101 (с изменениями) (далее ФНП ПБ НГП) [6]:

а) п. 117 ФНП ПБ НГП «Конструкция скважины в части надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать:

- условия безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами и охраны окружающей среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепления скважины, герметичности обсадных колонн и кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и пространства вокруг устья скважины»;

б) п. 122 ФНП ПБ НГП «Конструкция устья скважины, колонных головок, герметизирующих устройств должна обеспечивать:

- герметичность межколонных пространств при бурении и эксплуатации скважины»;

в) п. 293 ФНП ПБ НГП «Выбор резьбовых соединений и герметизирующих средств в интервалах интенсивного искривления ствола должен обеспечивать требуемые прочностные характеристики обсадной колонны, герметичность и надежность крепи в течении всего периода эксплуатации скважины. Типы применяемых резьбовых соединений и резьбовых смазок определяются рабочим проектом»;

г) п. 296 ФНП ПБ НГП «Работы по освоению и испытанию скважин могут быть начаты при обеспечении следующих условий: ...отсутствуют межколонные давления»;

д) п. 658 ФНП ПБ НГП «Конструкция газовых скважин, обвязка их устья, порядок испытания на прочность и герметичность, освоение скважины должны соответствовать требованиям глав XII, XIX, XX, XXIII настоящих Правил»;

е) п. 1326 ФНП ПБ НГП «При обнаружении в ходе проверок или в других случаях недостатков (устьевое давление, межколонные проявления, грифоны и другие) скважина

должна быть выведена из консервации. Пользователь недр обязан выяснить причины недостатков, разработать и реализовать мероприятия по их устранению по планам, согласованным с территориальным органом Ростехнадзора.

Дальнейшая консервация скважины может быть продлена после устранения причин появления неисправностей и по согласованию и по согласованию с территориальным органом Ростехнадзора.

6.7 Изменение № 2 к обоснованию структурно состоит из следующих элементов:

- Титульный лист;
- Содержание;
- Раздел 1 «Общие сведения»;
- Раздел 2 «Результаты оценки риска аварии на опасном производственном объекте и связанной с ней угрозы»;
- Раздел 3 «Условия безопасной эксплуатации опасного производственного объекта»;
- Раздел 4 «Требования к эксплуатации, капитальному ремонту, консервации и ликвидации опасного производственного объекта».

6.8 Изменение № 2 к обоснованию содержит:

- результат идентификации опасностей, рассматриваемого объекта, в т.ч. связанных с отступлениями от требований федеральных норм и правил;
- сведения о результатах оценки риска аварии на опасном производственном объекте и связанной с ней угрозы;
- условия безопасной эксплуатации опасного производственного объекта;
- требования к эксплуатации, капитальному ремонту, консервации и ликвидации опасного производственного объекта.

6.9 Изменение № 2 к обоснованию безопасности предназначено для:

- идентификации опасностей эксплуатации ОПО, связанных с отступлениями от требований федеральных норм и правил;
- количественной и/или качественной оценки риска эксплуатации ОПО, связанных с отступлениями от требований федеральных норм и правил;
- сравнения полученных результатов с существующими величинами допустимых показателей риска;
- анализа достаточности принятых мер по предупреждению аварий, а также разработки мероприятий, направленных на снижение последствий аварии и размера ущерба, нанесенного в случае аварии на опасном производственном объекте;
- разработки компенсирующих организационно-технических мероприятий, направленных на обеспечение приемлемого уровня риска при эксплуатации ОПО с отступлениями от требований федеральных норм и правил.

## 7. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЁННОЙ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1 Оценки по результатам экспертизы распространяются на решения, представленные в «Изменении № 2 к обоснованию безопасности опасного производственного объекта «Фонд скважин Южно-Тамбейского ГКМ» III класс опасности (регистрационный номер ОПО А59-60514-0001)».

7.2 Объект экспертизы по своему составу и содержанию соответствует требованиям ФНП «Общие требования к обоснованию безопасности опасного



производственного объекта» [4], а именно, структура Изменения № 2 к обоснованию содержит элементы:

- титульный лист;
- оглавление;
- раздел 1 «Общие сведения»;
- раздел 2 Результаты оценки риска аварии на опасном производственном объекте и связанной с ней угрозы»;
- раздел 3 «Условия безопасной эксплуатации опасного производственного объекта»;
- раздел 4 «Требования к эксплуатации, капитальному ремонту, консервации и ликвидации опасного производственного объекта».

Структура содержит необходимые базовые элементы, предусмотренные ФНП «Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта» [4] п. 5, дополнительные элементы разработчиком не вводились.

Структура Изменения № 2 к обоснованию соответствует требованиям п. 5 ФНП «Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта» [4].

#### **7.2.1 Титульный лист Изменения № 2 к обоснованию**

На титульном листе Изменения № 2 к обоснованию указаны сведения, позволяющие идентифицировать опасный производственный объект, местонахождение ОПО, гриф утверждения с подписью руководителя эксплуатирующей организации, гриф утверждения с подписью руководителя разработчика Обоснования. Указан год разработки Изменения № 2 к обоснованию.

Титульный лист Изменения № 2 к обоснованию соответствует требованиям п. 7 ФНП «Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта» [4] и п. 22 Руководства по безопасности «Методические рекомендации по разработке обоснования безопасности опасных производственных объектов нефтегазового комплекса» утв. Приказом Ростехнадзора от 30.09.2015 № 387 [5].

#### **7.2.2 Оглавление Изменения № 2 к обоснованию**

Оглавление включает номера и названия разделов, подразделов и приложений Изменения № 2 к обоснованию с указанием страниц, с которых они начинаются (п. 5 ФНП «Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта» [4]).

Оглавление соответствует требованиям п. 5 ФНП «Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта» [4].

#### **7.2.3 Раздел 1 Изменения № 2 к обоснованию «Общие сведения» включает в себя:**

##### **п. 1.1 Изменения № 2 к обоснованию «Наименование и место нахождения опасного производственного объекта»**

Приведено наименование рассматриваемого объекта, регистрационный номер в реестре ОПО, класс опасности ОПО.

Указан адрес местонахождения опасного производственного объекта: Ямало-Ненецкий автономный округ, Ямальский район, Южно-Тамбейское газоконденсатное месторождение.

**п.п. 1.2, 1.3 Изменения № 2 к обоснованию «Сведения о заказчике (застройщике), проектной организации, разработчике Изменения № 2 к обоснованию»**

Приведены сведения о заказчике Изменения № 2 к обоснованию, генеральной проектной организации и разработчике Изменения № 2 к обоснованию в т.ч.:

- полные и сокращенные наименования организаций;
- адреса местонахождения;
- контактные данные (телефон, почтовый и электронный адреса);
- сведения о руководителях организаций;
- сведения о допуске к проектным работам (для разработчика Обоснования).

**п. 1.4 Изменения № 2 к обоснованию «Область применения»**

Указано, что областью применения Изменения № 2 к обоснованию безопасности является эксплуатация скважин с межколонными давлениями на Южно-Тамбейском газоконденсатном месторождении. Уточнено, что предельные давления определены для существующих скважин с МКД: №№ №№ 5011, 3011, 2012, 2013, 4011, 2022, 5021, 4021, 5022, 3022, 2023, 4041, 4042, 2041, 8073, 3072, 7071, 5072, 2073, 5073, 3071, 1072, 2072, 4071, 5075, 7073, 5071, 7072, 5074, 8074, 8075, 5255, 4253, 155-Р, 8303, 6301, 6302, 4303, 3353, 152-Р, 2402, 4404, 4431, 2431, 8431, 3431, 4433, 2432, 8432, 8443, 4441, 5441, 2441, 4442, 3441, 8444, 8451, 2451, 172, 4461, 6461, 5461, 4462, 2471, 6471, 6473, 6472, 8475, 8472, 6476, 4471, 6474, 8473, 6477, 3473. При появлении МКД в других скважинах Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения с аналогичными конструкциями, для этих скважин рассчитываются предельные давления согласно данному изменению № 2 к обоснованию безопасности и [30, 33] с учетом остаточной прочности колонн.

**п. 1.5 Изменения № 2 к обоснованию «Термины и определения. Обозначения и сокращения»**

В подразделе приведены основные термины и определения, встречающиеся в Изменении № 2 к обоснованию, такие как: «промышленная безопасность опасных производственных объектов», «обоснование безопасности опасного производственного объекта», «авария», «риск» и др. с указанием их источников. Кроме того, приведен список основных сокращений, используемых в Обосновании, с их расшифровкой в подпунктах «Обозначения» и «Сокращения».

**п. 1.6 Изменения № 2 к обоснованию «Описание опасного производственного объекта и условий его строительства и эксплуатации, в том числе общая характеристика технологических процессов и описание решений, направленных на обеспечение его безопасности»**

В подразделе пунктом 1.6.1 приведены климатические характеристики условий строительства и эксплуатации объекта. Рассмотрено геологическое строение территории.

Подпунктом 1.6.2 «Описание опасного производственного объекта» указано, что рассматриваемый объект в Изменении № 2 к обоснованию – эксплуатационные скважины Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения на пласты «ПК<sub>1</sub>, ХМ<sub>1</sub>, ХМ<sub>2</sub>, ТП<sub>1</sub>, ТП<sub>2</sub>, ТП<sub>2</sub><sup>1</sup>, ТП<sub>3</sub>, ТП<sub>4</sub>, ТП<sub>4</sub><sup>1</sup>, ТП<sub>5</sub>, ТП<sub>6</sub>, ТП<sub>8</sub><sup>1</sup>, ТП<sub>11</sub><sup>1</sup>, ТП<sub>14-15</sub>, ТП<sub>19</sub>, ТП<sub>20</sub><sup>2</sup>, ТП<sub>25</sub>, ТП<sub>26</sub>, ЮЯ<sub>8</sub>». Перечислены номера скважин и кусты, на которых они располагаются. Указано текущее состояние «проблемных» скважин с историей и текущими характеристиками по МКД с приложением результатов проведенных исследований, которые приведены в приложении Г рассматриваемого Изменения № 2 к обоснованию.

В табличном виде представлены конструкции скважин используемых на Южно-Тамбейском ГKM (табл. 1.6.2.1 Изменения № 2 к обоснованию).

Отмечено, что на кустовой площадке, на момент эксплуатации располагаются: устье скважин оборудованных фонтанной арматурой (скважины располагаются на прямой с расстоянием между устьями скважин 30-110 м; узел задавки; площадка для размещения емкостей с задавочной жидкостью; амбар с горизонтальным горелочным устройством для сжигания газа продувки скважин; площадка для размещения передвижного замерного сепаратора; площадка размещения спецтехники, в т.ч. пожарных машин; газосборные трубопроводы и метанолопроводы.

В таблице 1.6.2.2 Изменения № 2 к обоснованию показаны усредненные характеристики залежей Южно-Тамбейского ГKM.

Определены опасные вещества, обращающиеся на рассматриваемом ОПО – природный газ и газовый конденсат, даны их характеристики.

Определено время эксплуатации скважин: 50 лет.

Установлено, что на площадке в это время может находиться до 18 человек, из них 5 человек непосредственно на буровой установке (во время ремонта скважины и проведение исследований) и до 2 человек при текущем мониторинге.

**В п. 1.6.3 Изменения № 2 к обоснованию «Описание решений, направленных на обеспечение безопасной эксплуатации опасного объекта и его строительства»** указано, что конструкция скважин определена горно-геологическими условиями и требованиями ФНП ПБ НГП [6]. Обоснован выбор конструкций скважин.

Обсадные трубы подобраны с учетом: максимальных ожидаемых избыточных наружных и внутренних давлений при полном замещении бурового раствора (жидкости глушения) пластовым флюидом или газожидкостной смесью; нагрузок, возникающих в результате пространственного искривления ствола скважины; осевых нагрузок на трубы и агрессивности флюида на стадиях производства буровых работ и эксплуатации скважины.

Прочность обсадных колонн и установленного на них оборудования обеспечивает герметизацию устья скважины в случаях газонефтеводопроявлений, выбросов и открытого фонтанирования с учетом превышения дополнительного давления, необходимого для глушения скважины, не менее чем на 10%.

Устья скважин оборудуются фонтанной арматурой согласно п. 422 ФНП ПБ НГП. Фонтанная арматура скважины и схема ее обвязки обеспечивают герметизацию трубного, межтрубного и затрубного пространств и возможность проведения технологических операций по закачке и отбору газового конденсата в (из) пласт(а), а также глушению и продувке скважин (схема обвязки устья скважины указана в приложении Д Изменения № 2 к обоснованию).

Описаны методы визуального и инструментального контроля над состоянием скважин для безопасной эксплуатации с МКД, а именно:

1. Мониторинг и контроль над скважинами с МКД осуществляются путем обследования устьев скважин персоналом службы добычи эксплуатирующих организаций. Контроль включает осмотр фонтанной арматуры и обвязки устья, обследования территории вокруг скважины, приустьевого участка, колонной головки, запорной и контрольной арматуры МКП на наличие утечек, а также замер давления в межколонных пространствах скважин. При наличии межколонного давления фиксируется текущее состояние скважины (простой, закачка, отбор газа, ремонт и т.п.), регистрируется давление в трубном и затрубном пространствах.

2. При проведении обследований необходимо контролировать состояние запорной и контрольной арматуры межколонных пространств. Запорная и контрольная арматура межколонных пространств скважин должна быть исправна и работоспособна. Проточная часть контрольной арматуры должна быть свободна от посторонних предметов, ржавчины, смолистых отложений.

3. При обнаружении неисправности запорной или контрольной арматуры, не позволяющей контролировать межколонное пространство (негерметичность соединений, утечки по штокам, непроходимость проточной части, отсутствие или заклинивание частей), должны быть приняты меры по восстановлению исправного состояния или по замене неисправных элементов арматуры.

4. Для замера межколонных давлений при мониторинге и контроле необходимо использовать деформационные или электронные манометры с классом точности не ниже 0,6 по ГОСТ 2405-88. Манометры должны быть поверены в установленном порядке.

Примечание – При мониторинге и контроле используются штатные манометры, установленные на межколонных пространствах.

5. Результаты периодических обследований устьев и замеров давлений МКД заносятся в «Журнал контроля скважин с МКД», который должен находиться в службе ДНГ промысла эксплуатирующей организации. Форма журнала приведена в приложении Ж. Геологическая служба промысла на основании «Журнала...» ведет электронный журнал и производит рассылку по службам ОАО «Ямал СПГ» не реже 1 раз в месяц.

6. В случае обнаружения признаков предельного состояния (приложение Б) руководство производственной и геологической служб ОАО «Ямал СПГ» должно быть поставлено в известность в течение рабочего дня.

7. После обнаружения признаков предельного состояния МКП производится совместное обследование скважины в составе представителей производственной и геологической служб ОАО «Ямал СПГ» и военизированной части по предупреждению возникновения и ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов (далее – ВЧ). Результаты обследования оформляются актом.

8. В случае подтверждения предельного состояния МКП скважина протоколом совещания при главном инженере ОАО «Ямал СПГ» переводится в 1-й класс опасности. Экземпляры протокола передаются в производственно-технический отдел по добыче, службу промышленной безопасности, производственную и геологическую службы и ВЧ.

Примечание – Классификация скважин по степени опасности состояния межколонного пространства производится в соответствии с разделом 3 рассматриваемого Изменения № 2 к обоснованию.

9. После присвоения скважине 1-го класса опасности по состоянию МКП проводится комплекс исследований по определению интенсивности проявления и количественной оценки проявления, при необходимости проводится дополнительный комплекс исследований, направленный на поиск источника МКД скважины 1-го класса опасности.

10. Результаты проведенных исследований оформляются актом ГДИ и докладываются на техническом совещании при заместителе генерального директора по добыче ОАО «Ямал СПГ» по скважинам 1-го класса опасности.

11. По скважинам 1-го класса опасности принимается решение и закрепляется протоколом о проведении мероприятий по ликвидации МКД или мероприятий, обеспечивающих безопасную эксплуатацию скважины в ожидании КРС. Выполнение мероприятий оформляется актами. Эффективность мероприятий обсуждается на технических совещаниях при заместителе генерального директора по добыче ОАО «Ямал СПГ» по скважинам 1-го класса опасности, и принимаются решения по внесению изменений в проводимые мероприятия.

12. В случае положительного эффекта по ликвидации МКД 1-го класса опасности производятся ГДИ и совместный осмотр производственной и геологической служб ОАО «Ямал СПГ» и ВЧ. Результаты осмотра оформляются актом.

13. На основании акта о проведенных работах по ликвидации МКД 1-го класса опасности, акта ГДИ и результатов химического анализа флюида из МКП протоколом технического совещания при заместителе генерального директора по добыче ОАО «Ямал СПГ» скважина выводится из 1-го класса опасности. Класс опасности присваивается в зависимости от текущего технического состояния скважины.

14. При пуске скважины в эксплуатацию после освоения, КРС, консервации, а также после проведения работ по интенсификации притока из пласта и работ по ликвидации МКД 1-го класса опасности, эксплуатационным персоналом осуществляются постоянное наблюдение в течение не менее 6 ч и ежедневный контроль скважины в течение последующих 10 дней. Результаты контроля оформляются актом и передаются в геологический отдел ОАО «Ямал СПГ» после окончания периода наблюдения.

15. Обоснование отнесения скважин к другим классам опасности проводится на основании исследований, которые включают в себя следующие виды работ: газогидродинамические исследования; химический и геохимический анализ состава флюидов; геофизические исследования; другие работы, согласно специально разработанному плану работ.

16. Для определения причин возникновения МКД может быть применен комплекс или один из указанных методов. Работы проводятся до получения необходимой информации. Результаты исследований оформляются актом. Экземпляры актов после завершения работ хранятся в деле скважины.

17. В результате исследований скважины должны быть определены источник МКД, емкость источника МКД, оценено техническое состояние скважины.

В табличном виде (табл. 1.6.3.1 Изменения № 2 к обоснованию) установлена периодичность выполнения работ по контролю над состоянием скважин.

**п. 1.7 Изменения № 2 к обоснованию «Перечень отступлений от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности, содержащий обоснование их необходимости и достаточности принятых мер, а также перечень**

**мероприятий, компенсирующих эти отступления, или недостающие требования промышленной безопасности ОПО»**

В таблице 1 (табл. 1.7.1 Изменения № 2 к обоснованию приведен перечень отступлений от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности [6] с обоснованием необходимости отступлений и достаточности принятых мер, компенсирующих эти отступления (приведены в п. 1.6.3 Изменения № 2 к обоснованию) с указанием документов, используемых в Изменении № 2 к обоснованию.

Таблица 1 – Перечень отступлений от требований ФНП ПБ НГП

№ п/п	Нормативный документ	Положения документа	Отступление от требований ФНП и правил в области промышленной безопасности, их недостаточность или отсутствие, краткое обоснование их необходимости
1	2	3	4
п. 117	ФНиП ПБ НГП: утв. приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101 (с изменениями)	Конструкция скважины в части надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать: - условия безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами и охраны окружающей среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепления скважины, герметичности обсадных колонн и кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и пространства вокруг устья скважины.	Эксплуатация скважин с межколонным давлением (МКД) является отступлением от Правил. Поскольку, по разным причинам (утечка газа через резьбовые соединения труб, по микроканалам в цементном кольце и др.), то имеющихся требований Правил недостаточно. На месторождениях севера Тюменской области, других месторождениях России, стран СНГ и за рубежом имеется многолетний опыт эксплуатации скважин с межколонными давлениями с ограничениями по предельно допустимым значениям межколонных давлений. Таким образом, отсутствуют требования по эксплуатации скважин с МКД по предельно-допустимым значениям межколонных давлений.
п. 122		Конструкция устья скважины, колонных головок, герметизирующих устройств должна обеспечивать: - герметичность межколонных пространств при бурении и эксплуатации скважины.	
п. 293		Выбор резьбовых соединений и герметизирующих средств в интервалах интенсивного искривления ствола должен обеспечивать требуемые прочностные характеристики обсадной колонны, герметичность и надежность крепи в течении всего периода эксплуатации скважины. Типы применяемых резьбовых соединений и резьбовых смазок определяются рабочим проектом.	
п. 296		Работы по освоению и испытанию скважин могут быть начаты при обеспечении следующих условий: ...отсутствуют межколонные давления.	
п. 658		Конструкция газовых скважин, обязанка их устья, порядок испытания на прочность и герметичность, освоение скважины должны соответствовать требованиям глав XII, XIX, XX, XXIII настоящих Правил.	

Продолжение Таблицы 1

1	2	3	4
п. 1326		<p>При обнаружении в ходе проверок или в других случаях недостатков (устьеовое давление, межколонные проявления, грифоны и другие) скважина должна быть выведена из консервации. Пользователь недр обязан выяснить причины недостатков, разработать и реализовать мероприятия по их устранению по планам, согласованным с территориальным органом Ростехнадзора.</p> <p>Дальнейшая консервация скважины может быть продлена после устранения причин появления неисправностей и по согласованию и по согласованию с территориальным органом Ростехнадзора</p>	

Документы, используемые в Изменении № 2 к обоснованию:

1. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. – М.: ВНИИТнефть, 1997 [30].
2. СТО Газпром РД 2.1-142-2005 [32].
3. СТО Газпром 2-2.3-696-2013 [33].
4. СТО Газпром 2-2.3-351-2009 [31].

Отступления от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности связаны с эксплуатацией скважин с МКД.

Скважины с межколонным давлением согласно ПБ не могут вводиться в эксплуатацию после бурения или КРС. Однако, на месторождениях севера Тюменской области, других месторождениях России, стран СНГ и за рубежом имеется многолетний опыт эксплуатации скважин с межколонными давлениями с ограничениями по допустимым значениям межколонных давлений. Поэтому целью данного Изменения № 2 к обоснованию является установление предельных величин  $P_{\text{МК}}$  (межколонное давление) и  $Q_{\text{МК}}$  (дебит скважины на установившемся режиме), при превышении которых скважину нельзя эксплуатировать. Если по результатам проведенных специальных исследований характера межколонных перетоков они (перетоки) не представляют большой опасности, то такие скважины могут быть введены в эксплуатацию при положительном заключении экспертизы промышленной безопасности и при соблюдении определенных условий, обеспечивающих безопасность работы скважины.

Значение предельно допустимого межколонного давления устанавливается для каждого месторождения индивидуально, с учётом существующих конструкций и параметров работы скважин.

При разработке данного Изменения № 2 к обоснованию учтен:

- опыт работ по эксплуатации и ремонту скважин с межколонными давлениями на газодобывающих предприятиях севера Тюменской области;
- действующие положения и мероприятия по вопросу эксплуатации скважин с предельно допустимыми межколонными давлениями.
- руководство по эксплуатации скважин с межколонными давлениями на месторождениях и подземных хранилищах газа [33].

*Раздел 1 «Общие сведения» Изменения № 2 к обоснованию соответствует требованиям п. 8 ФНП «Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта» [4] и п. 24 Руководства по безопасности «Методические рекомендации по разработке обоснования безопасности опасных производственных объектов нефтегазового комплекса» утв. Приказом Ростехнадзора от 30.09.2015 № 387 [5].*

#### **7.2.4 Раздел 2 Изменения № 2 к обоснованию «Результаты оценки риска аварии на опасном производственном объекте и связанной с ней угрозы»**

Структура раздела «Результаты оценки риска аварии на опасном производственном объекте и связанной с ней угрозы» включает в себя следующие основные элементы:

2.1 Описание методологии анализа опасностей и оценки риска аварии и связанной с ней угрозы, исходные предположения для проведения анализа риска аварии и связанной с ней угрозы;

2.2 Описание метода анализа условий безопасной эксплуатации;

2.3 Исходные данные и их источники, в том числе данные по аварийности и надежности;

2.4 Анализ опасностей отклонений технологических параметров от регламентных;

2.5 Результаты идентификации опасности, в том числе по проведению анализа опасностей отклонений технологических параметров от регламентных;

2.6 Результаты оценки показателей риска аварии и связанной с ней угрозы;

2.7 Перечень наиболее значимых факторов риска аварии на опасном производственном объекте и связанной с ней угрозы с учетом влияния компенсирующих мероприятий и (или) мер безопасности.

#### **п. 2.1 Изменения № 2 к обоснованию «Описание методологии анализа опасностей и оценки риска аварии и связанной с ней угрозы, исходные предположения для проведения анализа риска аварии и связанной с ней угрозы»**

Отмечено, что выполненный в Обосновании анализ опасностей и оценки риска проводится с целью идентификации опасностей и оценки риска аварий на опасном производственном объекте для отдельных лиц или групп людей, имущества или окружающей среды.

Объяснено, что в оценке рисков аварий рассматривается то же самое оборудование (скважины), расположенное на кустовых основаниях, что и в проектных документах: «Групповой рабочий проект на бурение эксплуатационных скважин на объект I (пласт ПК<sub>1</sub>) на Южно-Тамбейском газоконденсатном месторождении», «Групповой рабочий проект на бурение эксплуатационных скважин на объект II (пласты ХМ<sub>1</sub>+ХМ<sub>2</sub>) на Южно-Тамбейском газоконденсатном месторождении», «Групповой рабочий проект на бурение эксплуатационных скважин на объекты IV (пласты ТП<sub>1</sub>÷ТП<sub>2</sub><sup>1</sup>), V (пласты ТП<sub>3</sub>+ТП<sub>4</sub>+ТП<sub>4</sub><sup>1</sup>+ТП<sub>5</sub>), VI (пласты ТП<sub>5</sub><sup>1</sup>÷ТП<sub>11</sub><sup>1</sup>) на Южно-Тамбейском газоконденсатном месторождении», «Групповой рабочий проект на бурение эксплуатационных скважин на объекты VII (пласты ТП<sub>12</sub><sup>1a</sup>+ТП<sub>12</sub><sup>2</sup>, ТП<sub>13</sub>+ТП<sub>14</sub>÷15), VIII (пласты ТП<sub>17</sub>÷ТП<sub>19</sub><sup>1</sup>) на Южно-Тамбейском газоконденсатном месторождении», «Групповой рабочий проект на бурение эксплуатационных скважин на объекты IX (пласты ТП<sub>20</sub>÷ТП<sub>26</sub>) на Южно-Тамбейском газоконденсатном месторождении», «Групповой рабочий проект на бурение скважин на



юрские отложения Южно-Тамбейского ГКМ», в межколонном пространстве которого имеются повышенные давления (МКД). МКД вносят дополнительные риски по заколонным перетокам, разрушению колон скважины и проникновению газа на дневную поверхность. При этом состав и количество взрыво и пожароопасных веществ, участвующих в аварии не изменяется. Меняется частота инцидентов, провоцирующих аварии. Поэтому анализ опасностей и оценка риска аварий произведена по аналогии с оценкой риска в проектных документациях: «Групповой рабочий проект на бурение эксплуатационных скважин на объект I (пласт ПК<sub>1</sub>) на Южно-Тамбейском газоконденсатном месторождении», «Групповой рабочий проект на бурение эксплуатационных скважин на объект II (пласты ХМ<sub>1</sub>+ХМ<sub>2</sub>) на Южно-Тамбейском газоконденсатном месторождении», «Групповой рабочий проект на бурение эксплуатационных скважин на объекты IV (пласты ТП<sub>1</sub>÷ТП<sub>2</sub><sup>1</sup>), V (пласты ТП<sub>3</sub>+ТП<sub>4</sub>+ТП<sub>4</sub><sup>1</sup>+ТП<sub>5</sub>), VI (пласты ТП<sub>5</sub><sup>1</sup>÷ТП<sub>11</sub><sup>1</sup>) на Южно-Тамбейском газоконденсатном месторождении», «Групповой рабочий проект на бурение эксплуатационных скважин на объекты VII (пласты ТП<sub>12</sub><sup>1a</sup>+ТП<sub>12</sub><sup>2</sup>, ТП<sub>13</sub>+ТП<sub>14</sub>÷15), VIII (пласты ТП<sub>17</sub>÷ТП<sub>19</sub><sup>1</sup>) на Южно-Тамбейском газоконденсатном месторождении», «Групповой рабочий проект на бурение эксплуатационных скважин на объекты IX (пласты ТП<sub>20</sub>÷ТП<sub>26</sub>) на Южно-Тамбейском газоконденсатном месторождении», «Групповой рабочий проект на бурение скважин на юрские отложения Южно-Тамбейского ГКМ».

Оценка степени риска при этом выполнена в соответствии с требованиями нормативных документов.

Основными поражающими факторами рассматриваемых аварий являются:

- создание локальной зоны загазованности при истечении газа без воспламенения;
- прямое огневое воздействие и тепловой поток с поверхности пламени при пожарах струи истекающего газа и пожарах пролива ГЖ (ЛВЖ).

## **п. 2.2 Изменения № 2 к обоснованию «Описание метода анализа условий безопасной эксплуатации»**

Отмечается, что метод анализа условий безопасной эксплуатации скважин с МКД основан на:

- определении предельных межколонных давлений ( $P_{пр}$ ), при которых может быть нарушена герметичность обсадных колон, произведен гидроразрыв пласта, что может привести к межколонным и межпластовым перетокам флюида, которые в свою очередь приведут к аварийному выбосу газа (газового конденсата), образованию грифонов, несанкционированных технологических залежей. Расчет  $P_{пр}$  производится согласно [30, 32, 33];

- по установленным значениям предельных давлений и дебитов из межколонного пространства согласно [35] (приведены в данном подразделе) определяется класс опасности скважины и дальнейшие действия по ее безопасной эксплуатации, капитальному ремонту, ликвидации и контролю за состоянием скважины в соответствии с ее принадлежностью к тому или иному классу опасности;

- предельно допустимое давление на нижнем отводе для скважины №172:  $P_{мк}^H = 6,72$  МПа;

- предельно допустимое давление на нижнем отводе для скважин №№5011, 3012, 4011, 5021, 4021, 5022, 3022, 4041, 8073, 3072, 5072, 3071, 4071, 5075, 8074, 8075, 5255,

4253, 4303, 3353, 4404, 4431, 8431, 3431, 4433, 8432, 4441, 5441, 4442, 8444, 8451, 5461, 4462, 4471:  $P_{\text{МК}}^H = 7,35$  МПа;

- предельно допустимое давление на нижнем отводе для скважин №№155-Р, 152-Р:  $P_{\text{МК}}^H = 7,36$  МПа;

- предельно допустимое давление на нижнем отводе для скважин №№3011, 2012, 2013, 2022, 2023, 4042, 7071, 2073, 5073, 2072, 7073, 5071, 7072, 5074, 8303, 6301, 6302, 2402, 2431, 2432, 8443, 2441, 3441, 2451, 4461, 6461, 2471, 6471, 6473, 6472, 8475, 8472, 6476, 6474, 8473, 6477, 3473:  $P_{\text{МК}}^H = 7,45$  МПа;

- предельно допустимое давление на среднем отводе для скважины №172:  $P_{\text{МК}}^{\text{CP}} = 20,56$  МПа;

- предельно допустимое давление на межколонном отводе для скважины №1072:  $P_{\text{МК}} = 8,08$  МПа;

- предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№2022, 2073, 2441:  $P_{\text{МК}}^B = 12,64$  МПа;

- предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№2072, 2432:  $P_{\text{МК}}^B = 12,88$  МПа;

- предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №2431:  $P_{\text{МК}}^B = 12,99$  МПа;

- предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №2471:  $P_{\text{МК}}^B = 13,04$  МПа;

- предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№5071, 5074:  $P_{\text{МК}}^B = 13,07$  МПа;

- предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№3011, 2012, 2013, 2023, 4042, 2402, 2451, 3473:  $P_{\text{МК}}^B = 14,40$  МПа;

- предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№3071, 8074, 8431, 8432, 4442, 3441, 8444:  $P_{\text{МК}}^B = 15,12$  МПа;

- предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№5011, 3012, 4011, 3022, 3353:  $P_{\text{МК}}^B = 15,20$  МПа;

- предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№5021, 5075:  $P_{\text{МК}}^B = 15,28$  МПа;

- предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№4431, 3431, 4433, 4441:  $P_{\text{МК}}^B = 15,66$  МПа;

- предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №4071:  $P_{\text{МК}}^B = 15,80$  МПа;

- предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №4471:  $P_{\text{МК}}^B = 15,90$  МПа;

- предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№4021, 5022, 4041, 5255, 4253, 4303, 4404, 8451, 4462:  $P_{\text{МК}}^B = 16,00$  МПа;

- предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№8073, 5072, 8075, 6476:  $P_{\text{МК}}^B = 16,70$  МПа;

- предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №5461:  $P_{\text{МК}}^B = 16,80$  МПа;

- предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №6471:  $P_{\text{МК}}^B = 17,76$  МПа;

- предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №3072:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 18,00$  МПа;
  - предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№6301, 6302, 6461, 6474, 6477:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 18,80$  МПа;
  - предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№7071, 5073, 7073, 7072, 5441, 6473, 6472:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 19,44$  МПа;
  - предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№155-Р, 152-Р:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 19,80$  МПа;
  - предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№4461, 8473:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 20,40$  МПа;
  - предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №№8443, 8475, 8472:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 20,86$  МПа;
  - предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №8303:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 21,60$  МПа;
  - предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №172:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 45,52$  МПа;
  - предельно допустимый дебит газа (газового конденсата) при установившемся режиме  $Q_{\text{МК}}^{\text{Г}} = 1000$  м<sup>3</sup>/сут;
  - предельно допустимый дебит жидкости при установившемся режиме  $Q_{\text{МК}}^{\text{Ж}} = 1$  м<sup>3</sup>/сут;
  - безопасный дебит газа (газового конденсата) при установившемся режиме  $Q_{\text{МКГ}}^{\text{Б}} < 100$  м<sup>3</sup>/сут;
  - определении причин возникновения аварий при превышении давления выше предельного;
  - определении сценариев развития аварий;
  - определении последствий аварий (расчет рисков и возможного ущерба).
- В подразделе определены причины возникновения аварий (таблица 2) (таблица 2.2.2.1 Изменения № 2 к обоснованию).

Таблица 2 – Перечень основных факторов и возможных причин, способствующих возникновению и развитию аварийных ситуаций

Факторы способствующие возникновению и развитию аварийных ситуаций	Возможные причины аварийных ситуаций
1	2
МКД	Разгерметизация фланцевых соединений на межколонных отводах
	Разрушение колонной головки
	Нарушение герметичности муфтовых соединений колонны
	Разрушение цементного камня
	Разрушение обсадной колонны
	ММП
Способность опасных веществ при разгерметизации оборудования создавать облако газозооушной (газопарооушной) смеси	Появление источников возгорания

Пунктом 2.2.3 Изменения № 2 к обоснованию определены возможные опасности и инициируемые ими сценарии развития аварий:

При эксплуатации скважины без МКД основная опасность прорыва газа на поверхность связана с эксплуатационной колонной и НКТ. Аварийный выброс может произойти только с устья скважины при разрушении фонтанной арматуры.

В скважинах, в которых появилось МКД появляются новые потенциальные каналы прорыва газа на поверхность по межколонному и за колонному пространству. Аварийный выброс может произойти при разрушении фонтанной арматуры, колонной головки, при потере герметичности технических колонн и цементного камня за колоннами. Аварийный выброс может произойти с устья скважины или с образованием грифона из заколонного пространства как вблизи скважины, так и в нескольких сотнях метрах от скважины. При незначительном рассредоточенном поступлении газа из заколонного пространства может просто увеличиться концентрация метана на кустовой площадке. Кроме прорыва газа на поверхность при МКД появляется возможность межпластовых перетоков с образованием техногенных залежей.

В целом аварии при выбросе газа из колонного пространства и заколонного вдоль цементного камня развиваются по одним и тем же сценариям.

С1 – потеря герметичности – выброс газа.

С2 - потеря герметичности – выброс газа – воспламенение – пожар в «колонное горение».

С3 - потеря герметичности – выброс газа – воспламенение - горение высокоскоростной струи газа, выбрасываемой из скважины (в любом направлении).

Сценарий накопления газа при потере герметичности С1 не рассматривается в связи с тем, что все сценарии протекают на открытой местности, метан легче воздуха. Масса возможного накопления метана до взрывоопасной концентрации в приустьевой шахте незначительна по своим последствиям, в сравнении со сценариями С2 и С3.

*Пунктом 2.2.4 Изменения № 2 к обоснованию приведены данные о распределении опасных веществ по оборудованию и количество обращающихся опасных веществ на опасных производственных объектах:*

При расчете интенсивности испарения горючей жидкости, оценке последствий пожара пролива были сделаны следующие предположения:

- эффективный диаметр пролива горючей жидкости определялся, исходя из общей массы высвобождающейся жидкой фазы при свободном растекании на открытой местности или из площади, ограниченной каре (помещением);

- испарение происходит со всей площади пролива;

- горение происходит на всей площади пролива.

На площадках скважин за эпицентр зон действия основных поражающих факторов принимается место размещения оборудования.

Вид пространства, окружающего места потенциальных аварий принят третий (средне загроможденное пространство).

Тепловой поток на поверхности факела от горящих проливов ЛВЖ и ГЖ принят в соответствии с таблицей В.1 ГОСТ Р 12.3.047-2012.

Среднеповерхностная плотность теплового излучения пламени для природного газа принята 100 кВт/м<sup>2</sup>.

Размеры зон поражения тепловым излучением (горение пролива) определялся по уровням излучения:

- 12,9 кВт/м<sup>2</sup> – воспламенение деревянных конструкций, для человека зона санитарных потерь (вероятность смертельного исхода 15 %, вероятность ожогов второй степени 50 % при длительности экспозиции 30 с);

- 4,2 кВт/м<sup>2</sup> – безопасные для объектов и для человека в брезентовой одежде расстояния (вероятность ожогов первой степени 10 % для людей без спецодежды при длительности экспозиции 30 сек.);

- 1,4 кВт/м<sup>2</sup> – безопасные для объектов и человека расстояния, которые характеризуются отсутствием негативных последствий в течение длительного времени.

При расчете размеров зон возможной опасности при взрывах газа (образование волн сжатия за счет расширения в атмосфере природного газа) выделены пять зон, и соответствующие им уровни избыточного давления во фронте воздушной ударной волны (УВ):

- зона полного разрушения – разрушение и обрушение всех элементов зданий и сооружений (более 100 кПа);

- зона тяжелого разрушения – 50 % разрушение зданий и сооружений (70 – 100) кПа;

- зона среднего повреждения – обрушение отдельных элементов зданий и сооружений (28 – 70) кПа;

- зона умеренных повреждения зданий – повреждение внутренних перегородок, рам, дверей, легкобрасываемых конструкций и т.п. (14 – 28) кПа;

- зона частичного разрушения остекления – разбито 10 % стекол (менее или равно 2 кПа).

Воздействие воздушной ударной волны на незащищенных людей характеризуется легкими, средними, тяжелыми и крайне тяжелыми травмами.

Таблица 3 – Результаты расчетов радиусов опасных зон при факельном горении

Расчет параметров горения						Радиусы опасных зон					
Сооружение	Q <sub>г</sub>	H	D	E <sub>г</sub>	Время горения, ч	г <sub>1</sub>	г <sub>2</sub>	г <sub>3</sub>	г <sub>4</sub>	г <sub>5</sub>	г <sub>6</sub>
	м <sup>3</sup> /с	м	м	кВт/м <sup>2</sup>		м	м	м	м	м	м
скважина	2	2,0	13,6	450,0	6,0	6,5	1	7	5	2	1
скважина	5	2,9	19,6	450,0	6,0	23,5	15	10	6	2	1
скважина	10	3,9	25,9	450,0	6,0	30,9	23	13	9	4	2
скважина	50	7,4	49,3	450,0	6,0	8,2	4	5	8	6	4
скважина	100	9,7	65,0	450,0	6,0	4,9	7	3	3	1	2
скважина	200	12,9	85,8	450,0	6,0	106	86	43	33	17	15

Таблица 4 – Зоны действия поражающих факторов при реализации аварий

Факельное горение газового фонтана	
Дебит скважины при фонтанировании, м <sup>3</sup> /с	4,6
Высота пламени, м	2,9
Эффективный диаметр огненного шара, м	19,6
Длительность пожара без противопожарных мероприятий, ч	6,0
Радиус зоны поражения г <sub>6</sub> (разрушение кирпичных конструкций), м	1
Радиус зоны поражения г <sub>5</sub> , (зона разрушения металлических конструкций), м	2

Продолжение таблицы 4

Радиус зоны поражения $r_4$ (зона разрушения трубопроводов), м	6
Радиус зоны воздействия $r_3$ (зона 50% гибели людей), м	10
Радиус зоны воздействия $r_2$ (зона ожогов 1 и 2 степени), м	15
Радиус зоны воздействия $r_1$ (безопасная зона для людей в брезентовой одежде), м	23,5

### п. 2.3 Изменения № 2 к обоснованию «Исходные данные и их источники, в том числе данные по аварийности и надежности»

Приведены статистические данные вероятности аварий с открытым фонтаном по Тюменской области за 1956-1973 г. равны 0,0012 раз / 1000 м проходки, по рекомендациям РД 51-1-96 [33] равны 0,0003 раза / 1000 м проходки. Согласно данным, приведенным в годовом отчете о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в 2018 г. на объектах нефтегазодобывающей промышленности произошло 9 аварий, что на 7 меньше, чем за тот же период 2017 г., из них 3 с открытым фонтаном. Экономический ущерб от аварий составил 39 млн. 581 тыс. руб. Количество смертельно травмированных – 12 человек.

Указывается, что в качестве исходных данных при расчете рисков использовалась вероятность из нормативного документа СТО Газпром 2-2.3-400-2009, данные сведения приведены в таблице 5 (таблица 2.3.1 Изменения № 2 к обоснованию).

Таблица 5 – Рекомендуемые к использованию частоты возникновения аварий различных типов на скважинах за производственный цикл

Фаза производственного цикла	Частота (событий на 1 скважину), 1/скв.			
	аварий	Аварий с фонтанированием	Аварий с длительным фонтанированием и разрушением надземного оборудования аварийной скважины	Аварий с длительным фонтанированием и разрушением надземного оборудования соседних с аварийной скважин (при кустовом расположении)
1	2	3	4	5
Капитальный ремонт	$0,6 \cdot 10^{-3}$	$0,4 \cdot 10^{-3}$	$2,3 \cdot 10^{-5}$	$2,2 \cdot 10^{-5}$
Эксплуатация	$1,2 \cdot 10^{-3}$	$0,8 \cdot 10^{-3}$	$4,0 \cdot 10^{-6}$	$3,7 \cdot 10^{-6}$
Производственный цикл принят 50 лет. Соответственно, частота реализации указанных аварий составит:				
Эксплуатация	$3,6 \cdot 10^{-5}$	$2,4 \cdot 10^{-5}$	$5,4 \cdot 10^{-7}$	$5,14 \cdot 10^{-7}$

Состояние скважин представлено в приложении Г Изменения № 2 к обоснованию, конструктивные особенности, характеристика залежи, свойства природного газа, газового конденсата в подразделе 1.6.2 Изменения № 2 к обоснованию.

В подразделе перечислены источники недостающих исходных данных.

### п. 2.4 Изменения № 2 к обоснованию «Анализ опасностей отклонений технологических параметров от регламентных»

Объяснено, что при эксплуатации скважины с МКД недопустимо превышать в межколонном пространстве давления выше предельных, т.к. это приведет к 100% вероятности разрушения обсадных колонн и устьевого оборудования на скважине. Данные разрушения могут произойти сразу после достижения предельных давлений, но могут произойти и в течение достаточно продолжительного интервала времени (дни, месяцы). Такая неопределенность связана с недостаточной точностью определения дефектов в колоннах и межколонном пространстве при определении предельного давления воздействующего на колонны.

Указаны изменения технологических параметров, которые увеличивают нагрузку на межколонное пространство при эксплуатации скважин с МКД.

В таблице 2.4.1 Изменения № 2 к обоснованию приведены результаты анализа опасностей, отклонений технологических параметров эксплуатации скважин с МКД от регламентных (Таблица 6).

Таблица 6 – Результаты анализа опасностей, отклонений технологических параметров эксплуатации скважин с МКД от регламентных

Превышение $P_{мкд}$ (МПа) и $Q_{мкд}$ (м <sup>3</sup> /сут) над регламентными	Причина	Последствия	Меры безопасности
1	2	3	4
$P_{мкд} > P_{пр}$ $Q_{мкд} > 1000$ м <sup>3</sup> /сут	Нарушение герметичности муфтовых соединений, разрушение тела трубы, фланцевых соединений на колонной головке, разрушение цементного камня за колонной и ММП	Безопасность: разрушение части скважины; выброс газа, как с устья скважины, так и через грифон вне скважины; возможное воспламенение. Окружающая среда: не значительные. Эксплуатация: материальный ущерб (потеря оборудования на устье скважины или всей скважины), экономические потери (потеря скважины, уменьшение добычи газа)	Мониторинг и контроль $P_{мкд}$ осуществляются путем обследования устьев скважин. Обследования включают осмотр территории вокруг скважины, приустьевых участков, колонной головки, запорной и контрольной арматуры МКП на наличие утечек. При обнаружении $P_{мкд} > 0,7P_{пр}$ скважина останавливается на обследование (определение мест разгерметизации, оценка износа труб и т.д.) и подлежит ремонту, либо ликвидации. Отводы с колонной головки оборудованы задвижками, манометрами, в зависимости от класса опасности скважины отводы подсоединены к сбросным линиям на факел или оборудованы быстротъемными соединениями. На каждом шлейфе предусматривается автоматический клапан-отсекатель. Описание решений по контролю см. в п.1.6.3 данного обоснования.
$P_{пр} > P_{мкд} > 0,7P_{пр}$ $1000 > Q_{мкд} > 100$ м <sup>3</sup> /сут	Нарушение герметичности муфтовых соединений, разрушение тела трубы, разрушение цементного камня за колонной и ММП	Безопасность: периодический сброс газа на факел. Окружающая среда: не значительные. Эксплуатация: ужесточение контроля над скважиной, экономические потери не значительные	
$P_{мкд} < 0,7P_{пр}$ $Q_{мкд} < 100$ м <sup>3</sup> /сут	Не значительные нарушения герметичности муфтовых соединений, цементного камня в ММП	Безопасность: не значительные. Окружающая среда: не значительные. Эксплуатация: не значительные	

## п. 2.5 Изменения № 2 к обоснованию «Результаты идентификации опасности, в том числе по проведению анализа опасностей отклонений технологических параметров от регламентных»

В данном подразделе идентифицированы виды опасностей, представленные в разделе 2.4 рассматриваемого Изменения № 2 к обоснованию. Их наличие и отклонение технологических параметров от регламентных при эксплуатации скважин не допускается. В случае реализации вне регламентной эксплуатации могут быть реализованы следующие сценарии развития аварий.

**Сценарий С1** – потеря герметичности – выброс природного газа.

**Сценарий С2 (колонный выброс)** - потеря герметичности – выброс природного газа – воспламенение – пожар. Основные поражающие факторы: термическое поражение от горячей струи истекающего газа.

**Сценарий С3 (струйный выброс)** - потеря герметичности – выброс природного газа – воспламенение – пожар. Основные поражающие факторы: термическое поражение от горячей струи истекающего газа.

На основе исходных данных при среднем дебите скважин 2 м<sup>3</sup>/с дерево событий реализации сценариев С1, С2, С3 представлено на рис.1 Изменения № 2 к обоснованию (рис. 1).

Частота реализации сценариев на одну скважину составит:

$$C1 : Rc1 = 2,4 * 10^{-5} * 0,5 * 0,965 * 0,964 * 0,76 = 8,5 * 10^{-6}$$

$$C2 = C3: Rc2 = 2,4 * 10^{-5} * 0,5 * 0,965 * 0,964 * 0,24 / 2 = 1,34 * 10^{-6}$$

Частота реализации сценариев на все исследуемые скважины (на кустовой площадке находится до 23 скважин в группе) составит:

$$C1: Rc1n = 8,5 * 10^{-6} * 23 = 1,96 * 10^{-4}$$

$$C2 = C3: Rc2n = 1,34 * 10^{-6} * 23 = 3,1 * 10^{-5}$$

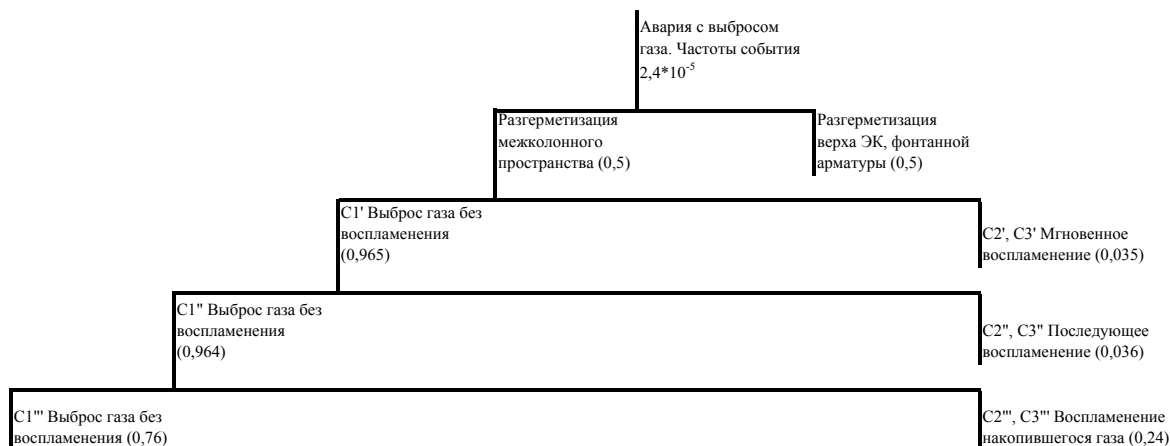


Рисунок 1 – Дерево событий

### п. 2.6 Результаты оценки показателей риска аварий и связанной с ней угрозы

В ходе оценки показателей риска на опасном производственном объекте установлено, что:

При факельном горении персонал, не попавший в зону пожара, может выйти из зоны поражения с ожогами 1, 2 степени. Для персонала, попавшего в зону пожара, принимается 100% смертельный исход. Поэтому потенциальный риск смертельного поражения человека практически равен частоте реализации аварии для рассматриваемых скважин  $3,1 * 10^{-5}$ .

Коллективный риск равен потенциальному риску, умноженному на вероятность нахождения персонала в зоне пожара в момент аварии. Принято, что на 1 скважину с МКД в год требуется один выезд бригады КРС. Время ремонта 10 суток, на буровой установке может находиться персонал из 5 человек в течении 16 часов в сутки. Вероятность нахождения персонала в потенциальной зоне поражения при факельном горении будет равна:

$$P_{крс} = 5 * 16 * 10 / 24 / 365 = 0,091$$

При мониторинге на кустовой площадке может находиться 2 человека в течение 2 часов 1 раз в месяц:

$$P_{мон} = 2 * 2 * 12 / 24 / 365 = 0,0055$$

Тогда коллективный риск равен:

$$R_{кол} = 0,0965 * 3,1 * 10^{-5} = 2,992 * 10^{-6}$$

Средний индивидуальный риск равен:

$$R_{ин} = 2,992 * 10^{-6} / 20 = 1,496 * 10^{-7}$$

Отмеченный уровень риска поражения персонала от возможных аварий на скважинах с МКД не превышает значения среднестатистического индивидуального риска для высокоопасных производственных объектов (среднестатистический индивидуальный риск гибели персонала от аварий на ОПО составляет  $5 * 10^{-4} \dots 10^{-4}$  1/год).

Социальный риск это частота  $F$  возникновения событий, в которых пострадает с определенной степенью тяжести не менее  $N$  человек. В нашем случае рассматривается вариант со смертельным исходом ремонтной бригады (5 чел на буровой установке) и



мониторинговой группы из 2 человек. Частота реализации этих событий равна коллективному риску  $2,992 \cdot 10^{-6}$ . Тогда социальный риск  $2,992 \cdot 10^{-6} / 7 = 4,274 \cdot 10^{-7}$ .

Для персонала ОПО рассчитанный социальный риск рекомендуется сравнивать со следующей функцией:

$$F = 5 \cdot 10^{-2} / N^2 \\ 0,05 / 7^2 = 0,001$$

Риск смертельного поражения населения и персонала сторонних организаций, расположенных за пределами декларируемого объекта, отсутствует.

**п. 2.7 «Перечень наиболее значимых факторов риска аварии на опасном производственном объекте и связанной с ней угрозы с учетом влияния компенсирующих мероприятий и (или) мер безопасности»**

В подразделе приведены наиболее значимые факторы риска аварии.

Отмечено, что условием возможности возникновения аварийной ситуации на скважине с МКД является превышение МКД выше предельно допустимого, что может привести к разгерметизации муфтовых и фланцевых соединений, разрушению тела трубы и цементного камня.

Величина МКД зависит от способа эксплуатации скважины. Частая смена режима работы скважины с резким повышением и снижением давлений, длительные остановки скважины в условиях ММП приводят к дополнительным знакопеременным напряжениям, неблагоприятно влияющих на герметичность резьбовых соединений и уплотнительных элементов.

Нарушение графика наблюдений за МКД, непроведение всех видов запланированных обследований скважины может привести к неучитываемому росту давления выше предельного.

Нарушение герметичности колонн, фланцевых соединений, цементного камня в результате превышения МКД над предельно допустимым давлением приводит к выбросу природного газа в атмосферу. Следствием этого является повышенная загазованность в районе скважины, возможное фонтанирование газа через места негерметичности и при появлении источника возгорания (работа техники бригады КРС, молнии, искры от механических ударов металлических изделий) к факельному горению, с последующим разрушением устья скважины.

На кустовых площадках находятся только скважины до 23 штук. Расстояние между скважинами от 30 м до 110. При колонном и струйном горении поражение соседних скважин невероятно.

Сторонние организации и населенные пункты в зонах действия поражающих факторов, максимальной гипотетической аварии на этих объектах, отсутствуют. Ближайшим населенным пунктом является п. Сеяха – 90 км от южной границы ГКМ.

*Раздел 2 Изменения № 2 к обоснованию «Результаты оценки риска аварии на опасном производственном объекте и связанной с ней угрозы» соответствует требованиям п. 9 ФНП «Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта» [4].*

### **7.2.5 Раздел 3 Изменения № 2 к обоснованию «Условия безопасной эксплуатации опасного производственного объекта»**

В разделе представлены следующие структурные единицы:

3.1 Сведения о режимах нормальной эксплуатации опасного производственного объекта с указанием предельных безопасных параметров (режимов) технологического процесса и (или) безопасной эксплуатации оборудования;

3.2 Перечень организационных и технических мер безопасности (барьеров безопасности); перечень систем противоаварийной автоматической защиты, контролируемые ими параметры; требования к квалификации персонала;

3.3. Определение набора параметров и выбор основных показателей безопасной эксплуатации опасного производственного объекта;

3.4. Оценка значений выбранных показателей до и после отступления от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности;

3.5. Сравнение значений выбранных показателей безопасной эксплуатации опасного производственного объекта с критериями обеспечения безопасной эксплуатации при отступлении от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности;

3.6. Обоснование решения о безопасной эксплуатации опасного производственного объекта.

#### **В п. 3.1 Изменения № 2 к обоснованию «Сведения о режимах нормальной эксплуатации опасного производственного объекта с указанием предельных безопасных параметров (режимов) технологического процесса и (или) безопасной эксплуатации оборудования»**

Приведены режимы нормальной эксплуатации опасного производственного объекта.

Указано, что каждое межколонное пространство имеет индивидуальные характеристики, определяющие опасность МКД. Класс опасности определяется для каждого межколонного пространства.

Для скважин Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения принимается четыре класса опасности (с первого по четвертый в порядке снижения степени опасности). Принадлежность скважины к тому или иному классу определяется в соответствии с приложением Б рассматриваемого Изменения № 2 к обоснованию.

Скважины 1-го класса опасности имеют признаки предельного состояния. Ситуация на скважине характеризуется как недопустимая. Скважина подлежит выводу из эксплуатации с последующим проведением работ по ликвидации МКД с дальнейшим ее вводом в эксплуатацию или ликвидацией.

Уровень опасности скважин 2-го класса оценивается как значительный. Имеются отклонения от условий безопасной эксплуатации, которые могут привести к возникновению аварийной ситуации. Дальнейшая эксплуатация скважины недопустима без проведения технических (капитальный или текущий ремонт, замена оборудования) и организационных мероприятий по снижению риска аварии.

Уровень опасности скважин 3-го класса оценивается как повышенный. Имеются те или иные отклонения от условий безопасной эксплуатации, которые, однако, не препятствуют возможности выполнения скважиной заданных эксплуатационных

функций. Дальнейшая эксплуатация скважины возможна при выполнении периодических мероприятий по снижению МКД.

Уровень опасности скважин 4-го класса оценивается как незначительный и не превышает допустимых значений для работоспособного состояния скважины. Дальнейшая эксплуатация скважины возможна без проведения каких-либо дополнительных технических и организационных мероприятий по повышению безопасности при обеспечении контроля над межколонными давлениями.

Класс опасности скважины принимается по худшему из соответствующих отличительных признаков.

Классификация скважин с МКД по степени опасности состояния МКП пересматривается один раз в год за исключением скважин 1-го класса.

В зависимости от класса опасности принимается решение о возможности дальнейшей эксплуатации скважины и проведении мероприятий по ограничению и ликвидации МКД.

С целью поддержания герметичности крепи скважины необходимо избегать частой смены режима работы скважины, резкого повышения и снижения давлений: пуск скважины должен производиться плавно при открытых отводах МКП вплоть до стабилизации температурного режима. Это положение должно приниматься во внимание при проведении любых технологических операций, включая ремонтные работы.

На скважинах в зоне распространения многолетнемерзлых пород запрещаются длительные остановки скважины во избежание роста рабочего давления до статического, охлаждение ствола скважины и устьевого оборудования, появления дополнительных знакопеременных напряжений, неблагоприятно влияющих на герметичность резьбовых соединений и уплотнительных элементов.

Работы по интенсификации притока пластового флюида в скважинах с МКД 1-го класса опасности запрещаются. Решение о проведении работ по интенсификации пласта в скважинах 2-го класса опасности принимается для конкретной скважины техническим совещанием при заместителе генерального директора по добыче ОАО «Ямал СПГ».

Снижение межколонного давления может быть осуществлено путем проведения периодических стравливаний межколонного флюида или эксплуатации скважины с открытым межколонным пространством, за исключением случаев, когда в межколонном флюиде содержатся сероводородсодержащие компоненты. На скважинах, межколонный флюид которых представлен сухим углеводородным газом, несодержащим коррозионно-активные компоненты, с дебитом постоянного притока менее 10 м<sup>3</sup>/сут рекомендуется провести серию стравливаний межколонного флюида из МКП. После каждого стравливания необходимо закрывать межколонное пространство и регистрировать КВД. При отрицательных результатах работ (неизменность или увеличение МКД, неизменность или увеличение дебита постоянного притока, уменьшение времени восстановления межколонного давления) после третьей попытки стравливания необходимо прекратить. Данные работы проводить только при ГДИ (плановые 1 раз в год).

При контрольных обследованиях скважин необходимо измерять дебит постоянного притока газа и уровень загазованности в районе устья скважины. В случае увеличения дебита постоянного притока флюида, изменения его физико-химических свойств или превышения загазованности в районе устья скважины выше допустимого уровня

необходимо закрыть межколонное пространство и дальнейшую эксплуатацию скважин осуществлять при закрытом межколонном пространстве.

**п. 3.2 Изменения № 2 к обоснованию «Перечень организационных и технических мер безопасности (барьеров безопасности); перечень систем противоаварийной автоматической защиты, контролируемые ими параметры; требования к квалификации персонала»**

В подразделе приведены:

- решения, направленные на сохранение скважин в исправном техническом состоянии;
- сведения о технологических защитах, блокировках;
- перечень систем противоаварийной защиты, контролируемые ими параметры, уставки срабатывания систем противоаварийной защиты;
- решения, направленные на исключение разгерметизации оборудования и предупреждение аварийных выбросов опасных веществ на ОПО;
- решения, направленные на обеспечение взрывопожаробезопасности ОПО;
- требования к квалификации персонала.

**п. 3.3 Изменения № 2 к обоснованию «Определение набора параметров и выбор основных показателей безопасной эксплуатации опасного производственного объекта»**

В подразделе выбраны основные параметры, подлежащие контролю при эксплуатации скважин с МКД:

- присутствие в составе межколонного флюида диоксида углерода;
- давления в межколонных пространствах;

предельно допустимое давление на нижнем отводе для скважины №172:  $P_{\text{МК}}^{\text{H}} = 6,72$  МПа;

предельно допустимое давление на нижнем отводе для скважин №№5011, 3012, 4011, 5021, 4021, 5022, 3022, 4041, 8073, 3072, 5072, 3071, 4071, 5075, 8074, 8075, 5255, 4253, 4303, 3353, 4404, 4431, 8431, 3431, 4433, 8432, 4441, 5441, 4442, 8444, 8451, 5461, 4462, 4471:  $P_{\text{МК}}^{\text{H}} = 7,35$  МПа;

предельно допустимое давление на нижнем отводе для скважин №№155-Р, 152-Р:  $P_{\text{МК}}^{\text{H}} = 7,36$  МПа;

предельно допустимое давление на нижнем отводе для скважин №№3011, 2012, 2013, 2022, 2023, 4042, 7071, 2073, 5073, 2072, 7073, 5071, 7072, 5074, 8303, 6301, 6302, 2402, 2431, 2432, 8443, 2441, 3441, 2451, 4461, 6461, 2471, 6471, 6473, 6472, 8475, 8472, 6476, 6474, 8473, 6477, 3473:  $P_{\text{МК}}^{\text{H}} = 7,45$  МПа;

предельно допустимое давление на среднем отводе для скважины №172:  $P_{\text{МК}}^{\text{CP}} = 20,56$  МПа;

предельно допустимое давление на межколонном отводе для скважины №1072:  $P_{\text{МК}} = 8,08$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№2022, 2073, 2441:  $P_{\text{МК}}^{\text{B}} = 12,64$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№2072, 2432:  $P_{\text{МК}}^{\text{B}} = 12,88$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №2431:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 12,99$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №2471:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 13,04$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№5071, 5074:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 13,07$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№3011, 2012, 2013, 2023, 4042, 2402, 2451, 3473:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 14,40$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№3071, 8074, 8431, 8432, 4442, 3441, 8444:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 15,12$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№5011, 3012, 4011, 3022, 3353:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 15,20$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№5021, 5075:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 15,28$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№4431, 3431, 4433, 4441:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 15,66$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №4071:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 15,80$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №4471:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 15,90$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№4021, 5022, 4041, 5255, 4253, 4303, 4404, 8451, 4462:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 16,00$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№8073, 5072, 8075, 6476:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 16,70$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №5461:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 16,80$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №6471:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 17,76$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №3072:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 18,00$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№6301, 6302, 6461, 6474, 6477:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 18,80$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№7071, 5073, 7073, 7072, 5441, 6473, 6472:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 19,44$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№155-Р, 152-Р:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 19,80$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№4461, 8473:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 20,40$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №№8443, 8475, 8472:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 20,86$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №8303:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 21,60$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №172:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 45,52$  МПа;

- предельно допустимый дебит газа из межколонного пространства при установившемся режиме стравливания  $Q_{\text{МК}}^{\text{г}} = 1000 \text{ м}^3/\text{сут}$ ;
- безопасный дебит газа из межколонного пространства при установившемся режиме стравливания  $Q_{\text{МКГ}}^{\text{б}} < 100 \text{ м}^3/\text{сут}$ ;
- грифоны вокруг устья скважины;
- высота подъема цемента.

Деление скважин с МКД на классы приведено в приложение Б рассматриваемого Изменения № 2 к обоснованию. Эксплуатация скважин определенного класса возможна с определенным вышеперечисленным набором параметров.

**п. 3.4 Изменения № 2 к обоснованию «Оценка значений выбранных показателей до и после отступления от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности»**

В подразделе указано, что скважины с межколонным давлением согласно п.п. 117, 122, 293, 296, 658, 1326 ФНП ПБ НГП не могут вводиться в эксплуатацию после бурения или КРС, но в правилах не оговариваются величины МКД, с которыми невозможно эксплуатировать данные скважины. Данной работой для скважин №№5011, 3011, 2012, 2013, 4011, 2022, 5021, 4021, 5022, 3022, 2023, 4041, 4042, 2041, 8073, 3072, 7071, 5072, 2073, 5073, 3071, 1072, 2072, 4071, 5075, 7073, 5071, 7072, 5074, 8074, 8075, 5255, 4253, 155-Р, 8303, 6301, 6302, 4303, 3353, 152-Р, 2402, 4404, 4431, 2431, 8431, 3431, 4433, 2432, 8432, 8443, 4441, 5441, 2441, 4442, 3441, 8444, 8451, 2451, 172, 4461, 6461, 5461, 4462, 2471, 6471, 6473, 6472, 8475, 8472, 6476, 4471, 6474, 8473, 6477, 3473 устанавливаются предельные МКД и дебиты на период сразу после строительства скважин.

При дальнейшей эксплуатации согласно износу обсадных труб значения МКД и дебиты уточняются в соответствии п. 2.2.1 и приложением В Изменения № 2 к обоснованию.

**п. 3.5 Изменения № 2 к обоснованию «Обоснование решения о безопасной эксплуатации опасного производственного объекта»**

В подразделе определено, что величина предельно допустимого межколонного давления определяется для каждого межколонного пространства исходя из условий:

- сохранения целостности обсадных колонн;
- недопущения миграции межколонного флюида в горные породы в интервале заколонного пространства.

Для безопасной эксплуатации скважин требуется согласно графику контроль над  $P_{\text{МК}}$  и  $Q_{\text{МК}}$ . При замере  $Q_{\text{МК}}$  происходит стравливание газа из МКП, что приводит к снижению  $P_{\text{МК}}$ .

**п. 3.6 Изменения № 2 к обоснованию «Сравнение значений выбранных показателей безопасной эксплуатации опасного производственного объекта с критериями обеспечения безопасной эксплуатации при отступлении от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности»**

В подразделе проведено сравнение межколонных давлений в скважинах с предельными давлениями.

Таблица 7 - Сравнение межколонных давлений в скважинах с предельными давлениями

№ скв.	Верхний отвод 245х178		Нижний отвод 324х245		Возможность эксплуатации да/нет
	Предельное $P^*_{\text{скв}}$ МПа	Текущее $P^*_{\text{скв}}$ МПа	Предельное $P^*_{\text{скв}}$	Текущее $P^*_{\text{скв}}$ МПа	
1	2	3	4	5	6
5011	15,20	4,60	7,35	3,50	да
3011	14,40	1,80	7,45	0	да
3012	15,20	0,40	7,35	1,00	да
2012	14,40	11,57	7,45	0	да
2013	14,40	4,90	7,45	0	да
4011	15,20	9,20	7,35	0	да
2022	12,64	0	7,45	1,20	да
5021	15,28	0,50	7,35	0,59	да
4021	16,00	4,30	7,35	4,40	да
5022	16,00	0	7,35	0,70	да
3022	15,20	5,40	7,35	0,49	да
2023	14,40	11,30	7,45	0	да
4041	16,00	0,10	7,35	0	да
4042	14,40	0	7,45	0,40	да
8073	16,70	1,57	7,35	2,06	да
3072	18,00	4,31	7,35	0	да
7071	19,44	0	7,45	3,14	да
5072	16,70	3,33	7,35	0,78	да
2073	12,64	3,04	7,45	0	да
5073	19,44	1,18	7,45	0	да
3071	15,12	12,16	7,35	0	да
1072	8,08	0,39			да
2072	12,88	2,45	7,45	1,86	да
4071	15,80	0	7,35	1,96	да
5075	15,28	0,69	7,35	0	да
7073	19,44	8,24	7,45	6,67	да
5071	13,07	0	7,45	2,35	да
7072	19,44	10,59	7,45	0,49	да
5074	13,07	9,41	7,45	1,86	да
8074	15,12	0,78	7,35	0,78	да
8075	16,70	5,69	7,35	6,77	да
5255	16,00	6,80	7,35	0	да
4253	16,00	5,60	7,35	5,40	да
155-Р	19,80	10,00	7,36	0	да
8303	21,60	2,20	7,45	0	да
6301	18,80	3,90	7,45	0	да
6302	18,80	10,60	7,45	0	да

Продолжение таблицы 7

№ скв.	Верхний отвод 245х178		Нижний отвод 324х245		Возможность эксплуатации, да/нет
	Предельное $P_{\text{МК}}^{\text{в}}$ , МПа	Текущее $P_{\text{МК}}^{\text{в}}$ , МПа	Предельное $P_{\text{МК}}^{\text{н}}$	Текущее $P_{\text{МК}}^{\text{н}}$ , МПа	
1	2	3	4	5	6
4303	16,00	7,50	7,35	0	да
3353	15,20	2,60	7,35	0	да
152-Р	19,80	2,75	7,36	0	да
2402	14,40	11,60	7,45	0	да
4404	16,00	2,10	7,35	0	да
4431	15,66	0,69	7,35	0	да
2431	12,99	1,57	7,45	0,49	да
8431	15,12	2,94	7,35	1,77	да
3431	15,66	12,26	7,35	1,86	да
4433	15,66	11,77	7,35	5,88	да
2432	12,88	10,78	7,45	0	да
8432	15,12	0	7,35	0,88	да
8443	20,86	8,73	7,45	1,86	да
4441	15,66	1,67	7,35	0	да
5441	19,44	1,86	7,35	1,67	да
2441	12,64	1,67	7,45	0	да
4442	15,12	3,53	7,35	3,53	да
3441	15,12	0	7,45	0,78	да
8444	15,12	0	7,35	2,26	да
8451	16,00	10,40	7,35	1,86	да
2451	14,40	0	7,45	0,39	да
4461	20,40	2,90	7,45	0	да
6461	18,80	5,10	7,45	0	да
5461	16,80	15,00	7,35	0	да
4462	16,00	13,40	7,35	0	да
2471	13,04	0,88	7,45	0,88	да
6471	17,76	12,50	7,45	0	да
6473	19,44	2,30	7,45	2,40	да
6472	19,44	4,10	7,45	3,60	да
8475	20,86	2,00	7,45	0	да
8472	20,86	0	7,45	1,80	да
6476	16,70	3,50	7,45	4,00	да
4471	15,90	1,40	7,35	0	да
6474	18,80	7,90	7,45	0	да
8473	20,40	0,90	7,45	0	да
6477	18,80	5,80	7,45	0	да
3473	14,40	12,00	7,45	0	да

Примечание: при срабатывании  $Q_{\text{МК}} < 100 \text{ м}^3$ .



Таблица 8 - Сравнение межколонных давлений в скважине № 172 с предельными давлениями

№ скв.	Верхний отвод 273х194		Средний отвод 340х273		Нижний отвод 426х340		Возможность эксплуатации, да/нет
	Предельное $P_{\text{ск}}^{\text{с}}$ , МПа	Текущее $P_{\text{ск}}^{\text{с}}$ , МПа	Предельное $P_{\text{ск}}^{\text{ф}}$ , МПа	Текущее $P_{\text{ск}}^{\text{ф}}$ , МПа	Предельное $P_{\text{ск}}^{\text{с}}$ , МПа	Текущее $P_{\text{ск}}^{\text{с}}$ , МПа	
1	2	3	4	5	6	7	8
172	45,52	0,49	20,56	0,39	6,72	0,10	да

Примечание: при срабатывании  $Q_{\text{ск}} < 100 \text{ м}^3$ .

Указано, что при периодическом контроле и получении дополнительной информации об износе колонн, значения предельных МКД подлежат пересчету.

Раздел 3 Изменения № 2 к обоснованию «Условия безопасной эксплуатации опасного производственного объекта» соответствует требованиям п. 10 ФНП «Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта» [4].

#### 7.2.6 Раздел 4. Требования к эксплуатации, капитальному ремонту, консервации и ликвидации опасного производственного объекта

В разделе приведены следующие подразделы:

4.1. Требования промышленной безопасности, связанные с отступлениями от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности, их недостаточностью или отсутствием;

4.2. Перечень и обоснование достаточности мероприятий, компенсирующих отступления от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности.

В пояснительной записке к разделу отмечено, что размещение оборудования, трубопроводов и сооружений, необходимых для эксплуатации и капитального ремонта скважин, должно определяться ПД обустройства кустов скважин месторождения, а оборудования и сооружений, необходимых для строительства скважин – «Схемой расположения оборудования и сооружений» ПД на строительство скважин.

Генеральные планы кустов скважин должны разрабатываться в составе ПД на обустройство месторождения на основе «Схем расположения оборудования и сооружений» ПД на строительство скважин. Геометрические размеры кустового основания должны обеспечивать размещение необходимого комплекса оборудования и сооружений и производство работ по монтажу, передвижке, демонтажу буровой установки, по бурению, освоению, эксплуатации и капитальному ремонту скважин.

На ОПО при обнаружении давления в межколонном пространстве эксплуатация скважины может быть продолжена при соблюдении требований по эксплуатации скважин с межколонным давлением. Решение о дальнейшей эксплуатации скважины принимается пользователем недр (специальной комиссией) на основании результатов исследований и принятию мер по выявлению источников межколонного давления, определению параметров межколонного давления и условий дальнейшей эксплуатации.

**п. 4.1 Изменения № 2 к обоснованию «Требования промышленной безопасности, связанные с отступлениями от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности, их недостаточностью или отсутствием»**

В подразделе объяснено, что скважины с межколонным давлением согласно п.п. 117, 122, 293, 296, 658, 1326 ФНП ПБНГП не могут быть начаты освоением или испытанием после бурения или КРС.

Поскольку, по разным причинам, практически невозможно избежать МКД, то имеющихся требований Правил недостаточно.

Необходимо установить требования по эксплуатации скважин с МКД по предельно допустимым значениям межколонных давлений  $P_{\text{МК}}^{\Gamma}$  и предельно допустимому дебиту скважины из межколонного пространства  $Q_{\text{МК}}^{\Gamma}$ .

Вышеуказанные сведения приведены в таблице 9 (таблица 4.1.1 Изменения № 2 к обоснованию).

Таблица 9 – Обоснование безопасности ОПО

№ п/п	Требования ФНП	Требования промбезопасности, связанные с отступлением от требований ФНП	Мероприятия, компенсирующие отступления от требований ФНП
1	2	3	4
п. 117	Конструкция скважины в части надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать: - условия безопасного ведения работ, связанных с использованием недр и охраной окружающей среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепления скважины, герметичности обсадных колонн и кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и пространства вокруг устья скважины.	Работы по освоению и испытанию скважин могут быть начаты при обеспечении следующих условий: ... межколонные давления должны быть меньше $P_{\text{МК}}^{\Gamma}$ и установившиеся дебиты из МКП меньше $Q_{\text{МК}}^{\Gamma}$ (установленных в данном изменении №2 к обоснованию безопасности ОПО).	Мониторинг за МКД и дебитом из МКП.  При $P_{\text{МК}} < 0,7 P_{\text{МК}}^{\Gamma}$ и $Q_{\text{МК}}^{\Gamma} < 100 \text{ м}^3/\text{сут}$ , отсутствие коррозионно-агрессивных компонентов - скважины эксплуатируются без проведения каких-либо дополнительных технических и организационных мероприятий по повышению безопасности при обеспечении контроля за межколонными давлениями.  $P_{\text{МК}} < 0,7 P_{\text{МК}}^{\Gamma}$ и $Q_{\text{МК}}^{\Gamma} < 100 \text{ м}^3/\text{сут}$ , Выполняется хотя бы 1 условие: - вода с минерализацией более 1000 мг/л или pH ниже 7; - диоксид углерода при парциальном давлении до 0,05 МПа. Дальнейшая эксплуатация скважины возможна при выполнении периодических мероприятий по снижению МКД (стравливание газа).

Продолжение таблицы 9

п. 122	Конструкция устья скважины, колонных головок, герметизирующих устройств должна обеспечивать: - герметичность межколонных пространств при бурении и эксплуатации скважины.		Выполняется хотя бы 1 условие: - $P_{\text{мк}}^{\text{г}} > P_{\text{мк}} > 0,7P_{\text{мк}}^{\text{г}}$ и $1000 > Q_{\text{мк}}^{\text{г}} > 100 \text{ м}^3/\text{сут}$ ; - диоксид углерода при парциальном давлении от 0,05 до 0,2 МПа; - механические примеси (продукты коррозии, осадки). Дальнейшая эксплуатация скважины недопустима без проведения технических (капитальный или текущий ремонт, замена оборудования) и организационных мероприятий по снижению риска аварии.
п. 293	Выбор резьбовых соединений и герметизирующих средств в интервалах интенсивного искривления ствола должен обеспечивать требуемые прочностные характеристики обсадной колонны, герметичность и надежность крепи в течении всего периода эксплуатации скважины. Типы применяемых резьбовых соединений и резьбовых смазок определяются рабочим проектом.		Выполняется хотя бы 1 условие: - $P_{\text{мк}} \geq P_{\text{мк}}^{\text{г}}$ ; - $Q_{\text{мк}}^{\text{г}} \geq 1000$ ; - грифоны вокруг скважины. Ситуация не допустимая. Скважины выводятся из эксплуатации, проводится КРС со снижением опасности скважины и если это не возможно, то скважина ликвидируется.
п. 296	Работы по освоению и испытанию скважин могут быть начаты при обеспечении следующих условий: ...отсутствуют межколонные давления.		
п. 658	Конструкция газовых скважин, обвязка их устья, порядок испытания на прочность и герметичность, освоение скважины должны соответствовать требованиям глав XII, XIX, XX, XXIII настоящих Правил.		
п. 1326	При обнаружении в ходе проверок или в других случаях недостатков (устьевое давление, межколонные проявления, грифоны и другие) скважина должна быть выведена из консервации. Пользователь недр обязан выяснить причины недостатков, разработать и реализовать мероприятия по их устранению по планам, согласованным с территориальным органом Ростехнадзора. Дальнейшая консервация скважины может быть продлена после устранения причин появления неисправностей и по согласованию и по согласованию с территориальным органом Ростехнадзора.		

#### **п. 4.2 Изменения № 2 к обоснованию «Перечень и обоснование достаточности мероприятий, компенсирующих отступления от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности»**

В подразделе утверждается, что установление предельных величин  $P_{\text{МК}}^{\text{г}}$  и  $Q_{\text{МК}}^{\text{г}}$  в соответствии с нормативными документами [33, 34] и контроль за динамикой изменения этих величин определяют безопасную эксплуатацию скважин с МКД. График контроля представлен в п. 1.6.3 табл. 1.6.3.1. рассматриваемого Изменения № 2 к обоснованию.

Решения по эксплуатации скважин с МКД принимаются на основании классификации скважин по степени опасности (приложение Б Изменения № 2 к обоснованию).

Классификацию скважин по степени опасности состояния МКП производит эксплуатирующая организация на основании результатов анализа промысловых, лабораторных и геофизических исследований.

Каждое межколонное пространство имеет индивидуальные характеристики, определяющие опасность МКД. Класс опасности определяется для каждого межколонного пространства.

Классификация скважин с МКД по степени опасности состояния МКП пересматривается один раз в год за исключением скважин 1-го класса. Скважины 1 класса опасности подлежат капитальному ремонту и переводу скважин по результатам испытания в нижележащие классы, в случае невозможности перевода их в более безопасные классы – ликвидируются.

Существующие на данный момент МКД в скважинах №№5011, 3011, 2012, 2013, 4011, 2022, 5021, 4021, 5022, 3022, 2023, 4041, 4042, 2041, 8073, 3072, 7071, 5072, 2073, 5073, 3071, 1072, 2072, 4071, 5075, 7073, 5071, 7072, 5074, 8074, 8075, 5255, 4253, 155-Р, 8303, 6301, 6302, 4303, 3353, 152-Р, 2402, 4404, 4431, 2431, 8431, 3431, 4433, 2432, 8432, 8443, 4441, 5441, 2441, 4442, 3441, 8444, 8451, 2451, 172, 4461, 6461, 5461, 4462, 2471, 6471, 6473, 6472, 8475, 8472, 6476, 4471, 6474, 8473, 6477, 3473 (Приложение Г Изменения № 2 к обоснованию) в разы меньше предельных давлений, установленных обоснованием. Установившийся дебит меньше 100 м<sup>3</sup>/сут (п. 3.6 таблица 3.6.1 рассматриваемого Изменения № 2 к обоснованию).

Возникающие риски аварий не превышают допустимых для газовой отрасли [29].

*Раздел 4 Изменения № 2 к обоснованию «Требования к эксплуатации, капитальному ремонту, консервации и ликвидации опасного производственного объекта» соответствует требованиям п. 11 ФНП «Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта» [4].*

#### **7.3 Оценка полноты и достаточности мероприятий, компенсирующих отступления от норм и правил в области промышленной безопасности**

В Изменении № 2 к обоснованию безопасности предусмотрены компенсирующие мероприятия, реализация которых позволит эксплуатировать скважины с МКД.

Разработанные компенсирующие мероприятия обеспечивают на приемлемом уровне риск эксплуатации, капитального ремонта ОПО.

Достаточность установленных в Изменении № 2 к обоснованию безопасности требований промышленной безопасности, допускающих отступления от федеральных норм и правил в области промышленной безопасности на ОПО «Фонд скважин Южно-

Тамбейского ГКМ», подтверждена результатами оценки риска аварий и связанных с ними угрозы.

Проведенная оценка риска показала, что установленных в Изменении № 2 к обоснованию безопасности компенсирующих мероприятий достаточно.

Комплекс мероприятий, компенсирующих отступление от норм и правил в области промышленной безопасности, предусмотренный в Изменении № 2 к обоснованию безопасности опасного производственного объекта «Фонд скважин Южно-Тамбейского ГКМ» достаточен для обеспечения безопасной эксплуатации скважин с МКД.

#### **7.4 Оценка обоснованности результатов оценки риска аварий, в том числе адекватности применяемых физико-математических моделей и использованных методов расчетов по оценке риска, правильности и достоверности этих расчетов, а также полноты учёта всех факторов, влияющих на конечные результаты**

Для анализа опасностей и оценки риска аварии принята методология количественной оценки риска, определенная документами Ростехнадзора, ПАО «Газпром».

В рамках Изменения № 2 к обоснованию безопасности на рассматриваемом ОПО проведены оценки необходимых параметров риска, обоснованно выбранных в качестве показателей, характеризующих безопасность эксплуатации ОПО на рассматриваемом участке и степень опасности отклонения от требований ФНП.

Результаты расчётов демонстрируют приемлемость уровня риска в районе рассматриваемого участка ОПО в выбранных показателях при условии выполнения комплекса мероприятий, снижающих риск аварии.

#### **7.5 Оценка учёта современного опыта эксплуатации, капитального ремонта, консервации и ликвидации опасных производственных объектов в обосновании безопасности**

Разработчиками Изменения № 2 к обоснованию безопасности был проанализирован опыт эксплуатации объектов с межколонным давлением в России.

Скважины ряда газоконденсатнонефтяных месторождений среднего Приобья, Самотлорского, Варьеганского, Правдинского и ряда других, эксплуатируются с межколонным давлением (Рмк) от 0,3 до 6,0 МПа.

С межколонным давлением между кондуктором и технической колонной до 13,0 МПа разрешена эксплуатация скважин на Пеляткинском газоконденсатном месторождении ОАО «Таймыргаз» (согласно СТО 47831458-01).

На Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении, ООО «Газпром добыча Оренбург», более 20 лет эксплуатируются скважины с межколонным давлением Рмк до 0,5 и до 10 МПа между кондуктором и технической колонной, между технической и эксплуатационной колонной соответственно.

На месторождениях ООО «Газпром добыча Ноябрьск» Нижне-Квакчикском и Кшукском ГКМ эксплуатируются скважины с предельно-допустимым Рмк от 4,0 до 10 МПа.

На месторождениях ООО «Газпром добыча Надым», ООО «Газпром добыча Уренгой», ООО «Газпром добыча Ямбург», в соответствии с утверждёнными

нормативными документами, эксплуатируются скважины с предельно-допустимым Рмк от 4,0 до 10 МПа.

На Южно-Русском нефтегазовом месторождении ОАО «Севернефтегазпром», разрешается эксплуатация скважин, при выполнении условий, с Рмк составляющим не более значения давления опрессовки обсадных колонн (кондуктора или технической колонны) и расходом газа из межколонного пространства до 10000 м<sup>3</sup>/сут.

За время длительной, с начала 70-х годов, эксплуатации скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях с достаточно высоким значением межколонного давления Рмк до 10,0 МПа не установлено возникновение каких-либо осложнений или аварий. В открытых источниках в качестве причин возникших аварий в нефтегазовой отрасли не зафиксированы аварийные случаи, связанные с межколонным давлением.

Принятие решения по эксплуатации и предельно-допустимому значению межколонного давления, при этом устанавливалось для скважин отдельных месторождения индивидуально, с учетом текущих пластовых давлений, конструктивных особенностей и эксплуатационных характеристик скважин.

При разработке Изменения № 2 к обоснованию безопасности проанализирован опыт работы аналогичных объектов в части аварийности и производственного травматизма. Изучена и актуализирована статистика аварийности.

*Опыт эксплуатации аналогичных объектов подтверждает возможность дальнейшей безопасной эксплуатации опасного производственного объекта «Фонд скважин Южно-Тамбейского ГКМ».*

#### **7.6 Оценка полноты требований к эксплуатации, капитальному ремонту, консервации или ликвидации опасного производственного объекта, установленных в изменении, вносимых в обоснование безопасности.**

В Изменении № 2 к обоснованию безопасности установлены требования к обеспечению безопасной эксплуатации опасного производственного объекта «Фонд скважин Южно-Тамбейского ГКМ», а также мероприятия, направленные на обеспечение безопасности при эксплуатации скважин.

Требования Изменения № 2 к обоснованию безопасности, устанавливающие минимальные технические требования промышленной безопасности, связанные с отступлений от требований в ФНП ПБ НПП обязательны для использования обслуживающим персоналом при эксплуатации, капитальном ремонте, консервации и ликвидации на ОПО.

В дополнение к требованиям Изменения № 2 к обоснованию безопасности следует руководствоваться действующими нормами и правилами в области промышленной безопасности.

Новое требование, устанавливаемые для ОПО «Фонд скважин Южно-Тамбейского ГКМ», связанные с отступлением от требований ФНП:

- Работы по освоению и испытанию скважин могут быть начаты при обеспечении следующих условий: межколонные давления должны быть меньше  $P_{\text{МК}}^{\Gamma}$  и установившиеся дебиты из МКП меньше  $Q_{\text{МК}}^{\Gamma}$  (установленных в рассматриваемом изменении № 2 к обоснованию безопасности ОПО).

Технические требования и мероприятия, компенсирующие отступления от требований к эксплуатации объектов, рассмотренных в обосновании безопасности, в

федеральных нормах и правилах в области промышленной безопасности, конкретны и позволяют проконтролировать их соблюдение в соответствии с требованиями п. 18 ФНП «Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта».

*Установленные в Изменении № 2 к обоснованию безопасности опасного производственного объекта «Фонд скважин Южно-Тамбейского ГКМ» III класс опасности (регистрационный номер ОПО А59-60514-0001)» требования промышленной безопасности к эксплуатации ОПО, связанные с отступлением от требований в федеральных нормах и правилах в области промышленной безопасности, полны, конкретны и позволяют проконтролировать их соблюдение.*

7.7 По результатам проведения экспертизы промышленной безопасности «Изменения № 2 к обоснованию безопасности опасного производственного объекта «Фонд скважин Южно-Тамбейского ГКМ» III класс опасности (регистрационный номер ОПО А59-60514-0001)» установлено:

- информация, представленная в Изменении № 2 к обоснованию безопасности, достоверна и приведена в объеме, достаточном для целей Изменения № 2 к обоснованию;
- объем и полнота мероприятий, компенсирующих отступления от норм и правил в области промышленной безопасности, достаточны для целей Изменения № 2 к обоснованию;
- результаты оценки риска аварий обоснованы;
- методы расчетов по оценке риска, а также применяемые физико-математические модели адекватны, результаты расчетов достоверны;
- факторы, влияющие на конечные результаты, учтены в полном объеме;
- при разработке Изменения № 2 к обоснованию учтен современный опыт эксплуатации и капитального ремонта, консервации и ликвидации ОПО;
- требования к эксплуатации, капитальному ремонту, консервации и ликвидации опасного производственного объекта, установленные в Изменении № 2 к обоснованию безопасности, достаточны.

7.8 Информация, приведенная в «Изменении № 2 к обоснованию безопасности опасного производственного объекта «Фонд скважин Южно-Тамбейского ГКМ» III класс опасности (регистрационный номер ОПО А59-60514-0001)», по своей полноте и достоверности соответствует требованиям нормативно-правовых и руководящих документов, регламентирующих разработку обоснования безопасности опасных производственных объектов.

7.9 Установлено, что принятые компенсирующие мероприятия достаточны для обеспечения приемлемого уровня безопасности для опасного производственного объекта «Фонд скважин Южно-Тамбейского ГКМ» III класс опасности (регистрационный номер ОПО А59-60514-0001)».

7.10 Разделы Изменения № 2 к обоснованию содержат достаточный объем сведений и соответствуют требованиям ФНП «Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта» [4].

### 8. ВЫВОДЫ ЗАКЛЮЧЕНИЯ ЭКСПЕРТИЗЫ

В результате проведенной экспертизы «Изменения № 2 к обоснованию безопасности опасного производственного объекта «Фонд скважин Южно-Тамбейского ГКМ» III класс опасности (регистрационный номер ОПО А59-60514-0001)» установлено соответствие требованиям промышленной безопасности.

### ПРИЛОЖЕНИЯ:

Приложение 1. Перечень нормативно-технической документации, использованной при проведении экспертизы.

Подпись эксперта:



Р.О. Денисов



## ПРИЛОЖЕНИЕ 1

**Список используемых источников.**

1. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.97 г. № 116-ФЗ (с изменениями).
2. Федеральный закон «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 04.07.2008 г. № 123-ФЗ (с изменениями).
3. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила проведения экспертизы промышленной безопасности». Утверждены Приказом Ростехнадзора от 14.11.2013 г. № 538.
4. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта». Утверждены Приказом Ростехнадзора от 15.07.2013 г. № 306.
5. Руководство по безопасности «Методические рекомендации по разработке обоснования безопасности опасных производственных объектов нефтегазового комплекса» утв. Приказом Ростехнадзора от 30.09.2015 № 387.
6. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101 (с изменениями).
7. Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах». Утверждено Приказом Ростехнадзора от 11.04.2016 г. № 144.
8. Руководство по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей». Утверждено приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 31.03.2016 г. № 137.
9. Руководство по безопасности «Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ». Утверждено приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 20 апреля 2015 г. № 158.
10. Руководство по безопасности «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи», утвержденное приказом Ростехнадзора от 17.08.2015 № 317.
11. Руководство по безопасности «Методика оценки риска аварий на линейных объектах, транспортирующих взрывопожароопасные газы», утвержденное приказом Ростехнадзора от 17.09.2015 № 365.
12. Руководство по безопасности «Методика оценки риска аварий на технологических трубопроводах, связанных с перемещением взрывопожароопасных жидкостей», утвержденное, приказом Ростехнадзора от 17.09.2015 г. № 366.
13. Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утвержденное приказом Ростехнадзора от 27.12.2012 № 784.
14. Руководство по безопасности «Методика установления допустимого риска аварии при обосновании безопасности опасных производственных объектов нефтегазового комплекса», утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 23 августа 2016 г № 349.
15. «Методика определения расчетных величин пожарного риска на опасных производственных объектах». Утверждены Приказом Министерства РФ по делам

- гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий от 10.07.09 г. № 404.
16. РД 03-496-02 «Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах». Утверждены постановлением Госгортехнадзора России от 29.10.02 г. № 63.
  17. РД 00158758-224-2001 «Инструкция по одновременному производству работ по бурению, освоению и эксплуатации скважин на кустах месторождений Крайнего Севера».
  18. ГОСТ Р. 12.3.047-2012. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.
  19. ГОСТ Р ИСО/МЭК 31010-2011. «Менеджмент риска. Методы оценки риска».
  20. Е. Дж. Хенли, Х. Кумамото. Надежность технических систем и оценка риска. Пер. с англ. Под ред. В.С. Сыромятникова.
  21. Международный стандарт МЭК 1025, 1990 г. Анализ диагностического дерева отказов (FTA).
  22. Международный стандарт МЭК 812, 1985 г. Техника анализа надежности систем. Метод анализа вида и последствий отказов (FMEA).
  23. ГОСТ 27.002-89. Надежность в технике. Основные понятия, термины и определения.
  24. Справочник по надежности. Пер. с англ. Под ред. Б.Р.Левина. В 3-х томах. М.: Мир. 1969.
  25. ГОСТ Р 51901-2002. Управление надежностью. Анализ риска технологических систем.
  26. ГОСТ Р 54142-2010. Менеджмент рисков. Руководство по применению организационных мер безопасности и оценки рисков. Методология построения универсального дерева событий.
  27. ГОСТ Р 51901.11-2005. Менеджмент риска. Исследование опасности и работоспособности. Прикладное руководство.
  28. Белов П.Г. Системный анализ и моделирование опасных процессов в техносфере: Учеб. пособие для студентов высших учебных заведений. - М.: Издательский центр «Академия», 2003.-512 с.
  29. Методика анализа риска для опасных производственных объектов газодобывающих предприятий ОАО «Газпром». СТО Газпром 2-2.3-400-2009. Утверждено распоряжением ОАО «Газпром» от 05.10.2009 № 326.
  30. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. – М.: ВНИИТнефть, 1997. – 194 с.
  31. СТО Газпром 2-2.3-351-2009 «Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром».
  32. СТО Газпром РД 2.1-142 -2005 Методика расчета допустимых значений параметров конструкций скважин, температурного режима их эксплуатации, технических решений по обеспечению устойчивости и целостности устья и обсадных колонн. Тюмень: ООО «ТюменьНИИгазпрогаз», 2004. – 26 с.
  33. СТО Газпром 2-2.3-696-2013 Руководство по эксплуатации скважин с межколонными давлениями на месторождениях и подземных хранилищах газа.
  34. СТО Газпром 2-2.3-145-2007 Инструкция по техническому диагностированию скважин ПХГ. Москва 2007.

35. СТО Газпром РД 2.1-142 -2005 Методика расчета допустимых значений параметров конструкций скважин, температурного режима их эксплуатации, технических решений по обеспечению устойчивости и целостности устья и обсадных колонн. Тюмень: ООО “ТюменьНИИгазпрогаз”, 2004. – 26 с.
36. РД 51-1-96. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих. 1996 г.
37. Приказ Ростехнадзора от 11.03.2013 № 96 (с изменениями) «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» (Зарегистрировано в Минюсте России 16.04.2013 № 28138).
38. Доклад Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору об осуществлении государственного контроля (надзора) в 2012-2018 годах и об эффективности такого контроля (надзора). URL: <http://www.gosnadzor.ru/activity/control/folder/> (дата обращения 10.01.2020 г.).
39. Проектная документация «Групповой рабочий проект на бурение эксплуатационных скважин на объекты VII (пласты ТП<sub>12</sub><sup>1a</sup>+ТП<sub>12</sub><sup>2</sup>, ТП<sub>13</sub>+ТП<sub>14÷15</sub>), VIII (пласты ТП<sub>17÷19</sub><sup>1</sup>) на Южно-Тамбейском газоконденсатном месторождении» Раздел 12, часть 1 «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, мероприятия по противодействию терроризму».
40. Проектная документация «Групповой рабочий проект на бурение скважин на юрские отложения Южно-Тамбейского ГКМ» Раздел 12, часть 1 «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, мероприятия по противодействию терроризму».
41. Декларация Российского научного общества анализа риска «О предельно допустимых уровнях риска» // Проблемы анализа риска. - 2006. - Том 3, № 2.

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ  
ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ

Общество с ограниченной ответственностью

**НПП Инновации ТЭК**

**ИЗМЕНЕНИЕ №2  
К ОБОСНОВАНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ  
ОПАСНОГО ПРОИЗВОДСТВЕННОГО  
ОБЪЕКТА**

**«Фонд скважин Южно-Тамбейского ГКМ»  
(регистрационный номер ОПО А59-60514-0001)  
III класс опасности**

Тюмень - 2019

**ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПРОЕКТИРОВЩИК – ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ  
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «НОВАТЭК НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР»  
(ООО «НОВАТЭК НТЦ»)**

**Свидетельство о допуске к определенному виду или видам работ, которые  
оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства  
№ СРО-П-026-17092009**

**ПРОЕКТИРОВЩИК – ООО «НПП Инновации ТЭК»**

**ЗАКАЗЧИК - ОАО «Ямал СПГ»**

**УТВЕРЖДАЮ:**  
Заместитель генерального  
директора по добыче  
ОАО «Ямал СПГ»  
Д.П. Дяттерев

**ИЗМЕНЕНИЕ №2  
К ОБОСНОВАНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ ОПАСНОГО  
ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА**

**«Фонд скважин Южно-Тамбейского ГКМ»**

**III класс опасности**

**(регистрационный номер ОПО А59-60514-0001)**

**Место нахождения ОПО:** 89, Ямальский район, Южно-Тамбейское  
газоконденсатное месторождение

**ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПРОЕКТИРОВЩИК:**

Заместитель генерального директора  
по бурению ООО «НОВАТЭК НТЦ» М.П.

(подпись)

(дата)

М.С. Григорьев

**ПРОЕКТИРОВЩИК:**

Генеральный директор  
ООО «НПП Инновации ТЭК» М.П.

М.П.

(подпись)

(дата)

И.Г. Яковлев

**Тюмень - 2019**

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

## СОДЕРЖАНИЕ

СОДЕРЖАНИЕ .....	2
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ .....	5
1.1 Наименование и место нахождения опасного производственного объекта.....	5
1.2 Сведения о застройщике и проектной организации .....	6
1.3 Сведения о разработчике обоснования безопасности опасного производственного объекта	
1.4 Область применения .....	7
1.5 Термины и определения. Обозначения и сокращения.....	8
1.6 Описание опасного производственного объекта и условий его строительства и эксплуатации, в том числе общая характеристика технологических процессов и описание решений, направленных на обеспечение его безопасности.....	11
1.6.1 Климатические характеристики условий строительства и эксплуатации объекта.....	11
1.6.2 Описание опасного производственного объекта.....	15
Таблица 1.6.2.1 - Конструкции кважин, используемых на Южно-Тамбейском ГКМ.....	15
Таблица 1.6.2.2 - Усредненные характеристики залежей Южно-Тамбейского ГКМ.....	17
Таблица 1.6.2.3 - Характеристика природный газ, газовый конденсат.....	18
1.6.3 Описание решений, направленных на обеспечение безопасной эксплуатации опасного производственного объекта и его строительства .....	18
Таблица 1.6.3.1 – Работы по контролю над скважинами с межколонными давлениями на Южно-Тамбейском ГКМ .....	21
1.7 Перечень отступлений от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности, содержащий обоснование их необходимости, либо недостающие и (или) отсутствующие требования промышленной безопасности для данного опасного производственного объекта.....	23
Таблица 1.7.1 – Перечень отступлений от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности .....	23
2 РЕЗУЛЬТАТЫ ОЦЕНКИ РИСКА АВАРИИ НА ОПАСНОМ ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ОБЪЕКТЕ И СВЯЗАННОЙ С НЕЙ УГРОЗЫ .....	26
2.1 Описание методологии анализа опасностей и оценки риска аварии и связанной с ней угрозы, исходные предположения для проведения анализа риска аварии и связанной с ней угрозы .....	26
2.2 Описание метода анализа условий безопасной эксплуатации.....	27
2.2.1 Определение предельных параметров эксплуатации скважины. ....	28



Таблица 2.2.1.1 – Коэффициент запаса прочности на внутреннее избыточное давление .....	29
Таблица 2.2.1.2 – Коэффициент запаса прочности на наружное избыточное давление .....	30
2.2.2 Определение причин возникновения аварий.....	31
Таблица 2.2.2.1 – Перечень основных факторов и возможных причин, способствующих возникновению и развитию аварийных ситуаций .....	31
2.2.3 Определение возможных опасностей и инициируемых ими сценариев развития аварий.	31
2.2.4 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию и количество обращающихся опасных веществ на опасных производственных объектах .....	32
Таблица 2.2.4.1 – Результаты расчетов радиусов опасных зон при факельном горении.....	33
Таблица 2.2.4.2 – Основные результаты расчета зон действия поражающих факторов при авариях на площадке эксплуатационных скважин .....	33
2.3 Исходные данные и их источники, в том числе данные по аварийности и надежности ....	33
Таблица 2.3.1 – Рекомендуемые к использованию частоты возникновения аварий различных типов на скважинах за производственный цикл .....	34
Таблица 2.3.2 – Условная вероятность мгновенного воспламенения и воспламенения с задержкой.....	34
2.4 Анализ опасностей отклонений технологических параметров от регламентных .....	35
Таблица 2.4.1 – Результаты анализа опасностей, отклонений технологических параметров эксплуатации скважин с МКД от регламентных .....	36
2.5 Результаты идентификации опасности, в том числе по проведению анализа опасностей отклонений технологических параметров от регламентных .....	37
2.6 Результаты оценки риска аварии и связанной с ней угрозы .....	37
2.7 Перечень наиболее значимых факторов риска аварии на опасном производственном объекте и связанной с ней угрозы с учетом влияния компенсирующих мероприятий и (или) мер безопасности. ....	38
<b>3 УСЛОВИЯ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОПАСНОГО ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА .....</b>	<b>40</b>
3.1 Сведения о режимах нормальной эксплуатации опасного производственного объекта с указанием предельных безопасных параметров (режимов) технологического процесса и (или) безопасной эксплуатации оборудования .....	40
3.2 Перечень организационных и технических мер безопасности (барьеров безопасности); перечень систем противоаварийной автоматической защиты, контролируемые ими параметры; требования к квалификации персонала.....	41
3.3 Определение набора параметров и выбор основных показателей безопасной эксплуатации опасного производственного объекта .....	44
3.4 Оценка значений выбранных показателей до и после отступления от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности.....	46
3.5 Обоснование решения о безопасной эксплуатации опасного производственного объекта .....	48

3.6 Сравнение значений выбранных показателей безопасной эксплуатации опасного производственного объекта с критериями обеспечения безопасной эксплуатации при отступлении от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности .....	49
--	----

Таблица 3.6.1 – Сравнение межколонных давлений в скважинах с предельными давлениями	49
---	----

4 ТРЕБОВАНИЯ К ЭКСПЛУАТАЦИИ, КАПИТАЛЬНОМУ РЕМОНТУ, КОНСЕРВАЦИИ И ЛИКВИДАЦИИ ОПАСНОГО ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА .....	52
--	----

4.1 Требования промышленной безопасности, связанные с отступлениями от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности, их недостаточностью или отсутствием.....	52
---	----

Таблица 4.1.1 – Обоснование безопасности ОПО.....	53
---	----

4.2 Перечень и обоснование достаточности мероприятий, компенсирующих отступления от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности. ....	54
--	----

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	55
--------------------------------------	----

Приложение А Техническое задание.....	58
---------------------------------------	----

Приложение Б Классификация скважин по степени опасности состояния межколонных пространств.....	69
--	----

Приложение В Определение величины предельно допустимого межколонного давления и минимальных коэффициентов запаса прочности обсадных колонн (пример расчета).....	70
--	----

Приложение Г Сводные замеры МКД.....	71
--------------------------------------	----

Приложение Д Схема ПВО. Схема обвязки устья скважины.....	75
---	----

Приложение Е Схема обвязки оборудования при исследовании скважин с МКД.....	77
---	----

Приложение Ж Форма акта ГДИ МКД и Форма журнала контроля скважин с МКД .....	78
--	----

Приложение З Градиенты давлений и температуры по разрезу.....	80
---	----

Приложение И Сведения, характеризующие ОПО .....	81
--	----

Приложение К СРО .....	105
------------------------	-----



## 1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

### 1.1 Наименование и место нахождения опасного производственного объекта

Наименование опасного производственного объекта: «Фонд скважин Южно-Тамбейского ГКМ», регистрационный номер А59-60514-0001, III класс опасности.

Место нахождения ОПО: 89, Ямальский район, Южно-Тамбейское газоконденсатное месторождение.

Южно-Тамбейское газоконденсатное месторождение открыто в 1974 году.

В административном отношении Южно-Тамбейское ГКМ расположено на территории Ямальского района (районный центр – с. Яр-Сале) Ямало-Ненецкого АО (окружной центр – г. Салехард) Тюменской области. Ближайшие населенные пункты: мыс Дровяной – 104 км от северной границы ГКМ, п. Харасавэй – 145 км и п. Мордыха – 170 км от западной границы ГКМ, п. Сеяха – 90 км от южной границы ГКМ.

Опасными объектами согласно реестру ОПО (приложение И) являются эксплуатационные скважины, расположенные на кустовых основаниях №№ 1, 2, 4, 7, 25, 30, 35, 39, 40, 43, 44, 45, 46, 47 и отдельно стоящие скважины №№ 155-Р, 170, 157-Р, 152-Р.

Куст газоконденсатных скважин №1 площадью 5,66 га с 9 газоконденсатными скважинами.

Куст газоконденсатных скважин №2 площадью 5,20 га с 8 газоконденсатными скважинами.

Куст газоконденсатных скважин №4 площадью 4,00 га с 2 газоконденсатными скважинами.

Куст газоконденсатных скважин №7 площадью 11,88 га с 23 газоконденсатными скважинами.

Куст газоконденсатных скважин №25 площадью 6,89 га с 9 газоконденсатными скважинами.

Куст газоконденсатных скважин №30 площадью 7,13 га с 9 газоконденсатными скважинами.

Куст газоконденсатных скважин №35 площадью 5,40 га с 1 газоконденсатными скважинами.

Куст газоконденсатных скважин №39 площадью 7,32 га с 1 газоконденсатными скважинами.

Куст газоконденсатных скважин №40 площадью 7,29 га с 10 газоконденсатными скважинами.

Куст газоконденсатных скважин №43 площадью 7,99 га с 9 газоконденсатными скважинами.

Куст газоконденсатных скважин №44 площадью 7,75 га с 12 газоконденсатными скважинами.

Куст газоконденсатных скважин №45 площадью 4,88 га с 3 газоконденсатными скважинами.

Куст газоконденсатных скважин №46 площадью 7,02 га с 15 газоконденсатными скважинами и с 4 поглощающими скважинами.

Куст газоконденсатных скважин №47 площадью 10,61 га с 23 газоконденсатными скважинами.

## 1.2 Сведения о застройщике

Лицензия на пользование недрами СЛХ №13239 НЭ от 13.07.2005 г. выдана открытому акционерному обществу «Ямал СПГ» с целью геологического изучения, включающего поиски и оценку месторождений полезных ископаемых, разведки и добычи полезных ископаемых. Участок недр имеет статус горного отвода. Дата окончания действия лицензии – 31.12.2045 г.

Открытое акционерное общество «Ямал СПГ» (ОАО «Ямал СПГ»).

Адрес: Российская Федерация, 629700, ЯНАО, Ямальский район, с. Яр-Сале, ул. Худи Сэроко, д. 25/А.

Тел.: +7 (495) 228-98-50,

+7 (495) 228-98-49.

Электронный адрес (e-mail): secretary@yamalspg.ru.

Генеральный директор ОАО «Ямал СПГ» Колесников Игорь Александрович.

## Сведения о проектной организации

Проектная организация ООО «НОВАТЭК НТЦ» имеет свидетельство о допуске к видам работ по подготовке проектной документации, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства № П-026-17092009.

Адрес: Российская Федерация, 625026, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. 50 лет ВЛКСМ, д. 53.

Тел.: +7 (3452) 68-03-00.

Факс: +7 (3452) 68-03-33.

Генеральный директор ООО «НОВАТЭК НТЦ» Шаров И.А.

## 1.3 Сведения о разработчике изменения №2 к обоснованию безопасности опасного производственного объекта

Изменение №2 к обоснованию безопасности опасного производственного объекта (ОПО) разработано ООО «НПП Инновации ТЭК», имеющим свидетельство о допуске к определенному виду работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства № 0687.00-2016-7202233956-П-159 от 27.12.2016 г. (приложение К).

Реквизиты предприятия: ИНН 720223956, КПП 720301001.

Адрес: Российская Федерация, 625014, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. Чекистов д. 38, каб. 11.

Тел.: +7 952-671-51-02.

Генеральный директор ООО «НПП Инновации ТЭК» Яковлев Игорь Григорьевич.

#### 1.4 Область применения

Область применения данного документа – эксплуатация скважин с межколонными давлениями на Южно-Тамбейском газоконденсатном месторождении.

1.4.1 Настоящее изменение №2 к обоснованию безопасности определяет требования безопасности, при выполнении которых возможна безопасная эксплуатация Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения с межколонными давлениями раздел 3 настоящего изменения №2 к обоснованию безопасности.

1.4.2 Настоящее изменение №2 к обоснованию безопасности распространяется на эксплуатацию добывающих газовых и газоконденсатных скважин на Южно-Тамбейском газоконденсатном месторождении, конструкции которых приведены в таблице 1.6.2.1.

1.4.3 Настоящее изменение №2 к обоснованию безопасности устанавливает основные технические требования к исследованию и эксплуатации скважин межколонными давлениями, к обвязке устья, а так же требования, обеспечивающие промышленную, пожарную, противофонтанную безопасность, охрану недр и окружающей среды.

1.4.4 Применение настоящего изменения №2 к обоснованию безопасности возможно после выполнения требований Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» и «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 г. № 101).

1.4.5 Предельные давления определены для существующих скважин с МКД: №№ 5011, 3011, 2012, 2013, 4011, 2022, 5021, 4021, 5022, 3022, 2023, 4041, 4042, 2041, 8073, 3072, 7071, 5072, 2073, 5073, 3071, 1072, 2072, 4071, 5075, 7073, 5071, 7072, 5074, 8074, 8075, 5255, 4253, 155-Р, 8303, 6301, 6302, 4303, 3353, 152-Р, 2402, 4404, 4431, 2431, 8431, 3431, 4433, 2432, 8432, 8443, 4441, 5441, 2441, 4442, 3441, 8444, 8451, 2451, 172, 4461, 6461, 5461, 4462, 2471, 6471, 6473, 6472, 8475, 8472, 6476, 4471, 6474, 8473, 6477, 3473.

1.4.6 При появлении МКД в других скважинах Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения с аналогичными конструкциями, для этих скважин рассчитываются предельные давления согласно данному изменению №2 к обоснованию безопасности и [17, 21] с учетом остаточной прочности колонн.

### 1.5 Термины и определения. Обозначения и сокращения

Авария	Разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ (Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ).
Анализ риска (анализ опасностей и оценка риска аварий)	Совокупность научно-технических методов исследования опасностей возникновения, развития и последствий возможных аварий, включающую планирование работ, идентификацию опасностей аварий, оценку риска аварий, установление степени опасности возможных аварий, а также разработку и своевременную корректировку мероприятий по снижению риска аварий (Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах. Приказ Ростехнадзора от 11.04.2016 N 144).
Идентификация опасностей аварии	Выявление источников возникновения аварий и определение соответствующих им типовых сценариев аварии (Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах. Приказ Ростехнадзора от 11.04.2016 N 144).
Индивидуальный риск	Ожидаемая частота (частота) поражения отдельного человека в результате воздействия исследуемых поражающих факторов аварии (Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах. Приказ Ростехнадзора от 11.04.2016 N 144).
Инцидент	Отказ или повреждение технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, отклонение от установленного режима технологического процесса. (Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ).
Качественная оценка риска аварии	Описание качественных характеристик и признаков возможности возникновения и соответствующей тяжести последствий реализации аварии для жизни и здоровья человека, имущества и окружающей среды (Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах. Приказ Ростехнадзора от 11.04.2016 N 144).
Количественная оценка риска аварии	Определение значений числовых характеристик случайной величины ущерба (человеку, имуществу и окружающей среде) от аварии на ОПО. В количественной оценке риска аварии оцениваются значения вероятности (частоты) и соответствующей степени тяжести последствий реализации различных сценариев аварий для жизни и здоровья человека, имущества и окружающей среды (статья 1 Федерального закона от 21 июля 1997 г. N 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов").
Обоснование безопасности опасного производственного объекта	Документ, содержащий сведения о результатах оценки риска аварии на ОПО и связанной с ней угрозы, условия безопасной эксплуатации ОПО, требования к эксплуатации, капитальному ремонту, консервации и ликвидации ОПО (Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ).

Опасный производственный объект	Предприятия или их цехи, участки, площадки, а также иные производственные объекты, указанные в Приложении 1 к Федеральному закону «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ).
Оценка риска аварии	Определение качественных и (или) количественных характеристик опасности аварии (Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах. Приказ Ростехнадзора от 11.04.2016 N 144).
Промышленная безопасность	Состояние защищенности жизненно важных интересов личности и общества от аварий на ОПО и последствий указанных аварий (статья 1 Федерального закона от 21 июля 1997 г. N 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов").
Риск аварии	Мера опасности, характеризующая возможность возникновения аварии на ОПО и соответствующую ей тяжесть последствий (Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах. Приказ Ростехнадзора от 11.04.2016 N 144).
Типовой сценарий аварии	Сценарий аварии после разрушения отдельного сооружения и (или) технического устройства, а также возникновения неконтролируемого взрыва и (или) выброса опасных веществ из единичного технологического оборудования (блока) с учетом регламентного срабатывания имеющихся систем противоаварийной защиты, локализации аварии и противоаварийных действий персонала (Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах. Приказ Ростехнадзора от 11.04.2016 N 144).
Ударная волна	Распространяющаяся со сверхзвуковой скоростью в газе, жидкости или твердом теле тонкая переходная область (фронт), в которой происходит резкое увеличение давления, плотности и температуры (Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах. Приказ Ростехнадзора от 11.04.2016 N 144).
Фоновый риск аварии	Численное значение риска аварии на ОПО (или составной части ОПО), определенное с учетом статистики за последние 5 - 10 лет (Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах. Приказ Ростехнадзора от 11.04.2016 N 144).

### Сокращения

ВЧ – военизированная противотанковая часть;

ГДИ - газодинамические исследования;

ГНВП - газонефтеводопроявления;

ГСК - газосборный коллектор;

ГФУ - горизонтальное факельное устройство;

ДИКТ - диафрагменные измерители критического течения  
 КВД - кривая восстановления давления;  
 КПД - кривая падения давления;  
 КРС - капитальный ремонт скважины;  
 МКД – межколонные давления;  
 МКП – межколонные перетоки;  
 ММП – многолетние мерзлые породы;  
 ГKM – газоконденсатное месторождение  
 НКПВ – нижний концентрационный предел воспламенения;  
 НКТ – насосно-компрессорные трубы;  
 ОПО – опасный производственный объект;  
 ПБ – правила безопасности;  
 ПЛА - план ликвидации аварий;  
 ППУ - передвижная паровая установка;  
 ПД – проектно документация  
 РГ - расходомер газовый;  
 ФА - фонтанная арматура;  
 ЯНАО - Ямало-Ненецкий автономный округ.

#### **Обозначения**

$Q_{\text{МК}}$  – расход газа из межколонного пространства скважины, м<sup>3</sup>/сут;  
 $Q_{\text{МК}}^{\text{г}}$  – предельный расход газа из межколонного пространства скважины на установившемся режиме, м<sup>3</sup>/сут;  
 $Q_{\text{МК}}^{\text{ж}}$  – предельный расход жидкости из межколонного пространства скважины на установившемся режиме, м<sup>3</sup>/сут;  
 $Q_{\text{МКГ}}^{\text{б}}$  – безопасный расход газа из межколонного пространства скважины на установившемся режиме, м<sup>3</sup>/сут;  
 $P_{\text{МК}}$  – межколонное давление (давление, замеряемое в межколонном пространстве скважины), МПа;  
 $P_{\text{МК}}^{\text{н}}$  – предельно допустимое давление на нижнем отводе, МПа;  
 $P_{\text{МК}}^{\text{ср}}$  – предельно допустимое давление на среднем отводе, МПа;  
 $P_{\text{МК}}^{\text{в}}$  – предельно допустимое давление на верхнем отводе, МПа;  
 $P_{\text{МК}}^{\text{г}}$  – предельно допустимое давление на одном из отводов, МПа;  
 $P_{\text{оп}}$  – давление опрессовки, МПа;  
 $P_{\text{пл}}$  – пластовое давление, МПа;  
 $P_{\text{ср}}$  – средний замер давлений, МПа;  
 $T_{\text{уст}}$  – температура газа, замеряемая на устье скважины, К.

## **1.6 Описание опасного производственного объекта и условий его строительства и эксплуатации, в том числе общая характеристика технологических процессов и описание решений, направленных на обеспечение его безопасности**

### **1.6.1 Климатические характеристики условий строительства и эксплуатации объекта**

Климат района резко континентальный, характеризуется продолжительной зимой и коротким прохладным летом. Наиболее важными особенностями формирования климата являются северное положение территории и связанный с этим незначительный приток солнечной радиации, западный перенос воздушных масс, проявляющийся в хорошо выраженных зимне-летних трансформациях, быстрая смена циклонов и антициклонов, что способствует большой изменчивости погоды и резким колебаниям температуры воздуха. Средняя температура зимой от минус 25°C до минус 28°C. Абсолютный минимум минус 55°C. Средняя температура летних месяцев плюс 5,5°C, максимальная – плюс 28°C. Годовое количество осадков составляет 301-307мм, причем основная их доля от 70% до 75% приходится на летне-осенний период времени.

Сейсмичность территории согласно СП 14.13330.2014 в сейсмическом отношении район расположения месторождения устойчив.

Опасные природные процессы такие как: землетрясение, оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы, смерчи на территории строительства проектируемых скважин отсутствуют, согласно данным Главного управления МЧС России. Среди современных геологических процессов и явлений, осложняющих инженерно-геологические условия, следует отметить пучение грунтов. По степени морозной пучинистости грунты определены от среднепучинистых до сильнопучинистых.

Опасные природные процессы, которые могут явиться причиной возникновения чрезвычайных ситуаций, на территории строительства проектируемого объекта не выявлены.

Геологический разрез Южно–Тамбейского газоконденсатного месторождения представлен палеозойскими образованиями фундамента и отложениями мезозойско–кайнозойского осадочного чехла.

#### **Палеозойский фундамент**

Породы до мезозойского возраста на севере Западной Сибири залегают на значительных глубинах, что объясняет слабую степень их изученности. Палеозойский фундамент характеризуется очень сложным строением, многочисленными разрывными нарушениями и представлен метаморфическими породами. Породы фундамента в пределах Южно–Тамбейского куполовидного поднятия по сейсмическим прогнозам залегают на глубине около 4500 м.

#### **Триасовая система**

Породы триасового возраста несогласно залегают на фундаменте и представлены тампейской серией, которая, в свою очередь, подразделяется на варенгаяхинскую и витютинскую свиты. Варенгаяхинская свита, сложена тёмно–серыми аргиллитами с прослоями песчаников и конгломератов. Толщина свиты в изучаемом районе 20–40 м. Витютинская свита, представлена полимиктовыми конгломератами, серыми песчаниками с прослоями тёмно–серых аргиллитов. Толщина свиты 40–60 м.

#### **Юрская система**

Отложения юрской системы представлены тремя отделами: нижним, средним и верхним.

#### **Нижний и средний отделы**

В составе нижнее-среднеюрских отложений в настоящее время выделяются девять свит: зимняя, левинская, шараповская, китербютская, надояхская, лайдинская, вымская, леонтьевская и малышевская.

Зимняя свита (геттанг-синемюр-нижний плинсбах) представлена песчаниками светло-серыми, буровато-серыми с прослоями глин и алевролитов. В нижней части встречаются прослои конгломерата, включения галек кварца, кремнистых и изверженных пород. Отмечаются обугленные растительные остатки, обломки раковин двустворок, конкреции пирита, сидерита. Толщина свиты до 50 м.

Левинская свита (нижний плинсбах) сложена глинами аргиллитоподобными, тёмно-серыми, алевролитистыми и тонкоотмученными с прослоями глинистых песчаников и алевролитов, накапливающихся в условиях морского водоема. Толщина свиты от 20 до 110 м.

Шараповская свита (верхний плинсбах-тоар) представлена песчаниками и алевролитами. Толщина свиты 100–200 м.

Китербютская свита (нижний тоар) сложена глинами аргиллитоподобными тонкоотмученными. Толщина свиты составляет 40–60 м.

Надояхская свита (тоар) представлена песчаниками, алевролитами, аргиллитами с прослоями углистых пород. Толщина свиты 185–300 м.

Лайдинская свита (аален) представлена глинами аргиллитоподобными, тёмно-серыми и буровато-серыми с редкими прослоями глинистых песчаников и алевролитов. По разрезу встречаются крупные стяжения пирита, отпечатки пелеципод и комплексы фораминифер. Генезис осадков морской и прибрежно-морской. Толщина свиты до 100 м.

Вымская свита (верхний аален–нижний байос) сложена песчаниками глинистыми с прослоями алевролитов и серых аргиллитоподобных глин с обильным растительным детритом. Остатки фауны, спор и пыльцы растений. Осадки формировались в прибрежно-морской обстановке. Толщина на месторождении от 115 до 126 м.

Леонтьевская свита (байос) представлена глинами аргиллитоподобными, тёмно-серыми и зеленовато-серыми, от тонкоотмученных до алевролитистых, с редкими прослоями алевролитов и глинистых песчаников. Отмечаются конкреции пирита, сидерита. Толщина свиты от 115 до 125 м.

Малышевская свита (бат) сложена песчаниками серыми, глинистыми, с прослоями серых алевролитов, глин, с волнистой слоистостью. Встречаются линзы углей. Характерен пирит, сидерит. Толщина свиты от 90 до 100 м.

### **Верхний отдел (с келловеем)**

Келловейский ярус на территории Западной Сибири формационно образует единую толщу с оксфордским ярусом, поэтому его отложения характеризуются в региональной схеме верхней юры. В начале келловейского века началась обширная трансгрессия, охватившая огромную территорию Западной Сибири, которая завершилась в берриасе. Отложения, сформировавшиеся в это время, характеризуются пониженными мощностями и возрастанием глинистой составляющей снизу вверх.

Абалакская свита (келловей–оксфорд–киммеридж) сложена глинами аргиллитоподобными, тёмно-серыми, преимущественно тонкоотмученными, в разной степени глауконитовыми, в нижней части слюдястыми, в верхах с небольшими прослоями битуминозных разностей. По всему разрезу отмечаются разнообразные пиритовые стяжения, глинисто-карбонатные конкреции, многочисленные остатки аммонитов, двустворок, пиритизированных водорослей, встречаются лингулы. Толщина свиты от 95 до 102 м.

Баженовская свита (верхний киммеридж-волжский) представлена аргиллитами битуминозными, чёрными, с коричневатым оттенком, разной степени плитчатыми, плотными, с



прослоями рыхлых листоватых разностей (баженитов), в основании глауконит. Прослои радиоляритов, глинистых известняков, образующих отдельные пачки. Обычны пиритовые стяжения, онихиты, остатки рыб, отпечатки аммонитов, двустворок, реже белемнитов, объединённые комплексы фораминифер. Толщина свиты от 20 до 27 м.

### **Меловая система**

Меловые отложения на территории Западной Сибири имеют трехчленное деление по этапам седиментации, каждый из которых имеет свой набор фаций, свои специфические черты и совпадает с основными нефтегазоносными комплексами. Отложения каждого этапа относятся к определённым надгорizontам. Нижний охватывает неоком и низы апта, средний-апт-альб-сеноман, верхний - верхнемеловые отложения без сеномана. Принятое впервые в стратиграфической схеме такое деление, по этапам седиментации, а не по возрасту, сохраняет целостность фациального ряда.

### **Нижний отдел и сеноманский ярус**

Неокомские отложения формировались в условиях регрессии с убыванием вверх по разрезу глинистых пород, с одновременным увеличением доли континентальных образований.

Ахская свита (берриас-валанжин-нижний готерив), согласно региональной схеме, подразделяется на три толщи и арктическую пачку.

Толща 1 (подачимовская) представлена глинами аргиллитоподобными, тёмно-серыми, микрослоистыми. Толщина от 40 до 50 м.

Толща 2 (ачимовская) сложена песчаниками, алевролитами серыми, известковистыми с прослоями уплотнённых глин. Толщина от 45 до 145 м.

Толща 3 сложена глинами аргиллитоподобными серыми и тёмно-серыми, от тонкоотмученных до алевроитовых, с пластами серых алевролитов, неравномернораспределённых по разрезу. Встречается растительный детрит, пиритизированные водоросли, пирит, сидерит. Толщина от 160 до 230 м.

Далее по разрезу происходит опесчанивание отложений ахской свиты. Породы представлены песчаниками, алевролитами серыми, чередующимися в сложном сочетании с глинами аргиллитоподобными, тёмно-серыми и серыми. Толщина отложений от 100 до 515 м.

Арктическая пачка представлена глинами аргиллитоподобными, тёмно-серыми, преимущественно тонкоотмученными. Толщина пачки 4–8 м.

Танопчинская свита (готерив-баррем-апт) является основной продуктивной толщей на месторождении. Отложения свиты характеризуются резкой фациальной неоднородностью, как по вертикали, так и по латерали. Нижняя часть свиты, сложена осадками прибрежно-морского и субконтинентального генезиса. Отложения представлены неравномерным чередованием глин серых, преимущественно алевроитовых, с песчаниками серыми, прослоями углей. Характерен растительный детрит, обломки углефицированной древесины. Толщина отложений от 400 до 420 м.

Разрез нижней подсвиты перекрывается нейтинской пачкой глин серых до тёмно-серых, алевроитистых с прослоями серых песчаников и алевролитов. Характерен обугленный растительный детрит, сидеритовые конкреции. Толщина пачки от 15 до 20 м.

Верхняя часть танопчинской свиты представлены отложениями преимущественно континентального генезиса и сложена неравномерным переслаиванием серых песчаников, алевролитов и глин алевроитовых. В разрезе встречаются пласты бурых углей, растительный детрит, обломки древесины, отпечатки листовой флоры. Толщина отложений верхней части свиты от 560 до 600 м.

Яронгская свита (нижний и средний альб) сложена глинами тёмно-серыми, серыми, прослоями аргиллитоподобными, от тонкоотмученных до алевроитовых, с пластами песчаников, алевролитов. В основании песчаники слабоотсортированные с глауконитом. Встречаются растительный детрит, остатки двустворок. Толщина свиты 213–242 м.

Марресалинская свита (средний и верхний альб-сеноман) представлена сероцветными алевроитами, уплотнёнными песками, песчаниками с прослоями и линзами буровато-серых, серых алевроитовых глин. Характерен растительный детрит, обрывки листовой флоры. Толщина свиты от 580 до 630 м.

### **Верхний отдел (без сеноманского яруса)**

Вначале турона на территории Западно-Сибирской равнины произошла обширнейшая трансгрессия. Формирование позднемерловых отложений происходило в условиях расширения морской седиментации. Доля образований морского генезиса в составе рассматриваемого стратиграфического комплекса доминирует.

Кузнецовская свита (турон–нижний коньяк) представлена глинами серыми и зеленовато-серыми с зёрнами глауконита. В нижней части прослои слабобитуминизированных разностей, в основании пески, алевроиты слабоотсортированные, с фосфатными стяжениями. По всему разрезу отмечаются остатки пиритизированных водорослей, чешуя рыб. Толщина свиты от 50 до 72 м.

Берёзовская свита (коньяк-сантон-кампан) подразделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю.

Нижняя подсвита представлена опоками серыми и голубовато-серыми, глинами тёмно-серыми и чёрными монтмориллонитового состава, прослоями опокovidными. Толщина подсвиты от 100 до 160 м.

Верхняя подсвита сложена глинами серыми, зеленовато-серыми, слабоалевритистыми, с редкими прослоями опокovidных глин и опок. Толщина подсвиты от 150 до 240 м.

Ганькинская свита (поздний кампан-маастрихт-ранний дат) сложена глинами серыми, иногда с зеленоватым оттенком, прослоями известковистыми, алевритистыми, спиритизированными водорослями, с единичными обломками гастропод. Толщина свиты от 230 до 300 м.

### **Палеогеновая система**

Осадконакопление в палеогене происходило в условиях морского бассейна.

Тибейсалинская свита (палеоцен) представлена нижней и верхней подсвитами.

Нижняя подсвита сложена глинами алевритистыми, слюдистыми, иногда опокovidными. Толщина подсвиты до 100 м.

В отложениях верхней подсвиты преобладают пески мелкозернистые и среднезернистые, полевошпатово-кварцевые, прослоями слабокоалинизированные с растительными остатками. Толщина подсвиты до 115 м.

Люлинворская свита (эоцен) представлена нижней, средней и верхней подсвитами.

Нижняя подсвита сложена глинами опокovidными, мощностью от 30 до 50 м.

Средняя подсвита сложена глинами алевритистыми с полурастворённой органикой, глинами опокovidными. Толщина подсвиты от 40 до 50 м.

Верхняя подсвита представлена глинами алевритистыми с полурастворённой кремневой органикой. Толщина подсвиты от 50 до 60 м.

### **Неогеновая система и четвертичные отложения**

В изучаемом районе отложения неогенового возраста практически полностью размыты, а четвертичные осадки несогласно залегают на эоценовых образованиях. Четвертичные отложения представлены глинами, суглинками, песками, супесями, алевролитами, содержащими гальки и валуны в виде рассеянных включений, линз и прослоев. При обнаружении в этих породах остатков морских организмов почти всеми исследователями признаётся их ледовый или ледово-морской генезис, а отсутствие таковых предполагает отложение их континентальным покровом ледника. Толщина четвертичных отложений может достигать 110 м.

По геокриологическим условиям рассматриваемая зона относится к Восточно-Ямальной области подзоны сплошного распространения многолетнемерзлых пород (ММП) мощностью 485-495 м. Температура мерзлых пород изменяется от 0 (в границах таликов под руслами рек) до минус 8°C на водоразделах.

Нормативная глубина промерзания грунтов составляет:

- для торфа – 1,2 м; ▪ суглинков и глин – 2,4 м; ▪ супесей – 2,8 м; ▪ песков – 3,5 м.

### **1.6.2 Описание опасного объекта**

Рассматриваемый объект – эксплуатационные скважины Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения на пласты «ПК<sub>1</sub>, ХМ<sub>1</sub>, ХМ<sub>2</sub>, ТП<sub>1</sub>, ТП<sub>2</sub>, ТП<sub>2</sub><sup>1</sup>, ТП<sub>3</sub>, ТП<sub>4</sub>, ТП<sub>4</sub><sup>1</sup>, ТП<sub>5</sub>, ТП<sub>6</sub>, ТП<sub>8</sub><sup>1</sup>, ТП<sub>11</sub><sup>1</sup>, ТП<sub>14-15</sub>, ТП<sub>19</sub>, ТП<sub>20</sub><sup>2</sup>, ТП<sub>25</sub>, ТП<sub>26</sub>, ЮЯ<sub>8</sub>».

Кустовые площадки: №№1 (скв. №№5011, 3011, 3012, 2012, 2013, 4011), 2 (скв. №№2022, 5021, 4021, 5022, 3022, 2023), 4 (скв. №№4041, 4042), 7 (скв. №№8073, 3072, 7071, 5072, 2073, 5073, 3071, 1072, 2072, 4071, 5075, 7073, 5071, 7072, 5074, 8074, 8075), 25 (скв. №№5255, 4253, 155-Р), 30 (скв. № 8303, 6301, 6302, 4303), 35 (скв. № 3353), 39 (скв. №152-Р), 40 (скв. №№2402, 4404), 43 (скв. №№ 4431, 2431, 8431, 3431, 4433, 2432, 8432), 44 (скв. №№ 8443, 4441, 5441, 2441, 4442, 3441, 8444), 45 (скв. №№ 8451, 2451, 172), 46 (скв. №№ 4461, 6461, 5461, 4462), 47 (скв. №№ 2471, 6471, 6473, 6472, 8475, 8472, 6476, 4471, 6474, 8473, 6477, 3473).

Текущее состояние «проблемных скважин», в т.ч. история и текущие характеристики по МКД (с приложением результатов проведенных исследований) приведены в приложении Г.

Продолжение таблицы 1.6.2.1

Наименование колонны	Диаметр колонн, мм	Скважины на пласт ЮЯ <sub>8</sub>
1	2	3
Направление	530,0	17 ГИС-У (К-52) х 11 0-104 м
Кондуктор	426,0	Д х 11 0-402,12 м
1-ая промежуточная колонна	339,7	R-95 х 9,65 0-1309/1390,64 м
2-ая промежуточная колонна	273,0	R-95 х 12,57 0-3172,36/3580 м
Эксплуатационная колонна	193,7	Q-125 х 12,7 0-3465/3954 м
Хвостовик	114,3	Q-125 х 8,56 3271-3790/3698,31-4966,73
Устьевое оборудование: колонная головка, фонтанная арматура		ОККЗ-105-194х273х340х426 К2 ХЛ АФ6-100х105 К2 ХЛ

Продолжение таблицы 1.6.2.1

Наименование колонны	Диаметр колонн, мм	Скважины на пласт ПК <sub>1</sub>
1	2	3
Направление	323,9	Д х 9,5 0-99,5 м
Кондуктор	244,5	Д х 8,94 0-516,7/517,52 м
Эксплуатационная колонна	177,8	L-80 х 10,36/К-55 х 9,19 0-962,68/1597,73 м
Хвостовик	127,0	Д х 9,2 955-968,68/1526,88-2299 м
Устьевое оборудование: колонная головка, фонтанная арматура		KG2-5000-178х245х324 К1 ХЛ AF 6 100/100х5000 К1 ХЛ

примечание:

- Скважины на пласт ПК<sub>1</sub>: №1072. Скважины на пласты XM<sub>1</sub>-XM<sub>2</sub>: №№3011, 2012, 2013, 2022, 2023, 4042, 2073, 2072, 5071, 5074, 2402, 2431, 2432, 2441, 3441, 2451, 2471, 3473. Скважины на пласты ТП<sub>1</sub>-ТП<sub>8</sub><sup>1</sup>: №№5011, 3012, 4011, 5021, 4021, 5022, 3022, 4041, 8073, 3072, 5072, 3071, 4071, 5075, 8074, 8075, 5255, 4253, 4303, 3353, 4404, 4431, 8431, 3431, 4433, 8432, 4441, 5441, 4442, 8444, 8451, 5461, 4462, 4471. Скважины на пласты ТП<sub>11</sub><sup>1</sup>-ТП<sub>25</sub>: №№7071, 5073, 7073, 7072, 8303, 6301, 6302, 8443, 4461, 6461, 6471, 6473, 6472, 8475, 8472, 6476, 6474, 8473, 6477. Скважины на пласт ТП<sub>26</sub>: №№155-Р, 152-Р. Скважины на пласт ЮЯ<sub>8</sub>: №172.
- Распространяется для всех газоконденсатных скважин Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения с аналогичными конструкциями.
- Расстояние между устьями скважин на кусте от 30 м до 110 м.

На кустовой площадке в период эксплуатации располагаются:

- устья скважин, оборудованных фонтанной арматурой (скважины располагаются на прямой с расстоянием между устьями скважин 30-110 м;
- узел задавки;
- площадка для размещения емкостей с задавочной жидкостью;
- амбар с горизонтальным горелочным устройством для сжигания газа продувки скважин;
- площадка для размещения передвижного замерного сепаратора;
- площадка размещения спецтехники, в т.ч. пожарных машин;
- газосборные трубопроводы и метаноопроводы.

Газоконденсатные пласты и дебиты, которые эксплуатируются, приведены в таблице 1.6.2.2.

Инв. № подл.	pdf	Взам. инв. №	Подпись и дата						Лист
									2019-302-НТЦ-ТОБЭ
				Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	15

Таблица 1.6.2.2 - Усредненные характеристики залежей Южно-Тамбейского ГКМ

Пласт	Тип залежей	Глубина залегания пласта по вертикале	Свободные дебиты скважин		Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С
			газ, тыс. м³/сут	конденсат, м³/сут		
ПК <sub>1</sub>	газ	962-992	38,44-402,4	-	9,47	17,0
ХМ <sub>1</sub>	газовый конденсат	1597-1620	79,4-590,9	0,1-0,5	15,6	37,6
ХМ <sub>2</sub>	газовый конденсат	1625-1685	7,2-662,7	0,1-0,5	16,1	39,2
ТП <sub>1</sub>	газовый конденсат	1813-1823	52,3-322,1	1,4-12,4	17,8	44,0
ТП <sub>2</sub>	газовый конденсат	1828-1835	87,8-290,6	3,2-15,8	18,0	45,5
ТП <sub>2</sub> <sup>1</sup>	газовый конденсат	1835-1885	186,1-269,6	0,5-7,7	18,1	45,8
ТП <sub>3</sub>	газовый конденсат	1887-1902	186,1-269,6	0,5-7,7	18,7	46,1
ТП <sub>4</sub>	газовый конденсат	1918-1928	160,0-708,4	3,3-12,8	18,9	48,5
ТП <sub>4</sub> <sup>1</sup>	газовый конденсат	1928-1948	182,4-378,5	0,5-43,6	19,0	48,7
ТП <sub>5</sub>	газовый конденсат	1953-1993	76,4	2,77	19,3	49,5
ТП <sub>6</sub>	газовый конденсат	2027-2037	76,4	2,77	20,0	52,0
ТП <sub>8</sub> <sup>1</sup>	газовый конденсат	2062-2075	118,2-313,2	5,2-33,1	20,4	53,4
ТП <sub>11</sub> <sup>1</sup>	газовый конденсат	2175-2195	70,9-239,2	5,8-7,2	21,6	57,3
ТП <sub>14-15</sub>	газовый конденсат	2337-2377	26,1-304,3	4,8-49,1	23,2	62,4
ТП <sub>19</sub>	газовый конденсат	2488-2513	20,4-150,4	4,3-14,8	24,8	67,9
ТП <sub>20</sub> <sup>2</sup>	газовый конденсат	2584-2600	39,7-254,5	9,6	25,5	70,3
ТП <sub>25</sub>	газовый конденсат	2736-2761	-	-	27,0	75,1
ТП <sub>26</sub>	газовый конденсат	2793-2843	46,53	4,8	27,5	76,8
ЮЯ <sub>8</sub>	газовый конденсат	3704,6-3746,1	-	-	62,5	101,2

Природный газ, газовый конденсат относятся к виду опасных веществ (таблицы 1.6.2.3) – воспламеняющие газы (приложения 2 к ФЗ-116). Природный газ северных районов России состоит в основном из метана. Бесцветен, не имеет запаха, легче воздуха. При атмосферном давлении и низкой концентрации (менее 3 мг/м³) природный газ нетоксичен для людей.

По токсикологической характеристике природный газ относится к веществам 4 класса опасности и к группе веществ, образующих с воздухом взрывоопасные смеси (ОСТ 51.40-93). Концентрационные пределы воспламенения (по метану) в смеси с воздухом в объемных процентах 5-15.

Метан в неограниченном пространстве взрывается крайне редко, поскольку он не образует стабильных облаков вблизи поверхности земли. ПДК углеводородов природного газа в воздухе рабочей зоны 300 мг/м³. При высоких концентрациях (15-16%) углеводородные газы, замещая кислород, вызывают удушье. Признаки отравления: слабость, головокружение, которые в дальнейшем могут привести к бессознательному состоянию и даже к смерти.

При эксплуатации газоконденсатная смесь (фонтанирующим способом) поступает из пласта на дневную поверхность по колонне НКТ диаметром 89-114 мм. Добыча при депрессии на пласт 2,4-35,0 МПа.

Во всех рассматриваемых в данном изменении №2 к обоснованию безопасности ОПО скважинах в межколонном пространстве на устье фиксируется МКД. (Приложение Г).

Время эксплуатации 50 лет [15].

На площадке в это время может находиться до 18 человек, из них 5 человек непосредственно на буровой установке (во время ремонта скважины и проведение исследований) и до 2 человек при текущем мониторинге.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

pdf

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

2019-302-НТЦ-ТОБЭ

Лист

16

Таблица 1.6.2.3 - Характеристика газовый конденсат, природный газ

Наименование параметра	Параметр	
1	2	3
Название вещества: химическое	углеводороды	углеводороды
торговое	газовый конденсат	природный газ
Формула: эмпирическая	$C_nH_{2n+2}$	$C_nH_{2n+2}$
Состав, объемные %:		
основной продукт	-	-
примеси (с идентификацией)	-	-
Данные о взрывопожароопасности:		
температура вспышки, °C	-39 до -18	-
температура самовоспламенения, °C	250	235-510
пределы взрываемости, объемные %	-	5,28-14,1
Данные о токсической опасности:	4 класс опасности	4 класс опасности
Категория и группа взрывоопасной смеси	IIА-Т3	IIА-Т2
Реакционная способность	слабо окисляется кислородом	окисляется кислородом
Запах	ощутимый, похож на дизельное топливо	нет
Коррозийное воздействие	нет	нет
Меры предосторожности	приточно-вытяжная вентиляция, предотвращение утечек	
Информация о воздействии на людей	нарушение нормального поведения и привычек, а также нейропсихические отклонения: быстрое утомление или чувство постоянной усталости, сонливость или бессонница, апатия, ослабление внимания, рассеянность, сильные колебания настроения.	
Средства защиты	противогаз, спецодежда	
Меры первой помощи пострадавшим от воздействия вещества	вынести на свежий воздух, снять одежду, согреть тело, при необходимости сделать искусственное дыхание	
Информация о воздействии на окружающую среду	приводит к загрязнению почвы, водной среды, загрязнение атмосферного воздуха продуктами горения	загрязнение атмосферного воздуха продуктами горения
Методы перевода вещества в безвредное состояние	засыпать сухими опилками или песком, удалить и сжечь в отдельно отведенном месте	рассеивание и сжигание в специально отведенном месте

### 1.6.3 Описание решений, направленных на обеспечение безопасной эксплуатации опасного объекта и его строительства

Конструкция скважин определена горно-геологическими условиями и требованиями «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утв. Приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101 (с изменениями). [3]

*Конструкция эксплуатационных скважин на пласт ПК<sub>1</sub>.*

Направление перекрывает неустойчивые породы четвертичных отложений, усиливает надежность крепи на продольную устойчивость в интервале ММП. Кондуктор спускается с целью перекрытия ММП, а также – предупреждения гидроразрыва пород у его башмака при газовом выбросе и закрытии устья ПВО при углублении под эксплуатационную колонну. Кондуктор усиливает надежность крепи скважины на продольную устойчивость в интервале ММП, предотвращает растепление и осыпание пород в зоне ММП, а также осыпание пород олигоценной и верхней части меловой систем в процессе дальнейшего углубления скважины под эксплуатационную колонну. Глубина спуска эксплуатационной колонны выбрана из условия её спуска до кровли пласта ПК<sub>1</sub>, закрытия устья ПВО при вскрытии продуктивного горизонта. Хвостовик – фильтр спускается с целью эксплуатации продуктивного горизонта.

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

					2019-302-НТЦ-ТОБЭ	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### Конструкция эксплуатационных скважин на пласты $ХМ_1$ , $ХМ_2$ .

Направление перекрывает неустойчивые породы четвертичных отложений, усиливает надежность крепи на продольную устойчивость в интервале ММП. Кондуктор спускается с целью перекрытия ММП, а также – предупреждения гидроразрыва пород у его башмака при газовом выбросе и закрытии устья ПВО при углублении под промежуточную колонну. Кондуктор усиливает надежность крепи скважины на продольную устойчивость в интервале ММП, предотвращает растепление и осыпание пород в зоне ММП, а также осыпание пород олигоценовой и верхней части меловой систем в процессе дальнейшего углубления скважины под промежуточную колонну. Промежуточная колонна спускается с целью перекрытия газового горизонта (сеномана) и обеспечения совместимости условий дальнейшего углубления под эксплуатационную колонну, с обвязкой устья ПВО и предупреждения гидроразрыва пород у ее башмака при возможном газопроявлении и закрытия устья ПВО при вскрытии продуктивных горизонтов, а также – предотвращения осыпания неустойчивых пород. Промежуточная колонна усиливает надежность крепи скважины на продольную устойчивость в интервале ММП. Глубина спуска эксплуатационной колонны выбрана из условия её спуска до кровли пласта  $ХМ_1/ХМ_2$ , закрытия устья ПВО при вскрытии продуктивного горизонта. Хвостовик – фильтр спускается с целью эксплуатации продуктивного горизонта.

### Конструкция эксплуатационных скважин на пласты $ТП_1 – ТП_{26}$ .

Направление перекрывает неустойчивые породы четвертичных отложений, усиливает надежность крепи на продольную устойчивость в интервале ММП. Кондуктор спускается с целью перекрытия ММП, а также – предупреждения гидроразрыва пород у его башмака при газовом выбросе и закрытии устья ПВО при углублении под промежуточную колонну. Кондуктор усиливает надежность крепи скважины на продольную устойчивость в интервале ММП, предотвращает растепление и осыпание пород в зоне ММП, а также осыпание пород олигоценовой и верхней части меловой систем в процессе дальнейшего углубления скважины под промежуточную колонну. Промежуточная колонна спускается с целью перекрытия газового горизонта (сеномана) и обеспечения совместимости условий дальнейшего углубления под эксплуатационную колонну, с обвязкой устья ПВО и предупреждения гидроразрыва пород у ее башмака при возможном газопроявлении и закрытия устья ПВО при вскрытии продуктивных горизонтов, а также – предотвращения осыпания неустойчивых пород. Промежуточная колонна усиливает надежность крепи скважины на продольную устойчивость в интервале ММП. Глубина спуска эксплуатационной колонны выбрана из условия её спуска до кровли пласта  $ТП_1 – ТП_{26}$ , закрытия устья ПВО при вскрытии продуктивного горизонта. Хвостовик – фильтр спускается с целью эксплуатации продуктивного горизонта.

### Конструкция эксплуатационных скважин на пласт $ЮЯ_8$ .

Направление перекрывает неустойчивые породы четвертичных отложений, усиливает надежность крепи на продольную устойчивость в интервале ММП. Кондуктор спускается с целью перекрытия ММП, а также – предупреждения гидроразрыва пород у его башмака при газовом выбросе и закрытии устья ПВО при углублении под промежуточную колонну. Кондуктор усиливает надежность крепи скважины на продольную устойчивость в интервале ММП, предотвращает растепление и осыпание пород в зоне ММП, а также осыпание пород олигоценовой и верхней части меловой систем в процессе дальнейшего углубления скважины под промежуточную колонну. 1-ая промежуточная колонна спускается с целью предупреждения гидроразрыва пород у её башмака при возможном газопроявлении и закрытия устья ПВО при вскрытии продуктивных горизонтов, уменьшения длины открытого ствола скважины под 2-ую промежуточную колонну, сокращения времени нахождения ствола скважины в открытом состоянии и тем самым снижения вероятности возникновения возможных осложнений в процессе бурения. 2-ая промежуточная колонна спускается в ахскую свиту для перекрытия зоны  $P_{пл} = P_{гст}$  и  $P_{пл} = 1,04P_{гст}$ , перед вскрытием баженовской и абалакской свит, закрытия устья ПВО при вскрытии продуктивных горизонтов, уменьшения длины открытого ствола скважины

Инв. № подл.	pdf	Взам. инв. №	Подпись и дата						2019-302-НТЦ-ТОБЭ	Лист
										18
				Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

под эксплуатационную колонну, сокращения времени нахождения ствола скважины в открытом состоянии и тем самым снижения вероятности возникновения возможных осложнений в процессе бурения. Эксплуатационная колонна спускается с целью перекрытия интервала с аномально высоким пластовым давлением ( $K_a = 1,28-1,58$ ) и тем самым снижения вероятности возникновения возможных осложнений в процессе бурения. Хвостовик – фильтр спускается с целью эксплуатации продуктивного горизонта.

Обсадные трубы подобраны с учетом:

максимальных ожидаемых избыточных наружных и внутренних давлений при полном замещении бурового раствора (жидкости глушения) пластовым флюидом или газожидкостной смесью;

нагрузок, возникающих в результате пространственного искривления ствола скважины;

осевых нагрузок на трубы и агрессивности флюида на стадиях производства буровых работ и эксплуатации скважины.

Прочность обсадных колонн и установленного на них оборудования обеспечивает герметизацию устья скважины в случаях газонефтеводопроявлений, выбросов и открытого фонтанирования с учетом превышения дополнительного давления, необходимого для глушения скважины, не менее чем на 10%.

Устья скважин оборудуются фонтанной арматурой согласно п. 422 ПБ [3]. Фонтанная арматура скважины и схема ее обвязки обеспечивают герметизацию трубного, межтрубного и затрубного пространств и возможность проведения технологических операций по закачке и отбору газового конденсата в (из) пласт(а), а также глушению и продувке скважин (схема обвязки устья скважины см. в приложении Д).

Для безопасной эксплуатации скважин с МКД проводится визуальный и инструментальный контроль над их состоянием (давления, проявления, грифоны, целостность конструкции и т.д.).

1. Мониторинг и контроль над скважинами с МКД осуществляются путем обследования устьев скважин персоналом службы добычи эксплуатирующих организаций. Контроль включает осмотр фонтанной арматуры и обвязки устья, обследования территории вокруг скважины, приустьевое участка, колонной головки, запорной и контрольной арматуры МКП на наличие утечек, а также замер давления в межколонных пространствах скважин. При наличии межколонного давления фиксируется текущее состояние скважины (простой, закачка, отбор газа, ремонт и т.п.), регистрируется давление в трубном и затрубном пространствах.

2. При проведении обследований необходимо контролировать состояние запорной и контрольной арматуры межколонных пространств. Запорная и контрольная арматура межколонных пространств скважин должна быть исправна и работоспособна. Проточная часть контрольной арматуры должна быть свободна от посторонних предметов, ржавчины, смолистых отложений.

3. При обнаружении неисправности запорной или контрольной арматуры, не позволяющей контролировать межколонное пространство (негерметичность соединений, утечки по штокам, непроходимость проточной части, отсутствие или заклинивание частей), должны быть приняты меры по восстановлению исправного состояния или по замене неисправных элементов арматуры.

Инв. № подл.	pdf	Взам. инв. №	Подпись и дата						2019-302-НТЦ-ТОБЭ	Лист
										19
				Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Наименование вида работ	Периодичность выполнения
Визуальный контроль над наличием поверхностных газопроявлений вокруг устьев скважин	1 раз в месяц
Измерение давления в межколонном пространстве	Ежемесячно, в скважинах с МКД 1 и 2 классов опасности - ежедневно
Измерение расхода межколонного флюида при установившемся режиме стравливания	Ежегодно
Снятие КВД после стравливания давления из МКП	Ежегодно
Отбор проб газа из МКП для определения химического состава	Один раз при выявлении
Геохимическая газовая съемка в районе скважин с МКД	В соответствии с существующими программами работ

11. По скважинам 1-го класса опасности принимается решение и закрепляется протоколом о проведении мероприятий по ликвидации МКД или мероприятий, обеспечивающих безопасную эксплуатацию скважины в ожидании КРС. Выполнение мероприятий оформляется актами. Эффективность мероприятий обсуждается на технических совещаниях при заместителе генерального директора по добыче ОАО «Ямал СПГ» по

скважинам 1-го класса опасности, и принимаются решения по внесению изменений в проводимые мероприятия.

12. В случае положительного эффекта по ликвидации МКД 1-го класса опасности производятся ГДИ и совместный осмотр производственной и геологической служб ОАО «Ямал СПГ» и ВЧ. Результаты осмотра оформляются актом (Приложение Ж).

13. На основании акта о проведенных работах по ликвидации МКД 1-го класса опасности, акта ГДИ и результатов химического анализа флюида из МКП протоколом технического совещания при заместителе генерального директора по добыче ОАО «Ямал СПГ» скважина выводится из 1-го класса опасности. Класс опасности присваивается в зависимости от текущего технического состояния скважины.

14. При пуске скважины в эксплуатацию после освоения, КРС, консервации, а также после проведения работ по интенсификации притока из пласта и работ по ликвидации МКД 1-го класса опасности, эксплуатационным персоналом осуществляются постоянное наблюдение в течение не менее 6 ч и ежедневный контроль скважины в течение последующих 10 дней. Результаты контроля оформляются актом и передаются в геологический отдел ОАО «Ямал СПГ» после окончания периода наблюдения.

15. Обоснование отнесения скважин к другим классам опасности проводится на основании исследований, которые включают в себя следующие виды работ:

- газогидродинамические исследования;
- химический и геохимический анализ состава флюидов;
- геофизические исследования;
- другие работы, согласно специально разработанному плану работ.

16. Для определения причин возникновения МКД может быть применен комплекс или один из указанных методов. Работы проводятся до получения необходимой информации. Результаты исследований оформляются актом. Экземпляры актов после завершения работ хранятся в деле скважины.

17. В результате исследований скважины должны быть определены источник МКД, емкость источника МКД, оценено техническое состояние скважины.

Инв. № подл.	pdf	Подпись и дата	Взам. инв. №						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	2019-302-НТЦ-ТОБЭ				21

**1.7 Перечень отступлений от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности, содержащий обоснование их необходимости, либо недостающие и (или) отсутствующие требования промышленной безопасности для данного опасного производственного объекта**

Таблица 1.7.1 – Перечень отступлений от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности

№ п/п	Нормативный документ	Положения документа	Отступление от требований ФНП и правил в области промышленной безопасности, их недостаточность или отсутствие, краткое обоснование их необходимости	Обоснование достаточности принятых мер, мероприятия компенсирующие отступления	Документы, используемые для обоснования
1	2	3	4	5	6
п. 117	ФНиП ПБ НГП: утв. приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101 (с изменениями)	Конструкция скважины в части надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать: - условия безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами и охраны окружающей среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепления скважины, герметичности обсадных колонн и кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и пространства вокруг устья скважины.	Эксплуатация скважин с межколонным давлением (МКД) является отступлением от Правил. Поскольку, по разным причинам (утечка газа через резьбовые соединения труб, по микроканалам в цементном кольце и др.), то имеющихся требований Правил недостаточно. На месторождениях севера Тюменской области, других месторождениях России, стран СНГ и за рубежом имеется многолетний опыт эксплуатации скважин с межколонными давлениями с ограничениями по предельно допустимым значениям межколонных давлений. Таким образом, отсутствуют требования по эксплуатации скважин с МКД по предельно-допустимым значениям межколонных давлений.	Достаточность принятых мер и мероприятия, компенсирующие отступления, приведены в пункте 1.6.3 настоящего Изменения №2 к Обоснованию безопасности ОПО.	1. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. – М.: ВНИИТнефть, 1997 [21]. 2. СТО Газпром РД 2.1-142-2005 [16]. 3. СТО Газпром 2-2.3-696-2013 [17]. 4. СТО Газпром 2-2.3-351-2009 [15].
п. 122		Конструкция устья скважины, колонных головок, герметизирующих устройств должна обеспечивать: - герметичность межколонных пространств при бурении и эксплуатации скважины.			
п. 293		Выбор резьбовых соединений и герметизирующих средств в интервалах интенсивного искривления ствола должен обеспечивать требуемые прочностные			

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

2019-302-НТЦ-ТОБЭ

Лист

22

Продолжение таблицы 1.7.1

№ п/п	Нормативный документ	Положения документа	Отступление от требований ФНП и правил в области промышленной безопасности, их недостаточность или отсутствие, краткое обоснование их необходимости	Обоснование достаточности принятых мер, мероприятия компенсирующие отступления	Документы, используемые для обоснования
1	2	3	4	5	6
		характеристики обсадной колонны, герметичность и надежность крепи в течении всего периода эксплуатации скважины. Типы применяемых резьбовых соединений и резьбовых смазок определяются рабочим проектом.			
п. 296		Работы по освоению и испытанию скважин могут быть начаты при обеспечении следующих условий: ...отсутствуют межколонные давления.			
п. 658		Конструкция газовых скважин, обвязка их устья, порядок испытания на прочность и герметичность, освоение скважины должны соответствовать требованиям глав XII, XIX, XX, XXIII настоящих Правил.			
п. 1326		При обнаружении в ходе проверок или в других случаях недостатков (устьевое давление, межколонные проявления, грифоны и другие) скважина должна быть выведена из консервации. Пользователь недр обязан выяснить причины недостатков, разработать и реализовать мероприятия по их устранению по планам, согласованным с территориальным органом Ростехнадзора. Дальнейшая консервация скважины может быть продлена после устранения причин появления неисправностей и по согласованию и по согласованию с территориальным органом Ростехнадзора.			

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

2019-302-НТЦ-ТОБЭ

Лист

23

Отступления от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности связаны с эксплуатацией скважин с МКД.

Скважины с межколонным давлением согласно ПБ не могут вводиться в эксплуатацию после бурения или КРС.

Однако, на месторождениях севера Тюменской области, других месторождениях России, стран СНГ и за рубежом имеется многолетний опыт эксплуатации скважин с межколонными давлениями с ограничениями по допустимым значениям межколонных давлений.

Поэтому целью данного изменения №2 к обоснованию безопасности ОПО является установление предельных величин  $P_{\text{МК}}$  (межколонное давление) и  $Q_{\text{МК}}$  (дебит скважины на установившемся режиме), при превышении которых скважину нельзя эксплуатировать. Если по результатам проведенных специальных исследований характера межколонных перетоков они (перетоки) не представляют большой опасности, то такие скважины могут быть введены в эксплуатацию при наличии обоснования безопасности ОПО, на которое получено положительное заключение экспертизы промышленной безопасности, которое внесено в реестр заключений экспертизы промышленной безопасности в установленном законом порядке и при соблюдении определенных условий, обеспечивающих безопасность работы скважины.

Значение предельно допустимого межколонного давления устанавливается для каждого месторождения индивидуально, с учётом существующих конструкций и параметров работы скважин.

При разработке данного «Изменения № 2 к обоснования...» учтен:

- опыт работ по эксплуатации и ремонту скважин с межколонными давлениями на газодобывающих предприятиях севера Тюменской области;
- действующие положения и мероприятия по вопросу эксплуатации скважин с предельно допустимыми межколонными давлениями.
- Руководство по эксплуатации скважин с межколонными давлениями на месторождениях и подземных хранилищах газа [17].

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №						2019-302-НТЦ-ТОБЭ	Лист
			Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

## 2 РЕЗУЛЬТАТЫ ОЦЕНКИ РИСКА АВАРИИ НА ОПАСНОМ ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ОБЪЕКТЕ И СВЯЗАННОЙ С НЕЙ УГРОЗЫ

### 2.1 Описание методологии анализа опасностей и оценки риска аварии и связанной с ней угрозы, исходные предположения для проведения анализа риска аварии и связанной с ней угрозы

Анализ риска аварий проводится с целью идентификации опасностей и оценки риска аварий на опасном производственном объекте для отдельных лиц или групп людей, имущества или окружающей среды.

В данном изменении №2 к обоснованию безопасности опасного производственного объекта «Фонд скважин Южно-Тамбейского ГКМ» в оценке рисков аварий рассматривается тоже самое оборудование (скважины), расположенное на кустовых основаниях, что и в проектных документах: «Групповой рабочий проект на бурение эксплуатационных скважин на объект I (пласт ПК<sub>1</sub>) на Южно-Тамбейском газоконденсатном месторождении», «Групповой рабочий проект на бурение эксплуатационных скважин на объект II (пласты ХМ<sub>1</sub>+ХМ<sub>2</sub>) на Южно-Тамбейском газоконденсатном месторождении», «Групповой рабочий проект на бурение эксплуатационных скважин на объекты IV (пласты ТП<sub>1</sub>÷ТП<sub>2</sub><sup>1</sup>), V (пласты ТП<sub>3</sub>+ТП<sub>4</sub>+ТП<sub>4</sub><sup>1</sup>+ТП<sub>5</sub>), VI (пласты ТП<sub>5</sub><sup>1</sup>÷ТП<sub>11</sub><sup>1</sup>) на Южно-Тамбейском газоконденсатном месторождении», «Групповой рабочий проект на бурение эксплуатационных скважин на объекты VII (пласты ТП<sub>12</sub><sup>1a</sup>+ТП<sub>12</sub><sup>2</sup>, ТП<sub>13</sub>+ТП<sub>14</sub>÷<sub>15</sub>), VIII (пласты ТП<sub>17</sub>÷ТП<sub>19</sub><sup>1</sup>) на Южно-Тамбейском газоконденсатном месторождении», «Групповой рабочий проект на бурение эксплуатационных скважин на объекты IX (пласты ТП<sub>20</sub>÷ТП<sub>26</sub>) на Южно-Тамбейском газоконденсатном месторождении», «Групповой рабочий проект на бурение скважин на юрские отложения Южно-Тамбейского ГКМ», в межколонном пространстве которого имеются повышенные давления (МКД). МКД вносят дополнительные риски по заколонным перетокам, разрушению колон скважины и проникновению газа на дневную поверхность. При этом состав и количество взрыво и пожароопасных веществ, участвующих в аварии не изменяется. Меняется частота инцидентов, провоцирующих аварии. Поэтому анализ опасностей и оценка риска аварий произведена по аналогии с оценкой риска в проектных документах: «Групповой рабочий проект на бурение эксплуатационных скважин на объект I (пласт ПК<sub>1</sub>) на Южно-Тамбейском газоконденсатном месторождении», «Групповой рабочий проект на бурение эксплуатационных скважин на объект II (пласты ХМ<sub>1</sub>+ХМ<sub>2</sub>) на Южно-Тамбейском газоконденсатном месторождении», «Групповой рабочий проект на бурение эксплуатационных скважин на объекты IV (пласты ТП<sub>1</sub>÷ТП<sub>2</sub><sup>1</sup>), V (пласты ТП<sub>3</sub>+ТП<sub>4</sub>+ТП<sub>4</sub><sup>1</sup>+ТП<sub>5</sub>), VI (пласты ТП<sub>5</sub><sup>1</sup>÷ТП<sub>11</sub><sup>1</sup>) на Южно-Тамбейском газоконденсатном месторождении», «Групповой рабочий проект на бурение эксплуатационных скважин на объекты VII (пласты ТП<sub>12</sub><sup>1a</sup>+ТП<sub>12</sub><sup>2</sup>, ТП<sub>13</sub>+ТП<sub>14</sub>÷<sub>15</sub>), VIII (пласты ТП<sub>17</sub>÷ТП<sub>19</sub><sup>1</sup>) на Южно-Тамбейском газоконденсатном месторождении», «Групповой рабочий проект на бурение эксплуатационных скважин на объекты IX (пласты ТП<sub>20</sub>÷ТП<sub>26</sub>) на Южно-Тамбейском газоконденсатном месторождении», «Групповой рабочий проект на бурение скважин на юрские отложения Южно-Тамбейского ГКМ».

Оценка степени риска при этом выполнена в соответствии с требованиями нормативных документов [4, 6-10, 12, 13, 20].

Основными поражающими факторами рассматриваемых аварий являются:

- создание локальной зоны загазованности при истечении газа без воспламенения;
- прямое огневое воздействие и тепловой поток с поверхности пламени при пожарах струи истекающего газа и пожарах пролива ГЖ (ЛВЖ).

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

pdf

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

2019-302-НТЦ-ТОБЭ

Лист

25

## 2.2 Описание метода анализа условий безопасной эксплуатации

### Метод анализ условий безопасной эксплуатации скважин с МКД основан на:

- определение предельных межколонных давлений ( $P_{пр}$ ), при которых может быть нарушена герметичность обсадных колон, произведен гидроразрыв пласта, что может привести к межколонным и межпластовым перетокам флюида, которые в свою очередь приведут к аварийному выбосу газа (газового конденсата), образованию грифонов, несанкционированных технологических залежей. Расчет  $P_{пр}$  производится согласно [16, 17, 21];

- по установленным значениям предельных давлений и дебитов из межколонного пространства согласно [16] определяется класс опасности скважины и дальнейшие действия по ее безопасной эксплуатации, капитальному ремонту, ликвидации и контролю за состоянием скважины в соответствии с ее принадлежностью к тому или иному классу опасности;

предельно допустимое давление на нижнем отводе для скважины №172:  $P_{МК}^H = 6,72$  МПа;

предельно допустимое давление на нижнем отводе для скважин №№5011, 3012, 4011, 5021, 4021, 5022, 3022, 4041, 8073, 3072, 5072, 3071, 4071, 5075, 8074, 8075, 5255, 4253, 4303, 3353, 4404, 4431, 8431, 3431, 4433, 8432, 4441, 5441, 4442, 8444, 8451, 5461, 4462, 4471:  $P_{МК}^H = 7,35$  МПа;

предельно допустимое давление на нижнем отводе для скважин №№155-Р, 152-Р:  $P_{МК}^H = 7,36$  МПа;

предельно допустимое давление на нижнем отводе для скважин №№3011, 2012, 2013, 2022, 2023, 4042, 7071, 2073, 5073, 2072, 7073, 5071, 7072, 5074, 8303, 6301, 6302, 2402, 2431, 2432, 8443, 2441, 3441, 2451, 4461, 6461, 2471, 6471, 6473, 6472, 8475, 8472, 6476, 6474, 8473, 6477, 3473:  $P_{МК}^H = 7,45$  МПа;

предельно допустимое давление на среднем отводе для скважины №172:  $P_{МК}^{CP} = 20,56$  МПа;

предельно допустимое давление на межколонном отводе для скважины №1072:  $P_{МК} = 8,08$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№2022, 2073, 2441:  $P_{МК}^B = 12,64$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№2072, 2432:  $P_{МК}^B = 12,88$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №2431:  $P_{МК}^B = 12,99$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №2471:  $P_{МК}^B = 13,04$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№5071, 5074:  $P_{МК}^B = 13,07$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№3011, 2012, 2013, 2023, 4042, 2402, 2451, 3473:  $P_{МК}^B = 14,40$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№3071, 8074, 8431, 8432, 4442, 3441, 8444:  $P_{МК}^B = 15,12$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№5011, 3012, 4011, 3022, 3353:  $P_{МК}^B = 15,20$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№5021, 5075:  $P_{МК}^B = 15,28$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№4431, 3431, 4433,

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.	pdf						2019-302-НТЦ-ТОБЭ	Лист
				Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

4441:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 15,66$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №4071:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 15,80$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №4471:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 15,90$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№4021, 5022, 4041, 5255, 4253, 4303, 4404, 8451, 4462:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 16,00$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№8073, 5072, 8075, 6476:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 16,70$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №5461:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 16,80$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №6471:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 17,76$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №3072:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 18,00$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№6301, 6302, 6461, 6474, 6477:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 18,80$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№7071, 5073, 7073, 7072, 5441, 6473, 6472:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 19,44$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№155-Р, 152-Р:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 19,80$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№4461, 8473:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 20,40$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №№8443, 8475, 8472:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 20,86$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №8303:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 21,60$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №172:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 45,52$  МПа;

предельно допустимый дебит газа (газового конденсата) при установившемся режиме  $Q_{\text{МК}}^{\text{Г}} = 1000$  м<sup>3</sup>/сут;

предельно допустимый дебит жидкости при установившемся режиме  $Q_{\text{МК}}^{\text{Ж}} = 1$  м<sup>3</sup>/сут;

безопасный дебит газа (газового конденсата) при установившемся режиме  $Q_{\text{МКГ}}^{\text{Б}} < 100$  м<sup>3</sup>/сут;

- определение причин возникновения аварий при превышении давления выше предельного;

- определение сценариев развития аварий;

- определение последствий аварий (расчет рисков и возможного ущерба).

### 2.2.1. Определение предельных параметров эксплуатации скважины

При расчете предельного давления для обсадных колонн (за исключением эксплуатационной колонны) принимается, что давление гидростатического характера, действующее внутри и с наружи рассматриваемых колонн, уравновешено.

Для колонны большего диаметра МКД являются избыточным внутренним давлением.

Инв. № подл.	pdf	Взам. инв. №	Подпись и дата	<div>2019-302-НТЦ-ТОБЭ</div>					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					27



Предельно допустимая величина межколонного давления для обсадной колонны большего диаметра определяется по формуле:

$$P_{\text{МК}}^B = P_{\text{Т}}' / n_2 \quad (2.1)$$

Где  $P_{\text{МК}}^B$  – минимальное для колонны значение избыточного внутреннего давления, при котором максимальные напряжения в теле труб(ы) равны пределу текучести материала, МПа;

$n_2$  – коэффициент запаса прочности на внутреннее избыточное давление.

$P_{\text{Т}}'$  определяется в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-117-2007, Инструкцией [21] или другими методиками, учитывающими специфические особенности эксплуатации скважин, и является характеристикой труб интервала колонны, имеющих наименьшую несущую способность.

Коэффициент запаса прочности на внутреннее избыточное давление выбирается в зависимости от диаметра труб и вида данных о техническом состоянии обсадной колонны, используемых для расчета параметров ее остаточной прочности, в соответствии с таблицей 2.2.1.1.

Для колонны меньшего диаметра МКД является избыточным наружным давлением. Предельно допустимая величина межколонного давления для обсадной колонны меньшего диаметра определяется по формуле:

$$P_{\text{МК}}^H = P_{\text{кр}}' / n_1 \quad (2.2)$$

Где  $P_{\text{кр}}'$  – минимальное для колонны значение избыточного наружного давления, при котором максимальное напряжение в теле труб(ы) равны пределу текучести материала, МПа;

$n_1$  – коэффициент запаса прочности на наружное избыточное давление.

$P_{\text{кр}}'$  определяется в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-117-2007, Инструкцией [21] или другими методиками, учитывающими специфические особенности эксплуатации скважин, и является характеристикой труб в интервале, имеющих наименьшую несущую способность.

Коэффициент запаса прочности на наружное избыточное давление выбирается в зависимости от вида данных о техническом состоянии обсадной колонны, используемых для расчета параметров ее остаточной прочности, в соответствии с таблицей 2.2.1.2.

Таблица 2.2.1.1- Коэффициент запаса прочности на внутреннее избыточное давление

Исходная информация для расчета прочностных характеристик колонны	Данные ГИС технического состояния колонны отсутствуют. Использованы данные о номинальных прочностных характеристиках труб обсадной колонны					
	Скв. на пласт ПК <sub>1</sub>	Скв. на пласты ХМ <sub>1</sub> -ХМ <sub>2</sub>	Скв. на пласты ТП <sub>1</sub> -ТП <sub>8</sub> <sup>1</sup>	Скв. на пласты ТП <sub>11</sub> <sup>1</sup> -ТП <sub>25</sub>	Скв. на пласт ТП <sub>26</sub>	Скв. на пласт ЮЯ <sub>8</sub>
1	2	3	4	5	6	7
Коэффициент $n_2$ для колонны 426 мм	-	-	-	-	-	1,03
Коэффициент $n_2$ для колонны 340 мм	-	-	-	-	-	1,16
Коэффициент $n_2$ для колонны 324 мм	-	1,77	1,77	1,77	1,77	-
Коэффициент $n_2$ для колонны 273 мм	-	-	-	-	-	1,16
Коэффициент $n_2$ для колонны 245 мм	2,97	1,95	1,53	1,26	1,26	-

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

pdf

Лист

2019-302-НТЦ-ТОБЭ

28

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Таблица 2.2.1.2 - Коэффициент запаса прочности на наружное избыточное давление

Исходная информация для расчета прочностных характеристик колонны	Данные ГИС технического состояния колонны отсутствуют. Использованы данные о номинальных прочностных характеристиках труб обсадной колонны					
	Скв. на пласт ПК <sub>1</sub>	Скв. на пласты ХМ <sub>1</sub> -ХМ <sub>2</sub>	Скв. на пласты ТП <sub>1</sub> -ТП <sub>8</sub> <sup>1</sup>	Скв. на пласты ТП <sub>11</sub> <sup>1</sup> -ТП <sub>25</sub>	Скв. на пласт ТП <sub>26</sub>	Скв. на пласт ЮЯ <sub>8</sub>
1	2	3	4	5	6	7
Коэффициент n <sub>1</sub> для колонны 340 мм	-	-	-	-	-	1,19
Коэффициент n <sub>1</sub> для колонны 273 мм	-	-	-	-	-	1,44
Коэффициент n <sub>1</sub> для колонны 245 мм	2,83	2,20	2,23	2,20	2,20	-
Коэффициент n <sub>1</sub> для колонны 194 мм	-	-	-	-	-	1,23
Коэффициент n <sub>1</sub> для колонны 178 мм	2,96	1,75	1,53	1,16	1,16	-

Для эксплуатационной колонны наружное давление может уравниваться давлением, создаваемым внутри колонны.

Если скважина эксплуатируется по пакерной схеме эксплуатации, принимается, что давление гидростатического характера, действующее внутри и с наружи колонны, уравновешено. Величина предельно допустимого межколонного давления определяется исходя из прочностных характеристик эксплуатационной колонны по формуле (2.2).

При беспакерной схеме эксплуатации величина предельно допустимого межколонного давления определяется по формуле:

$$P'_{\text{МК}} = P'_{\text{кр}} / n_1 + P_{\text{зтп}} - 10^{-6} * \rho_{\text{жз}} * g * z \quad (2.3)$$

где  $P_{\text{зтп}}$  – затрубное давление, МПа;

$\rho_{\text{жз}}$  – плотность жидкости затворения цементного раствора, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;

$z$  – глубина интервала эксплуатационной колонны, для которого рассчитывается давление, м.

Примечание – расчеты проводятся для нижнего интервала колонны и для интервала колонны, трубы которого обладают наименьшей несущей способностью. В качестве предельно допустимой величины межколонного давления принимается наименьшее из полученных значений.

Величина предельно допустимого межколонного давления для условия недопущения миграции межколонного флюида в горные породы для случая, когда межколонный флюид содержит жидкую фазу, определяется по формуле:

$$P'_{\text{МК}} = P_{\text{гп}} - 10^{-6} * \rho_{\text{ф}} * g * h \quad (2.4)$$

где  $P_{\text{гп}}$  – наименьшее значение давления гидроразрыва горных пород ниже в интервале заколонного пространства (определяется по материалам строительства скважины), МПа;

$\rho_{\text{ф}}$  – плотность межколонного флюида, кг/м<sup>3</sup>;

$h$  – глубина залегания кровли пласта с наименьшим градиентом гидроразрыва пород, м;

В случае, когда межколонный флюид представлен только газовой фазой,  $P'_{\text{МК}}$  определяется по формуле:

$$P'_{\text{МК}} = 0,9 * P_{\text{гп}} \quad (2.5)$$

Фактические коэффициенты запаса прочности колонн в зависимости от величины межколонного давления с учетом всех принятых выше допущений определяются по формулам:

$$n'_1 = P'_{\text{кр}} / P_{\text{МК}} \quad (2.6)$$

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.						Лист	
pdf			Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	2019-302-НТЦ-ТОБЭ	29

где  $n_1$  – коэффициент запаса прочности на наружное избыточное давление с учетом межколонного давления;

$P_{\text{МК}}$  – фактическая величина межколонного давления, МПа;

$$n_2 = P_T / P_{\text{МК}} \quad (2.7)$$

где  $n_1$  – коэффициент запаса прочности на наружное избыточное давление с учетом межколонного давления;

Для эксплуатационной колонны при пакерной схеме эксплуатации коэффициент запаса прочности на наружное избыточное давление с учетом межколонного давления определяется по формуле (2.6), при беспакерной схеме по формуле:

$$n_1 = P_{\text{кр}} / (P_{\text{МК}} + 10^{-6} * \rho_{\text{жз}} * g * z) \quad (2.8)$$

Примечание –  $n_1$  определяется для нижнего интервала колонны и для интервала колонны, трубы которого обладают наименьшей несущей способностью. В качестве фактического коэффициента запаса прочности на наружно избыточное давление принимается наименьшее из полученных значений.

Расчет предельных МКД для существующих скважин представлен в приложении В.

### 2.2.2. Определение причин возникновения аварий

Таблица 2.2.2.1 – Перечень основных факторов и возможных причин, способствующих возникновению и развитию аварийных ситуаций

Факторы способствующие возникновению и развитию аварийных ситуаций	Возможные причины аварийных ситуаций
1	2
МКД	Разгерметизация фланцевых соединений на межколонных отводах
	Разрушение колонной головки
	Нарушение герметичности муфтовых соединений колонны
	Разрушение цементного камня
	Разрушение обсадной колонны
	ММП
Способность опасных веществ при разгерметизации оборудования создавать облако газовойоздушной (газопарооздушной) смеси	Появление источников возгорания

### 2.2.3 Определение возможных опасностей и иницируемых ими сценариев развития аварий

При эксплуатации скважины без МКД основная опасность прорыва газа на поверхность связана с эксплуатационной колонной и НКТ. Аварийный выброс может произойти только с устья скважины при разрушении фонтанной арматуры.

В скважинах, в которых появилось МКД появляются новые потенциальные каналы прорыва газа на поверхность по межколонному и за колонному пространству. Аварийный выброс может произойти при разрушении фонтанной арматуры, колонной головки, при потере герметичности технических колонн и цементного камня за колоннами. Аварийный выброс может произойти с устья скважины или с образованием грифона из заколонного пространства как вблизи скважины, так и в нескольких сотнях метрах от скважины. При незначительном рассредоточенном поступлении газа из заколонного пространства может просто увеличиться концентрация метана на кустовой площадке. Кроме прорыва газа на поверхность при МКД появляется возможность межпластовых перетоков с образованием техногенных залежей.

В целом аварии при выбросе газа из колонного пространства и заколонного вдоль цементного камня развиваются по одним и тем же сценариям.

Инв. № подл.	pdf	Взам. инв. №	Подпись и дата						Лист
									30
				2019-302-НТЦ-ТОБЭ					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

C1 – потеря герметичности – выброс газа.

C2 - потеря герметичности – выброс газа – воспламенение – пожар в «колонное горение».

C3 - потеря герметичности – выброс газа – воспламенение - горение высокоскоростной струи газа, выбрасываемой из скважины (в любом направлении).

Сценарий накопления газа при потере герметичности C1 не рассматривается в связи с тем, что все сценарии протекают на открытой местности, метан легче воздуха. Масса возможного накопления метана до взрывоопасной концентрации в приустьевой шахте незначительна по своим последствиям, в сравнении со сценариями C2 и C3 [26, 27].

#### **2.2.4 Данные о распределении опасных веществ по оборудованию и количество обращающихся опасных веществ на опасных производственных объектах**

Сценарии C1, C2, C3 и объем участвующего в аварии газа точно такие же как и в сценариях описанных в проектных документах «Групповой рабочий проект на бурение эксплуатационных скважин на объект I (пласт ПК<sub>1</sub>) на Южно-Тамбейском газоконденсатном месторождении», «Групповой рабочий проект на бурение эксплуатационных скважин на объект II (пласты ХМ<sub>1</sub>+ХМ<sub>2</sub>) на Южно-Тамбейском газоконденсатном месторождении», «Групповой рабочий проект на бурение эксплуатационных скважин на объекты IV (пласты ТП<sub>1</sub>÷ТП<sub>2</sub><sup>1</sup>), V (пласты ТП<sub>3</sub>+ТП<sub>4</sub>+ТП<sub>4</sub><sup>1</sup>+ТП<sub>5</sub>), VI (пласты ТП<sub>5</sub><sup>1</sup>÷ТП<sub>11</sub><sup>1</sup>) на Южно-Тамбейском газоконденсатном месторождении», «Групповой рабочий проект на бурение эксплуатационных скважин на объекты VII (пласты ТП<sub>12</sub><sup>1a</sup>+ТП<sub>12</sub><sup>2</sup>, ТП<sub>13</sub>+ТП<sub>14</sub>÷15), VIII (пласты ТП<sub>17</sub>÷ТП<sub>19</sub><sup>1</sup>) на Южно-Тамбейском газоконденсатном месторождении», «Групповой рабочий проект на бурение эксплуатационных скважин на объекты IX (пласты ТП<sub>20</sub>÷ТП<sub>26</sub>) на Южно-Тамбейском газоконденсатном месторождении», «Групповой рабочий проект на бурение скважин на юрские отложения Южно-Тамбейского ГКМ».[26, 27].

При расчете интенсивности испарения горючей жидкости, оценке последствий пожара пролива были сделаны следующие предположения:

- эффективный диаметр пролива горючей жидкости определялся, исходя из общей массы высвобождающейся жидкой фазы при свободном растекании на открытой местности или из площади, ограниченной каре (помещением);

-испарение происходит со всей площади пролива;

-горение происходит на всей площади пролива.

На площадках скважин за эпицентр зон действия основных поражающих факторов принимается место размещения оборудования.

Вид пространства, окружающего места потенциальных аварий принят третий (средне загроможденное пространство).

Тепловой поток на поверхности факела от горящих проливов ЛВЖ и ГЖ принят в соответствии с таблицей В.1 ГОСТ Р 12.3.047-2012.

Среднеповерхностная плотность теплового излучения пламени для природного газа принята 100 кВт/м<sup>2</sup>.

Размеры зон поражения тепловым излучением (горение пролива) определялся по уровням излучения:

- 12,9 кВт/м<sup>2</sup> – воспламенение деревянных конструкций, для человека зона санитарных потерь (вероятность смертельного исхода 15 %, вероятность ожогов второй степени 50 % при длительности экспозиции 30 с);

Инв. № подл.	pdf	Взам. инв. №	Подпись и дата						Лист	
				2019-302-НТЦ-ТОБЭ					31	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

- 4,2 кВт/м<sup>2</sup> – безопасные для объектов и для человека в брезентовой одежде расстояния (вероятность ожогов первой степени 10 % для людей без спецодежды при длительности экспозиции 30 сек.);

- 1,4 кВт/м<sup>2</sup> – безопасные для объектов и человека расстояния, которые характеризуются отсутствием негативных последствий в течение длительного времени.

При расчете размеров зон возможной опасности при взрывах газа (образование волн сжатия за счет расширения в атмосфере природного газа) выделены пять зон, и соответствующие им уровни избыточного давления во фронте воздушной ударной волны (УВ):

- зона полного разрушения – разрушение и обрушение всех элементов зданий и сооружений (более 100 кПа);

- зона тяжелого разрушения – 50 % разрушение зданий и сооружений (70 – 100) кПа;

- зона среднего повреждения – обрушение отдельных элементов зданий и сооружений (28 – 70) кПа;

- зона умеренных повреждения зданий – повреждение внутренних перегородок, рам, дверей, легкобрасываемых конструкций и т.п. (14 – 28) кПа;

- зона частичного разрушения остекления – разбито 10 % стекол (менее или равно 2 кПа).

Воздействие воздушной ударной волны на незащищенных людей характеризуется легкими, средними, тяжелыми и крайне тяжелыми травмами.

Таблица 2.2.4.1 – Результаты расчетов радиусов опасных зон при факельном горении

Расчет параметров горения						Радиусы опасных зон					
Сооружение	Q <sub>г</sub>	H	D	E <sub>г</sub>	Время горения, ч	г <sub>1</sub>	г <sub>2</sub>	г <sub>3</sub>	г <sub>4</sub>	г <sub>5</sub>	г <sub>6</sub>
	м <sup>3</sup> /с	м	м	кВт/м <sup>2</sup>		м	м	м	м	м	м
скважина	2	2,0	13,6	450,0	6,0	6,5	1	7	5	2	1
скважина	5	2,9	19,6	450,0	6,0	23,5	15	10	6	2	1
скважина	10	3,9	25,9	450,0	6,0	30,9	23	13	9	4	2
скважина	50	7,4	49,3	450,0	6,0	8,2	4	5	8	6	4
скважина	100	9,7	65,0	450,0	6,0	4,9	7	3	3	1	2
скважина	200	12,9	85,8	450,0	6,0	106	86	43	33	17	15

Таблица 2.2.4.2 – Зоны действия поражающих факторов при реализации аварий

Факельное горение газового фонтана	
Дебит скважины при фонтанировании, м <sup>3</sup> /с	4,6
Высота пламени, м	2,9
Эффективный диаметр огненного шара, м	19,6
Длительность пожара без противопожарных мероприятий, ч	6,0
Радиус зоны поражения г <sub>6</sub> (разрушение кирпичных конструкций), м	1
Радиус зоны поражения г <sub>5</sub> , (зона разрушения металлических конструкций), м	2
Радиус зоны поражения г <sub>4</sub> (зона разрушения трубопроводов), м	6
Радиус зоны воздействия г <sub>3</sub> (зона 50% гибели людей), м	10
Радиус зоны воздействия г <sub>2</sub> (зона ожогов 1 и 2 степени), м	15
Радиус зоны воздействия г <sub>1</sub> (безопасная зона для людей в брезентовой одежде), м	23,5

### 2.3 Исходные данные и их источники, в том числе данные по аварийности и надежности

Статистические данные вероятности аварий с открытым фонтаном по Тюменской области за 1956-1973 г. равны 0,0012 раз / 1000 м проходки, по рекомендациям РД 51-1-96 [33]

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.	pdf						2019-302-НТЦ-ТОБЭ	Лист
				Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

равны 0,0003 раза / 1000 м проходки. Согласно данным, приведенным в годовом отчете о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в 2018 г. на объектах нефтегазодобывающей промышленности произошло 9 аварий, что на 7 меньше, чем за тот же период 2017 г., из них 3 с открытым фонтаном. Экономический ущерб от аварий составил 39 млн. 581 тыс. руб. Количество смертельно травмированных – 12 человек.

В качестве исходных данных при расчете рисков использовалась вероятность из нормативного документа СТО Газпром 2-2.3-400-2009, данные сведения приведены в таблице 2.3.1.

Таблица 2.3.1 – Рекомендуемые к использованию частоты возникновения аварий различных типов на скважинах за производственный цикл

Фаза производственного цикла	Частота (событий на 1 скважину), 1/скв.			
	Аварий	Аварий с фонтанированием	Аварий с длительным фонтанированием и разрушением надземного оборудования аварийной скважины	Аварий с длительным фонтанированием и разрушением надземного оборудования соседних с аварийной скважин (при кустовом расположении)
1	2	3	4	5
Капитальный ремонт	$0,6 \cdot 10^{-3}$	$0,4 \cdot 10^{-3}$	$2,3 \cdot 10^{-5}$	$2,2 \cdot 10^{-5}$
Эксплуатация	$1,2 \cdot 10^{-3}$	$0,8 \cdot 10^{-3}$	$4,0 \cdot 10^{-6}$	$3,7 \cdot 10^{-6}$
Производственный цикл принят 50 лет. Соответственно, частота реализации указанных аварий составит:				
Эксплуатация	$3,6 \cdot 10^{-5}$	$2,4 \cdot 10^{-5}$	$5,4 \cdot 10^{-7}$	$5,14 \cdot 10^{-7}$

Таблица 2.3.2 – Условная вероятность мгновенного воспламенения и воспламенения с задержкой

Массовый расход газа, кг/с	Условная вероятность мгновенного воспламенения	Условная вероятность воспламенения при отсутствии мгновенного воспламенения
1	2	3
<1	0,005	0,005
1-50	0,035	0,036
>50	0,15	0,176

Количество скважин в эксплуатации с межколонными давлениями на Южно-Тамбейском газоконденсатном месторождении – 75 шт.

Состояние скважин представлено в приложении Г, конструктивные особенности, характеристика залежи, свойства природного газа, газового конденсата в подразделе 1.6.2 данного документа.

Недостающие исходные данные брались из следующих документов:

- СТО Газпром 2-2.3-400-2009 Методика анализа риска для опасных производственных объектов азотодобывающих предприятий ОАО «Газпром» [18];

- Руководство по эксплуатации скважин с межколонными давлениями на месторождениях и подземных хранилищах газа [17];

- Проектная документация «Групповой рабочий проект на бурение эксплуатационных скважин на объекты VII (пласты  $ТП_{12}^{1a} + ТП_{12}^2$ ,  $ТП_{13} + ТП_{14 \div 15}$ ), VIII (пласты  $ТП_{17 \div ТП_{19}}^1$ ) на Южно-Тамбейском газоконденсатном месторождении» Раздел 12, часть 1 «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных

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

ситуаций природного и техногенного характера, мероприятия по противодействию терроризму» [26];

- Проектная документация «Групповой рабочий проект на бурение скважин на юрские отложения Южно-Тамбейского ГКМ» Раздел 12, часть 1 «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, мероприятия по противодействию терроризму» [27].

#### **2.4 Анализ опасностей отклонений технологических параметров от регламентных**

При эксплуатации скважины с МКД недопустимо превышать в межколонном пространстве давления выше предельных, т.к. это приведет к 100% вероятности разрушения обсадных колонн и устьевого оборудования на скважине. Данные разрушения могут произойти сразу после достижения предельных давлений, но могут произойти и в течение достаточно продолжительного интервала времени (дни, месяцы). Такая неопределенность связана с недостаточной точностью определения дефектов в колоннах и межколонном пространстве при определении предельного давления, воздействующего на колонны.

При эксплуатации скважин с МКД увеличивают нагрузку на межколонное пространство следующие изменения технологических параметров:

- частая смена режима работы скважины с резким повышением и снижением давлений;
- в зоне ММП длительные остановки скважины приводят к росту рабочего давления до статического. Охлаждение ствола скважины и устьевого оборудования приводит к дополнительным знакопеременным напряжениям, неблагоприятно влияющих на герметичность резьбовых соединений и уплотнительных элементов;
- нарушение графика наблюдений за МКД, непроведение всех видов запланированных обследований скважины может привести к неучитываемому росту давления выше предельного.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №						2019-302-НТЦ-ТОБЭ	Лист
			Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

Таблица 2.4.1 – Результаты анализа опасностей, отклонений технологических параметров эксплуатации скважин с МКД от регламентных

Превышение $P_{\text{МКД}}$ (МПа) и $Q_{\text{МКД}}$ (м <sup>3</sup> /сут) над регламентными	Причина	Последствия	Меры безопасности
1	2	3	4
$P_{\text{МКД}} > P_{\text{пр}}$ $Q_{\text{МКД}} > 1000 \text{ м}^3/\text{сут}$	Нарушение герметичности муфтовых соединений, разрушение тела трубы, фланцевых соединений на колонной головке, разрушение цементного камня за колонной и ММП	Безопасность: разрушение части скважины; выброс газа, как с устья скважины, так и через грифон вне скважины; возможное воспламенение. Окружающая среда: незначительные. Эксплуатация: материальный ущерб (потеря оборудования на устье скважины или всей скважины), экономические потери (потеря скважины, уменьшение добычи газа)	Мониторинг и контроль $P_{\text{МКД}}$ осуществляются путем обследования устьев скважин. Обследования включают осмотр территории вокруг скважины, приустьевое участка, колонной головки, запорной и контрольной арматуры МКП на наличие утечек. При обнаружении $P_{\text{МКД}} > 0,7P_{\text{пр}}$ скважина останавливается на обследование (определение мест разгерметизации, оценка износа труб и т.д.) и подлежит ремонту, либо ликвидации. Отводы с колонной головки оборудованы задвижками, манометрами, в зависимости от класса опасности скважины отводы подсоединены к сбросным линиям на факел или оборудованы быстросъемными соединениями. На каждом шлейфе предусматривается автоматический клапан-отсекатель. Описание решений по контролю см. в п.1.6.3 данного изменения №2 к обоснованию безопасности ОПО.
$P_{\text{пр}} > P_{\text{МКД}} > 0,7P_{\text{пр}}, 1000$ $> Q_{\text{МКД}} > 100 \text{ м}^3/\text{сут}$	Нарушение герметичности муфтовых соединений, разрушение тела трубы, разрушение цементного камня за колонной и МПП	Безопасность: периодический сброс газа на факел. Окружающая среда: незначительные. Эксплуатация: ужесточение контроля над скважиной, экономические потери незначительные	
$P_{\text{МКД}} < 0,7P_{\text{пр}}$ $Q_{\text{МКД}} < 100 \text{ м}^3/\text{сут}$	Незначительные нарушения герметичности муфтовых соединений, цементного камня в МПП	Безопасность: незначительные. Окружающая среда: незначительные. Эксплуатация: незначительные.	

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

					2019-302-НТЦ-ТОБЭ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35



## 2.5 Результаты идентификации опасности, в том числе по проведению анализа опасностей отклонений технологических параметров от регламентных

В результате анализа идентифицированы виды опасностей, представленные в разделе 2.4 настоящего изменения №2 к обоснованию безопасности ОПО. Их наличие и отклонение технологических параметров от регламентных при эксплуатации скважин не допускается. В случае реализации вне регламентной эксплуатации могут быть реализованы следующие сценарии развития аварий.

**Сценарий С1** – потеря герметичности – выброс природного газа.

**Сценарий С2 (колонный выброс)** - потеря герметичности – выброс природного газа – воспламенение – пожар. Основные поражающие факторы: термическое поражение от горячей струи истекающего газа.

**Сценарий С3 (струйный выброс)** - потеря герметичности – выброс природного газа – воспламенение – пожар. Основные поражающие факторы: термическое поражение от горячей струи истекающего газа.

Согласно исходным данным при среднем дебите скважин  $2 \text{ м}^3/\text{с}$  дерево событий реализации сценариев С1, С2, С3 представлено на рис.1

Частота реализации сценариев на одну скважину составит:

$$C1 : Rc1 = 2,4 * 10^{-5} * 0,5 * 0,965 * 0,964 * 0,76 = 8,5 * 10^{-6}$$

$$C2 = C3: Rc2 = 2,4 * 10^{-5} * 0,5 * 0,965 * 0,964 * 0,24 / 2 = 1,34 * 10^{-6}$$

Частота реализации сценариев на все исследуемые скважины (на кустовой площадке находится до 23 скважин в группе) составит:

$$C1: Rc1n = 8,5 * 10^{-6} * 23 = 1,96 * 10^{-4}$$

$$C2 = C3: Rc2n = 1,34 * 10^{-6} * 23 = 3,1 * 10^{-5}$$

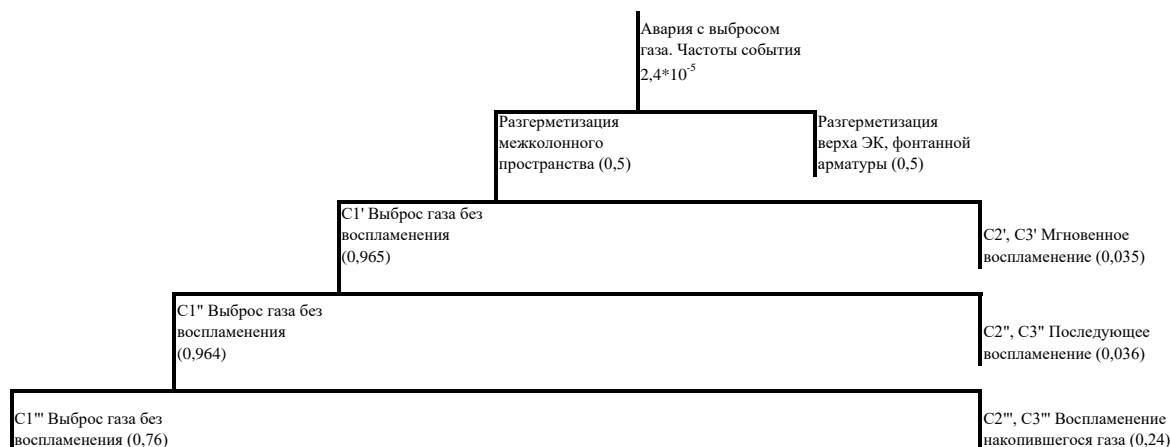


Рисунок 1 Дерево событий

## 2.6 Результаты оценки риска аварии и связанной с ней угрозы

При факельном горении персонал, не попавший в зону пожара, может выйти из зоны поражения с ожогами 1, 2 степени. Для персонала, попавшего в зону пожара, принимается 100% смертельный исход. Поэтому потенциальный риск смертельного поражения человека практически равен частоте реализации аварии для рассматриваемых скважин  $3,1 * 10^{-5}$ .

Коллективный риск равен потенциальному риску, умноженному на вероятность нахождения персонала в зоне пожара в момент аварии. Принято, что на 1 скважину с МКД в год

Взам. инв. №	Изм. № подл.	Подпись и дата						Лист
pdf	Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	2019-302-НТЦ-ТОБЭ		36

требуется один выезд бригады КРС. Время ремонта 10 суток, на буровой установке может находиться персонал из 5 человек в течении 16 часов в сутки. Вероятность нахождения персонала в потенциальной зоне поражения при факельном горении будет равна:

$$P_{\text{крс}} = 5 * 16 * 10 / 24 / 365 = 0,091$$

При мониторинге на кустовой площадке может находиться 2 человека в течение 2 часов 1 раз в месяц:

$$P_{\text{мон}} = 2 * 2 * 12 / 24 / 365 = 0,0055$$

Тогда коллективный риск равен:

$$R_{\text{кол}} = 0,0965 * 3,1 * 10^{-5} = 2,992 * 10^{-6}$$

Средний индивидуальный риск равен:

$$R_{\text{ин}} = 2,992 * 10^{-6} / 20 = 1,496 * 10^{-7}$$

Отмеченный уровень риска поражения персонала от возможных аварий на скважинах с МКД не превышает значения среднестатистического индивидуального риска для высокоопасных производственных объектов (среднестатистический индивидуальный риск гибели персонала от аварий на ОПО составляет  $5 * 10^{-4} \dots 10^{-4}$  1/год [18, 34]).

Социальный риск это частота  $F$  возникновения событий, в которых пострадает с определенной степенью тяжести не менее  $N$  человек. В нашем случае рассматривается вариант со смертельным исходом ремонтной бригады (5 чел на буровой установке) и мониторинговой группы из 2 человек. Частота реализации этих событий равна коллективному риску  $2,992 * 10^{-6}$ . Тогда социальный риск  $2,992 * 10^{-6} / 7 = 4,274 * 10^{-7}$ .

Для персонала ОПО рассчитанный социальный риск рекомендуется [18] сравнивать со следующей функцией:

$$F = 5 * 10^{-2} / N^2$$

$$0,05 / 7^2 = 0,001$$

Риск смертельного поражения населения и персонала сторонних организаций, расположенных за пределами декларируемого объекта, отсутствует.

## 2.7 Перечень наиболее значимых факторов риска аварии на опасном производственном объекте и связанной с ней угрозы с учетом влияния компенсирующих мероприятий и (или) мер безопасности

Условием возможности возникновения аварийной ситуации на скважине с МКД является превышение МКД выше предельно допустимого, что может привести к разгерметизации муфтовых и фланцевых соединений, разрушению тела трубы и цементного камня.

Величина МКД зависит от способа эксплуатации скважины. Частая смена режима работы скважины с резким повышением и снижением давлений, длительные остановки скважины в условиях ММП приводят к дополнительным знакопеременным напряжениям, неблагоприятно влияющих на герметичность резьбовых соединений и уплотнительных элементов.

Нарушение графика наблюдений за МКД, непроведение всех видов запланированных обследований скважины может привести к неучитываемому росту давления выше предельного.

Нарушение герметичности колонн, фланцевых соединений, цементного камня в результате превышения МКД над предельно допустимым давлением приводит к выбросу природного газа в атмосферу. Следствием этого является повышенная загазованность в районе скважины, возможное фонтанирование газа через места негерметичности и при появлении

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №						2019-302-НТЦ-ТОБЭ	Лист 37
			Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

источника возгорания (работа техники бригады КРС, молнии, искры от механических ударов металлических изделий) к факельному горению, с последующим разрушением устья скважины.

На кустовых площадках находятся только скважины до 23 штук. Расстояние между скважинами от 30 м до 110. При колонном и струйном горении поражение соседних скважин невероятно.

Сторонние организации и населенные пункты в зонах действия поражающих факторов, максимальной гипотетической аварии на этих объектах, отсутствуют. Ближайшим населенным пунктом является п. Сеяха – 90 км от южной границы ГКМ.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №						2019-302-НТЦ-ТОБЭ	Лист
			Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

### 3 УСЛОВИЯ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОПАСНОГО ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА

#### 3.1 Сведения о режимах нормальной эксплуатации опасного производственного объекта с указанием предельных безопасных параметров (режимов) технологического процесса и (или) безопасной эксплуатации оборудования

Каждое межколонное пространство имеет индивидуальные характеристики, определяющие опасность МКД. Класс опасности определяется для каждого межколонного пространства.

Для скважин Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения принимается четыре класса опасности (с первого по четвертый в порядке снижения степени опасности). Принадлежность скважины к тому или иному классу определяется в соответствии с приложением Б.

Скважины 1-го класса опасности имеют признаки предельного состояния. Ситуация на скважине характеризуется как недопустимая. Скважина подлежит выводу из эксплуатации с последующим проведением работ по ликвидации МКД с дальнейшим ее вводом в эксплуатацию или ликвидацией.

Уровень опасности скважин 2-го класса оценивается как значительный. Имеются отклонения от условий безопасной эксплуатации, которые могут привести к возникновению аварийной ситуации. Дальнейшая эксплуатация скважины недопустима без проведения технических (капитальный или текущий ремонт, замена оборудования) и организационных мероприятий по снижению риска аварии.

Уровень опасности скважин 3-го класса оценивается как повышенный. Имеются те или иные отклонения от условий безопасной эксплуатации, которые, однако, не препятствуют возможности выполнения скважиной заданных эксплуатационных функций. Дальнейшая эксплуатация скважины возможна при выполнении периодических мероприятий по снижению МКД.

Уровень опасности скважин 4-го класса оценивается как незначительный и не превышает допустимых значений для работоспособного состояния скважины. Дальнейшая эксплуатация скважины возможна без проведения каких-либо дополнительных технических и организационных мероприятий по повышению безопасности при обеспечении контроля над межколонными давлениями.

Класс опасности скважины принимается по худшему из соответствующих отличительных признаков.

Классификация скважин с МКД по степени опасности состояния МКП пересматривается один раз в год за исключением скважин 1-го класса.

В зависимости от класса опасности принимается решение о возможности дальнейшей эксплуатации скважины и проведении мероприятий по ограничению и ликвидации МКД.

С целью поддержания герметичности крепи скважины необходимо избегать частой смены режима работы скважины, резкого повышения и снижения давлений: пуск скважины должен производиться плавно при открытых отводах МКП вплоть до стабилизации температурного режима. Это положение должно приниматься во внимание при проведении любых технологических операций, включая ремонтные работы.

На скважинах в зоне распространения многолетнемерзлых пород запрещаются длительные остановки скважины во избежание роста рабочего давления до статического, охлаждение ствола скважины и устьевого оборудования, появления дополнительных

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.						Лист	
pdf			Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	2019-302-НТЦ-ТОБЭ	39

знакопеременных напряжений, неблагоприятно влияющих на герметичность резьбовых соединений и уплотнительных элементов.

Работы по интенсификации притока пластового флюида в скважинах с МКД 1-го класса опасности запрещаются. Решение о проведении работ по интенсификации пласта в скважинах 2-го класса опасности принимается для конкретной скважины техническим совещанием при заместителе генерального директора по добыче ОАО «Ямал СПГ».

Снижение межколонного давления может быть осуществлено путем проведения периодических стравливаний межколонного флюида или эксплуатации скважины с открытым межколонным пространством, за исключением случаев, когда в межколонном флюиде содержатся сероводородсодержащие компоненты. На скважинах, межколонный флюид которых представлен сухим углеводородным газом, несодержащим коррозионно-активные компоненты, с дебитом постоянного притока менее 10 м<sup>3</sup>/сут рекомендуется провести серию стравливаний межколонного флюида из МКП. После каждого стравливания необходимо закрывать межколонное пространство и регистрировать КВД. При отрицательных результатах работ (неизменность или увеличение МКД, неизменность или увеличение дебита постоянного притока, уменьшение времени восстановления межколонного давления) после третьей попытки стравливания необходимо прекратить. Данные работы проводить только при ГДИ (плановые 1 раз в год).

При контрольных обследованиях скважин необходимо измерять дебит постоянного притока газа и уровень загазованности в районе устья скважины. В случае увеличения дебита постоянного притока флюида, изменения его физико-химических свойств или превышения загазованности в районе устья скважины выше допустимого уровня необходимо закрыть межколонное пространство и дальнейшую эксплуатацию скважин осуществлять при закрытом межколонном пространстве.

### **3.2 Перечень организационных и технических мер безопасности (барьеров безопасности); перечень систем противоаварийной автоматической защиты, контролируемые ими параметры; требования к квалификации персонала**

Для нормальной эксплуатации скважин необходимо сохранение их в исправном техническом состоянии. Это обеспечивается соблюдением мероприятий по контролю, своевременному ремонту скважин.

Скважины с МКД должны обозначаться предупредительными табличками.

Технические решения по обвязке скважин Южно-Тамбейского ГКМ, направленные на повышения безопасности эксплуатации скважин с МКД, принимаются согласно документации на техническое перевооружение ОПО «Фонд скважин Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения» (рег. №А59-60514-001, класс III). «Обустройство комплекса по добыче, подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ». «Кусты газоконденсатных скважин Южно-Тамбейского ГКМ». «Обвязка скважин Южно-Тамбейского ГКМ с межколонными проявлениями» (шифр 12.055.1-00.00-000.00.00). На вышеуказанную документацию имеется «Заключение экспертизы промышленной безопасности», внесенное в реестр заключений за рег. №. 59-ТП-26800-2019.

Для обеспечения надежной эксплуатации скважин с МКД, автоматизации их работы (с целью сокращения времени присутствия обслуживающего персонала) существующими решениями предусмотрено включение средств автоматизации скважин к диспетчерскому комплексу телеметрического измерительного комплекса куста. Телеметрическая система предназначена для оперативного контроля над режимом работы скважин, поддержания оптимальных параметров эксплуатации, автоматического регулирования расхода метанола, передачи на пульт оператора основных параметров работы скважин (давление, температура, расход газа) и сигналов об их отклонениях.

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

Продувка скважин при выводе на режим производится со сжиганием газа на горизонтальной горелке, предусмотренной в обвязке куста.

Для каждого куста скважин от входных сооружений предусмотрен метаноопровод.

Скважины оборудованы колонными головками типа ОКК-1 (21 МПа), ОКК-2 (35 МПа), ОКК-3 (105 МПа) соответственно, на межколонных отводах которых установлены задвижки с фланцевыми соединениями и установленными на них заглушками. Мониторинг за МКД осуществляется при помощи контрольной арматуры, установленной на фланце запорно арматуры межколонного пространства и датчику давления.

Технологическая обвязка скважин с межколонными проявлениями запроектирована с использованием и с учетом расположения существующих инженерных систем и оборудования. Обвязка устьев скважин и набор основных существующих прискважинных сооружений, предусматривает выполнение всех необходимых операций по эксплуатации, ремонту и глушению обустраиваемых скважин.

Скважины на пласты ХМ, ТП оснащены фонтанной арматурой АФ6-100х35 К1 ХЛ с колонной головкой ОКК2-35-178х245х324, оборудованной двумя отводами. Скважины на пласт ПК оснащены фонтанной арматурой АФ6-100х21 К1 ХЛ с колонной головкой ОКК1-21-178х245 К1 ХЛ, оборудованной одним отводом. Скважины на пласт ЮЯ оснащены фонтанной арматурой АФ6-100х105 К2 ХЛ с колонной головкой ОКК3-105-194х273х340х426 К2 ХЛ, оборудованной тремя отводами.

На колонной головке предусмотрена установка дублирующих задвижек.

Отвод МКП осуществляется на установку горелочную горизонтальную, путем врезки трубопровода в коллектор газа продувки.

На линии предусмотрена установка крана-регулятора с ручным приводом для контроля и регулирования расхода газа, узел с краном шаровым полнопроходным для подключения переносного счетчика-расходомера газа.

Для исключения обратного потока из коллектора газа продувки в межколонные пространства на трубопроводе запроектирован обратный клапан.

Для дренирования жидкости, скапливающейся в трубопроводе, предусмотрен узел с краном шаровым. Слив дренажей предусматривается в инвентарные средства с последующей утилизацией.

Процедура сброса давления, создаваемого межколонными проявлениями, начинается с измерений и регистрации этих давлений на колонных головках датчиками давления. Сигнализация срабатывает при достижении пред критического давления с возможностью уставки для каждой скважины индивидуально.

При достижении пред критического давления в межколонных пространствах, обслуживающий персонал должен прибыть на площадку куста для проведения операций по сбросу газа из межколонных пространств в ручном режиме, для чего нужно открыть задвижки на соответствующих колонных головках. Затем открывается задвижка, после чего постепенно открывается регулятор, и газ межколонных проявлений сбрасывается на устройство горизонтальное горелочное. Контроль давления в межколонных пространствах ведется по показаниям манометров, устанавливаемых на колонной головке.

Контроль расхода газа межколонных проявлений предусматривается посредством подключения через кран переносного расходомера термоанемометрического принципа действия.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

pdf

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

2019-302-НТЦ-ТОБЭ

Лист

41

До проведения операций по сбросу давлений из МКП персонал обязан обеспечить розжиг горелки УГГ согласно руководству по эксплуатации и открыть запорную арматуру на входе.

Для оперативного залпового сброса МКД при достижении предельно допустимых значений МКД возможно предусмотреть включение предохранительных клапанов в схему обвязки МКП скважин.

После завершения процедуры на УГГ, перекрываются задвижки на колонных головках. Затем, закрывается задвижка и регулятор. Далее с помощью крана в инвентарные средства сливается скопившаяся в трубе жидкость.

При запуске скважины (прогреве) вести контроль за МКД и при появлении давления проводить разрядку через шайбу и отвод.

В качестве основной запорной арматуры предполагается использование шаровых кранов и задвижек с ручным управлением. Класс герметичности арматуры "А" по ГОСТ 9544-2015. Для удобства дальнейшего технического обслуживания арматура предусматривается во фланцевом исполнении. Тип фланцев и уплотнительной поверхности приняты в соответствии с требованиями приложения "Р" ГОСТ 32569-2013. Вся фланцевая арматура предусмотрена к поставке в комплекте с ответными фланцами, крепежами прокладками. По типу запорного органа шаровые краны DN 25 и менее приняты полнопроходными, краны диаметром более DN 25 приняты полнопроходными только если это требуется условиями технологического процесса. Краны обеспечивают герметичность затвора в любом направлении потока газа. Для приварной арматуры корпус предусматривается с верхним разъемом, для фланцевой – разъемный.

При проведении обследований необходимо контролировать состояние запорной и контрольной арматуры межколонных пространств. Запорная и контрольная арматура межколонных пространств скважин должна быть исправна и работоспособна. Проточная часть контрольной арматуры должна быть свободна от посторонних предметов, ржавчины, смолистых отложений, препятствующих сообщению межколонного пространства с контрольно-измерительной аппаратурой.

Сферическая поверхность шаровой пробки имеет защитное износостойкое покрытие. Твердость покрытия – не ниже 1400 HV.

Конструкция шпиндельного узла крана антивибросная и обеспечивает возможность безопасной замены уплотнения при закрытом затворе и наличии давления на действующем трубопроводе. На шпинделе и корпусе крана предусмотрены метки для определения точного положения шарового крана в открытом и закрытом состоянии без разборки крана или трубопровода (указатель положения затвора). Сальник шпинделя крана имеет не менее двух уплотнительных элементов.

Арматура поставляется с защитным покрытием от атмосферных воздействий. Контактирующие с атмосферой части арматуры защищают от коррозионного воздействия внешней среды климатически стойким покрытием. Материалы и технология нанесения защитного покрытия арматуры обеспечивают защиту в течение всего срока эксплуатации арматуры. Все виды покрытий предусмотрено наносить на арматуру в заводских условиях.

Вся запорная трубопроводная арматура имеет уплотнение в затворе «металл по металлу».

Вся запорная арматура имеет сертификаты соответствия Техническим регламентам Таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования», ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» и ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением».

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.						Лист
pdf	Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	2019-302-НТЦ-ТОБЭ		42

С целью обеспечения надежной эксплуатации скважин с межколонными проявлениями в проекте реализуется полная автоматизация работы скважин без постоянного присутствия обслуживающего персонала с использованием интегрированной системы управления и безопасности (ИСУБ). Оперативный дистанционный контроль работы скважин с межколонными проявлениями производится с помощью передачи основных параметров работы скважин (давление) в существующие блоки-контейнеры АСУ кустов газовых скважин с учетом имеющегося резерва по каналам ввода-вывода. Системный Интегратор оценивает достаточность существующего резерва по каналам ввода-вывода, в случае, если резерва модулей ввода-вывода недостаточно, предусматривает необходимую модернизацию/дополнение шкафов ИСУБ. На контроллерах информация обрабатывается и передается средствами ВОЛС на АРМы операторов, размещенные в здании центральной операторной.

Для отбора проб газа под давлением должны применяться металлические пробоотборники (контейнеры) проточного типа объемом до 4 дм<sup>3</sup>, изготовленные из стали или другого прочного газонепроницаемого металла или сплава, не взаимодействующего с газом, и рассчитанные на максимальное давление отбираемого газа. При давлении и расходе газа в межколонном пространстве, недостаточном для продувки и заполнения пробоотборника, пробы должны отбираться в бутылки способом замещения запирающей жидкости. В качестве запирающей жидкости применяют раствор хлористого натрия по ГОСТ Р 51574-2018 (22%-ный раствор в дистиллированной воде по ГОСТ 6709-72). Транспортирование проб, отобранных в бутылки, следует осуществлять в вертикальном положении горлышком вниз.

Исследования скважин с МКД могут проводиться силами эксплуатирующих организаций или с привлечением сторонних подрядных организаций, имеющих соответствующее оборудование, квалифицированный персонал, аттестованный в области промышленной безопасности, в том числе на право проведения газоопасных работ.

Проверка знаний у рабочих должна проводиться не реже одного раза в 12 месяцев в соответствии с квалификационными требованиями производственных инструкций и/или инструкции по данной профессии.

Работники, осуществляющие непосредственное руководство и выполнение работ освоению, ремонту и реконструкции скважин, ведению геофизических и прострелочно-взрывных работ на скважинах, раз в 2 года должны дополнительно проходить проверку знаний по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при ГНВП».

### 3.3 Определение набора параметров и выбор основных показателей безопасной эксплуатации опасного производственного объекта

Основные параметры, подлежащие контролю при эксплуатации скважин с межколонным давлением:

- присутствие в составе межколонного флюида диоксида углерода;
- давления в межколонных пространствах;

предельно допустимое давление на нижнем отводе для скважины №172:  $P_{\text{МК}}^H = 6,72$  МПа;

предельно допустимое давление на нижнем отводе для скважин №№5011, 3012, 4011, 5021, 4021, 5022, 3022, 4041, 8073, 3072, 5072, 3071, 4071, 5075, 8074, 8075, 5255, 4253, 4303, 3353, 4404, 4431, 8431, 3431, 4433, 8432, 4441, 5441, 4442, 8444, 8451, 5461, 4462, 4471:  $P_{\text{МК}}^H = 7,35$  МПа;

предельно допустимое давление на нижнем отводе для скважин №№155-Р, 152-Р:  $P_{\text{МК}}^H = 7,36$  МПа;

предельно допустимое давление на нижнем отводе для скважин №№3011, 2012, 2013,

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.						Лист	
pdf			Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	2019-302-НТЦ-ТОБЭ	43



2022, 2023, 4042, 7071, 2073, 5073, 2072, 7073, 5071, 7072, 5074, 8303, 6301, 6302, 2402, 2431, 2432, 8443, 2441, 3441, 2451, 4461, 6461, 2471, 6471, 6473, 6472, 8475, 8472, 6476, 6474, 8473, 6477, 3473:  $P_{\text{МК}}^{\text{H}} = 7,45$  МПа;

предельно допустимое давление на среднем отводе для скважины №172:  $P_{\text{МК}}^{\text{CP}} = 20,56$  МПа;

предельно допустимое давление на межколонном отводе для скважины №1072:  $P_{\text{МК}} = 8,08$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№2022, 2073, 2441:  $P_{\text{МК}}^{\text{B}} = 12,64$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№2072, 2432:  $P_{\text{МК}}^{\text{B}} = 12,88$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №2431:  $P_{\text{МК}}^{\text{B}} = 12,99$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №2471:  $P_{\text{МК}}^{\text{B}} = 13,04$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№5071, 5074:  $P_{\text{МК}}^{\text{B}} = 13,07$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№3011, 2012, 2013, 2023, 4042, 2402, 2451, 3473:  $P_{\text{МК}}^{\text{B}} = 14,40$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№3071, 8074, 8431, 8432, 4442, 3441, 8444:  $P_{\text{МК}}^{\text{B}} = 15,12$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№5011, 3012, 4011, 3022, 3353:  $P_{\text{МК}}^{\text{B}} = 15,20$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№5021, 5075:  $P_{\text{МК}}^{\text{B}} = 15,28$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№4431, 3431, 4433, 4441:  $P_{\text{МК}}^{\text{B}} = 15,66$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №4071:  $P_{\text{МК}}^{\text{B}} = 15,80$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №4471:  $P_{\text{МК}}^{\text{B}} = 15,90$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№4021, 5022, 4041, 5255, 4253, 4303, 4404, 8451, 4462:  $P_{\text{МК}}^{\text{B}} = 16,00$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№8073, 5072, 8075, 6476:  $P_{\text{МК}}^{\text{B}} = 16,70$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №5461:  $P_{\text{МК}}^{\text{B}} = 16,80$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №6471:  $P_{\text{МК}}^{\text{B}} = 17,76$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №3072:  $P_{\text{МК}}^{\text{B}} = 18,00$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№6301, 6302, 6461, 6474, 6477:  $P_{\text{МК}}^{\text{B}} = 18,80$  МПа;

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

pdf

Лист

2019-302-НТЦ-ТОБЭ

44

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№7071, 5073, 7073, 7072, 5441, 6473, 6472:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 19,44$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№155-Р, 152-Р:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 19,80$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№4461, 8473:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 20,40$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №№8443, 8475, 8472:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 20,86$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №8303:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 21,60$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №172:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 45,52$  МПа;

- предельно допустимый дебит газа из межколонного пространства при установившемся режиме стравливания  $Q_{\text{МК}}^{\text{Г}} = 1000$  м<sup>3</sup>/сут;

- безопасный дебит газа из межколонного пространства при установившемся режиме стравливания  $Q_{\text{МКГ}}^{\text{Б}} < 100$  м<sup>3</sup>/сут;

- грифоны вокруг устья скважины;

- высота подъема цемента.

Деление скважин с МКД на классы приложение Б. Эксплуатация скважин определенного класса с определенным выше перечисленным набором параметров.

### 3.4 Оценка значений выбранных показателей до и после отступления от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности

Скважины с межколонным давлением согласно п.п. 117, 122, 293, 296, 658, 1326 ФНП ПБ НПП не могут вводиться в эксплуатацию после бурения или КРС, но в правилах не оговариваются величины МКД, с которыми невозможно эксплуатировать данные скважины. Данной работой для скважин №№5011, 3011, 2012, 2013, 4011, 2022, 5021, 4021, 5022, 3022, 2023, 4041, 4042, 2041, 8073, 3072, 7071, 5072, 2073, 5073, 3071, 1072, 2072, 4071, 5075, 7073, 5071, 7072, 5074, 8074, 8075, 5255, 4253, 155-Р, 8303, 6301, 6302, 4303, 3353, 152-Р, 2402, 4404, 4431, 2431, 8431, 3431, 4433, 2432, 8432, 8443, 4441, 5441, 2441, 4442, 3441, 8444, 8451, 2451, 172, 4461, 6461, 5461, 4462, 2471, 6471, 6473, 6472, 8475, 8472, 6476, 4471, 6474, 8473, 6477, 3473 устанавливаются предельные МКД и дебиты на период сразу после строительства скважин.

предельно допустимое давление на нижнем отводе для скважины №172:  $P_{\text{МК}}^{\text{Н}} = 6,72$  МПа;

предельно допустимое давление на нижнем отводе для скважин №№5011, 3012, 4011, 5021, 4021, 5022, 3022, 4041, 8073, 3072, 5072, 3071, 4071, 5075, 8074, 8075, 5255, 4253, 4303, 3353, 4404, 4431, 8431, 3431, 4433, 8432, 4441, 5441, 4442, 8444, 8451, 5461, 4462, 4471:  $P_{\text{МК}}^{\text{Н}} = 7,35$  МПа;

предельно допустимое давление на нижнем отводе для скважин №№155-Р, 152-Р:  $P_{\text{МК}}^{\text{Н}} = 7,36$  МПа;

предельно допустимое давление на нижнем отводе для скважин №№3011, 2012, 2013, 2022, 2023, 4042, 7071, 2073, 5073, 2072, 7073, 5071, 7072, 5074, 8303, 6301, 6302, 2402, 2431, 2432, 8443, 2441, 3441, 2451, 4461, 6461, 2471, 6471, 6473, 6472, 8475, 8472, 6476, 6474, 8473, 6477, 3473:  $P_{\text{МК}}^{\text{Н}} = 7,45$  МПа;

предельно допустимое давление на среднем отводе для скважины №172:  $P_{\text{МК}}^{\text{СР}} = 20,56$

Взам. инв. №		Подпись и дата		Инв. № подл.	pdf						2019-302-НТЦ-ТОБЭ	Лист
						Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

МПа;

предельно допустимое давление на межколонном отводе для скважины №1072:  $P_{МК}^B = 8,08$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№2022, 2073, 2441:  $P_{МК}^B = 12,64$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№2072, 2432:  $P_{МК}^B = 12,88$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №2431:  $P_{МК}^B = 12,99$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №2471:  $P_{МК}^B = 13,04$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№5071, 5074:  $P_{МК}^B = 13,07$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№3011, 2012, 2013, 2023, 4042, 2402, 2451, 3473:  $P_{МК}^B = 14,40$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№3071, 8074, 8431, 8432, 4442, 3441, 8444:  $P_{МК}^B = 15,12$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№5011, 3012, 4011, 3022, 3353:  $P_{МК}^B = 15,20$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№5021, 5075:  $P_{МК}^B = 15,28$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№4431, 3431, 4433, 4441:  $P_{МК}^B = 15,66$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №4071:  $P_{МК}^B = 15,80$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №4471:  $P_{МК}^B = 15,90$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№4021, 5022, 4041, 5255, 4253, 4303, 4404, 8451, 4462:  $P_{МК}^B = 16,00$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№8073, 5072, 8075, 6476:  $P_{МК}^B = 16,70$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №5461:  $P_{МК}^B = 16,80$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №6471:  $P_{МК}^B = 17,76$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №3072:  $P_{МК}^B = 18,00$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№6301, 6302, 6461, 6474, 6477:  $P_{МК}^B = 18,80$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№7071, 5073, 7073, 7072, 5441, 6473, 6472:  $P_{МК}^B = 19,44$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№155-Р, 152-Р:  $P_{МК}^B =$

Взам. инв. №		Подпись и дата		Инв. № подл.	pdf						2019-302-НТЦ-ТОБЭ	Лист
						Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

19,80 МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважин №№4461, 8473:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 20,40$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №№8443, 8475, 8472:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 20,86$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №8303:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 21,60$  МПа;

предельно допустимое давление на верхнем отводе для скважины №172:  $P_{\text{МК}}^{\text{В}} = 45,52$  МПа;

Предельно-допустимый дебит газа при установившемся режиме  $Q_{\text{МК}}^{\text{Г}} = 1000$  м<sup>3</sup>/сут;

Предельно-допустимый дебит жидкости при установившемся режиме  $Q_{\text{МК}}^{\text{Ж}} = 1$  м<sup>3</sup>/сут;

Безопасный дебит газа при установившемся режиме  $Q_{\text{МКГ}}^{\text{Б}} < 100$  м<sup>3</sup>/сут;

Безопасный дебит жидкости при установившемся режиме  $Q_{\text{МКЖ}}^{\text{Б}} < 0,1$  м<sup>3</sup>/сут.

При дальнейшей эксплуатации согласно износу обсадных труб значения МКД и дебиты уточняются в соответствии п. 2.2.1 и приложением В.

### 3.5 Обоснование решения о безопасной эксплуатации опасного производственного объекта

Величина предельно допустимого межколонного давления определяется для каждого межколонного пространства исходя из условий:

- сохранения целостности обсадных колонн;
- недопущения миграции межколонного флюида в горные породы в интервале заколонного пространства.

Для безопасной эксплуатации скважин требуется согласно графику контроль над  $P_{\text{МК}}$  и  $Q_{\text{МК}}$ . При замере  $Q_{\text{МК}}$  происходит стравливание газа из МКП, что приводит к снижению  $P_{\text{МК}}$ .

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №						2019-302-НТЦ-ТОБЭ	Лист
			Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

### 3.6 Сравнение значений выбранных показателей безопасной эксплуатации опасного производственного объекта с критериями обеспечения безопасной эксплуатации при отступлении от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности

Таблица 3.6.1 - Сравнение межколонных давлений  
в скважинах с предельными давлениями

№ скв.	Верхний отвод 245х178		Нижний отвод 324х245		Возможность эксплуатации, да/нет
	Предельное $P_{МК}^B$ , МПа	Текущее $P_{МК}^B$ , МПа	Предельное $P_{МК}^H$	Текущее $P_{МК}^H$ , МПа	
1	2	3	4	5	6
5011	15,20	4,60	7,35	3,50	да
3011	14,40	1,80	7,45	0	да
3012	15,20	0,40	7,35	1,00	да
2012	14,40	11,57	7,45	0	да
2013	14,40	4,90	7,45	0	да
4011	15,20	9,20	7,35	0	да
2022	12,64	0	7,45	1,20	да
5021	15,28	0,50	7,35	0,59	да
4021	16,00	4,30	7,35	4,40	да
5022	16,00	0	7,35	0,70	да
3022	15,20	5,40	7,35	0,49	да
2023	14,40	11,30	7,45	0	да
4041	16,00	0,10	7,35	0	да
4042	14,40	0	7,45	0,40	да
8073	16,70	1,57	7,35	2,06	да
3072	18,00	4,31	7,35	0	да
7071	19,44	0	7,45	3,14	да
5072	16,70	3,33	7,35	0,78	да
2073	12,64	3,04	7,45	0	да
5073	19,44	1,18	7,45	0	да
3071	15,12	12,16	7,35	0	да
1072	8,08	0,39			да
2072	12,88	2,45	7,45	1,86	да
4071	15,80	0	7,35	1,96	да
5075	15,28	0,69	7,35	0	да
7073	19,44	8,24	7,45	6,67	да
5071	13,07	0	7,45	2,35	да
7072	19,44	10,59	7,45	0,49	да
5074	13,07	9,41	7,45	1,86	да
8074	15,12	0,78	7,35	0,78	да
8075	16,70	5,69	7,35	6,77	да
5255	16,00	6,80	7,35	0	да
4253	16,00	5,60	7,35	5,40	да
155-Р	19,80	10,00	7,36	0	да
8303	21,60	2,20	7,45	0	да
6301	18,80	3,90	7,45	0	да
6302	18,80	10,60	7,45	0	да

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

pdf

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

2019-302-НТЦ-ТОБЭ

Лист

48

Продолжение таблицы 3.6.1

№ скв.	Верхний отвод 245х178		Нижний отвод 324х245		Возможность эксплуатации, да/нет
	Предельное $P_{\text{МК}}^{\text{В}}$ , МПа	Текущее $P_{\text{МК}}^{\text{В}}$ , МПа	Предельное $P_{\text{МК}}^{\text{Н}}$	Текущее $P_{\text{МК}}^{\text{Н}}$ , МПа	
1	2	3	4	5	6
4303	16,00	7,50	7,35	0	да
3353	15,20	2,60	7,35	0	да
152-Р	19,80	2,75	7,36	0	да
2402	14,40	11,60	7,45	0	да
4404	16,00	2,10	7,35	0	да
4431	15,66	0,69	7,35	0	да
2431	12,99	1,57	7,45	0,49	да
8431	15,12	2,94	7,35	1,77	да
3431	15,66	12,26	7,35	1,86	да
4433	15,66	11,77	7,35	5,88	да
2432	12,88	10,78	7,45	0	да
8432	15,12	0	7,35	0,88	да
8443	20,86	8,73	7,45	1,86	да
4441	15,66	1,67	7,35	0	да
5441	19,44	1,86	7,35	1,67	да
2441	12,64	1,67	7,45	0	да
4442	15,12	3,53	7,35	3,53	да
3441	15,12	0	7,45	0,78	да
8444	15,12	0	7,35	2,26	да
8451	16,00	10,40	7,35	1,86	да
2451	14,40	0	7,45	0,39	да
4461	20,40	2,90	7,45	0	да
6461	18,80	5,10	7,45	0	да
5461	16,80	15,00	7,35	0	да
4462	16,00	13,40	7,35	0	да
2471	13,04	0,88	7,45	0,88	да
6471	17,76	12,50	7,45	0	да
6473	19,44	2,30	7,45	2,40	да
6472	19,44	4,10	7,45	3,60	да
8475	20,86	2,00	7,45	0	да
8472	20,86	0	7,45	1,80	да
6476	16,70	3,50	7,45	4,00	да
4471	15,90	1,40	7,35	0	да
6474	18,80	7,90	7,45	0	да
8473	20,40	0,90	7,45	0	да
6477	18,80	5,80	7,45	0	да
3473	14,40	12,00	7,45	0	да

Примечание: при сравнении  $Q_{\text{МК}} < 100 \text{ м}^3$ .

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

pdf

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

2019-302-НТЦ-ТОБЭ

Лист

49

Продолжение таблицы 3.6.1

№ скв.	Верхний отвод 273х194		Средний отвод 340х273		Нижний отвод 426х340		Возможность эксплуатации, да/нет
	Предельное $P_{\text{МК}}^{\text{В}}$ , Мпа	Текущее $P_{\text{МК}}^{\text{В}}$ , Мпа	Предельное $P_{\text{МК}}^{\text{СР}}$ , Мпа	Текущее $P_{\text{МК}}^{\text{СР}}$ , Мпа	Предельное $P_{\text{МК}}^{\text{Н}}$	Текущее $P_{\text{МК}}^{\text{Н}}$ , Мпа	
1	2	3	4	5	6	7	8
172	45,52	0,49	20,56	0,39	6,72	0,10	да

Примечание: при срабатывании  $Q_{\text{МК}} < 100 \text{ м}^3$ .

При периодическом контроле и получении дополнительной информации об износе колонн, значения предельных МКД подлежат пересчету.

Инв. № подл.	pdf					2019-302-НТЦ-ТОБЭ	Лист
							50
		Изм.	Лист	№ докум.	Подпись		Дата
Инв. № инв.							
Подпись и дата							

#### 4 ТРЕБОВАНИЯ К ЭКСПЛУАТАЦИИ, КАПИТАЛЬНОМУ РЕМОНТУ, КОНСЕРВАЦИИ ИЛИ КВИДАЦИИ ОПАСНОГО ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА

Размещение оборудования, трубопроводов и сооружений, необходимых для эксплуатации и капитального ремонта скважин, должно определяться ПД обустройства кустов скважин месторождения, а оборудования и сооружений, необходимых для строительства скважин – «Схемой расположения оборудования и сооружений» ПД на строительство скважин.

Генеральные планы кустов скважин должны разрабатываться в составе ПД на обустройство месторождения на основе «Схем расположения оборудования и сооружений» ПД на строительство скважин. Геометрические размеры кустового основания должны обеспечивать размещение необходимого комплекса оборудования и сооружений и производство работ по монтажу, передвижке, демонтажу буровой установки, по бурению, освоению, эксплуатации и капитальному ремонту скважин.

На ОПО при обнаружении давления в межколонном пространстве эксплуатация скважины может быть продолжена при соблюдении требований по эксплуатации скважин с межколонным давлением. Решение о дальнейшей эксплуатации скважины принимается пользователем недр (специальной комиссией) на основании результатов исследований и принятию мер по выявлению источников межколонного давления, определению параметров межколонного давления и условий дальнейшей эксплуатации.

##### 4.1 Требования промышленной безопасности, связанные с отступлениями от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности, их недостаточностью или отсутствием

Скважины с межколонным давлением согласно п.п. 117, 122, 293, 296, 658, 1326 ФНП ПБНПП не могут быть начаты освоением или испытанием после бурения или КРС.

Поскольку, по разным причинам, практически невозможно избежать МКД, то имеющихся требований Правил недостаточно.

Необходимо установить требования по эксплуатации скважин с МКД по предельно допустимым значениям межколонных давлений  $P_{\text{МК}}^{\text{г}}$  и предельно допустимому дебиту скважины из межколонного пространства  $Q_{\text{МК}}^{\text{г}}$ .

Инв. № подл.	pdf	Взам. инв. №	Подпись и дата						2019-302-НТЦ-ТОБЭ	Лист
				Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	51	



Таблица 4.1.1 – Обоснование безопасности ОПО

№ п/п	Требования ФПН	Требования промбезопасности, связанные с отступлением от требований ФНП	Мероприятия, компенсирующие отступления от требований ФПН
1	2	3	4
п. 117	Конструкция скважины в части надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать: - условия безопасного ведения работ, связанных с использованием недр и охраной окружающей среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепления скважины, герметичности обсадных колонн и кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и пространства вокруг устья скважины.	Работы по освоению и испытанию скважин могут быть начаты при обеспечении следующих условий: ... межколонные давления должны быть меньше $P_{\text{МК}}^{\text{г}}$ и установившиеся дебиты из МКП меньше $Q_{\text{МК}}^{\text{г}}$ (установленных в данном изменении №2 к обоснованию ОПО).	Мониторинг за МКД и дебитом из МКП.  При $P_{\text{МК}} < 0,7 P_{\text{МК}}^{\text{г}}$ и $Q_{\text{МК}}^{\text{г}} < 100 \text{ м}^3/\text{сут}$ , отсутствие коррозионно-агрессивных компонентов - скважины эксплуатируются без проведения каких-либо дополнительных технических и организационных мероприятий по повышению безопасности при обеспечении контроля за межколонными давлениями.  $P_{\text{МК}} < 0,7 P_{\text{МК}}^{\text{г}}$ и $Q_{\text{МК}}^{\text{г}} < 100 \text{ м}^3/\text{сут}$ , Выполняется хотя бы 1 условие: - вода с минерализацией более 1000 мг/л или рН ниже 7; - диоксид углерода при парциальном давлении до 0,05 МПа. Дальнейшая эксплуатация скважины возможна при выполнении периодических мероприятий по снижению МКД (сравливание газа).  Выполняется хотя бы 1 условие: - $P_{\text{МК}}^{\text{г}} > P_{\text{МК}} > 0,7 P_{\text{МК}}^{\text{г}}$ и $1000 > Q_{\text{МК}}^{\text{г}} > 100 \text{ м}^3/\text{сут}$ ; - диоксид углерода при парциальном давлении от 0,05 до 0,2 МПа; - механические примеси (продукты коррозии, осадки). Дальнейшая эксплуатация скважины недопустима без проведения технических (капитальный или текущий ремонт, замена оборудования) и организационных мероприятий по снижению риска аварии.  Выполняется хотя бы 1 условие: - $P_{\text{МК}} \geq P_{\text{МК}}^{\text{г}}$ ; - $Q_{\text{МК}}^{\text{г}} \geq 1000$ ; - грифоны вокруг скважины. Ситуация не допустимая. Скважины выводятся из эксплуатации, проводится КРС со снижением опасности скважины и если это не возможно, то скважина ликвидируется.
п. 122	Конструкция устья скважины, колонных головок, герметизирующих устройств должна обеспечивать: - герметичность межколонных пространств при бурении и эксплуатации скважины.		
п. 293	Выбор резьбовых соединений и герметизирующих средств в интервалах интенсивного искривления ствола должен обеспечивать требуемые прочностные характеристики обсадной колонны, герметичность и надежность крепи в течении всего периода эксплуатации скважины. Типы применяемых резьбовых соединений и резьбовых смазок определяются рабочим проектом.		
п. 296	Работы по освоению и испытанию скважин могут быть начаты при обеспечении следующих условий: ...отсутствуют межколонные давления.		
п. 658	Конструкция газовых скважин, обвязка их устья, порядок испытания на прочность и герметичность, освоение скважины должны соответствовать требованиям глав XII, XIX, XX, XXIII настоящих Правил.		

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

pdf

Лист

2019-302-НТЦ-ТОБЭ

52

Изм. Лист № докум. Подпись Дата



## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

[1] Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (с изменениями).

[2] Федеральный закон от 23.11.1995 № 174-ФЗ «Об экологической экспертизе» (с изменениями).

[3] Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 г. № 101) (зарегистрирован Минюстом России 19 апреля 2013 г., регистрационный №28222) (с изменениями).

[4] Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», утвержденные приказом Ростехнадзора от 11 марта 2013 г. № 96 (зарегистрирован Минюстом России 16 августа 2013 г., регистрационный № 28138) (с изменениями).

[5] Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта», утверждённые приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору № 306 от 15 июля 2013 г. (с изменениями).

[6] Руководство по безопасности «Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазоперерабатывающей, нефте- и газохимической промышленности», утвержденное приказом Ростехнадзора от 27 декабря 2013 г. № 646 (с изменениями).

[7] Руководство по безопасности «Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов», утвержденное приказом Ростехнадзора от 7 ноября 2014 г. № 500 (с изменениями).

[8] Руководство по безопасности «Методика моделирования распространения аварийных выбросов опасных веществ», утвержденное приказом Ростехнадзора от 20 апреля 2015 г. № 158 (с изменениями).

[9] Руководство по безопасности «Методика оценки последствий аварий на взрывопожароопасных химических производствах», утвержденное приказом Ростехнадзора от 20 апреля 2015 г. № 160 (с изменениями).

Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Инв. № подл.							
pdf							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	2019-302-НТЦ-ТОБЭ		Лист
							54

[10] РД 03-496-02. Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах.

[11] «Методические рекомендации по разработке обоснования безопасности опасных производственных объектов нефтегазового комплекса», приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору № 387 от 30.09.2015.

[12] Приказ Ростехнадзора от 11.04.2016 № 144 «Об утверждении Руководства по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах».

[13] Руководство по безопасности «Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей» (утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 31 марта 2016 г. N 137).

[14] ГОСТ Р 12.3.047-98 Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.

[15] СТО Газпром 2-2.3-351-2009 «Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром».

[16] СТО Газпром РД 2.1-142 -2005 Методика расчета допустимых значений параметров конструкций скважин, температурного режима их эксплуатации, технических решений по обеспечению устойчивости и целостности устья и обсадных колонн. Тюмень: ООО «ТюменьНИИгазпрогаз», 2004. – 26 с.

[17] СТО Газпром 2-2.3-696-2013 Руководство по эксплуатации скважин с межколонными давлениями на месторождениях и подземных хранилищах газа.

[18] СТО Газпром 2-2.3-400-2009 Методика анализа риска для опасных производственных объектов газодобывающих предприятий ОАО «Газпром».

[19] СТО Газпром 2-2.3-145-2007 Инструкция по техническому диагностированию скважин ПХГ. Москва 2007 г.

[20] Приказ Ростехнадзора от 17.08.2015 № 317 «Об утверждении руководства по безопасности «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах нефтегазодобычи».

[21] Инструкции по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. – М.: ВНИИТнефть, 1997. – 194с.

[22] Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах (введена в действие приказом МЧС РФ от 10 июля 2009 г. N 404) (с изменениями).

[23] Хенли Е., Кумамото Дж. Надежность технических систем и оценка риска: Пер.с англ. М. Машиностроение, 1984.

Взам. инв. №		Подпись и дата		Инв. № подл.	pdf						2019-302-НТЦ-ТОБЭ	Лист
						Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

[24] Методика оценки работоспособности фонтанной арматуры на период разработки месторождений природного газа Крайнего Севера России.- М.: ОАО «Газпром», ООО «ВНИИГАЗ», 1998 г. – 10 с.

[25] Методика определения степени риска при проектировании и строительстве нефтяных и газовых скважин: утв. Госгортехнадзором РФ 26.12.1996 г.-М.: Госгортехнадзор, 1996.

[26] Проектная документация «Групповой рабочий проект на бурение эксплуатационных скважин на объекты VII (пласты  $ТП_{12}^{1a}+ТП_{12}^2$ ,  $ТП_{13}+ТП_{14\div 15}$ ), VIII (пласты  $ТП_{17\div}ТП_{19}^1$ ) на Южно-Тамбейском газоконденсатном месторождении» Раздел 12, часть 1 «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, мероприятия по противодействию терроризму»

[27] Проектная документация «Групповой рабочий проект на бурение скважин на юрские отложения Южно-Тамбейского ГКМ» Раздел 12, часть 1 «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, мероприятия по противодействию терроризму»

[28] - «Справочник химика». Издательство «Наука», М., 1982.

[29] - Справочник «Вредные вещества в промышленности» Издание 7-е, Москва, Издательство «Химия».

[30] - ГОСТ ССБТ 12.1.005-88. «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».

[31] - Гигиенические нормативы ГН 2.2.5. 1313-03 «Предельно допустимые концентрации вредных веществ (ПДК) в воздухе рабочей зоны».

[32] - А.Я. Корольченко, Д.А. Корольченко «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов и средства их тушения» Справочник: в 2-х ч. – 2-е изд., перераб. и доп. – М., Асс. «Пожнаука», 2004.

[33] РД 51-1-96. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих. 1996 г.

[34] Декларация Российского научного общества анализа риска «О предельно допустимых уровнях риска» // Проблемы анализа риска.-2006.-Том 3, №2.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №						2019-302-НТЦ-ТОБЭ	Лист
									56
pdf	Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				

## Приложение А

Приложение № 1  
к Договору на оказание услуг  
№ 2019-300-НТЦ  
от «25» ноября 2019 г.

**Техническое задание на разработку  
Изменения №2 к Обоснованию безопасности опасного  
производственного объекта «Скважины с предельно допустимыми  
межколонными давлениями Южно-Тамбейского ГКМ». «Фонд скважин  
Южно-Тамбейского ГКМ» с регистрацией Заключения ЭПБ ОБ ОПО в  
органах Ростехнадзора**

Перечень основных данных и требований	Описание
1. Наименование услуг	Разработка Изменения №2 к «Обоснованию безопасности опасного производственного объекта. Фонд скважин Южно-Тамбейского ГКМ»
2. Сведения о заказчике, генеральной проектной организации, разработчике обоснования безопасности	<p>Заказчик: ОАО «Ямал СПГ».</p> <p>Адрес: Российская Федерация, 629700, ЯНАО, Ямальский район, с. Яр-Сале, ул. Худи Сэроко, д. 25/А.</p> <p>Тел.: +7 (495) 228-98-50, +7 (495) 228-98-49.</p> <p>Электронный адрес (e-mail): secretary@yamalspg.ru.</p> <p>Генеральный директор ОАО «Ямал СПГ» Колесников Игорь Александрович.</p> <p>Лицензия на пользование недрами СЛХ №13239 НЭ от 13.07.2005 г. Дата окончания действия лицензии – 31.12.2045 г.</p> <p>Генеральная проектная организация: ООО «НОВАТЭК НТЦ».</p> <p>Адрес: Российская Федерация, 625026, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. 50 лет ВЛКСМ, д. 53.</p> <p>Тел.: +7 (3452) 68-03-00.</p> <p>Факс: +7 (3452) 68-03-33.</p> <p>Генеральный директор ООО «НОВАТЭК НТЦ» Шаров И.А.</p> <p>СРО: № П-026-17092009.</p> <p>Разработчик обоснования безопасности: ООО «НПП Инновации ТЭК».</p> <p>Реквизиты предприятия: ИНН 720223956, КПП 720301001, адрес: Российская Федерация, 625014, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. Чекистов д. 38, 3 этаж.</p> <p>Тел.: +7 952-671-51-02.</p> <p>Генеральный директор ООО «НПП Инновации ТЭК»</p>

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

pdf

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

2019-302-НТЦ-ТОБЭ

Лист

57

## Приложение А

	Яковлев Игорь Григорьевич. СРО: № 0687.00-2016-7202233956-П-159
3. Область применения	Эксплуатация скважин с межколонными давлениями.
4. Термины и определения	<p>Авария - Разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ (Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ).</p> <p>Анализ риска (анализ опасностей и оценка риска аварий) - Совокупность научно-технических методов исследования опасностей возникновения, развития и последствий возможных аварий, включающую планирование работ, идентификацию опасностей аварий, оценку риска аварий, установление степени опасности возможных аварий, а также разработку и своевременную корректировку мероприятий по снижению риска аварий (Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах. Приказ Ростехнадзора от 11.04.2016 N 144).</p> <p>Идентификация опасностей аварии - Выявление источников возникновения аварий и определение соответствующих им типовых сценариев аварии (Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах. Приказ Ростехнадзора от 11.04.2016 N 144).</p> <p>Индивидуальный риск - Ожидаемая частота (частота) поражения отдельного человека в результате воздействия исследуемых поражающих факторов аварии (Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах. Приказ Ростехнадзора от 11.04.2016 N 144).</p> <p>Инцидент - Отказ или повреждение технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, отклонение от установленного режима технологического процесса. (Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ).</p> <p>Качественная оценка риска аварии - Описание качественных характеристик и признаков возможности возникновения и соответствующей тяжести последствий реализации аварии для жизни и здоровья человека, имущества и окружающей среды (Методические основы по проведению анализа</p>

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

pdf

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

2019-302-НТЦ-ТОБЭ

Лист

58



## Приложение А

опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах. Приказ Ростехнадзора от 11.04.2016 N 144).

Количественная оценка риска аварии - Определение значений числовых характеристик случайной величины ущерба (человеку, имуществу и окружающей среде) от аварии на ОПО. В количественной оценке риска аварии оцениваются значения вероятности (частоты) и соответствующей степени тяжести последствий реализации различных сценариев аварий для жизни и здоровья человека, имущества и окружающей среды (статья 1 Федерального закона от 21 июля 1997 г. N 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов").

Обоснование безопасности опасного производственного объекта - Документ, содержащий сведения о результатах оценки риска аварии на ОПО и связанной с ней угрозы, условия безопасной эксплуатации ОПО, требования к эксплуатации, капитальному ремонту, консервации и ликвидации ОПО (Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ).

Опасный производственный объект - Предприятия или их цехи, участки, площадки, а также иные производственные объекты, указанные в Приложении 1 к Федеральному закону «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ).

Оценка риска аварии - Определение качественных и (или) количественных характеристик опасности аварии (Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах. Приказ Ростехнадзора от 11.04.2016 N 144).

Промышленная безопасность - Состояние защищенности жизненно важных интересов личности и общества от аварий на ОПО и последствий указанных аварий (статья 1 Федерального закона от 21 июля 1997 г. N 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов").

Риск аварии - Мера опасности, характеризующая возможность возникновения аварии на ОПО и соответствующую ей тяжесть последствий (Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных

Инв. № подл.	Взам. инв. №
pdf	
Изм.	Лист
№ докум.	Подпись
Дата	



## Приложение А

	<p>производственных объектах. Приказ Ростехнадзора от 11.04.2016 N 144).</p> <p>Типовой сценарий аварии - Сценарий аварии после разрушения отдельного сооружения и (или) технического устройства, а также возникновения неконтролируемого взрыва и (или) выброса опасных веществ из единичного технологического оборудования (блока) с учетом регламентного срабатывания имеющихся систем противоаварийной защиты, локализации аварии и противоаварийных действий персонала (Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах. Приказ Ростехнадзора от 11.04.2016 N 144).</p> <p>Ударная волна - Распространяющаяся со сверхзвуковой скоростью в газе, жидкости или твердом теле тонкая переходная область (фронт), в которой происходит резкое увеличение давления, плотности и температуры (Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах. Приказ Ростехнадзора от 11.04.2016 N 144).</p> <p>Фоновый риск аварии - Численное значение риска аварии на ОПО (или составной части ОПО), определенное с учетом статистики за последние 5 - 10 лет (Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах. Приказ Ростехнадзора от 11.04.2016 N 144).</p>
5. Сведения о необходимости разработки ОБ	<p>1. Проект «Обязка скважин Южно-Тамбейского ГКМ с межколонными проявлениями», ЮЖНИИГИПРОГАЗ, 2019г.</p> <p>2. Организационно-технические мероприятия по подготовке регламентирующей документации по исследованию и эксплуатации скважин с МКД на Южно-Тамбейском ГКМ.</p> <p>3. Федеральный закон от 21.07.97 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».</p>
6. Вид услуг	<p>Разработка Изменения №2 к «Обоснованию безопасности опасного производственного объекта. Фонд скважин Южно-Тамбейского ГКМ» с прохождением экспертизы промышленной безопасности и регистрацией в органах Ростехнадзора.</p>

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

pdf

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

2019-302-НТЦ-ТОБЭ

Лист

60

## Приложение А

7. Описание ОПО	ОПО средней опасности III класс. Разведочные и эксплуатационные скважины Южно-Тамбейского ГКМ, имеющие межколонные давления. Скважины построены и эксплуатируются в соответствии с проектной документацией, разработанной ООО «НОВАТЭК НТЦ». Проектная документация имеет все согласования и экспертизы, установленные законом. Так же информация, описывающая ОПО, представлена в п.12 настоящего задания.
8. Год ввода в пробную или промышленную эксплуатацию	2013 - 2021гг. (поэтапно).
9. Перечень отступлений от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности, содержащий обоснование их необходимости, либо недостающие и (или) отсутствующие требования промышленной безопасности для данного ОПО.	Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждены приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101: а) п. 117 ФНиП БП НГП «Конструкция скважины в части надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать: - условия безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами и охраны окружающей среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепления скважины, герметичности обсадных колонн и кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и пространства вокруг устья скважины»; б) п. 122 ФНиП ПБ НГП «Конструкция устья скважины, колонных головок, герметизирующих устройств должна обеспечивать: - герметичность межколонных пространств при бурении и эксплуатации скважины»; в) п. 293 ФНиП ПБ НГП «Выбор резьбовых соединений и герметизирующих средств в интервалах интенсивного искривления ствола должен обеспечивать требуемые прочностные характеристики обсадной колонны, герметичность и надежность крепи в течении всего периода эксплуатации скважины. Типы применяемых резьбовых соединений и резьбовых смазок определяются рабочим проектом»; г) п. 296 ФНиП ПБ НГП «Работы по освоению и испытанию скважин могут быть начаты при обеспечении следующих условий: ...отсутствуют межколонные давления»; д) п. 658 ФНиП ПБ НГП «Конструкция газовых

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

pdf

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

2019-302-НТЦ-ТОБЭ

Лист

61

	<p>скважин, обвязка их устья, порядок испытания на прочность и герметичность, освоение скважины должны соответствовать требованиям глав XII, XIX, XX, XXIII настоящих Правил»;</p> <p>е) п. 1326 ФНиП ПБ НГП «При обнаружении в ходе проверок или в других случаях недостатков (устьевое давление, межколонные проявления, грифоны и другие) скважина должна быть выведена из консервации. Пользователь недр обязан выяснить причины недостатков, разработать и реализовать мероприятия по их устранению по планам, согласованным с территориальным органом Ростехнадзора.</p> <p>Дальнейшая консервация скважины может быть продлена после устранения причин появления неисправностей и по согласованию и по согласованию с территориальным органом Ростехнадзора.</p> <p>Отступления необходимы для эксплуатации скважин с межколонными давлениями.</p> <p>Для безопасной эксплуатации скважин с межколонными давлениями проводится визуальный и инструментальный контроль над их состоянием (давления, проявления, грифоны, целостность конструкции).</p>
10. Район, пункт, площадка оказания услуг.	Южно-Тамбейское газоконденсатное месторождение, Тюменская область, Ямало-Ненецкий автономный округ, Ямальский район, нефтерайон - 1В.
11. Краткая характеристика района	Восточная часть полуострова Ямал. Ближайшими населенными пунктами являются поселки Тамбей и Сабетта, расположенные, в среднем, на расстоянии соответственно 20 и 10 км от проектируемых объектов. Административный центр района, с. Яр-Сале, расположен в 460 км к югу от района работ. Населенные пункты мыс Дровяной расположен в 104 км от северной границы участка, пос. Ст. Харасавей в 145 км и пос. Мордыха в 170 км от западной границы участка, на расстоянии 90 км от южной границы лицензионного участка расположен с. Сеяха.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

pdf

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

2019-302-НТЦ-ТОБЭ

Лист

62



12. Исходные данные	<p>1. Обоснование безопасности опасного производственного объекта. Фонд скважин Южно-Тамбейского ГКМ, ТюменНИИгипрогаз, 2014г.</p> <p>2. Изменение №1 к Обоснованию безопасности опасного производственного объекта. Фонд скважин Южно-Тамбейского ГКМ, ОАО «СевКавНИПИГаз», 2016г.</p> <p>3. Пояснительная записка по проекту технического перевооружения объекта «Обвязка скважин Южно-Тамбейского ГКМ с межколонными проявлениями», ЮЖНИИГИПРОГАЗ, 2019г.</p> <p>4. Проекты на строительство скважин Южно-Тамбейского ГКМ. Предоставляются Заказчиком по заключению договора.</p>
12.1. Проектные горизонты	<p>ПК<sub>1</sub> (Объект I);</p> <p>ХМ<sub>1</sub>÷ХМ<sub>2</sub> (объект II);</p> <p>ТП<sub>1</sub> ÷ ТП<sub>2-1</sub> (объект IV);</p> <p>ТП<sub>4</sub> ÷ ТП<sub>4-1</sub> (объект V);</p> <p>ТП<sub>5</sub> ÷ ТП<sub>12</sub> (объект VI);</p> <p>ТП<sub>13</sub> ÷ ТП<sub>14</sub>÷ТП<sub>15</sub> (объект VII);</p> <p>ТП<sub>17</sub> ÷ ТП<sub>19</sub> (объект VIII);</p> <p>ТП<sub>20</sub> ÷ ТП<sub>26</sub> (объект IX);</p> <p>Ю2 ÷ Ю9 (Юрские отложения)</p>
12.2. Тип скважин	<p>1. Разведочные – вертикальные и наклонно-направленные с субгоризонтальным окончанием</p> <p>2. Эксплуатационные – наклонно-направленные с субгоризонтальным окончанием, наклонно-направленные.</p>
12.3. Типовая конструкция	<p><u>Эксплуатационных скважин ПК1:</u></p> <p>Направление - 324 мм – 100 м;</p> <p>Кондуктор – 245 мм – 520 м.;</p> <p>Эксплуатационная колонна – 178 мм – 1300 м.;</p> <p>Хвостовик - 127 мм – 2290 м.</p> <p><u>Разведочных скважин ХМ1-ХМ2, ТП1 ÷ ТП26:</u></p> <p>Направление – 426 мм х 100 м;</p> <p>Кондуктор – 324 мм х 520 м;</p> <p>Тех. колонна – 245 мм х 1415 м (по стволу);</p> <p>Эксплуатационная колонна – 178 мм х 3200 м (по стволу).</p> <p><u>Эксплуатационных скважин ХМ1-ХМ2, ТП1 ÷ ТП26:</u></p> <p>Направление – 426 мм х 100 м;</p> <p>Кондуктор – 324 мм х 520 м;</p> <p>Тех. колонна – 245 мм х 1310 м (по стволу);</p> <p>Эксплуатационная колонна – 178 мм х 3000 м (по</p>

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

pdf

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

2019-302-НТЦ-ТОБЭ

Лист

63

	<p>стволу);</p> <p>Хвостовик – 127 мм х 4000 м (по стволу).</p> <p><u>Разведочных скважин (Ю2 ÷ Ю9):</u></p> <p>Направление – 530 мм х 104 м;</p> <p>Кондуктор – 426 мм х 402 м;</p> <p>1-я Промежуточная колонна – 339,7 мм х 1390 м (по стволу);</p> <p>1-я Промежуточная колонна – 273 мм х 3580 м (по стволу);</p> <p>Эксплуатационная колонна – 193,7 мм х 3954 м (по стволу);</p> <p>Хвостовик – 114 мм х 4965 м (по стволу).</p> <p>Конструкция скважин на каждый объект эксплуатации приведена в проектной документации.</p>
12.4. Характеристика лифтовой колонны	<p>1. Для скважин на горизонты ПК1, ХМ1-ХМ2, ТП1 ÷ ТП26 – НКТ 114,3 мм х 6,88 мм.</p> <p>2. Для скважин на горизонты Ю2 ÷ Ю9 – НКТ 89 мм х 6,45 мм.</p>
12.5. Тип устьевой обвязки и фонтанной арматуры	<p><u>Разведочных и эксплуатационных скважин (Объекты ХМ1-ХМ2, ТП1 ÷ ТП26):</u></p> <p>ОКК2-350-178х245х324 К1 ХЛ;</p> <p>АФ6-80/80х35 К1 ХЛ;</p> <p>АФ6-100х100х35К1ХЛ</p> <p><u>Эксплуатационных скважин (Объект ПК-1):</u></p> <p>ОКК2-21-178х245 К1ХЛ</p> <p>АФ6 – 100х21 К1 ХЛ</p> <p><u>Разведочных скважин (Объекты Ю2 ÷ Ю9):</u></p> <p>ОКК3-105-426х340х273х194 К2 ХЛ;</p> <p>АФ6-100/100*105 К1 ХЛ</p>
12.6. Геологические сведения	Геологические сведения предоставляются отдельно при оказании услуг.
13. Объем оказания услуг	<p>1. Разработка Изменения №2 к «Обоснованию безопасности опасного производственного объекта. Фонд скважин Южно-Тамбейского ГКМ»:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- внесение информации из «Обоснования безопасности опасного производственного объекта. Фонд скважин Южно-Тамбейского ГКМ», прошедшего экспертизу промышленной безопасности и регистрацию в органах Ростехнадзора;</li> <li>- с учетом решений проектной документации «Обвязка скважин Южно-Тамбейского ГКМ с межколонными проявлениями», ЮЖНИИГИПРОГАЗ, 2019г.</li> </ul>

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

pdf

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

2019-302-НТЦ-ТОБЭ

Лист

64

	2. Прохождение экспертизы промышленной безопасности Изменения №2 к «Обоснованию безопасности опасного производственного объекта. Фонд скважин Южно-Тамбейского ГКМ» в лицензированной экспертной организации с регистрацией в органах Ростехнадзора.
14. Требования, предъявляемые к разработке ОБ	<p>1. Изменения №2 к Обоснованию безопасности должны соответствовать ФНиП «Общие требования к обоснованию безопасности опасного производственного объекта» (Приказ Ростехнадзора от 15.08.2013 №306, ред. от 12.07.2018).</p> <p>2. Изменения №2 к Обоснованию безопасности должны содержать:</p> <p>2.1. Анализ причин возникновения межколонных давлений на эксплуатационных и разведочных скважинах Южно-Тамбейского ГКМ.</p> <p>2.2. Расчет и определение предельно-допустимых давлений в межколонном пространстве двухколонных скважин (ПК-1): 245 мм х 178 мм – между кондуктором и эксплуатационной колонной.</p> <p>2.3. Расчет и определение предельно допустимых давлений в межколонном пространстве трехколонных скважин (ХМ1-ХМ2, ТП1 ÷ ТП26): 324 мм х 245 мм – между кондуктором и тех. колонной. 245 мм х 178 мм – между технической и эксплуатационной колонной.</p> <p>2.4. Расчет и определение предельно допустимых давлений в межколонном пространстве четырехколонных скважин: 426 мм х 339,7 мм – между кондуктором и 1 Промежуточной колонной; 339,7 мм х 273 мм – между 1 Промежуточной и 2 Промежуточной колоннами;</p> <p>2.5. 273 мм х 193,7 мм – между 2 Промежуточной и эксплуатационной колоннами.</p> <p>3. Обоснование возможности эксплуатации скважин с межколонными давлениями, не превышающими предельно допустимых значений. При определении предельно допустимых межколонных давлений учесть давление опрессовки обсадных колонн при строительстве скважин.</p> <p>4. При эксплуатации скважин предусмотреть</p>

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

pdf

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

2019-302-НТЦ-ТОБЭ

Лист

65



	<p>применение «Схемы технологической обвязки устья скважин с межколонными проявлениями в рамках тех перевооружения обвязки скважин Южно-Тамбейского ГКМ» в соответствии с ПД, разработанной ПАО «ЮЖНИИГИПРОГАЗ» в 2019 году, а также разработать схемы обвязки устьев скважин при проведении газогидродинамических исследований скважин и проведении специальных исследований межколонных пространств скважин с МКД.</p> <p>Для оперативного залпового сброса межколонного давления и исключения разрушения обсадной колонны при достижении предельно допустимых значений (и выше) в нижнем МКП (245х324) предусмотреть включение предохранительных клапанов в схему обвязки нижнего МКП скважин.</p> <p>5. Перечень и периодичность специальных и газогидродинамических исследований.</p> <p>6. Режим работы скважин и определение требований к обслуживанию скважин.</p> <p>7. Мероприятия по ремонту скважин – методы и способы ликвидации межколонных давлений, в том числе с превышающими значениями предельно-допустимых межколонных давлений.</p> <p>8. Типовая форма обвязки устья для ремонта скважин.</p> <p>9. Консервация скважин с межколонными давлениями.</p> <p>10. Требования промышленной, пожарной и противofонтанной безопасности при эксплуатации, консервации и ремонту скважин.</p> <p>11. Природоохранные мероприятия и охрана труда при эксплуатации, консервации и ремонту скважин.</p>
15. Структура ОБ	<p>1. Общие сведения.</p> <p>2. Результаты оценки риска аварии на опасном производственном объекте и связанной с ней угрозы.</p> <p>3. Условия безопасной эксплуатации ОПО</p> <p>4. Требования к эксплуатации, капитальному ремонту, консервации и ликвидации ОПО.</p>
16. Результат оказанных услуг	<p>1. Изменение №2 к Обоснованию безопасности опасного производственного объекта в оригинале – 2 экз. + 2 лазерных компакт-диска, на которых документация предоставляется в формате *. pdf – Adobe Acrobat - скан с подписями и печатью, версия Word).</p> <p>2. Положительное заключение экспертизы промышленной безопасности на Изменение №2 Обоснования безопасности опасного</p>

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

pdf

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

2019-302-НТЦ-ТОБЭ

Лист

66

	производственного объекта.
17. Исполнитель услуг	ООО «НОВАТЭК Научно-технический центр»
18. Сроки начала и окончания оказания услуг	Начало: 20 сентября 2019 года. Окончание: 30 декабря 2019 года.
19. Условия оплаты.	Без авансирования. Оплата не позднее 60 календарных дней с момента подписания первичных бухгалтерских документов (акт приёма-сдачи результатов оказанных услуг).
20. Требования к режиму безопасности и гигиене труда.	Оказание услуг согласно требованиям нормативных документов в области охраны труда, промышленной безопасности и охраны окружающей среды к подрядным организациям, привлекаемым к работам на объектах компании.

**ЗАКАЗЧИК**

Заместитель генерального директора  
по производству  
ОАО «Ямал СПГ»



И.О. Часнык

М.П.

Доверенность № 21/19-ОД от 01 февраля 2019 г.

**ИСПОЛНИТЕЛЬ**

Генеральный директор  
ООО «НОВАТЭК-НТЦ»



И.А. Шаров

М.П.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

pdf

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

2019-302-НТЦ-ТОБЭ

Лист

67



# Классификация скважин по степени опасности состояния межколонных пространств

## Приложение Б

Класс опасности	Источник (причина возникновения) МКД	Флюид в МКП	Характерные признаки класса
1	Вне зависимости от источника.	Флюид с содержанием коррозионно-агрессивных компонентов.	Присутствие в составе межколонного флюида диоксида углерода при парциальном давлении, равном или большем 0,2 МПа
		Не зависимо от состава флюида.	МКД, превышающее предельно допустимое значение для данного межколонного пространства, не снижаемое методами текущего ремонта. Расход межколонного флюида из межколонного пространства при установившемся режиме стравливания более 1000 м³/сут для газовой фазы или 1 м³/сут для жидкой фазы. Грифоны вокруг устья скважины. Значения коэффициентов запаса прочности обсадных труб к эксплуатационным нагрузкам (с учетом МКД) меньше рекомендуемых значений (определяются в соответствии с п.2.2 и приложением В). Недоподъем цемента до башмака промежуточной колонны (кондуктора) при наличии межколонного давления в данном МКП.
2	Газонасыщенный пласт. Коррозионные процессы в межколонном пространстве. Затрубное пространство (при негерметичности обсадной колонны, трубной и колонной головки). Надпродуктивные пласты. Сочетания источников.	Углеводороды (жидкие, газообразные), не углеводороды, компоненты технологических составов и жидкостей из затрубного пространства скважины.	В составе межколонного флюида присутствует хотя бы один из нижеперечисленных компонентов: - диоксид углерода при парциальном давлении от 0,05 до 0,2 МПа; - механические примеси (продукты коррозии, осадки). Величина МКД от 0,7 до 1 от предельно допустимого для данного межколонного пространства (определяется в соответствии с п.2.2) Расход межколонного флюида из межколонного пространства при установившемся режиме стравливания от 100 до 1000 м³/сут для газовой фазы или от 0,1 до 1 м³/сут для жидкой.
3	Нефтегазонасыщенный пласт. Затрубное пространство (при негерметичности обсадной колонны, трубной и колонной головки). Надпродуктивные пласты. Сочетания источников.	Углеводороды (жидкие, газообразные), не углеводороды, минерализованная вода	В составе межколонного флюида присутствует хотя бы один из нижеперечисленных компонентов: - вода с минерализацией более 1000 мг/л или pH ниже 7; - диоксид углерода при парциальном давлении до 0,05 МПа. Величина МКД от 0,3 до 0,7 от предельно допустимого для данного межколонного пространства (определяется в соответствии с п.2.2). Расход межколонного флюида из межколонного пространства при установившемся режиме стравливания меньше 100 м³/сут для газовой фазы или меньше 0,1 м³/сут для жидкой фазы.
4	Невозобновляемый источник в МКП	Углеводороды, не углеводороды, вода, компоненты технологических жидкостей	Величина МКД менее 0,3 от предельно допустимого межколонного давления. Межколонный флюид представлен газообразной или жидкой углеводородной фазой, не содержащей коррозионно-агрессивных компонентов.

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

					2019-302-НТЦ-ТОБЭ	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Приложение В

**Определение величины предельно допустимого межколонного давления и минимальных коэффициентов запаса прочности обсадных колонн (пример расчета скважина 3011 куст 1)**

При расчете предельно допустимых давлений использованы данные о номинальных прочностных характеристиках труб обсадных колонн из таблиц 2.2.1.1. и 2.2.1.2.

Критические и внутренние давления для обсадных колонн брались из [24].

При расчете предельно допустимых давлений на нижнем отводе рассчитывались:

- предельно допустимое внутреннее давление для кондуктора рассчитывалось по формуле 2.1 п.2.2.1  $P_{\text{МК}}^в = 19,5 / 1,77 = 11,02$  МПа;

- предельно допустимое наружное давление для технической колонны рассчитывалось по формуле 2.2 п.2.2.1  $P_{\text{МК}}^н = 16,4 / 2,20 = 7,45$  МПа;

- предельно допустимое межколонное давление, ограниченное давлением гидроразрыва (приложение 3 горных пород, расположенных ниже башмака кондуктора  $P_{\text{МК}}^{\text{гп}} = 0,9 * 1,90 * 520 / 100 = 8,89$  МПа.

Предельное давление в МКП кондуктор - техническая колонна 7,45 МПа минимальное из рассчитанных значений.

При расчете предельно допустимых давлений на верхнем отводе рассчитывались:

- предельно допустимое внутреннее давление для технической колонны  $P_{\text{МК}}^в = 35,3 / 1,95 = 18,10$  МПа;

- предельно допустимое наружное давление для эксплуатационной колонны  $P_{\text{МК}}^н = 37,3 / 1,75 = 21,31$  МПа;

- предельно допустимое межколонное давление, ограниченное давлением гидроразрыва горных пород, расположенных ниже башмака технической колонны  $P_{\text{МК}}^{\text{гп}} = 0,9 * 2,10 * 1310 / 100 = 24,76$ .

Предельное давление в МКП техническая колонна - эксплуатационная колонна 18,10 МПа минимальное из рассчитанных значений.

В целях более безопасной эксплуатации скважин предельно допустимые МКД МКП 245x178 следует уменьшить до соотношения 80% от давления опрессовки эксплуатационной колонны, при условии не превышения расчетных значений.

Инв. № подл.	pdf	Подпись и дата	Взам. инв. №	2019-302-НТЦ-ТОБЭ					Лист
									69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Приложение Г

Сводные замеры МКД (нижний отвод), кгс/см<sup>2</sup>

№№ скв.	№ куста	01.01.2019	15.01.2019	01.02.2019	15.02.2019	01.03.2019	15.03.2019	01.04.2019	15.04.2019	01.05.2019	15.05.2019	01.06.2019	15.06.2019	01.07.2019	15.07.2019	01.08.2019	15.08.2019	01.09.2019	15.09.2019	01.10.2019	15.10.2019
5011	1	0	12,2	10,2	15,3	16,8	17,3	29,6	25,7	26,5	26,5	26,5	25,5	25,5	33,7	33,7	43,8	34,7	36,7	34,7	35,7
3011	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3012	1	27,5	20,4	20,4	8,4	10,2	16,3	16,3	15,3	15,3	15,3	15,3	14,3	15,3	12,2	11,2	10,2	10,2	0	10,2	10,2
2012	1	0	18,4	5,1	10,2	10,2	5,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4011	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2022	2	6	5,0	3,3	5,0	5,0	6,1	7,0	8,0	8,0	9,2	5,1	10,2	10,2	10,5	11,2	11,2	11,2	12,2	12,2	12,2
5021	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,0
4021	2	45,9	42,8	29,6	32,1	47,9	50,0	45,9	45,0	51,0	45,9	51,0	51,0	48,9	51,0	51,0	51,0	50,0	50,0	50,0	44,9
5022	2	51,0	47,0	22,4	44,9	23,0	25,5	23,0	19,0	20,0	18,4	13,3	12,2	11,2	10,2	9,0	8,2	8,2	7,1	7,1	7,1
3022	2	3,0	20,4	2,0	4,1	5,0	2,0	8,0	7,1	5,1	6,9	8,2	51,0	9,2	9,0	9,0	9,0	8,2	7,1	7,1	5,0
2023	2	3,0	2,5	4,1	4,1	0	2,0	2,0	2,0	2,0	3,1	2,0	6,1	0	15,3	1,0	0	0	0	0	0
4041	4	-	-	-	-	-	-	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	0	0
4042	4	0	0	0	20,4	0	0	0	3,1	0	0	0	0	0	0	0	0	5,1	4,1	4,1	4,1
8073	7	0	10,0	10,0	10,0	12,0	15,0	12,0	12,0	15,0	18,0	15,0	18,0	13,0	18,0	18,0	20,0	20,0	21,0	19,0	21,0
3072	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7071	7	8,0	10,0	8,0	12,0	12,0	10,0	14,0	14,0	8,0	10,0	10,0	10,0	14,0	26,0	28,0	30,0	30,0	31,0	32,0	32,0
5072	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,0	6,0	8,0	8,0	8,0	12,0	8,0
2073	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13,0	0	0	0	0	0	0	0	0
5073	7	0	0	0	0	0	0	0	0	6,0	10,0	10,0	12,0	10,0	0	0	0	0	0	0	0
3071	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1072	7	-	-	-	-	-	-	0	0	0	0										
2072	7	20,0	12,0	12,0	14,0	15,0	15,0	15,0	15,0	10,0	10,0	10,0	10,0	0	20,0	17,0	20,0	20,0	19,00	20,0	19,0
4071	7	26,0	20,00	20,0	21,0	20,0	20,0	20,0	20,0	30,0	30,0	25,0	19,0	19,0	23,0	22,0	25,0	25,0	24,00	22,0	20,0
5075	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15,0	10,0	7,0	0	0	0	0	0	0	0
7073	7	54,0	50,0	60,0	60,0	65,0	70,0	70,0	70,0	56,0	56,0	62,0	68,0	58,0	61,0	62,0	62,0	63,0	63,00	65,0	68,0
5071	7	10,0	11,0	14,0	15,0	15,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	25,0	25,0	25,0	26,0	26,0	25,0	25,0	25,00	30,0	24,0
7072	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15,0	29,0	32,0	4,0	10,0	11,0	0	10,00	12,0	5,0
5074	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15,0	19,0	17,0	18,00	22,0	19,0
8074	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,0	0	4,0	0	0	8,0
8075	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40,0	65,0	68,0	63,0	69,0
5255	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4253	25	60,2	61,2	57,1	61,2	58,1	57,1	58,1	56,1	55,1	56,1	58,1	57,1	57,1	56,1	54,0	56,1	55,1	56,1	54,0	55,1
155-P	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Взам. инв. №

Инв. № подл.

Подпись и дата

pdf

## Приложение Г

Сводные замеры МКД (нижний отвод), кгс/см2

№№ скв.	№ куста	01.01.2019	15.01.2019	01.02.2019	15.02.2019	01.03.2019	15.03.2019	01.04.2019	15.04.2019	01.05.2019	15.05.2019	01.06.2019	15.06.2019	01.07.2019	15.07.2019	01.08.2019	15.08.2019	01.09.2019	15.09.2019	01.10.2019	15.10.2019
8303	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6301	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6302	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4303	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3353	35	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	0	0
152-Р	39	-	-	-	-	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2402	40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4404	40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4431	43	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2431	43	0	0	0	0	0	0	0	0	10,0	12,0	12,0	11,0	12,0	11,0	5,0	5,0	5,0	5,0	8,0	5,0
8431	43	27,0	26,0	35,0	38,0	30,0	36,0	32,0	33,0	38,0	40,0	37,0	31,0	13,0	10,0	4,0	20,0	20,0	18,0	18,0	18,0
3431	43	52,0	56,0	40,0	46,0	45,0	46,0	48,0	51,0	50,0	50,0	53,0	51,0	48,0	28,0	41,0	24,0	23,0	18,0	18,0	19,0
4433	43	70,0	66,0	65,0	73,0	73,0	75,0	76,0	33,0	65,0	65,0	73,0	73,0	76,0	77,0	79,0	81,0	83,0	84,0	60,0	60,0
2432	43	0	66,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8432	43	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,0	10,0	9,0
8443	44	15,0	15,0	15,0	40,0	36,00	34,0	35,0	35,0	22,0	18,0	25,0	25,0	21,0	21,0	21,0	22,0	22,0	21,0	18,0	19,0
4441	44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5441	44	20,0	20,0	16,0	24,0	25,0	19,0	18,0	18,0	15,0	15,0	30,0	30,0	24,0	22,0	21,0	20,0	20,0	17,0	18,0	17,0
2441	44	0	0	0	0	5,0	2,0	2,0	2,0	0	0	0	0	0	3,0	0	0	0	0	0	0
4442	44	17,0	17,0	25,0	25,0	15,0	33,0	35,0	35,0	35,0	35,0	39,0	37,0	28,0	20,0	17,0	31,0	32,0	35,0	34,0	36,0
3441	44	0	0	0	0	0	0	0	0	8,0	8,0	8,0	8,0	0	8,0	5,0	7,0	7,0	5,0	12,0	8,0
8444	44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19,0	21,0	22,0	22,0	25,0	23,0	23,0	20,0	23,0
8451	45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19,0	19,0	19,0	19,0	18,0	18,0	19,0
2451	45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	4,0
172	45	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	1,0
4461	46	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6461	46	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5461	46	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4462	46	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2471	47	9,2	9,2	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	8,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
6471	47	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6473	47	9,2	0	89,7	56,1	51,0	35,7	67,3	0	75,5	9,2	0	10,2	12,2	5,1	11,0	10,2	10,2	7,1	0	24,5
6472	47	24,5	39,8	51,0	20,4	32,6	31,6	30,6	30,6	35,7	34,7	18,4	29,6	35,7	36,7	31,0	34,7	33,7	37,7	37,7	36,7
8475	47	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8472	47	45,9	38,7	35,7	33,7	32,6	30,6	30,6	30,6	30,6	24,5	28,6	13,3	13,3	13,3	14,0	13,3	11,2	12,2	19,4	18,4
6476	47	63,2	56,1	57,1	58,1	57,1	59,1	58,1	61,2	62,2	61,2	59,1	61,2	61,2	61,2	54,0	58,1	44,9	43,8	42,8	40,8
4471	47	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6474	47	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8473	47	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6477	47	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3473	47	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

2019-302-НТЦ-ТОБЭ

Лист

71

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

pdf

## Приложение Г

Сводные замеры МКД (средний отвод), кгс/см<sup>2</sup>

№№ скв.	№ куста	01.01.2019	15.01.2019	01.02.2019	15.02.2019	01.03.2019	15.03.2019	01.04.2019	15.04.2019	01.05.2019	15.05.2019	01.06.2019	15.06.2019	01.07.2019	15.07.2019	01.08.2019	15.08.2019	01.09.2019	15.09.2019	01.10.2019	15.10.2019
172	45	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	4,0

Сводные замеры МКД (верхний отвод), кгс/см<sup>2</sup>

№№ скв.	№ куста	01.01.2019	15.01.2019	01.02.2019	15.02.2019	01.03.2019	15.03.2019	01.04.2019	15.04.2019	01.05.2019	15.05.2019	01.06.2019	15.06.2019	01.07.2019	15.07.2019	01.08.2019	15.08.2019	01.09.2019	15.09.2019	01.10.2019	15.10.2019
5011	1	46,0	42,8	45,9	46,9	46,9	45,9	45,9	45,9	45,9	45,9	45,9	45,9	45,9	45,9	45,9	45,9	46,9	42,8	46,9	46,9
3011	1	12,0	13,3	20,3	16,3	15,3	15,0	15,0	16,3	16,0	16,3	17,3	18,4	18,4	18,7	19,4	18,4	20,0	19,5	12,2	18,4
3012	1	147,9	37,7	50,0	58,1	122,4	133,6	51,0	15,6	11,2	9,2	5,1	4,1	5,1	0	5,1	0	0,0	0,0	4,1	4,1
2012	1	120,3	63,2	81,6	112,2	112,2	104,0	107,1	98,0	93,8	94,8	101,0	93,8	97,9	103,0	104,0	102,0	109,1	119,3	108,1	118,0
2013	1	40,8	38,7	36,7	50,0	45,9	40,8	39,8	41,8	40,8	39,8	40,8	40,8	46,9	47,9	50,0	51,0	46,9	51,0	50,0	50,0
4011	1	107,0	92,8	91,8	102,0	102,0	97,9	96,9	97,9	97,9	97,9	96,9	96,9	96,9	95,9	96,9	96,9	96,9	97,9	96,9	93,8
2022	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5021	2	0	0	3,0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	5,1
4021	2	52,0	54,0	86,7	34,7	56,1	56,1	53,0	53,0	54,0	51,0	51,0	48,9	51,0	50,0	45,9	51,0	48,9	50,0	48,9	43,8
5022	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3022	2	27,5	22,4	15,3	11,2	22,4	40,8	46,9	51,0	42,8	38,7	39,8	40,8	45,9	44,9	42,8	51,0	52,0	52,0	52,0	55,1
2023	2	108,0	112,2	111,1	114,2	113,2	114,2	112,2	113,0	115,2	114,2	116,2	115,2	117,3	117,3	114,2	112,2	116,2	113,2	119,4	115,2
4041	4	-	-	-	-	-	-	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	5,7	1,0
4042	4	0	0	0	0	20,4	64,2	61,2	72,0	70,4	69,3	66,3	57,1	45,9	40,8	36,7	0	0	0	0,0	0
8073	7	12,0	14,0	10,0	10,0	14,0	12,0	10,0	10,0	18,0	22,0	16,0	18,0	18,0	13,0	14,0	15,0	15,0	15,0	19,0	16,0
3072	7	31,0	44,0	39,0	35,0	34,0	32,0	32,0	32,0	30,0	30,0	24,0	38,0	42,0	45,0	44,0	45,0	44,0	42,0	44,0	44,0
7071	7	0	0	0	10,0	11,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5072	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12,0	21,0	28,0	35,0	33,0	37,0	34,0
2073	7	25,00	36,0	25,0	28,0	32,0	24,0	25,0	30,0	30,0	28,0	28,0	31,0	32,0	32,0	31,0	32,0	32,0	32,0	33,0	31,0
5073	7	16,00	32,0	20,0	20,0	22,0	22,0	24,0	24,0	17,0	20,0	20,0	22,0	22,0	22,0	16,0	15,0	124,0	12,0	8,0	12,0
3071	7	112,00	55,0	120,0	123,0	112,0	120,0	122,0	122,0	105,0	105,0	115,0	117,0	111,0	121,0	124,0	124,0	125,0	121,0	125,0	124,0
1072	7	-	-	-	-	-	-	0	0	0	0,0	0	0	0	2,0	2,0	5,0	3,0	2,0	4,0	4,0
2072	7	30,0	38,0	32,0	30,0	30,0	32,0	26,0	26,0	30,0	32,0	33,0	35,0	35,0	25,0	26,0	25,0	25,0	25,0	21,0	25,0
4071	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5075	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7,0	0	0	0	0	0	0	7,0
7073	7	94,0	60,0	100,0	92,0	92,0	102,0	102,0	102,0	96,0	96,0	85,0	67,0	80,0	89,0	88,0	87,0	89,0	84,0	90,0	84,0
5071	7	12,0	9,0	17,0	21,0	20,0	19,0	18,0	18,0	10,0	10,0	19,0	19,0	18,0	9,0	0	0	0	0	0	0
7072	7	63,0	65,0	55,0	92,0	88,0	98,0	96,0	96,0	60,0	61,0	62,0	62,0	58,0	53,0	44,0	42,0	42,0	83,0	22,0	108,0
5074	7	75,0	74,0	72,0	80,0	85,0	0	82,0	82,0	90,0	90,0	91,0	93,0	93,0	92,0	94,0	92,0	89,0	92,0	97,0	96,0
8074	7	7,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,0
8075	7	102,0	103,0	115,0	120,0	110,0	119,0	120,0	120,0	112,0	114,0	108,0	100,0	98,0	98,0	58,0	58,0	58,0	58,0	68,0	58,0
5255	25	71,4	71,4	69,3	67,3	67,3	66,3	67,3	66,3	67,3	67,3	67,3	66,3	66,3	66,3	75,0	65,3	69,3	69,3	69,3	69,3
4253	25	61,2	60,2	61,2	61,2	57,1	57,1	59,1	56,1	57,1	57,1	56,1	55,1	55,1	55,1	59,0	55,1	56,1	56,1	55,1	57,1
P-155	25	51,0	58,1	81,6	81,6	62,2	75,5	90,8	105,0	103,0	105,0	102,0	104,0	103,0	103,0	105,0	102,0	104,0	104,0	103	102

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

pdf

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

2019-302-НТЦ-ТОБЭ

Лист

72

## Приложение Г

Сводные замеры МКД (верхний отвод), кгс/см<sup>2</sup>

№№ скв.	№ куста	01.01.2019	15.01.2019	01.02.2019	15.02.2019	01.03.2019	15.03.2019	01.04.2019	15.04.2019	01.05.2019	15.05.2019	01.06.2019	15.06.2019	01.07.2019	15.07.2019	01.08.2019	15.08.2019	01.09.2019	15.09.2019	01.10.2019	15.10.2019
8303	30	0	0	0	0	0	0	8,2	20,4	17,3	16,3	18,4	18,4	17,3	17,3	20,0	17,3	25,5	25,5	22,4	22,4
6301	30	0	0	0	76,5	68,3	66,3	58,1	51,0	51,0	50,0	52,0	55,1	55,1	53,0	53,0	53,0	51,0	48,9	40,8	39,8
6302	30	20,8	49,1	166,2	142,8	138,7	0	86,7	0	55,1	101,0	114,2	123,4	130,5	132,6	130,0	131,5	126,4	109,1	105,0	108,1
4303	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	39,8	50,0	57,1	61,2	63,0	62,2	69,3	70,4	71,4	76,5
3353	35	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	0	26,5
P-152	39	-	-	-	-	-	0	0	0	10,2	18,0	27,0	24,0	28,0	28,0	26,0	26,0	14,0	19,0	28,0	28,0
2402	40	120,3	101,0	110,1	109,1	112,0	113,0	115,2	116,0	114,2	42,8	117,3	116,2	124,4	119,3	107,1	102,0	117,3	112,2	118,3	118,3
4404	40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25,5	20,4	21,4
4431	43	0	0	1,0	0	10,0	14,0	14,0	15,0	17,0	18,0	13,0	14,0	15,0	12,0	7,0	7,0	7,0	7,0	10,0	7,0
2431	43	15,0	15,0	18,0	15,0	18,0	18,0	18,0	17,0	18,0	20,0	17,0	20,0	13,0	16,0	15,0	15,0	15,0	15,0	11,0	16,0
8431	43	54,0	64,0	45,0	45,0	120,0	131,0	127,0	128,0	125,0	124,0	46,0	114,0	114,0	102,0	57,0	127,0	135,0	136,0	15,0	30,0
3431	43	96,0	54,0	120,0	12,0	13,0	42,0	46,0	55,0	80,0	80,0	110,0	126,0	115,0	130,0	99,0	103,0	103,0	116,0	122,0	125,0
4433	43	93,0	80,0	88,0	110,0	100,0	90,0	102,0	101,0	95,0	95,0	100,0	98,0	107,0	103,0	106,0	108,0	106,0	14,0	115,0	120,0
2432	43	80,0	84,0	84,0	90,0	92,0	93,0	94,0	94,0	96,0	96,0	105,0	106,0	108,0	110,0	108,0	113,0	113,0	105,0	113,0	110,0
8432	43	14,0	15,0	15,0	14,0	9,0	14,0	14,0	15,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	0	0	0
8443	44	85,0	89,0	82,0	94,0	92,0	90,0	90,0	91,0	90,0	90,0	90,0	89,0	89,0	90,0	89,0	90,0	90,0	87,0	91,0	89,0
4441	44	10,0	10,0	12,0	12,0	14,0	12,0	13,0	13,0	12,0	10,0	12,0	13,0	13,0	13,0	13,0	14,0	14,0	14,0	14,0	17,0
5441	44	14,0	14,0	15,0	15,0	15,0	17,0	16,0	18,0	18,0	20,0	20,0	19,0	19,0	18,0	19,0	20,0	20,0	22,0	18,0	19,0
2441	44	16,0	16,0	15,0	15,0	18,0	15,0	13,0	13,0	15,0	14,0	16,0	17,0	17,0	20,0	17,0	17,0	18,0	17,0	20,0	17,0
4442	44	15,0	15,0	29,0	30,0	30,0	35,0	35,0	35,0	36,0	36,0	40,0	42,0	38,0	39,0	36,0	34,0	34,0	4,0	35,0	36,0
3441	44	14,0	14,0	14,0	10,0	14,0	10,0	10,0	10,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8444	44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8451	45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	123,0	146,0	105,0	105,0	109,0	109,0	106,0
2451	45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
172	45	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	0	5,0
4461	46	0	0	25,5	41,8	34,7	25,5	25,5	25,5	18,4	29,6	25,5	26,5	25,5	25,5	25,0	24,5	29,6	30,6	29,6	29,6
6461	46	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5,1	0	0	0	24,0	0	40,8	45,9	51,0	52,0
5461	46	141,7	134,6	145,8	157,0	148,9	163,2	160,0	153,0	158,1	156,0	127,5	156,0	156,0	156,0	153,0	156,0	154,0	154,0	151,9	153,0
4462	46	0	0	0	0	70,4	132,6	133,6	137,7	135,6	139,7	137,7	136,6	136,6	136,6	134,0	136,6	136,6	137,7	137,7	136,6
2471	47	9,7	9,2	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	10,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
6471	47	114,2	125,4	158,1	136,6	128,5	134,6	138,7	137,7	142,8	142,8	143,8	142,8	141,7	140,7	135,0	136,6	132,6	130,5	106,0	127,5
6473	47	10,2	16,3	89,7	55,1	114,2	42,8	149,9	111,1	140,7	156,0	156	158,1	157,0	157,0	155,0	153,0	153,0	151,9	0,0	23,5
6472	47	52,0	47,9	61,2	56,1	26,5	26,5	28,6	30,6	32,6	34,7	34,7	38,7	40,8	40,8	40,0	41,8	41,8	42,8	41,8	41,8
8475	47	53,0	61,2	59,1	65,3	63,2	61,2	57,1	61,2	62,2	61,2	63,2	40,8	19,4	13,3	15,0	13,3	10,2	23,5	15,3	20,4
8472	47	5,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,4	0,0
6476	47	59,1	56,1	61,2	61,2	61,2	61,2	59,1	61,2	62,2	61,2	64,2	65,3	64,2	65,3	55,0	56,1	40,8	39,8	36,7	35,7
4471	47	0	0	0	0	0	0	8,2	0,0	0,0	0,0	0	0	0	6,1	8,0	10,2	7,1	9,2	10,2	14,3
6474	47	65,3	63,2	65,3	66,3	67,3	67,3	71,4	70,4	71,4	71,4	72,4	76,5	77,5	77,0	77,0	80,6	80,6	80,6	81,6	80,6
8473	47	18,4	16,3	18,4	18,4	18,4	15,3	17,3	10,2	10,2	10,2	10,2	9,2	10,2	9,2	10,0	9,2	8,2	8,2	8,2	9,2
6477	47	51,0	54,0	56,1	56,1	55,1	57,1	62,2	61,2	63,0	64,2	63,2	63,2	60,2	61,2	60,0	60,2	60,2	62,2	62,2	59,1
3473	47	102,0	104,0	110,1	110,1	110,1	113,2	111,1	112,2	117,3	117,3	117,3	118,3	118,3	122,4	120,0	120,3	124,4	12,4	125,4	122,4

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

pdf

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

2019-302-НТЦ-ТОБЭ

Лист

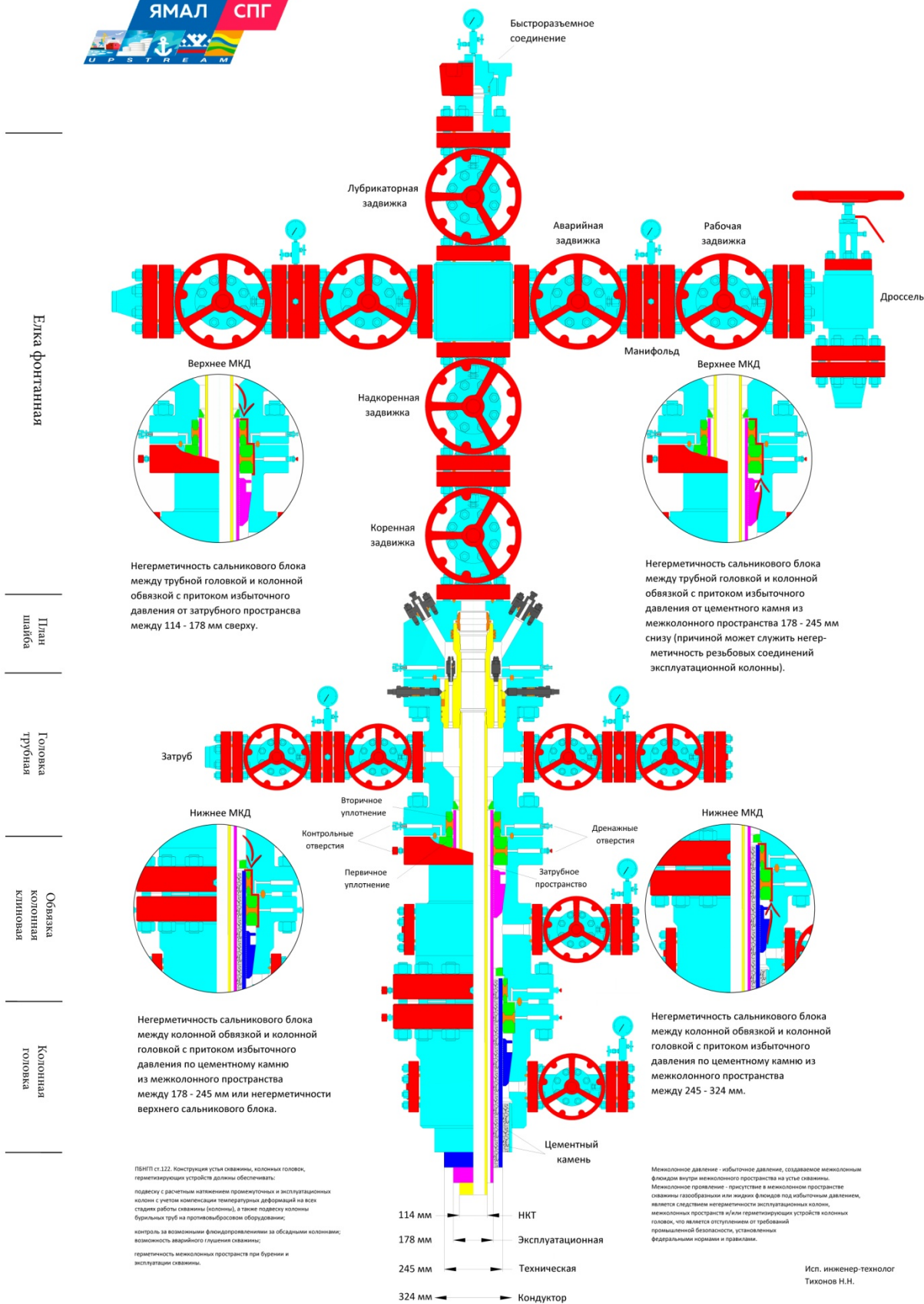
73

## Приложение Д

# ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЕВОЕ

## AF 6 100/100x5000 в комплекте с KG2-5000-178x245x324

### производства ОАО "Завод НЕФТЕПРОММАШ"



Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

pdf

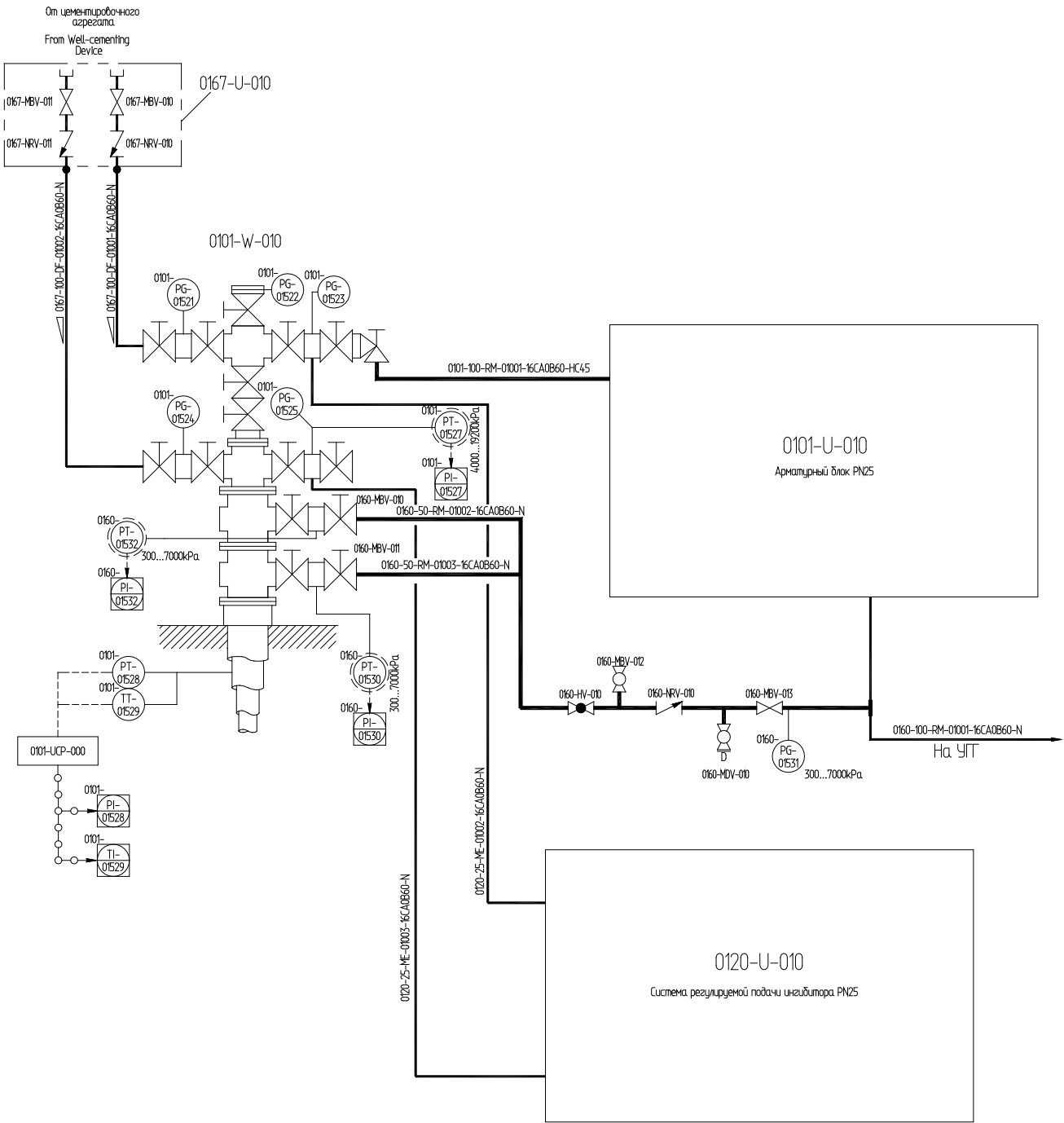
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

2019-302-НТЦ-ТОБЭ

Лист

74

Приложение Д



Инв. № подл.	Взам. инв. №
pdf	
Изм.	Лист
№ докум.	Подпись
Дата	



## Приложение Е

Технические решения по обвязки скважин Южно-Тамбейского ГКМ, направленные на повышения безопасности эксплуатации скважин с МКД, принимаются согласно документации на техническое перевооружение ОПО «Фонд скважин Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения» (рег. №А59-60514-001, класс III). «Обустройство комплекса по добыче, подготовке, сжижению газа, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ». «Кусты газоконденсатных скважин Южно-Тамбейского ГКМ». «Обвязка скважин Южно-Тамбейского ГКМ с межколонными проявлениями» (шифр 12.055.1-00.00-000.00.00). На вышеуказанную документацию имеется «Заключение экспертизы промышленной безопасности», внесенное в реестр заключений за рег. №. 59-ТП-26800-2019.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №						2019-302-НТЦ-ТОБЭ	Лист
									76
pdf	Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				

## Приложение Ж

## Форма акта проведения исследования скважин с межколонными давлениями

## Акт проведения исследования

скважины № \_\_\_\_ с межколонными давлениями \_\_\_\_\_ месторождения (ПХГ) (дата)

Мы, нижеподписавшиеся, \_\_\_\_\_, составили настоящий акт о том, что с \_\_\_\_\_ по \_\_\_\_\_ были проведены исследования скважины № \_\_\_\_ с межколонными давлениями \_\_\_\_\_ месторождения (ПХГ).

Цель: получение количественных характеристик показателей МКД для оценки их степени опасности.

На момент начала исследований скважина находилась в \_\_\_\_\_ (отбор, закачка, простой, капитальный ремонт).

Приборы и оборудование:

Замер давления осуществлялся с помощью манометра \_\_\_\_\_ (указывается тип, шифр прибора)

Расход газа определялся с помощью \_\_\_\_\_ (указываются тип и марка прибора, для диафрагменного измерителя критического течения указать диаметр диафрагмы)

В ходе проведения исследований отобраны пробы флюидов \_\_\_\_\_ (указываются места и условия отбора проб, номера контейнеров)

Опрессовка МКП проведена \_\_\_\_\_ (указываются состав и источник испытательного газообразного флюида)

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

pdf

Лист

2019-302-НТЦ-ТОБЭ

77

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

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

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подпись	
Дата	

2019-302-НТЦ-ТОБЭ

дата ГДИ	ВМКП / НМКП	Рмкп, кгс/см²		время разрядки ч/з Ø2мм до Р=0, с	общая продолжительность стравливания, час	замер дебита газа из МКП			продолжительность КВД																Чем представлен приток
		стабилизация потока газа				значение дебита, м³/сут	часы																		
							время стабильного притока газа из МКП, ч	при значении Р, кгс/см²	00:00	00:30	01:00	01:30	02:00	02:30	03:00	03:30	04:00	04:30	05:00	05:30	06:00	08:00	10:00	12:00	
ГДИ цикл № 1 (разрядка, замер Q-1, КВД-1)																									
	ВМКП																								
	НМКП	Рнмкп - нет																							
ГДИ цикл № 2 (разрядка, замер Q-2, КВД-2)																									
	ВМКП																								
	НМКП	Рнмкп - нет																							

Используемые приборы	счётчик газа	
	манометр	

Старший мастер по добыче газа ЦДГ и ГК Южно-Тамбейского ЛУ

(подпись) (Ф.И.О.)

## Приложение 3

## Сведения о градиентах

Интервал		Коэффициент аномальности пластового давления	Градиент давления, МПа/м		
от (верх), м	до (низ), м		горного давления	пластового давления	гидроразрыва пород
0	50	1,00	0,0195	0,0100	0,0190
50	300	1,00-1,30*	0,0195	0,0100	0,0190
300	450	1,00-1,30*	0,0210	0,0100	0,0200
450	800	1,00	0,0205	0,0100	0,0190
800	970	1,04	0,0205	0,0104	0,0190
970	1300	1,00	0,0210	0,0100	0,0200
1300	1550	1,00	0,0215	0,0100	0,0210
1550	1783,3	1,00	0,0210	0,0100	0,0200
1783,3	2000	1,04	0,0210	0,0104	0,0180
2000	2499	1,04	0,0215	0,0104	0,0185
2499	2526	0,76**-1,04	0,0220	0,0076	0,0190
2526	3157	1,04	0,0220	0,0104	0,0190
3157	3455	1,28-1,58	0,0220	0,0158	0,0195
3455	3786	1,59-1,72	0,0225	0,0172	0,0203

## Примечание:

\*Аномальность в зоне ММП, видимо, связана с залеганием линз криопэггов, газов и газогидратов, сжатых мерзлыми горными породами.

\*\*Пласт ТП<sub>19</sub> в прошлом был в течение нескольких лет в опытной эксплуатации, пластовое давление не восстановилось.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

pdf

Лист

2019-302-НТЦ-ТОБЭ

79

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА**  
**ПО ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ И АТОМНОМУ НАДЗОРУ**  
Северо-Уральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору

**ГОСУДАРСТВЕННЫЙ РЕЕСТР**  
**ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ**

**СВИДЕТЕЛЬСТВО О РЕГИСТРАЦИИ**  
**A59-60514**

**Эксплуатирующая организация:** Открытое акционерное общество "Ямал СПГ", Тюменская область, ЯНАО, Ямальский район, с. Яр-Сале, ул. Худи-Сэроко, 25, корп. А, ИНН 7709602713

**Опасные производственные объекты,** эксплуатируемые указанной организацией, зарегистрированы в государственном реестре опасных производственных объектов в соответствии с Федеральным законом от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов":

Наименование объекта	Рег. номер	Дата рег.	Класс опасности
1) Фонд скважин Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения	A59-60514-0001	13.08.2010	III класс
2) Сеть газопотребления пос. Сабетта	A59-60514-0005	13.08.2010	III класс
3) Участок транспортный	A59-60514-0009	24.11.2010	IV класс
4) Верхний склад ГСМ Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения	A59-60514-0013	15.05.2014	III класс
5) Станция газораспределительная пос. Сабетта	A59-60514-0014	15.06.2016	II класс
6) Объекты системы обустройства месторождения и транспортировки углеводородов ЮТГКМ (Система промысловых трубопроводов)	A59-60514-0015	16.06.2016	I класс
7) Цех переработки бурового шлама	A59-60514-0016	05.07.2017	IV класс
8) Участок передвижных парогенераторных установок	A59-60514-0017	16.05.2018	III класс
9) Площадка завода СПГ	A59-60514-0018	04.03.2019	I класс

**Дата выдачи:** "04" марта 2019 г.

И.о. руководителя

М.Ю. Спиричев

**А А 481032**

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

pdf

Лист

2019-302-НТЦ-ТОБЭ

80

Изм. Лист № докум. Подпись Дата



## Приложение И

## Сведения, характеризующие ОПО

## 1. ОПО

1.1. Полное наименование ОПО	Фонд скважин Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения (4)  Юридический адрес: РФ, 629700, Ямало-Ненецкий автономный округ, Ямальский район, с. Яр-Сале, улица Худи-Сэроко, дом 25, корп. А.
1.2. Место нахождения (адрес) ОПО	89, Ямальский район, Южно-Тамбейское газоконденсатное месторождение
1.3. Код общероссийского классификатора территорий муниципальных образований - места нахождения ОПО (ОКТМО)	71928417

**2. Признаки опасности ОПО и их числовые обозначения**  
 (отметить в правом поле знаком «V» признаки ОПО)

2.1. Получение, использование, переработка, образование, хранение, транспортирование, уничтожение опасных веществ, предусмотренных пунктом 1 приложения 1 к Федеральному закону № 116-ФЗ в количествах, указанных в приложении 2 к Федеральному закону № 116-ФЗ	V
2.2. Использование оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 мегапаскаля:	
а) пара, газа (в газообразном, сжиженном состоянии)	V
б) воды при температуре нагрева более 115 градусов Цельсия	
в) иных жидкостей при температуре, превышающей температуру их кипения при избыточном давлении 0,07 мегапаскаля	
2.3. Использование стационарно установленных грузоподъемных механизмов (за исключением лифтов, подъемных платформ для инвалидов), эскалаторов в метрополитенах, канатных дорог, фуникулеров	
2.4. Получение, транспортирование, использование расплавов черных и цветных металлов, сплавов на основе этих расплавов с применением оборудования, рассчитанного на максимальное количество расплава 500 килограммов и более	
2.5. Ведение горных работ (за исключением добычи общераспространенных полезных ископаемых и разработки россыпных месторождений полезных ископаемых, осуществляемых открытым способом без применения взрывных работ), работ по обогащению полезных ископаемых	
2.6. Осуществление хранения или переработки растительного сырья, в процессе которых образуются взрывоопасные пылевоздушные смеси, способные самовозгораться, возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления, а также осуществление хранения зерна, продуктов его переработки и комбикормового сырья, склонных к самосогреванию и самовозгоранию	

Инв. № подл.	pdf	Взам. инв. №	Подпись и дата						2019-302-НТЦ-ТОБЭ	Лист
				Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	81	

## Приложение И

**3. Класс ОПО и его числовое обозначение**

(отметить в правом поле знаком «V» один из классов опасности, установленный в соответствии с приложением 2 к Федеральному закону № 116-ФЗ)

3.1. ОПО чрезвычайно высокой опасности	I класс
3.2. ОПО высокой опасности	II класс
3.3. ОПО средней опасности	III класс V
3.4. ОПО низкой опасности	IV класс

**4. Классификация ОПО:**

(отметить в правом поле знаком «V»)

4.1. ОПО бурения и добычи нефти, газа и газового конденсата, указанные в пункте 3 приложения 2 к Федеральному закону № 116-ФЗ	V
4.2. ОПО газораспределительных станций, сетей газораспределения и сетей газопотребления, предусмотренные пунктом 4 приложения 2 к Федеральному закону № 116-ФЗ	
4.3. ОПО, предусмотренные пунктом 5 приложения 2 к Федеральному закону № 116-ФЗ	V
4.4. ОПО, предусмотренные пунктом 6 приложения 2 к Федеральному закону № 116-ФЗ	
4.5. ОПО, предусмотренные пунктом 7 приложения 2 к Федеральному закону № 116-ФЗ	
4.6. ОПО, предусмотренные пунктом 8 приложения 2 к Федеральному закону № 116-ФЗ	
4.7. ОПО, предусмотренные пунктом 9 приложения 2 к Федеральному закону № 116-ФЗ	
4.8. Наличие факторов, предусмотренных пунктом 11 приложения 2 к Федеральному закону № 116-ФЗ	
на землях особо охраняемых природных территорий	
на континентальном шельфе Российской Федерации	
во внутренних морских водах, территориальном море или прилегающей зоне Российской Федерации	
на искусственном земельном участке, созданном на водном объекте, находящемся в федеральной собственности	

**5. Виды деятельности, на осуществление которых требуется получение лицензии для эксплуатации ОПО**


(отметить в правом поле знаком «V» лицензируемые виды деятельности)

5.1. Эксплуатация взрывопожароопасных и химически опасных производственных объектов I, II и III классов опасности	V
5.2. Деятельность, связанная с обращением взрывчатых материалов промышленного назначения	

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

## 6. Заявитель

6.1. Полное наименование заявителя	Открытое акционерное общество «Ямал СПГ»
6.2. Адрес места нахождения (места жительства) юридического лица (индивидуального предпринимателя)	Юридический адрес: РФ, 629700, Ямало-Ненецкий автономный округ, Ямальский район, с. Яр-Сале, улица Худи-Сэроко, дом 25, корп. А.
6.3. Должность руководителя	Заместитель генерального директора по ОТ, ПБ и ООС*
6.4. Ф.И.О. руководителя	Каюмов Геннадий Мингалимович
6.5. Подпись руководителя	
6.6. Дата подписания руководителем	14-08-2019

М.П.

\*-по доверенности №09/19-ОД от 01.02.2019 г.

## 7. Реквизиты ОПО и территориального органа Ростехнадзора

7.1. Регистрационный номер	159-00574-ООС
7.2. Дата регистрации	16.09.2019
7.3. Дата перерегистрации	
7.4. Полное наименование территориального органа Ростехнадзора	Северо-Уральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору
7.5. Должность уполномоченного лица территориального органа Ростехнадзора	НАЧАЛЬНИК УПРАВЛЕНИЯ КОНТРОЛЬ И АНАЛИТИЧЕСКОГО ОТДЕЛА
7.6. Ф.И.О. уполномоченного лица территориального органа Ростехнадзора	Молоков Г. В.
7.7. Подпись уполномоченного лица территориального органа Ростехнадзора	
7.8. Дата подписания уполномоченным лицом территориального органа Ростехнадзора	16 СЕН 2019

М.П.



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------



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

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подпись	
Дата	

### 8. Сведения о составе ОПО

№	Наименование площадки, участка, цеха, здания, сооружения, входящих в состав ОПО	Краткая характеристика опасности	Наименование, тип, марка, модель (при наличии), регистрационный или учетный № (для подъемных сооружений и оборудования, работающего под давлением, подлежащего учету в регистрирующем органе), заводской № (в случае наличия) технического устройства, наименование опасного вещества, взрывоопасные пылевоздушные смеси	Проектные (эксплуатационные) характеристики, дата изготовления, дата ввода в эксплуатацию	Числовое обозначение признака опасности
1	Скважина 155-Р	Получение, использование опасных веществ.	Фонтанная арматура АФ6 – 100х5000К1, зав.№ 931 Колонная головка: ОКК-2-35-178х245х324 К1ХЛ, зав.№ 007 Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2012/2016 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
2	Поисковая скважина №170	Использование оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 МПа	Колонная головка: ОКК3-70-178х245х324х426 К1ХЛ, зав.№ 397. Фонтанная арматура: АФ6-80х80х10000К1ХЛ, зав.№ 754. Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2013/2016 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
3	Скважина 157-Р		Фонтанная арматура: АФК6 – 80/65х35К1ХЛ зав.№ 1000 Колонная головка: ОКК2 – 35 -178х245х324 К1ХЛ, зав. № 005 Завод-изготовитель: «ВМЗ» - филиал ФГУП «ГКНПЦ им. М.В. Хруничева» Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввода в эксплуатацию: 2012/2014 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
4	Куест 47				
4.1	Скважина №2471	Получение, использование опасных веществ.	Фонтанная арматура: АФ6-100х100/35 К1 ХЛ, зав.№ 281 Колонная головка: КГ2 – 5000 -178-245-324 К1ХЛ, зав.№ 562 Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2013/2015 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
4.2	Скважина №4471	Использование оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 МПа	Колонная головка: КГ2 – 5000 -178-245-324 К1ХЛ, зав.№ 026. Фонтанная арматура: АФ6 – 100х35 К1ХЛ, зав.№ 021. Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г.Воронеж. Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2015/2016 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
4.3	Скважина №6476		Колонная головка: КГ2 – 5000 -178-245-324 К1ХЛ, зав.№ 002. Фонтанная арматура: АФ6 – 100/100х35 К1ХЛ, зав.№ 002. Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г.Воронеж. Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2015/2016 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
4.4	Скважина №8475		Колонная головка: КГ2 – 5000 -178-245-324 К1ХЛ № 357. Фонтанная арматура: АФК6 – 100/100х35 К1ХЛ № 274. Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г.Воронеж.	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2015/2016 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2

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

Изм.	
Лист	
№ док.	
Подпись	
Дата	

2019-302-НТЦ-ТОБЭ

Изм.	
Лист	
№ док.	
Подпись	
Дата	

№	Наименование площадки, участка, цеха, здания, сооружения, входящих в состав ОПО	Краткая характеристика опасности	Наименование, тип, марка, модель (при наличии), регистрационный или учетный № (для подъемных сооружений и оборудования, работающего под давлением, подлежащего учету в регистрирующем органе), заводской № (в случае наличия) технического устройства, наименование опасного вещества, взрывоопасные пылевоздушные смеси	Проектные (эксплуатационные) характеристики, дата изготовления, дата ввода в эксплуатацию	Числовое обозначение признака опасности
4.5	Скважина №5472	Получение, использование опасных веществ. Использование оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 МПа	Опасное вещество: природный газ Колонная головка: KG2 – 5000 -178-245-324 К1ХЛ № 030. Фонтанная арматура: АФК6 – 100/100х35 К1ХЛ № 025. Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г.Воронеж. Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2015/2017 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
4.6	Скважина №3471		Колонная головка: KG2 – 5000 -178-245-324 К1ХЛ № 024. Фонтанная арматура: АФК6 – 100/100х35 К1ХЛ № 019. Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г.Воронеж. Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2015/2017 Опасное вещество: горючий газ – 0,000053 т.	2.1, 2.2
4.7	Скважина №5471		Колонная головка: KG2 – 5000 -178-245-324 К1ХЛ № 019. Фонтанная арматура: АФК6 – 100/100х35 К1ХЛ № 014. Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г.Воронеж. Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2015/2017 Опасное вещество: горючий газ – 0,000053 т.	2.1, 2.2
4.8	Скважина №4472		Колонная головка: KG2 – 5000 -178-245-324 К1ХЛ № 012. Фонтанная арматура: АФК6 – 100/100х35 К1ХЛ № 007. Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г.Воронеж. Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2015/2017 Опасное вещество: горючий газ – 0,000053 т.	2.1, 2.2
4.9	Скважина №7471		Колонная головка: ОКК2 – 5000 -178-245-324 К1ХЛ № 16557. Фонтанная арматура: АФК6 – 100/100х35 К1ХЛ № 16327. Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2016/2017 Опасное вещество: горючий газ – 0,000053 т.	2.1, 2.2
4.10	Скважина №5473		Колонная головка: ОКК2 – 5000 -178-245-324 К1ХЛ № 16662. Фонтанная арматура: АФК6 – 100/100х35 К1ХЛ № 16281. Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2016/2017 Опасное вещество: горючий газ – 0,000053 т.	2.1, 2.2
4.11	Скважина №3472		Колонная головка: ОКК2 – 5000 -178-245-324 К1ХЛ № 16713. Фонтанная арматура: АФК6 – 100/100х35 К1ХЛ № 16703. Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2016/2017 Опасное вещество: горючий газ – 0,000053 т.	2.1, 2.2
4.12	Скважина №6475		Колонная головка: ОКК2 – 5000 -178-245-324 К1ХЛ № 16439. Фонтанная арматура: АФК6 – 100/100х35 К1ХЛ № 16437. Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2016/2017 Опасное вещество: горючий газ – 0,000053 т.	2.1, 2.2

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

Изм.	
Лист	
№ док.	
Подпись	
Дата	
2019-302-НТЦ-ТОБЭ	
86	л/шт

№	Наименование площадки, участка, цеха, здания, сооружения, входящих в состав ОПО	Краткая характеристика опасности	Наименование, тип, марка, модель (при наличии), регистрационный или учетный № (для подъемных сооружений и оборудования, работающего под давлением, подлежащего учету в регистрирующем органе), заводской № (в случае наличия) технического устройства, наименование опасного вещества, взрывоопасные пылевоздушные смеси	Проектные (эксплуатационные) характеристики, дата изготовления, дата ввода в эксплуатацию	Числовое обозначение признака опасности
4.13	Скважина №8473		Колонная головка: ОКК2 – 5000 -178-245-324 К1ХЛ № 16687. Фонтанная арматура: АФК6 – 100/100х35 К1ХЛ № 16282. Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2016/2017 Опасное вещество: горючий газ – 0,000053 т.	2.1, 2.2
4.14	Скважина №6477		Колонная головка: ОКК2 – 35-178-245-324 К1ХЛ № 16350. Фонтанная арматура: АФ6 – 100/100х35 К1ХЛ № 16328. Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2016/2017 Опасное вещество: горючий газ – 0,000053 т.	2.1, 2.2
4.15	Скважина №5474	Получение, использование опасных веществ.	Колонная головка: ОКК2 – 35-178-245-324 К1ХЛ № 16299. Фонтанная арматура: АФ6 – 100/100х35 К1ХЛ № 16597. Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2016/2017 Опасное вещество: горючий газ – 0,000053 т.	2.1, 2.2
4.16	Скважина №6471	Использование оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 МПа	Колонная головка: KG2-5000-178-245-324 К1ХЛ № 493. Фонтанная арматура: АФК6 – 100/100х35 К1ХЛ № 268. Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2013/2017 Опасное вещество: горючий газ – 0,000053 т.	2.1, 2.2
4.17	Скважина №6473		Колонная головка: KG2-5000-178-245-324 К1ХЛ № 390. Фонтанная арматура: АФК6 – 100/100х35 К1ХЛ № 277. Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2014/2017 Опасное вещество: горючий газ – 0,000053 т.	2.1, 2.2
4.18	Скважина №8471		Колонная головка: ОКК2 – 35-178-245-324 К1ХЛ № 16352. Фонтанная арматура: АФ6 – 100/100х35 К1ХЛ № 16331. Завод-изготовитель: АО «Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2016/2017 Опасное вещество: горючий газ – 0,000053 т.	2.1, 2.2
4.19	Скважина №8474		Колонная головка: ОКК2 – 35-178-245-324 К1ХЛ № 16502. Фонтанная арматура: АФ6 – 100/100х35 К1ХЛ № 16520. Завод-изготовитель: АО «Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2016/2017 Опасное вещество: горючий газ – 0,000053 т.	2.1, 2.2
4.20	Скважина №6472	Получение, использование опасных веществ.	Фонтанная арматура АФ6-100х100/35х5000 К1ХЛ № 280, Колонная головка: KG2-5000-178-245-324 К1ХЛ № 388. Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2014/2018 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2

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

Изм.	
Лист	
№ док.	
Подпись	
Дата	
2019-302-НТЦ-ТОБЭ	
Лист	87

№	Наименование площадки, участка, цеха, здания, сооружения, входящих в состав ОПО	Краткая характеристика опасности	Наименование, тип, марка, модель (при наличии), регистрационный или учетный № (для подъемных сооружений и оборудования, работающего под давлением, подлежащего учету в регистрирующем органе), заводской № (в случае наличия) технического устройства, наименование опасного вещества, взрывоопасные пылевоздушные смеси	Проектные (эксплуатационные) характеристики, дата изготовления, дата ввода в эксплуатацию	Числовое обозначение признака опасности
4.21	Скважина №8472	Использование оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07	Фонтанная арматура АФ6-100х100/35х5000 К1ХЛ № 288, Колонная головка: КГ2-5000-178-245-324 К1ХЛ № 15138 Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2014/2018 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
4.22	Скважина №6474		Фонтанная арматура АФ6 100х35 К1 ХЛ № 010, Колонная головка: ОКК2-35-178х245х324 К1 ХЛ №015 Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г.Воронеж Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2014/2018 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
4.23	Скважина №3473		Фонтанная арматура АФ6 100х35 К1 ХЛ №16562, Колонная головка: ОКК2-35-178х245х324 К1 ХЛ №16476 Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2016/2018 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т..	2.1, 2.2
5	Куст 7				
5.1	Скважина № 5073	Получение, использование опасных веществ.	Колонная головка: КГ2 – 5000 -178-245-324 К1ХЛ, зав.№ 572. Фонтанная арматура АФ6 – 100/100х35 К1ХЛ, зав. № 1176. Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2013/2014 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
5.2	Скважина № 8071	Использование оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 МПа	Колонная головка: КГ2 – 5000 -178-245-324 К1ХЛ, зав.№ 611. Фонтанная арматура: АФ6 80х80/50х5000 К1ХЛ, зав.№ 999 Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2012/2014 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
5.3	Скважина № 8072		Колонная головка: КГ2 – 5000 -178-245-324 К1ХЛ, зав.№ 613. Фонтанная арматура АФ6 – 80х80х5000К1, зав. № 979. Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2012/2014 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
5.4	Скважина № 2073		Колонная головка: КГ2 – 5000 -178-245-324 К1ХЛ, зав.№ 539. Фонтанная арматура АФК6 – 100/100х35 К1ХЛ, зав. № 976. Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2013/2014 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
5.5	Скважина № 5072		Колонная головка: КГ2 – 5000 -178-245-324 К1ХЛ, зав.№ 595. Фонтанная арматура АФК6 – 100/100х35 К1ХЛ, зав. № 1187. Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2013/2014 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2

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

Изм.	
Лист	
№ док.	
Подпись	
Дата	
2019-302-НТЦ-ТОБЭ	
88	л/шт

№	Наименование площадки, участка, цеха, здания, сооружения, входящих в состав ОПО	Краткая характеристика опасности	Наименование, тип, марка, модель (при наличии), регистрационный или учетный № (для подъемных сооружений и оборудования, работающего под давлением, подлежащего учету в регистрирующем органе), заводской № (в случае наличия) технического устройства, наименование опасного вещества, взрывоопасные пылевоздушные смеси	Проектные (эксплуатационные) характеристики, дата изготовления, дата ввода в эксплуатацию	Числовое обозначение признака опасности
5.6	Скважина № 7071	Получение, использование опасных веществ. Использование оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 МПа	Колонная головка: KG2 – 5000 -178-245-324 К1ХЛ, зав. № 494. Фонтанная арматура АФК6 – 100/100х35 К1ХЛ, зав. № 1028. Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2013/2014 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
5.7	Скважина № 3072		Колонная головка: KG2 – 5000 -178-245-324 К1ХЛ, зав. № 616. Фонтанная арматура АФК6 – 100х100/100х5000 К1ХЛ, зав. № 997 Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2013/2014 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
5.8	Скважина № 8073		Колонная головка: KG2 – 5000 -178-245-324 К1ХЛ, зав. № 622. Фонтанная арматура АФ6 – 80х80х5000К1ХЛ, зав. № 1002. Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2013/2014 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
5.9	Скважина № 7073		Колонная головка: KG2 – 5000 -178-245-324 К1ХЛ, зав. № 337. Фонтанная арматура АФК6 – 100х100х35 К1ХЛ, зав. № 262. Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2013/2015 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
5.10	Скважина № 5075		Колонная головка: KG2 – 5000 -178-245-324 К1ХЛ, зав. № 356. Фонтанная арматура АФК6 – 100/100х35 К1ХЛ, зав. № 266 Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2013/2015 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
5.11	Скважина № 4072		Колонная головка: KG2 – 5000 -178-245-324 К1ХЛ, зав. № 537. Фонтанная арматура АФ6 – 100х100х35 К1ХЛ, зав. № 154 Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2013/2015 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
5.12	Скважина № 4071		Колонная головка: KG2 – 5000 -178-245-324 К1ХЛ, зав. № 317. Фонтанная арматура АФ6 – 100/100х35 К1ХЛ, зав. № 254 Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2013/2015 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
5.13	Скважина № 1072		Колонная головка: ОКК1 – 21 -178-245 К1ХЛ, зав. № 157. Фонтанная арматура АФ6 – 100х100х21 К1ХЛ, зав. № 113. Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2013/2015 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
5.14	Скважина № 3071		Колонная головка: KG2 – 5000 -178-245-324 К1ХЛ, зав. № 574. Фонтанная арматура АФ6 – 100х100х35 К1ХЛ, зав. № 1177.	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2013/2015	2.1, 2.2

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

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подпись	
Дата	
2019-302-НТЦ-ТОБЭ	
89	л/шт

№	Наименование площадки, участка, цеха, здания, сооружения, входящих в состав ОПО	Краткая характеристика опасности	Наименование, тип, марка, модель (при наличии), регистрационный или учетный № (для подъемных сооружений и оборудования, работающего под давлением, подлежащего учету в регистрирующем органе), заводской № (в случае наличия) технического устройства, наименование опасного вещества, взрывоопасные пылевоздушные смеси	Проектные (эксплуатационные) характеристики, дата изготовления, дата ввода в эксплуатацию	Числовое обозначение признака опасности
			Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	
5.15	Скважина № 5071		Колонная головка: KG2 – 5000 -178-245-324 K1XЛ, зав.№ 366. Фонтанная арматура АФ6 – 100/100х35 K1XЛ, зав.№ 291. Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2015/2016 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
5.16	Скважина № 5074		Колонная головка: KG2 – 5000 -178-245-324 K1XЛ, зав. № 385. Фонтанная арматура АФ6 – 100/100х35 K1XЛ, зав. № 266. Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2014/2016 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
5.17	Скважина № 8074	Получение, использование опасных веществ.	Колонная головка: KG2 – 5000 -178-245-324 K1XЛ, зав. № 001. Фонтанная арматура АФК6 – 100/100х35 K1XЛ, зав. № 001. Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2015/2016 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
5.18	Скважина № 8075	Использование оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 МПа	Колонная головка: KG2 – 5000 -178-245-324 K1XЛ, зав.№ 017. Фонтанная арматура: АФК6 – 100/100х35 K1XЛ, зав.№ 013. Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г.Воронеж. Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2015/2016 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
5.19	Скважина № 2071		Колонная головка: KG2 – 5000 -178-245-324 K1XЛ, зав.№ 332. Фонтанная арматура АФ6 – 100х100х35 K1XЛ, зав. № 252. Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2013/2017 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
5.20	Скважина № 2072		Колонная головка: KG2 – 5000 -178-245-324 K1XЛ, зав.№ 359. Фонтанная арматура АФ6 – 100х100х35 K1XЛ, зав. № 976. Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2013/2017 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
5.21	Скважина № 7072		Фонтанная арматура АФ6-100х100/35 K1XЛ № 253, Колонная головка: KG2-5000-178х245х324K1XЛ № 333 Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2014/2018 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
5.22	Скважина №1071		Фонтанная арматура АФ6-100х21 K1XЛ № 18007, Колонная головка: ОКК1-21-178х245 K1XЛ № 18003 Завод-изготовитель: ФГУП «ГКНПЦ им. М.В.Хруничева, г. Воронеж	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2018/2019 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2



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

Изм.	
Лист	
№ док.	
Подпись	
Дата	

№	Наименование площадки, участка, цеха, здания, сооружения, входящих в состав ОПО	Краткая характеристика опасности	Наименование, тип, марка, модель (при наличии), регистрационный или учетный № (для подъемных сооружений и оборудования, работающего под давлением, подлежащего учету в регистрирующем органе), заводской № (в случае наличия) технического устройства, наименование опасного вещества, взрывоопасные пылевоздушные смеси	Проектные (эксплуатационные) характеристики, дата изготовления, дата ввода в эксплуатацию	Числовое обозначение признака опасности
			Опасное вещество: природный газ		
5.23	Скважина №1073		Фонтанная арматура АФ6-100х21 К1ХЛ № 18002, Колонная головка: ОКК1-21-178х245 К1ХЛ № 18001, Завод-изготовитель: ФГУП «ГКНПЦ им. М.В.Хруничева, г. Воронеж Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2018/2019 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1,2.2
6	<b>Куст 44</b>				
6.1	Скважина №8441	Получение, использование опасных веществ.	Колонная головка: KG2 – 5000 -178-245-324 К1ХЛ, зав. № 614. Фонтанная арматура АФК6 – 100/100х35 К1ХЛ, зав. № 997. Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2012/2014 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
6.2	Скважина №8442	Использование оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 МПа	Колонная головка: KG2 – 5000 -178-245-324 К1ХЛ, зав. № 615. Фонтанная арматура АФ6 – 100х100х35 К1ХЛ, зав. № 998. Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2012/2014 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
6.3	Скважина №8443		Колонная головка: KG2 – 5000 -178-245-324 К1ХЛ, зав. № 612. Фонтанная арматура АФК6 – 100х100/100х5000 К1ХЛ, зав. №996 Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2012/2014 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
6.4	Скважина №4441		Колонная головка: KG2 – 5000 -178-245-324 К1ХЛ, зав. № 621. Фонтанная арматура АФК6 – 100х100х35 К1ХЛ, зав. № 1001. Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2012/2014 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
6.5	Скважина №5441		Колонная головка: KG2 – 5000 -178-245-324 К1ХЛ, зав. № 492. Фонтанная арматура: АФ6 80х80/50х5000 К1ХЛ, зав. № 975 Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2012/2014 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
6.6	Скважина №7441	Получение, использование опасных веществ.	Колонная головка: KG2 – 5000 -178-245-324 К1ХЛ, зав. № 596. Фонтанная арматура АФ6 – 80х80х5000К1, зав. № 1188. Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2013/2014 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2

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

Изм.	
Лист	
№ док.	
Подпись	
Дата	
2019-302-НТЦ-ТОБЭ	
Изм.	91

№	Наименование площадки, участка, цеха, здания, сооружения, входящих в состав ОПО	Краткая характеристика опасности	Наименование, тип, марка, модель (при наличии), регистрационный или учетный № (для подъемных сооружений и оборудования, работающего под давлением, подлежащего учету в регистрирующем органе), заводской № (в случае наличия) технического устройства, наименование опасного вещества, взрывоопасные пылевоздушные смеси	Проектные (эксплуатационные) характеристики, дата изготовления, дата ввода в эксплуатацию	Числовое обозначение признака опасности
6.7	Скважина №2441	Использование оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 МПа	Колонная головка: KG2 – 5000 -178-245-324 K1XЛ № 527. Фонтанная арматура: АФ6 – 100/100х35 K1XЛ, зав. № 990. Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2013/2014 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
6.8	Скважина №4442		Колонная головка: KG2 – 5000 -178-245-324 K1XЛ, зав.№ 538. Фонтанная арматура АФК6 – 100/100х35 K1XЛ, зав. № 1029 Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2013/2014 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
6.9	Скважина №3441		Колонная головка: KG2 – 5000 -178-245-324 K1XЛ, зав.№ 564. Фонтанная арматура АФ6 – 100/100х35 K1XЛ, зав.№ 1186. Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2013/2014 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
6.10	Скважина №7442		Колонная головка: KG2 – 5000 -178-245-324 K1XЛ, зав.№ 540. Фонтанная арматура АФ6 – 80х80х5000K1XЛ, зав. № 1175 Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2013/2015 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
6.11	Скважина №8444		Колонная головка: KG2 – 5000 -178-245-324 K1XЛ, зав. № 193. Фонтанная арматура АФК6 – 100/100х35 K1XЛ, зав. № 192 Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2013/2015 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
6.12	Скважина №4443		Колонная головка: KG2 – 5000 -178-245-324 K1XЛ, зав.№ 563 Фонтанная арматура АФ6 – 100х100х35 K1XЛ зав.№ 1111 Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2013/2015 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
7	Куст 43				
7.1	Скважина №4431	Получение, использование опасных веществ.	Колонная головка: KG2 – 5000 -178-245-324 K1XЛ, зав.№ 312 Фонтанная арматура АФ6 – 100/100х35K1XЛ, зав.№ 286. Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2014/2016 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
7.2	Скважина №4433	Использование оборудования, работающего под	Колонная головка: KG2 – 5000 -178-245-324 K1XЛ, зав.№ 018. Фонтанная арматура АФ6 – 100х35 K1XЛ, зав.№ 012. Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г.Воронеж. Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2015/2016 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2



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

Изм.	
Лист	
№ док.	
Подпись	
Дата	
2019-302-НТЦ-ТОБЭ	
92	Лист

№	Наименование площадки, участка, цеха, здания, сооружения, входящих в состав ОПО	Краткая характеристика опасности	Наименование, тип, марка, модель (при наличии), регистрационный или учетный № (для подъемных сооружений и оборудования, работающего под давлением, подлежащего учету в регистрирующем органе), заводской № (в случае наличия) технического устройства, наименование опасного вещества, взрывоопасные пылевоздушные смеси	Проектные (эксплуатационные) характеристики, дата изготовления, дата ввода в эксплуатацию	Числовое обозначение признака опасности
7.3	Скважина №5431	избыточным давлением более 0,07 МПа	Колонная головка: KG2 – 5000 -178-245-324 K1XЛ, зав.№ 408. Фонтанная арматура АФК6 – 100х100х35 K1XЛ, зав.№ 282. Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень: Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию:2014/2016 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
7.4	Скважина №2431		Колонная головка: KG2 – 5000 -178-245-324 K1XЛ, зав.№ 409. Фонтанная арматура АФК6 – 100х100х35 K1XЛ, зав.№ 289. Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень: Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию:2014/2017 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
7.5	Скважина №2432	Получение, использование опасных веществ. Использование оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 МПа	Колонная головка: KG2 – 5000 -178-245-324 K1XЛ, зав.№ 029. Фонтанная арматура АФК6 – 100х100х35 K1XЛ, зав.№ 024. Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень: Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию:2015/2017 Опасное вещество: горючий газ – 0,000053 т.	2.1, 2.2
7.6	Скважина №4432	Получение, использование опасных веществ. Использование оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 МПа	Колонная головка: KG2 – 5000 -178-245-324 K1XЛ, зав.№ 003. Фонтанная арматура АФК6 – 100х100х35 K1XЛ, зав.№ 003. Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень: Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию:2015/2017 Опасное вещество: горючий газ – 0,000053 т.	2.1, 2.2
7.7	Скважина №8432		Колонная головка: KG2 – 5000 -178-245-324 K1XЛ, зав.№ 020. Фонтанная арматура АФК6 – 100х100х35 K1XЛ, зав.№ 015. Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень: Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию:2015/2017 Опасное вещество: горючий газ – 0,000053 т.	2.1, 2.2
7.8	Скважина №8431	Получение, использование опасных веществ. Использование оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 МПа	Фонтанная арматура АФ6-100х100/5000 K1 XЛ №278, Колонная головка: KG2-5000-178х245х324K1XЛ №386 Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2014/2018 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
7.9	Скважина №3431		Фонтанная арматура АФ6-100х100/5000 K1 XЛ №290, Колонная головка: KG2-5000-178х245х324K1XЛ №336 Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2014/2018 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
8	Куст 25				

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

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подпись	
Дата	
2019-302-НТЦ-ТОБЭ	
93	Лист

№	Наименование площадки, участка, цеха, здания, сооружения, входящих в состав ОПО	Краткая характеристика опасности	Наименование, тип, марка, модель (при наличии), регистрационный или учетный № (для подъемных сооружений и оборудования, работающего под давлением, подлежащего учету в регистрирующем органе), заводской № (в случае наличия) технического устройства, наименование опасного вещества, взрывоопасные пылевоздушные смеси	Проектные (эксплуатационные) характеристики, дата изготовления, дата ввода в эксплуатацию	Числовое обозначение признака опасности
8.1	Скважина №8251	Получение, использование опасных веществ.	Колонная головка: ОКК2 – 35 -178-245-324 К1ХЛ, зав.№ 025. Фонтанная арматура АФК6 – 100х35 К1ХЛ, зав.№ 020. Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г.Воронеж. Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2015/2016 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
8.2	Скважина №5251	Использование оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 МПа	Колонная головка: ОКК2 – 35 -178-245-324 К1ХЛ, зав.№ 021. Фонтанная арматура АФК6 – 100х35 К1ХЛ, зав.№ 016. Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г.Воронеж. Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2015/2017 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
8.3	Скважина №5254		Колонная головка: ОКК2 – 35 -178-245-324 К1ХЛ, зав.№ 014. Фонтанная арматура АФК6 – 100х35 К1ХЛ, зав.№ 009. Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г.Воронеж. Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2015/2017 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
8.4	Скважина №5255		Колонная головка: ОКК2 – 35 -178-245-324 К1ХЛ, зав.№ 028. Фонтанная арматура АФК6 – 100х35 К1ХЛ, зав.№ 023. Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г.Воронеж. Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2015/2016 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
8.5	Скважина №4252		Колонная головка: ОКК2 – 35 -178-245-324 К1ХЛ, зав.№ 031. Фонтанная арматура АФК6 – 100х35 К1ХЛ, зав.№ 026. Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г.Воронеж. Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2015/2017 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
8.6	Скважина №4253		Колонная головка: ОКК2 – 35 -178-245-324 К1ХЛ, зав.№ 009. Фонтанная арматура АФК6 – 100х35 К1ХЛ, зав.№ 004. Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г.Воронеж. Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2015/2017 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
8.7	Скважина №3251		Колонная головка: ОКК2 – 35 -178-245-324 К1ХЛ, зав.№ 16301. Фонтанная арматура АФК6 – 100х35 К1ХЛ, зав.№ 16663 Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень. Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2016/2017 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
8.8	Скважина №4251		Колонная головка: ОКК2 – 35 -178-245-324 К1ХЛ, зав.№ 16688. Фонтанная арматура АФК6 – 100х35 К1ХЛ, зав.№ 16662 Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень. Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2016/2017 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2

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

Изм.	
Лист	
№ док.	
Подпись	
Дата	
2019-302-НТЦ-ТОБЭ	
94	Лист

№	Наименование площадки, участка, цеха, здания, сооружения, входящих в состав ОПО	Краткая характеристика опасности	Наименование, тип, марка, модель (при наличии), регистрационный или учетный № (для подъемных сооружений и оборудования, работающего под давлением, подлежащего учету в регистрирующем органе), заводской № (в случае наличия) технического устройства, наименование опасного вещества, взрывоопасные пылевоздушные смеси	Проектные (эксплуатационные) характеристики, дата изготовления, дата ввода в эксплуатацию	Числовое обозначение признака опасности
8.9	Скважина №6252		Колонная головка: ОКК2 – 35 -178-245-324 К1ХЛ, зав.№ 16477. Фонтанная арматура АФК6 – 100х35 К1ХЛ, зав.№ 16465 Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень. Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2016/2017 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
9	<b>Куст 2</b>				
9.1	Скважина №2022	Получение, использование опасных веществ.	Колонная головка: ОКК2 – 35 -178-245-324 К1ХЛ, зав.№ 023. Фонтанная арматура АФК6 – 100х35 К1ХЛ, зав.№ 018. Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г.Воронеж. Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2015/2017 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
9.2	Скважина №5021	Использование оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 МПа	Колонная головка: ОКК2 – 35 -178-245-324 К1ХЛ, зав.№ 022. Фонтанная арматура АФК6 – 100х35 К1ХЛ, зав.№ 017. Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г.Воронеж. Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2015/2017 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
9.3	Скважина №3022		Колонная головка: ОКК2 – 35 -178-245-324 К1ХЛ, зав.№ 011. Фонтанная арматура АФК6 – 100х35 К1ХЛ, зав.№ 006. Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г.Воронеж. Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2015/2017 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
9.4	Скважина №2021		Колонная головка: ОКК2 – 35 -178-245-324 К1ХЛ, зав.№ 16302. Фонтанная арматура АФК6 – 100х35 К1ХЛ, зав.№ 16285. Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г.Воронеж. Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2016/2017 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
9.5	Скважина №2023		Колонная головка: ОКК2 – 35 -178-245-324 К1ХЛ, зав.№ 16438. Фонтанная арматура АФК6 – 100х35 К1ХЛ, зав.№ 16436. Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г.Воронеж. Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2016/2017 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
9.6	Скважина №3021		Колонная головка: ОКК2 – 35 -178-245-324 К1ХЛ, зав.№ 16661. Фонтанная арматура АФК6 – 100х35 К1ХЛ, зав.№ 16629. Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г. Воронеж. Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2016/2017 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
9.7	Скважина №5022		Колонная головка: ОКК2 – 35 -178-245-324 К1ХЛ, зав.№ 027. Фонтанная арматура АФК6 – 100х35 К1ХЛ, зав.№ 010. Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г. Воронеж. Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2015/2017 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2

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

Изм.	
Лист	
№ док.	
Подпись	
Дата	
2019-302-НТЦ-ТОБЭ	
95	1/шт

№	Наименование площадки, участка, цеха, здания, сооружения, входящих в состав ОПО	Краткая характеристика опасности	Наименование, тип, марка, модель (при наличии), регистрационный или учетный № (для подъемных сооружений и оборудования, работающего под давлением, подлежащего учету в регистрирующем органе), заводской № (в случае наличия) технического устройства, наименование опасного вещества, взрывоопасные пылевоздушные смеси	Проектные (эксплуатационные) характеристики, дата изготовления, дата ввода в эксплуатацию	Числовое обозначение признака опасности
9.8	Скважина № 4021		Фонтанная арматура АФ6-100/100*35 К1 ХЛ № 011, Колонная головка: ОКК2-350-178х245х324 К1 ХЛ №016 Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г.Воронеж Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2017/2018 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
10	<b>Куст 46</b>				
10.1	Скважина №8462	Получение, использование опасных веществ.	Фонтанная арматура: АФ6-100х100/35 К1 ХЛ, зав.№ 013 Колонная головка: KG2 – 5000 -178-245-324 К1ХЛ, зав.№ 008 Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2016/2017 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
10.2	Скважина №6462	Использование оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 МПа	Фонтанная арматура: АФ6-100х100/35 К1 ХЛ, зав.№ 16284 Колонная головка: KG2 – 5000 -178-245-324 К1ХЛ, зав.№ 16302 Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2016/2017 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
10.3	Скважина № 8461		Фонтанная арматура: АФ6-100х100/35 К1 ХЛ, зав.№ 16133 Колонная головка: KG2 – 5000 -178-245-324 К1ХЛ, зав.№ 16349 Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2016/2017 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
10.4	Скважина № 8463		Фонтанная арматура: АФ6-100х100/35 К1 ХЛ, зав.№ 16702 Колонная головка: KG2 – 5000 -178-245-324 К1ХЛ, зав.№ 16712 Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2016/2017 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
10.5	Скважина № 8464		Фонтанная арматура: АФ6-100х100/35 К1 ХЛ, зав.№ 16132 Колонная головка: KG2 – 5000 -178-245-324 К1ХЛ, зав.№ 16179 Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2016/2017 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
10.6	Скважина № 3461		Колонная головка: ОКК2-35-178*245*324 К1 ХЛ №16503 Фонтанная арматура: АФ6-100/100*35 К1 ХЛ №16330 Завод-изготовитель: АО «Нефтепромаш», г. Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2016/2017 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
10.7	Скважина № 4461		Колонная головка: ОКК2-35-178*245*324 К1 ХЛ №16351 Фонтанная арматура: АФ6-100/100*35 К1 ХЛ №16630 Завод-изготовитель: АО «Нефтепромаш», г. Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2016/2017 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2

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

Изм.	
Лист	
№ док.	
Подпись	
Дата	
2019-302-НТЦ-ТОБЭ	
96	л/шт

№	Наименование площадки, участка, цеха, здания, сооружения, входящих в состав ОПО	Краткая характеристика опасности	Наименование, тип, марка, модель (при наличии), регистрационный или учетный № (для подъемных сооружений и оборудования, работающего под давлением, подлежащего учету в регистрирующем органе), заводской № (в случае наличия) технического устройства, наименование опасного вещества, взрывоопасные пылевоздушные смеси	Проектные (эксплуатационные) характеристики, дата изготовления, дата ввода в эксплуатацию	Числовое обозначение признака опасности
10.8	Скважина № 6463	Получение, использование опасных веществ.	Фонтанная арматура АФ6-100/100*35 К1 ХЛ № 16135, Колонная головка: ОКК2-350-178х245х324 К1 ХЛ № 16618 Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2016/2018 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
10.9	Скважина № 6464	Использование оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 МПа	Фонтанная арматура АФ6-100/100*35 К1 ХЛ № 16563, Колонная головка: ОКК2-350-178х245х324 К1 ХЛ № 419 Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2014/2018 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
10.10	Скважина № 6461		Фонтанная арматура АФ6-100/100*35 К1 ХЛ № 16521, Колонная головка: ОКК2-350-178х245х324 К1 ХЛ № 16182 Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2016/2018 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
10.11	Скважина № 3461		Фонтанная арматура АФ6-100/100*35 К1 ХЛ № 16330, Колонная головка: ОКК2-350-178х245х324 К1 ХЛ № 16503 Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2016/2018 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
10.12	Скважина № 4462		Фонтанная арматура АФ6-100/100*35 К1 ХЛ № 008, Колонная головка: ОКК2-350-178х245х324 К1 ХЛ № 005 Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г.Воронеж Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2015/2018 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
10.13	Скважина № 2461		Фонтанная арматура АФ6-100/100*35 К1 ХЛ № 010, Колонная головка: ОКК2-350-178х245х324 К1 ХЛ № 009 Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г.Воронеж Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2017/2018 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
10.14	Скважина № 7461		Фонтанная арматура АФ6-100/100*35 К1 ХЛ № 007, Колонная головка: ОКК2-350-178х245х324 К1 ХЛ № 002 Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г.Воронеж Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2018/2018 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
10.15	Скважина № 2462		Фонтанная арматура АФ6-100/100*35 К1 ХЛ № 003, Колонная головка: ОКК2-350-178х245х324 К1 ХЛ № 009 Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г.Воронеж Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2018/2018 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
11	<b>Поглощающие скважины:</b>				

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

Изм.	
Лист	
№ док.	
Подпись	
Дата	
2019-302-НТЦ-ТОБЭ	
97	Лист

№	Наименование площадки, участка, цеха, здания, сооружения, входящих в состав ОПО	Краткая характеристика опасности	Наименование, тип, марка, модель (при наличии), регистрационный или учетный № (для подъемных сооружений и оборудования, работающего под давлением, подлежащего учету в регистрирующем органе), заводской № (в случае наличия) технического устройства, наименование опасного вещества, взрывоопасные пылевоздушные смеси	Проектные (эксплуатационные) характеристики, дата изготовления, дата ввода в эксплуатацию	Числовое обозначение признака опасности
11.1	Скважина № 1 ПС	Использование оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 МПа	Колонная головка: ОКК2-21 178х245х324 К1ХЛ, зав. № 371. Фонтанная арматура АНК1-65х21 К1ХЛ, зав. № 478 Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2014/2016	2.2
11.2	Скважина № 2 ПС		Колонная головка: ОКК2-21 178х245х324 К1ХЛ, зав. № 373 Фонтанная арматура АНК1-65х21 К1ХЛ, зав. № 114 Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2014/2017	2.2
11.3	Скважина № 3 ПС		Колонная головка: ОКК2-21 178х245х324 К1ХЛ, зав. № 352. Фонтанная арматура АНК1-65х21 К1ХЛ, зав. № 264 Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2014/2017	2.2
11.4	Скважина № 4 ПС		Колонная головка: ОКК2-21 178х245х324 К1ХЛ, зав. № 374. Фонтанная арматура АНК1-65х21 К1ХЛ, зав. № 481 Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2014/2016	2.2
12	Куст 1				
12.1	Скважина № 2011	Получение, использование опасных веществ.	Колонная головка: ОКК2-35-178х245х324 К1 ХЛ № 16353. Фонтанная арматура АФ6 – 100х35 К1ХЛ № 16283. Завод-изготовитель: ОАО «НЕФТЕПРОММАШ», г. Тюмень. Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2016/2017 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
12.2	Скважина № 3011	Использование оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 МПа	Колонная головка: ОКК2-35-178х245х324 К1 ХЛ № 16619. Фонтанная арматура АФ6 – 100х35 К1ХЛ № 16596. Завод-изготовитель: ОАО «НЕФТЕПРОММАШ», г. Тюмень. Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2016/2017 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1,2.2
12.3	Скважина № 5011	Использование оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 МПа	Колонная головка: ОКК2-35-178х245х324 К1 ХЛ № 16180. Фонтанная арматура АФ6 – 100х35 К1ХЛ № 16329. Завод-изготовитель: ОАО «НЕФТЕПРОММАШ», г. Тюмень. Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2016/2017 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1,2.2
12.4	Скважина № 3012		Колонная головка: ОКК2-35-178х245х324 К1 ХЛ № 16300. Фонтанная арматура АФ6 – 100х35 К1ХЛ № 16134. Завод-изготовитель: ОАО «НЕФТЕПРОММАШ», г. Тюмень. Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2016/2017 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1,2.2
12.5	Скважина №3013	Получение, использование опасных веществ.	Фонтанная арматура АФ6-100/100*35 К1 ХЛ № 16464, Колонная головка: ОКК2-350-178х245х324 К1 ХЛ № 16181 Завод-изготовитель: ОАО «Завод Нефтепромаш», г.Тюмень Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2016/2018 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2



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

Изм.	
Лист	
№ док.	
Подпись	
Дата	
2019-302-НТЦ-ТОБЭ	
98	1/шт

№	Наименование площадки, участка, цеха, здания, сооружения, входящих в состав ОПО	Краткая характеристика опасности	Наименование, тип, марка, модель (при наличии), регистрационный или учетный № (для подъемных сооружений и оборудования, работающего под давлением, подлежащего учету в регистрирующем органе), заводской № (в случае наличия) технического устройства, наименование опасного вещества, взрывоопасные пылевоздушные смеси	Проектные (эксплуатационные) характеристики, дата изготовления, дата ввода в эксплуатацию	Числовое обозначение признака опасности
12.6	Скважина № 2014	Использование оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 МПа	Фонтанная арматура АФ6-100/100*35 К1 ХЛ № 006, Колонная головка: ОКК2-35-178х245х324 К1 ХЛ №007 Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г.Воронеж Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2017/2018 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
12.7	Скважина № 2012		Фонтанная арматура АФ6-100/100*35 К1 ХЛ № 5, Колонная головка: ОКК2-350-178х245х324 К1 ХЛ №10 Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г.Воронеж Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2015/2018 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
12.8	Скважина № 2013		Фонтанная арматура АФ6-100/100*35 К1 ХЛ № 004, Колонная головка: ОКК2-35-178х245х324 К1 ХЛ №001 Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г.Воронеж Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2017/2018 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
12.9	Скважина № 4011		Фонтанная арматура АФ6-100/100*35 К1 ХЛ № 002, Колонная головка: ОКК2-350-178х245х324 К1 ХЛ №003 Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г.Воронеж Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2017/2018 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
13	<b>Куст 30</b>				
13.1	Скважина № 6301	Получение, использование опасных веществ.	Фонтанная арматура АФ6-100/100*35 К1 ХЛ № 003, Колонная головка: ОКК2-35-178х245х324 К1 ХЛ №002 Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г.Воронеж Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2017/2018 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
13.2	Скважина № 6302	Использование оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 МПа	Фонтанная арматура АФ6-100/100*35 К1 Л № 005, Колонная головка: ОКК2-35-178х245х324 К1 ХЛ №006 Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г.Воронеж Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2017/2018 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
13.3	Скважина № 4301		Фонтанная арматура АФ6-100/100*35 К1 ХЛ № 009, Колонная головка: ОКК2-350-178х245х324 К1 ХЛ №005 Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г.Воронеж Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2018/2018 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
13.4	Скважина № 4302		Фонтанная арматура АФ6-100/100*35 К1 ХЛ № 004, Колонная головка: ОКК2-35-178х245х324 К1 ХЛ № 003 Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г.Воронеж Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2018/2018 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2

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

Изм.	
Лист	
№ док.	
Подпись	
Дата	
2019-302-НТЦ-ТОБЭ	
99	100

№	Наименование площадки, участка, цеха, здания, сооружения, входящих в состав ОПО	Краткая характеристика опасности	Наименование, тип, марка, модель (при наличии), регистрационный или учетный № (для подъемных сооружений и оборудования, работающего под давлением, подлежащего учету в регистрирующем органе), заводской № (в случае наличия) технического устройства, наименование опасного вещества, взрывоопасные пылевоздушные смеси	Проектные (эксплуатационные) характеристики, дата изготовления, дата ввода в эксплуатацию	Числовое обозначение признака опасности
13.5	Скважина № 2301	Получение, использование опасных веществ, оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 МПа	Фонтанная арматура АФ6-100/100*35 К1 ХЛ № 006, Колонная головка: ОКК2-35-178х245х324 К1 ХЛ № 008 Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г.Воронеж Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2018/2019 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
13.6	Скважина № 3301		Фонтанная арматура АФ6-100/100*35 К1 ХЛ № 015, Колонная головка: ОКК2-35-178х245х324 К1 ХЛ № 015 Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г.Воронеж Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2018/2019 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
13.7	Скважина № 4303		Фонтанная арматура АФ6-100/100*35 К1 ХЛ № 002, Колонная головка: ОКК2-35-178х245х324 К1 ХЛ № 008 Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г.Воронеж Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2017/2019 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1,2.2
13.8	Скважина № 5301	Использование оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 МПа	Фонтанная арматура АФ6-100/100*35 К1 ХЛ № 011, Колонная головка: ОКК2-35-178х245х324 К1 ХЛ № 011 Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г.Воронеж Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2018/2019 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1,2.2
13.9	Скважина № 5303	Использование оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 МПа	Фонтанная арматура АФ6-100/100*35 К1 ХЛ № 021, Колонная головка: ОКК2-35-178х245х324 К1 ХЛ № 019 Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г.Воронеж Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2018/2019 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1,2.2
14.	<b>Куст 45</b>				
14.1	Скважина № 2451	Получение, использование опасных веществ.	Фонтанная арматура АФ6-100/100*35 К1 ХЛ № 009, Колонная головка: ОКК2-35-178х245х324 К1 ХЛ № 010 Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г.Воронеж Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2017/2018 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1,2.2
14.2	Скважина № 8451	Использование оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 МПа	Фонтанная арматура АФ6-100/100*35 К1 ХЛ № 007, Колонная головка: ОКК2-35-178х245х324 К1 ХЛ № 005 Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г.Воронеж Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2017/2018 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
14.3	Скважина № 172	Использование оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 МПа	Фонтанная арматура АФ6-100/105*35 К2 ХЛ № 001, Колонная головка: ОКК3.105.К2.00.01.000 К2ХЛ1 № 001 Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г.Воронеж Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 04.2018/04.2019 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1,2.2



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

Изм.	
Лист	
№ док.	
Подпись	
Дата	
2019-302-НТЦ-ТОБЭ	
100	101

№	Наименование площадки, участка, цеха, здания, сооружения, входящих в состав ОПО	Краткая характеристика опасности	Наименование, тип, марка, модель (при наличии), регистрационный или учетный № (для подъемных сооружений и оборудования, работающего под давлением, подлежащего учету в регистрирующем органе), заводской № (в случае наличия) технического устройства, наименование опасного вещества, взрывоопасные пылевоздушные смеси	Проектные (эксплуатационные) характеристики, дата изготовления, дата ввода в эксплуатацию	Числовое обозначение признака опасности
15.	<b>Куст 40</b>				
15.1	Скважина № 2402	Получение, использование опасных веществ.	Фонтанная арматура АФ6-100/100*35 К1 ХЛ № 008, Колонная головка: ОКК2-35-178х245х324 К1 ХЛ № 004 Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г.Воронеж Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2018/2018 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
15.2	Скважина № 4403	Использование оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 МПа	Фонтанная арматура АФ6-100/100*35 К1 ХЛ № 010, Колонная головка: ОКК2-35-178х245х324 К1 ХЛ № 006 Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г.Воронеж Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2018/2018 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
15.3	Скважина № 4404	Использование оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 МПа	Фонтанная арматура АФ6-100/100*35 К1 ХЛ № 012, Колонная головка: ОКК2-35-178х245х324 К1 ХЛ № 010 Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г.Воронеж Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 2018/2018 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
15.4	Скважина № 4402	Получение, использование опасных веществ.	Фонтанная арматура АФ6-100/100*35 К1 ХЛ № 016, Колонная головка: ОКК2-35-178х245х324 К1 ХЛ № 016 Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г.Воронеж Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 05.2018/2019 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
15.5	Скважина № 4401	Использование оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 МПа	Фонтанная арматура АФ6-100/100*35 К1 ХЛ № 019, Колонная головка: ОКК2-35-178х245х324 К1 ХЛ № 014 Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г.Воронеж Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 05.2018/2019 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
15.6	Скважина № 3401	Использование оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 МПа	Фонтанная арматура АФ6-100/100*35 К1 ХЛ № 014, Колонная головка: ОКК2-35-178х245х324 К1 ХЛ № 018 Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г.Воронеж Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 05.2018/2019 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
15.7	Скважина № 3404	Использование оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 МПа	Фонтанная арматура АФ6-100/100*35 К1 ХЛ № 018, Колонная головка: ОКК2-35-178х245х324 К1 ХЛ № 012 Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г.Воронеж Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 04.2018/2019 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
15.8	Скважина № 3402	Использование оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 МПа	Фонтанная арматура АФ6-100*21 К1 ХЛ № 18001, Колонная головка: ОКК1-21-178х245 К1 ХЛ № 18002 Завод-изготовитель: ФГУП «ГКНПЦ им. М.В. Хруничева»	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 10.2018/2019 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2

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

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подпись	
Дата	
2019-302-НТЦ-ТОБЭ	
101	102

№	Наименование площадки, участка, цеха, здания, сооружения, входящих в состав ОПО	Краткая характеристика опасности	Наименование, тип, марка, модель (при наличии), регистрационный или учетный № (для подъемных сооружений и оборудования, работающего под давлением, подлежащего учету в регистрирующем органе), заводской № (в случае наличия) технического устройства, наименование опасного вещества, взрывоопасные пылевоздушные смеси	Проектные (эксплуатационные) характеристики, дата изготовления, дата ввода в эксплуатацию	Числовое обозначение признака опасности
15.9	Скважина № 3403		Опасное вещество: природный газ Фонтанная арматура АФ6-100/100*35 К1 ХЛ № 18005, Колонная головка: ОКК2-35-178x245x324 К1 ХЛ № 18001 Завод-изготовитель: «ВМЗ» - филиал ФГУП «ГКНПЦ им. М.В. Хруничева» Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 10.2018/2019 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
15.10	Скважина №3406	Получение, использование опасных веществ. Использование оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 МПа	Фонтанная арматура АФ6-100/100*35 К1 ХЛ № 18003, Колонная головка: ОКК2-35-178x245x324 К1 ХЛ № 18005 Завод-изготовитель: «ВМЗ» - филиал ФГУП «ГКНПЦ им. М.В. Хруничева» Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 10.2018/2019 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
16.	Скважина 152-Р	Получение, использование опасных веществ. Использование оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 МПа	Фонтанная арматура: АФ6-80/65Х35К1ХЛ зав.№ 006 Колонная головка: ОКК2-35-178Х245Х324К1ХЛ зав. № 006 Завод-изготовитель: «ВМЗ» - филиал ФГУП «ГКНПЦ им. М.В. Хруничева» Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввода в эксплуатацию: 2010/2018 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
17.	Куст 04				
17.1	Скважина № 4042	Получение, использование опасных веществ.	Фонтанная арматура АФ6-100/100*35 К1 ХЛ № 013, Колонная головка: ОКК2-35-178x245x324 К1 ХЛ № 007 Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г. Воронеж Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 02.2018/2019 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1,2.2

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

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подпись	
Дата	
2019-302-НТЦ-ТОБЭ	
102	103

№	Наименование площадки, участка, цеха, здания, сооружения, входящих в состав ОПО	Краткая характеристика опасности	Наименование, тип, марка, модель (при наличии), регистрационный или учетный № (для подъемных сооружений и оборудования, работающего под давлением, подлежащего учету в регистрирующем органе), заводской № (в случае наличия) технического устройства, наименование опасного вещества, взрывоопасные пылевоздушные смеси	Проектные (эксплуатационные) характеристики, дата изготовления, дата ввода в эксплуатацию	Числовое обозначение признака опасности
		Использование оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 МПа			
17.2	Скважина №2041	Получение, использование опасных веществ. Использование оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 МПа	Фонтанная арматура АФ6-100/100*35 К1 ХЛ № 017, Колонная головка: ОКК2-35-178х245х324 К1 ХЛ № 017 Завод-изготовитель: ООО НПО «Нефтегаздеталь», г. Воронеж Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 05.2018/2019 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
18.	<b>Куст 35</b>				
18.1	Скважина №7351	Получение, использование опасных веществ. Использование оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 МПа	Фонтанная арматура АФ6-100/100*35 К1 ХЛ № 18002, Колонная головка: ОКК2-35-178х245х324 К1 ХЛ № 18004 Завод-изготовитель: «ВМЗ» - филиал ФГУП «ГКНПЦ им. М.В. Хруничева» Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 10.2018/2019 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2
19.	<b>Куст 39</b>				

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

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подпись	
Дата	
2019-302-НТЦ-ТОБЭ	
103	104

№	Наименование площадки, участка, цеха, здания, сооружения, входящих в состав ОПО	Краткая характеристика опасности	Наименование, тип, марка, модель (при наличии), регистрационный или учетный № (для подъемных сооружений и оборудования, работающего под давлением, подлежащего учету в регистрирующем органе), заводской № (в случае наличия) технического устройства, наименование опасного вещества, взрывоопасные пылевоздушные смеси	Проектные (эксплуатационные) характеристики, дата изготовления, дата ввода в эксплуатацию	Числовое обозначение признака опасности
	Скважина №8392	Получение, использование опасных веществ. Использование оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 МПа	Фонтанная арматура АФ6-100/100*35 К1 ХЛ № 18004, Колонная головка: ОКК2-35-178х245х324 К1 ХЛ № 18003 Завод-изготовитель: «ВМЗ» - филиал ФГУП «ГКНПЦ им. М.В. Хруничева» Опасное вещество: природный газ	Год изготовления/ввод в эксплуатацию: 10.2018/2019 Опасное вещество: горючий газ - 0,000053 т.	2.1, 2.2

- Воспламеняющиеся и горючие газы, обращающиеся на объекте = 0,007 т. (менее 1 тонны);

Согласно п.3 Приложения 2 ФЗ № 116 объект «Фонд скважин» относится к IV классу опасности.

Согласно п.5 Приложения 2 ФЗ № 116 объект относится к III классу опасности: используется оборудование, работающее под давлением более 1,6 МПа

В соответствии с п.10 Приложения 2 ФЗ № 116-ФЗ объект относится к III классу опасности





Саморегулируемая организация,  
основанная на членстве лиц, осуществляющих подготовку проектной документации  
**Ассоциация "Центр объединения проектировщиков «СФЕРА-А»**  
191028, г. Санкт-Петербург, ул. Моховая, д. 27-29, лит. А, www.sferasro.ru  
Регистрационный номер в государственном реестре саморегулируемых организаций  
СРО-П-159-06082010

г. Санкт-Петербург

«27» декабря 2016 г.

## СВИДЕТЕЛЬСТВО

**о допуске к определенному виду или видам работ, которые оказывают  
влияние на безопасность объектов капитального строительства**

№ 0687.00-2016-7202233956-П-159

Выдано члену саморегулируемой организации:

**Обществу с ограниченной ответственностью «НПП Инновации ТЭК»**  
ОГРН 1127232033235, ИНН 7202233956, 625022, г. Тюмень, ул. Газовикова, д. 25, оф. 103.

Основание выдачи Свидетельства: Решение совета Ассоциации «Центр объединения проектировщиков «СФЕРА-А», протокол № 217 от «27» декабря 2016 г.

Настоящим Свидетельством подтверждается допуск к работам, указанным в приложении к настоящему Свидетельству, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства.

Начало действия с «27» декабря 2016 г.

Свидетельство без приложения недействительно.

Свидетельство выдано без ограничения срока и территории его действия.

Свидетельство выдано взамен ранее выданного

(дата выдачи, номер Свидетельства)

Президент



(подпись)

Бондаренко М. Ю.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

pdf

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

2019-302-НТЦ-ТОБЭ

Лист

104





2.

## ПРИЛОЖЕНИЕ

к Свидетельству о допуске к определенному виду или видам работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства

от «27» декабря 2016 г.

№ 0687.00-2016-7202233956-П-159

Виды работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства (кроме особо опасных и технически сложных объектов, объектов использования атомной энергии) и о допуске к которым член Ассоциации «Центр объединения проектировщиков «СФЕРА-А» Общество с ограниченной ответственностью «НПП Инновации ТЭК» имеет Свидетельство

№	Наименование видов работ
1.	1. Работы по подготовке схемы планировочной организации земельного участка: 1.1. Работы по подготовке генерального плана земельного участка 1.2. Работы по подготовке схемы планировочной организации трассы линейного объекта 1.3. Работы по подготовке схемы планировочной организации полосы отвода линейного сооружения
2.	2. Работы по подготовке архитектурных решений
3.	3. Работы по подготовке конструктивных решений
4.	4. Работы по подготовке сведений о внутреннем инженерном оборудовании, внутренних сетях инженерно-технического обеспечения, о перечне инженерно-технических мероприятий: 4.1. Работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем отопления, вентиляции, кондиционирования, противодымной вентиляции, теплоснабжения и холодоснабжения 4.2. Работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем водоснабжения и канализации 4.3. Работы по подготовке проектов внутренних систем электроснабжения 4.4. Работы по подготовке проектов внутренних слаботочных систем 4.5. Работы по подготовке проектов внутренних диспетчеризации, автоматизации и управления инженерными системами 4.6. Работы по подготовке проектов внутренних систем газоснабжения
5.	5. Работы по подготовке сведений о наружных сетях инженерно-технического обеспечения, о перечне инженерно-технических мероприятий: 5.1. Работы по подготовке проектов наружных сетей теплоснабжения и их сооружений 5.2. Работы по подготовке проектов наружных сетей водоснабжения и канализации и их сооружений 5.3. Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения до 35 кВ включительно и их сооружений 5.4. Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения не более 110 кВ включительно и их сооружений 5.5. Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения 110 кВ и более и их сооружений 5.6. Работы по подготовке проектов наружных сетей слаботочных систем 5.7. Работы по подготовке проектов наружных сетей газоснабжения и их сооружений
6.	6. Работы по подготовке технологических решений: 6.1. Работы по подготовке технологических решений жилых зданий и их комплексов 6.2. Работы по подготовке технологических решений общественных зданий и сооружений и их комплексов

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

pdf

Лист

105

2019-302-НТЦ-ТОБЭ

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата





3.

6.3.	Работы по подготовке технологических решений производственных зданий и сооружений и их комплексов
6.4.	Работы по подготовке технологических решений объектов транспортного назначения и их комплексов
6.5.	Работы по подготовке технологических решений гидротехнических сооружений и их комплексов
6.6.	Работы по подготовке технологических решений объектов сельскохозяйственного назначения и их комплексов
6.7.	Работы по подготовке технологических решений объектов специального назначения и их комплексов
6.8.	Работы по подготовке технологических решений объектов нефтегазового назначения и их комплексов
6.9.	Работы по подготовке технологических решений объектов сбора, обработки, хранения, переработки и утилизации отходов и их комплексов
6.11.	Работы по подготовке технологических решений объектов военной инфраструктуры и их комплексов
6.12.	Работы по подготовке технологических решений объектов очистных сооружений и их комплексов
7.	<b>7. Работы по разработке специальных разделов проектной документации:</b>
7.1.	Инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне
7.2.	Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера
7.3.	Разработка декларации по промышленной безопасности опасных производственных объектов
7.4.	Разработка декларации безопасности гидротехнических сооружений
8.	<b>8. Работы по подготовке проектов организации строительства, сносу и демонтажу зданий и сооружений, продлению срока эксплуатации и консервации</b>
9.	<b>9. Работы по подготовке проектов мероприятий по охране окружающей среды</b>
10.	<b>10. Работы по подготовке проектов мероприятий по обеспечению пожарной безопасности</b>
11.	<b>11. Работы по подготовке проектов мероприятий по обеспечению доступа маломобильных групп населения</b>
12.	<b>12. Работы по обследованию строительных конструкций зданий и сооружений</b>
13.	<b>13. Работы по организации подготовки проектной документации, привлекаемым застройщиком или заказчиком на основании договора юридическим лицом или индивидуальным предпринимателем (генеральным проектировщиком)</b>

Общество с ограниченной ответственностью «НПП Инновации ТЭК» вправе заключать договоры по осуществлению организации работ по подготовке проектной документации для объектов капитального строительства, стоимость которых по одному договору не превышает 25 000 000 (двадцать пять миллионов) рублей (первый уровень ответственности члена саморегулируемой организации)

Президент



(подпись)

Бондаренко М. Ю.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

pdf

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

2019-302-НТЦ-ТОБЭ

Лист

106





**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ,  
ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ И АТОМНОМУ  
НАДЗОРУ  
(РОСТЕХНАДЗОР)**

**СЕВЕРО-УРАЛЬСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ**

ул. Хохлакова, д. 10, Тюмень, 625003  
Телефон: (3452) 44-40-13, факс: (3452) 45-32-07  
E-mail: info@sural.gosnadzor.ru, http://sural.gosnadzor.ru  
ОКПО 00257673, ОГРН 1027200853316  
ИНН/КПП 7202022112/720301001

ОАО "Ямал СПГ"

Тюменская область, ЯНАО, Ямальский  
район, с. Яр-Сале, ул. Худи-Сэроко, 25,  
корп. А

19.02.2020 № 322-219

на № \_\_\_\_\_ бн \_\_\_\_\_ от 18.02.2020  
О внесении сведений в реестр ЗЭПБ

**УВЕДОМЛЕНИЕ  
о внесении сведений  
в реестр заключений экспертизы промышленной безопасности**

Северо-Уральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору рассмотрело заявление ОАО "Ямал СПГ" от 18.02.2020 № бн (вх. от 18.02.2020 № 322/450) о внесении заключения экспертизы промышленной безопасности на Изменение, вносимое в обоснование безопасности опасного производственного объекта: «Изменение № 2 к обоснованию безопасности опасного производственного объекта «Фонд скважин Южно-Тамбейского ГКМ» III класс опасности (регистрационный номер ОПО А59-60514-0001)» от 14.02.2020 № 4, подготовленного ООО "ПромЭксперт", в реестр заключений экспертизы промышленной безопасности и сообщает.

Заключение экспертизы промышленной безопасности внесено в реестр заключений экспертизы промышленной безопасности с присвоением регистрационного номера 57-ОБ-06212-2020.

Руководитель

И.Е. Нисковских

Копылов Александр Иванович  
(3452) 79-17-17, доб. 2404





ул. Худи Сэроко, 25/А,  
с. Яр-Сале, Ямальский район,  
Ямало-Ненецкий автономный округ,  
Российская Федерация, 629700

Московский филиал: ул. Академика Пилюгина, д. 22,  
БЦ «Алгоритм», Москва, 117393

Тел.: +7 (495) 228-98-50; факс: +7 (495) 228-98-49  
E-mail: yamalspg@yamalspg.ru

25.09.2020 № МР-12-3431-Н

На № \_\_\_\_\_

Кому: ООО «ИНСТИТУТ  
ЮЖНИИГИПРОГАЗ»  
Заместителю директора – начальнику  
бюро ГИПов  
Ю.М. Костенко

Адрес: 344018, РФ, г. Ростов-на-  
Дону, пр-т Буденновский, 106/2  
Тел.: +7 (863) 203-62-70  
E-mail: [info@ungg.org](mailto:info@ungg.org)  
<http://ungg.net>

*О фактических значениях альтитуды колонной головки скв. №171 КПП №30*

Уважаемый Юрий Михайлович!

Настоящим письмом КОМПАНИЯ направляет в адрес ИНСТИТУТА фактические значения альтитуд фланцев колонной головки в целях учета при разработке рабочей документации по договору № 472/20-ЯСПГ/77.20.002:

- принять расстояние установки торца колонной головки от проектной отметки поверхности кустовой площадки №30 равной 0,3 м;
- принять фактическое значение альтитуды фланца колонной головки под 324 мм обсадную колонну для скважины №171 равной 5,75 м, при проектной отметки поверхности куста по оси НДС равной 4,8 м;
- принять установку штурвалов устьевого оборудования в соответствии с прилагаемой схемой.

Проектное значение оси НДС кустовой площадки №30 и скв. №171 -  $3^{\circ}22'$ ;

Проектное значение угла ОКК скважин кустовой площадки №30 и скв. №171 -  $3^{\circ}22' \pm 5^{\circ}$ .

Приложения:

1. Схема расположения поисково-оценочной скважины №171 на кустовой площадке №30 ЮТГКМ, на 1 л., в одном экз.;

2. Схема фактических высотных отметок земли площадки скв. №171, на 1 л., в одном экз.;

3. Схема комплекта устьевого оборудования производства ОАО «Завод НЕФТЕПРОММАШ» на 1 л., в одном экз.

Первый заместитель директора проекта



Д.А. Фомин

# Схема расположения скважины № 171 на КП №30

Координаты скважины № 171

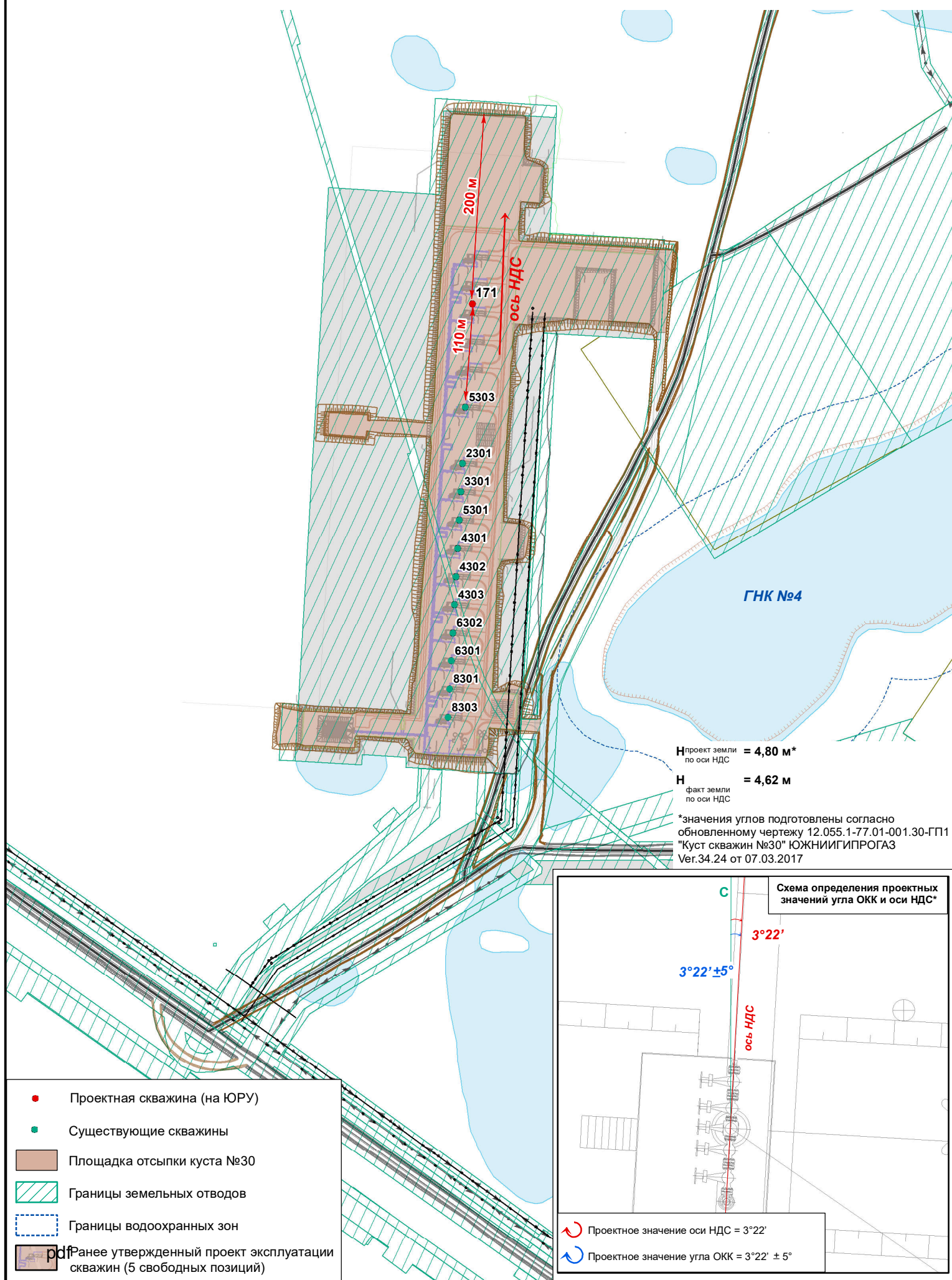
СК "Местная"

X, м

615329,82

Y, м

7900459,30



Нпроект земли = 4,80 м\*

Нфакт земли = 4,62 м

\*значения углов подготовлены согласно обновленному чертежу 12.055.1-77.01-001.30-ГП1 "Куст скважин №30" ЮЖНИИГИПРОГАЗ Ver.34.24 от 07.03.2017

Схема определения проектных значений угла ОКК и оси НДС\*

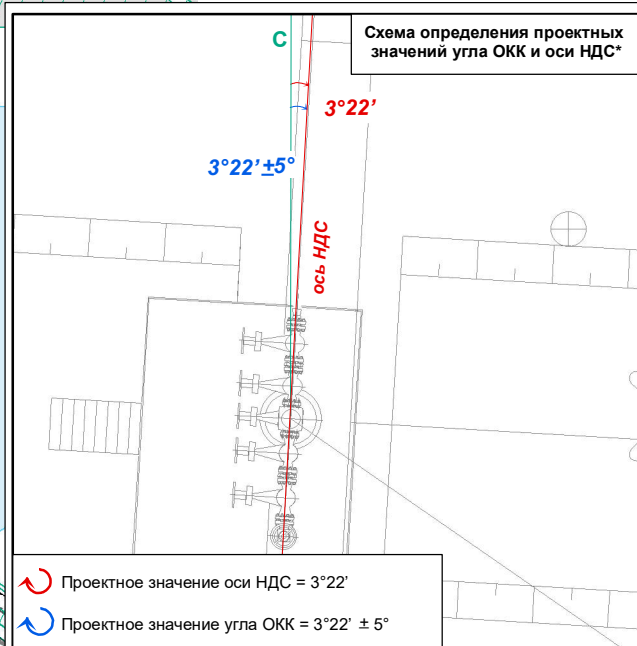
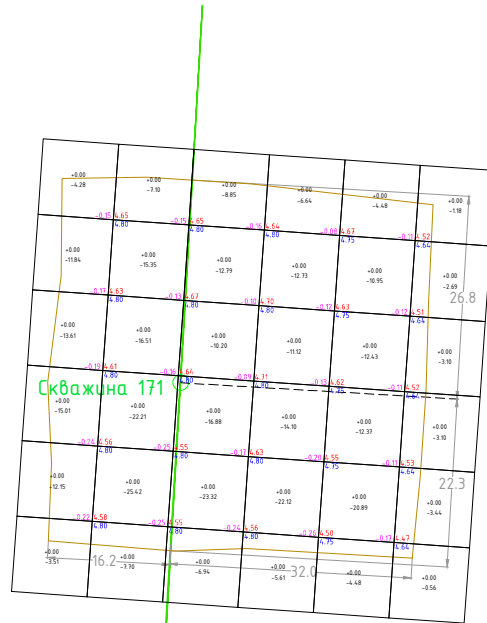


Схема  
фактических отметок отсыпки.  
Куст газовых скважин 30.



Итого, м3	Насыпь	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Всего, м3	0.00
	Выемка	60.40	94.30	78.98	72.32	65.60	14.07		385.66

Геометрический объем грунта необходимый для досыпки кустовой площадки (на данном участке) до проектных отметок равен 386 м3.

Примечание:

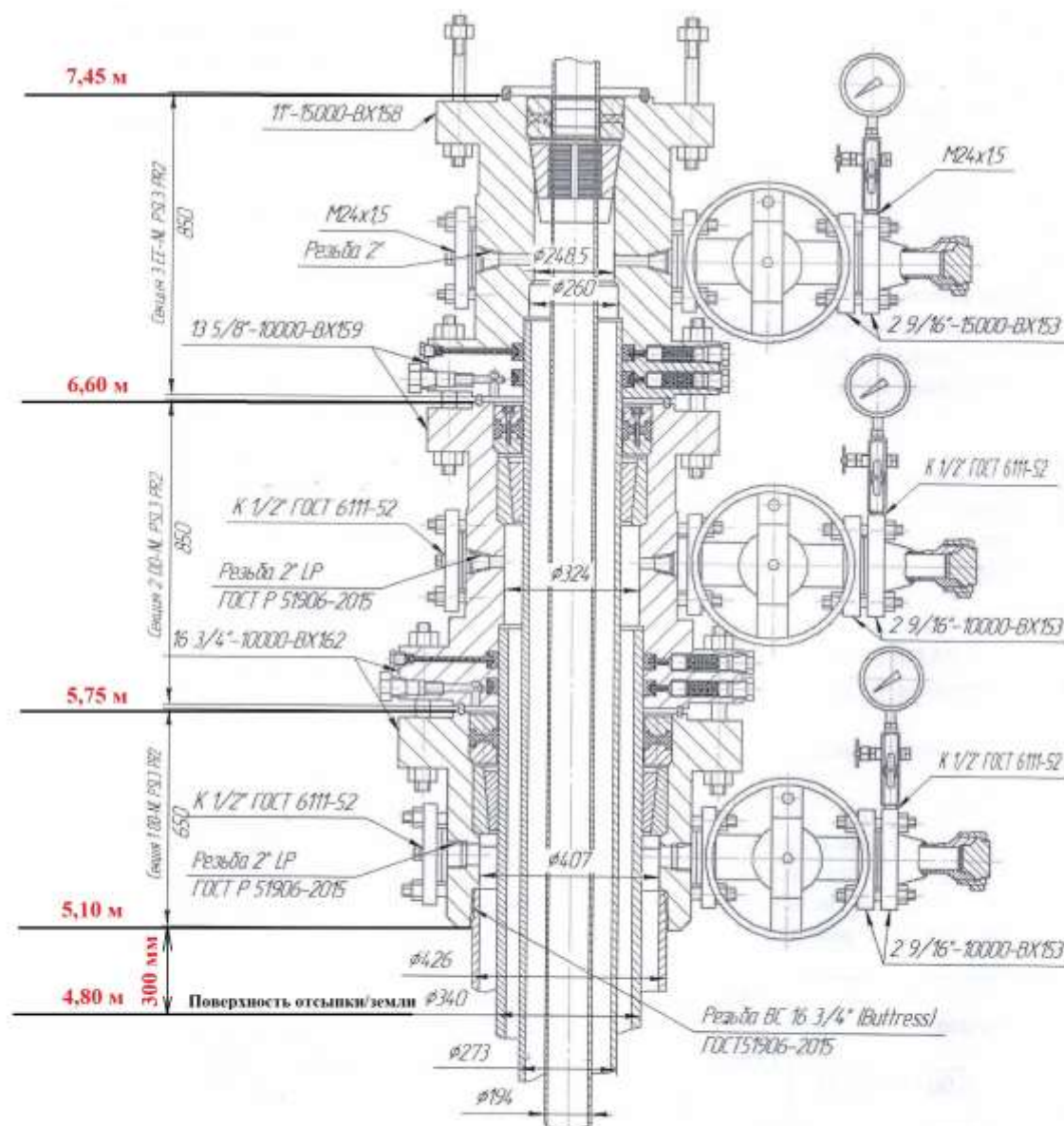
1. Система координат: Местная.
2. Система высот: Балтийская 1977.
3. Размеры в метрах.

Условные обозначения:

- 0.17 4.63 - Фактическая отметка поверхности куста 30.
- 4.80 - Проектная отметка поверхности куста 30.
- Разность высот.
- Направление движения станка.
- Отсыпка площадки.



**Скв. №171ПО куст №30 ЮТ ГКМ**  
**Оборудование устьевое**  
**ОККЗ-105-194х273х340х426 К2 ХЛ**  
**"ВМЗ" - филиал АО "ГКНПЦ им. М.В. Хруничева"**





ул. Худи Сэроко, 25/А,  
с. Яр-Сале, Ямальский район,  
Ямало-Ненецкий автономный округ,  
Российская Федерация, 629700

Московский филиал: ул. Академика Пилюгина, д. 22,  
БЦ «Алгоритм», Москва, 117393

Тел.: +7 (495) 228-98-50; факс: +7 (495) 228-98-49  
E-mail: yamalspg@yamalspg.ru

Кому: Заместителю директора  
ООО «ИНСТИТУТ  
ЮЖНИИГИПРОГАЗ»  
Ю.М. Костенко  
Адрес: 344018, РФ, г. Ростов-на-Дону,  
пр-т Буденновский, 106/2  
Тел.: +7 (863) 203-62-70  
E-mail: [info@ungg.org](mailto:info@ungg.org)  
<http://ungg.net>

03.03.2022 № МР-12-0449-Н

На № \_\_\_\_\_

*О выделении этапа 15.1 по проекту 20.002 «Расширение и обустройство  
кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ»*

Уважаемый Юрий Михайлович!

Настоящим письмом прошу Вас организовать выделение этапа строительства 15.1 по проекту 20.002 «Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ», включающего замену трансформатора в существующем модуле 160кВА на 250кВА и замену блочного модуля ДЭС 160кВт на 240кВт. В актуальной проектной документации данные работы включены в этап 15 – «Скважина №171 на кусте №30».

Реализация замены трансформатора и блочного модуля ДЭС в рамках этапа 15.1 возможна после подключения дополнительных нагрузок (электрический обогрев трубопроводов обвязки МКП). Обвязка МКП непосредственно выполняется исходя из фактической необходимости по результатам оценки давления в межколонном пространстве скважин.

Исходя из существующего опыта реализации аналогичных строительно-монтажных работ в томе ПОС продолжительность этапа 15.1 прошу принять 2 месяца.

Заместитель директора  
по капитальному строительству

Мышенков И.В.  
доб. 13-551

Ю.Ю. Шевченко



Открытое акционерное общество

Худи-Сэроко ул., д 25, корпус А, с. Яр-Сале, Ямальский район, Ямало-Ненецкий автономный округ, Российская федерация, 629700  
Тел.: 8 (495) 228-98-50; факс 8 (495) 228-98-49; e-mail: secretary@yamalspg.ru

Утверждаю:

Заместитель генерального директора  
по капитальному строительству

А.В. Попов

2025 г.



**Технические условия  
на электроснабжение подключаемых проектируемых скважин по  
объекту "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-  
Тамбейского ГКМ" к коммуникациям существующих кустов Южно-  
Тамбейского ГКМ**

Проектирование системы электроснабжения выполнить на основании требований законодательных, нормативно-правовых актов, отраслевых и ведомственных документов и в соответствии с техническими условиями.

1. Основной источник электроснабжения кустов газовых скважин №№ 2, 7, 44, 26, 30, 35, 40, 45, 46 – существующие блок-боксы электроснабжения БКЭС (ESS-402, ESS-426, ESS-430, ESS-435, ESS-440, ESS-445, ESS-446, ESS444, ESS4071, ESS4261, ESS-4302).
2. Внутриплощадочное электроснабжение выполнить на напряжении 230/400 В.
3. Режим работы нейтрали сети 400 В – глухозаземленная нейтраль.
4. Категория электроснабжения со стороны ОАО "Ямал СПГ": I (первая) и Iог (первая особая группа).
5. Перечень необходимых мероприятий для технологического присоединения:
  - 5.1. Разработать проектную/рабочую документацию наружного электроснабжения на основе Градостроительного кодекса, ПУЭ, ППРФ №87, иной нормативно-технической документации действующей на территории РФ, Задания на проектирование, технических требований ОАО "Ямал СПГ"

- 5.2. По результатам расчетов в случае превышения расчетной мощности в существующих (ESS-402, ESS-426, ESS-430, ESS-435, ESS-440, ESS-445, ESS-446, ESS444, ESS4071, ESS4261, ESS-4302) при необходимости выполнить замену трансформаторов и блочно-модульных ДЭС.
- 5.3. Для куста №26 (скважин №4, №5, №7, №8, №9, №10, №11, №12, №13, №14, №15, №16, №17 предусмотреть вновь проектируемые КТП и ДЭС)
- 5.4. Выполнить выбор оборудования с учетом следующих допустимых отклонений напряжения: на зажимах электродвигателей от минус 5% (установившийся режим) до минус 15% (пусковой режим), исключая некоторые двигатели м критическими условиями пуска; на контактах светильников зданий – от минус 5% до +5%; на лампах наружного и аварийного освещения – от минус 5% до +5%; на всех других потребителях – от минус 5% (установившийся режим) до минус 15% (пусковой режим); на потребителях менее 42 В – от минус 10 до +5%; в электросетях 12-42 В -  $\pm 10\%$ ;
- 5.5. Все проектируемое коммутационное оборудование предусмотреть производства компаний, аттестованных ОАО "Ямал СПГ".
- 5.6. Дополнительно предусмотреть установку резервных автоматических выключателей не менее 20% для замены использованных.
- 5.7. Кабельные сети проложить по существующим и вновь проектируемым кабельным эстакадам.
- 5.8. Все кабели должны быть с изоляцией из этилен-пропиленовой (ЭПР) резины. Кабели, укладываемые снаружи, должны выдерживать температуры от минус 50 до плюс 30 °С, кабели, укладываемые внутри – от минус 50 до плюс 35 °С. Все кабели должны быть пригодны к эксплуатации при низких температуре, успешно проходить испытания на загиб и ударные нагрузки при низкой температуре (минус 35 °С) в соответствии со стандартом ГОСТ Р МЭК 60811-1-4-2008. Кабели должны быть рассчитаны на рабочую температуру – плюс 90 °С, окончательная температура замыкания – плюс 250 °С.
- 5.9. Силовые кабели, которые по всей длине прокладываются только в помещениях с нормальной (невзрывоопасной) средой, должны быть с медными жилами, не бронированные, не распространяющие горение (категория "А" по ГОСТ ИЕС 60332-3-22-2011), с пониженным дымо- и газовыделением, без содержания галогенов. Силовые кабели, которые прокладываются за пределы помещений с нормальной средой, должны быть бронированными, с медными жилами не распространяющий



горение (категория "А" по ГОСТ IEC 60332-3-22-2011), с пониженным дымо- и газовыделением, без содержания галогенов. Кабельные линии для потребителей особой группы I категории надежности электроснабжения, имеющих в качестве третьего независимого источника электроснабжения ИБП и системы резервного электроснабжения, включающего АДЭС и ответственных потребителей, имеющих в качестве резервного источника АДЭС, должны выполняться огнестойкими с пределом огнестойкости не менее 2 часов по ГОСТ 31565-2012.

- 5.10. Все оборудование должно соответствовать климатическим условиям окружающей среды и техническим требованиям ОАО "Ямал СПГ", в том числе для резервирования. Предусмотреть максимальную унификации оборудования.
- 5.11. Все электрооборудование должно соответствовать климатическим условиям и техническим требованиям ОАО "Ямал СПГ", в том числе в части резервирования. Предусмотреть максимальную унификацию оборудования.
- 5.12. Все электрооборудование должно быть испытано изготовителем, сертифицировано (для применения) в Российской Федерации и при необходимости, должно быть получено разрешение Ростехнадзора.
- 5.13. Защитные меры по электробезопасности, заземление, систему уравнивания потенциалов и молниезащите выполнить в соответствии ПУЭ, иной нормативно-технической документацией, действующей на территории РФ, техническими требованиями ОАО "Ямал СПГ".
- 5.14. Выполнить наружное электроосвещение с размещением осветительных приборов на вновь проектируемой мачте освещения (только для кустов скважин с юрской скважиной №30, 40). Управление освещением предусмотреть ручное, местное и автоматическое с помощью фотореле. Применить энергосберегающие лампы, прожекторы, светильники и прочее оборудование в соответствии с техническими требованиями ОАО "Ямал СПГ".  
Предусмотреть технические площадки для возможности обслуживания светильников наружного освещения согласно НТД РФ.
- 5.15. Электрооборудование аппараты, устанавливаемые во взрывоопасных зонах, в помещениях и на открытых площадках, должны иметь взрывозащищенное исполнение, соответствующее классификации зоны. Предпочитаемым видом взрывозащиты является взрывонепроницаемая оболочка (Ex d).
- 5.16. Взрывозащита электрооборудования должна быть подтверждена табличкой согласно сертификату безопасности по ГОСТ Р, выданному в Российской

аккредитованной организацией о его соответствии действующим в Российской Федерации нормативным требованиям в условиях его эксплуатации во взрывоопасной зоне. На применение такого оборудования должно быть получено разрешение Госгортехнадзора России. Сертификаты должны быть оформлены в соответствии с требованиями действующих на территории РФ нормативных документов по сертификации оборудования.

5.17. Диспетчерские наименования проектируемого оборудования (ТЭГовые номера) принять на основании требований для всех кустов и скважин.

5.18. Систему заземления принять: TN-S.

6. Общие требования:

6.1. Проектную и рабочую документацию необходимо согласовать с ОАО "Ямал СПГ".

6.2. Срок действия технических условий – 2 года.

**Составил:**

Главный специалист проектного отдела



И.В. Мышенков





**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ И АТОМНОМУ НАДЗОРУ**  
Северо-Уральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору  
**ГОСУДАРСТВЕННЫЙ РЕЕСТР  
ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ**

## СВИДЕТЕЛЬСТВО О РЕГИСТРАЦИИ

A59-60514

**Эксплуатирующая организация:**

**ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО "ЯМАЛ СПГ",**  
629700, ЯМАЛО-НЕНЕЦКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ, ЯМАЛЬСКИЙ РАЙОН,  
ЯР-САЛЕ СЕЛО, ХУДИ СЭРОКО УЛИЦА, ДОМ 25, КОРПУС А  
**ИНН: 7709602713**

**Опасные производственные объекты,** эксплуатируемые указанной организацией, зарегистрированы в государственном реестре опасных производственных объектов в соответствии с Федеральным законом от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов":

№ п/п	Полное наименование объекта	Регистрационный номер	Дата регистрации	Класс опасности
1	Фонд скважин Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения	A59-60514-0001	16.12.2021	III Класс
2	Участок транспортный	A59-60514-0009	24.11.2010	IV Класс
3	Верхний склад ГСМ Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения	A59-60514-0013	15.05.2014	III Класс

**Дата выдачи:** "19" декабря 2024 г.

Руководитель



И.Е. Нисковских

АА 491972



ГОСУДАРСТВЕННЫЙ РЕЕСТР ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ

Приложение  
к Свидетельству о регистрации

А59-60514 "19" декабря 2024 г.  
номер и дата выдачи

лист 2 из 2

Перечень опасных производственных объектов  
ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО "ЯМАЛ СПГ"

№ п/п	Полное наименование объекта	Регистрационный номер	Дата регистрации	Класс опасности
4	Система промысловых трубопроводов Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения	A59-60514-0015	16.06.2016	I Класс
5	Цех переработки бурового шлама	A59-60514-0016	20.12.2021	IV Класс
6	Участок передвижных парогенераторных установок	A59-60514-0017	16.05.2018	III Класс
7	Площадка завода СПГ	A59-60514-0018	04.03.2019	I Класс

Дата выдачи: "19" декабря 2024 г.

Руководитель



И.Е. Нисковских

Без Свидетельства о регистрации недействительно

А А 106892



ул. Худи Сэроко, 25/А,  
с. Яр-Сале, Ямальский район,  
Ямало-Ненецкий автономный округ,  
Российская Федерация, 629700

Московский филиал: ул. Академика Пилюгина, д. 22,  
БЦ «Алгоритм», Москва, 117393

Тел.: +7 (495) 228-98-50; факс: +7 (495) 228-98-49  
E-mail: yamalspg@yamalspg.ru

21.05.2024

№ МР-20-0827-Н

На № \_\_\_\_\_

Кому: Генеральному директору  
ООО «ИНСТИТУТ  
ЮЖНИИГИПРОГАЗ»  
А.С. Панковой  
Адрес: 344018, РФ, г. Ростов-на-Дону,  
пр-т Буденновский, 106/2  
Тел.: +7 (863) 203-62-70  
E-mail: [info@ungg.ru](mailto:info@ungg.ru)  
<http://ungg.net>

### *О мероприятиях по предотвращению несанкционированного доступа*

Уважаемая Анна Сергеевна!

Настоящим письмом направляю следующие сведения для проектирования объекта "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ":

Объект расположен на территории существующего комплекса ОАО "Ямал СПГ", имеет Паспорт безопасности Комплекса по добыче, подготовке, сжижению, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ, утвержденный ОАО "Ямал СПГ" 15.05.2018, согласованный Решением АТК и ОШ в ЯНАО протокол № 3 от 29.08.2018, паспорт внесен в Реестр Минэнерго 18.09.2018 реестровый номер АТ-Г-89-0001952.

Для предотвращения несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов предусмотрены организационно-технические мероприятия, которые реализованы при строительстве данного объекта и функционируют в настоящий момент:

1) Доступ на территорию промысла посторонних лиц и транспортных средств осуществляется только после досмотра на контрольно-пропускных пунктах по специальным пропускам. КПП, которое запроектировано в проекте 13.015 "Строительство комплекса по добыче, подготовке, сжижению газа,

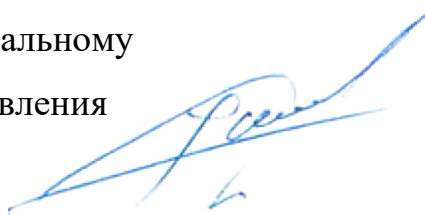
отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ", получившей положительные заключения Государственной экспертизы № 060-17/ГГЭ-8113/02 от 26.01.2017, № 89-1-1-3-004914-2019 от 06.03.2019, оснащено средствами ИТСО и средствами антитеррористической защиты в соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ №458 и свода правил СП132.13330.2011.

2) Систематическая проверка исправности замков, дверей промышленных площадок объектов.

3) Постоянный контроль за линейной частью трубопроводов обходами, объездами и осуществление воздушного патрулирования для периодического наблюдения (визуальное и с применением спецаппаратуры) линейной части трубопроводов с регистрацией всех нарушений и повреждений на трубопроводах и их объектах.

Дополнительные мероприятия и проектные решения, направленные на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов, мероприятия по противодействию террористическим актам не требуются.

Заместитель директора по капитальному  
строительству – начальник управления



Ю.Ю. Шевченко



## Приложение № 1

к Дополнительному соглашению № 5  
от «28» апреля 2023 г.

## Приложение № 1

к Договору № 472/20-ЯСПГ /77.20.002  
от «14» апреля 2020 г.

<b>Изменение № 5</b> <b>к ЗАДАНИЮ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ</b> <b>объекта: «Расширение и обустройство кустовых площадок</b> <b>Южно-Тамбейского ГКМ»</b>		
№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1.	Основание для проектирования	Без изменений.
2.	Исходные данные	Без изменений.
3.	Месторасположение предприятия, здания, сооружения	Без изменений.
4.	Вид строительства	Без изменений.
5.	Стадия проектирования	Без изменений.
6.	Порядок разработки документации	6.1. Проектную документацию разработать в соответствии с законодательством, действующими нормативными документами РФ актуальными до 01.09.2022.  6.2. Без изменений. 6.3. Без изменений. 6.4. Без изменений. 6.5. Без изменений. 6.6. Без изменений. 6.7. Без изменений. 6.8. Без изменений. 6.9. Без изменений. 6.10. Без изменений. 6.11. Без изменений. 6.12. Без изменений.
7.	Требования по вариантной	Без изменений.



	разработке	
8.	Особые условия строительства	Без изменений.
9.	Основные технико-экономические характеристики и показатели объекта	<p>9.1. Фонд скважин, всего: 21 скв.</p> <p>9.2. Размещение скважин на существующих кустовых площадках ЮТГКМ:</p> <p>КП 2 - скважина № 11;</p> <p>КП 26 - скважины № 4, 5, Ю261, Ю262, Ю263, Ю264</p> <p>КП 30 – скважина № 12 (171), Ю301, Ю302, Ю303, Ю304;</p> <p>КП 35 - скважины № 9 и 10;</p> <p>КП 40 - скважины № 13, 14, 15, 16;</p> <p>КП 45 – скважина № 8 (170, № 4451 после ЗБС)</p> <p>КП 46 - скважины № 14 и 15.</p> <p>Расстояние между устьями скважин и размещение на кустовых площадках принять в соответствии со схемами расположения и обосновать в соответствии с действующими нормативными требованиями.</p> <p>Провести гидравлический расчет системы газосборной сети с учетом подключения вводимых настоящим проектом скважин.</p> <p>Провести доотсыпку кустовых площадок в соответствии с требуемыми нормативными расстояниями.</p> <p>Размещение юрских скважин предусмотреть с учетом нормативных требований пожарной безопасности.</p> <p>9.3. Без изменений.</p> <p>9.4. Без изменений.</p> <p>9.5. Газопровод шлейф от КГС 26 до КУ12</p>
10.	Особые требования к проектированию	<p>10.1. Без изменений.</p> <p>10.2. Без изменений.</p> <p>10.3. Без изменений.</p> <p>10.4. Без изменений.</p> <p>10.5. Без изменений.</p> <p>10.6. Без изменений.</p> <p>10.7. Без изменений.</p> <p>10.8. Без изменений.</p> <p>10.9. Без изменений.</p> <p>10.10. Без изменений.</p> <p>10.11. Без изменений.</p>

		<p>10.12. Без изменений.</p> <p>10.13. Без изменений.</p> <p>10.14. На стадии ПД определить основные документы, перечень которых необходимо согласовать с Заказчиком. Данный перечень должен включать, но не ограничиваться:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- PFD;</li> <li>- PID;</li> <li>- SLD;</li> <li>- C&amp;E;</li> <li>- Архитектура АСУТП;</li> <li>- Архитектура связи;</li> <li>- Генплан;</li> <li>- Опросные листы;</li> <li>- Планы расположения оборудования;</li> <li>- Перечень интерфейсных связей.</li> </ul> <p>10.15. На стадии ПД и РД выделить перечень эксплуатационных документов, которые необходимо выпустить в двуязычном формате. Перечень согласовать с заказчиком. Данный перечень должен включать, но не ограничиваться:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- PID и PFD;</li> <li>- C&amp;E;</li> <li>- Plot plans;</li> <li>- Layouts;</li> <li>- DTS;</li> <li>- SLD;</li> <li>- Technological regulations;</li> <li>- Control narratives;</li> <li>- Уточнённый перечень интерфейсных связей для стадии РД.</li> </ul> <p>10.16. Без изменений.</p> <p>10.17. Без изменений.</p> <p>10.18. Без изменений.</p> <p>10.19. Без изменений.</p> <p>10.20. Без изменений.</p> <p>10.21. Без изменений.</p> <p>10.22. Без изменений.</p> <p>10.23. Без изменений.</p> <p>10.24. Без изменений.</p> <p>10.25. Газопровод-шлейф от КГС№26 проектируется в соответствии с требованиями ГОСТ 55990- 2014, при отсутствии каких-либо требований, не указанных в ГОСТ Р 55990-2014, руководствоваться требованиями СП 284.1325800.2016, а также другими</p>
--	--	--

		действующими нормативными документами со ссылкой на указанные НД.
11.	Требования к технологии, режиму предприятия и основному оборудованию	Без изменений.
12.	Требования к архитектурно-планировочным, конструктивным и инженерным решениям	Без изменений
13.	Использование зданий комплектной поставки	Без изменений
14.	Требования и условия к разработке природоохранных мероприятий	<p>14.1. Без изменений.</p> <p>14.2. Исключить фразу: «согласовать с органами местной администрации для Заказчика».</p> <p>14.3. Без изменений.</p> <p>14.4. Проведение оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС) осуществить в соответствии с требованиями Федерального закона от 10.01.2002 №7-ФЗ «Об охране окружающей среды», Приказа Министерства природных ресурсов и экологии РФ (Минприроды России) от 01.12.2020 №999 «Об утверждении требований к материалам оценки воздействия на окружающую среду» и других нормативных документов, действующих на территории РФ, региональными нормативными документами.</p> <p>14.5. Исключить.</p>
15.	Технологическая связь	<p>Для организации связи проектируемых объектов использовать существующие системы и сети связи Южно-Тамбейского ГКМ.</p> <p>В связи с прокладкой проектируемого газопровода-шлейфа от КГС №26 Ду300 по существующей эстакаде между существующим газопроводом-шлейфом Ду200 и кабельной эстакадой ВОЛС предусмотреть переукладку (подвес) существующей ВОЛС на внешнюю сторону эстакады.</p>
16.	Энергоснабжение	Без изменений
17.	Требования к системе отопления, вентиляции, кондиционирования	Без изменений
18.	Автоматизация технологических процессов, метрологическое обеспечение и организация измерений углеводородных сред	Без изменений
19.	Требования по энергосбережению	Без изменений
20.	Требования по режиму безопасности и гигиене труда	Без изменений

21.	Выделение этапов	Этапность строительства принять в соответствии с Приложением 1 к Изменению № 5.
22.	Требования по ассимиляции производства	Без изменений
23.	Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны и мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций	Без изменений
24.	Требования по промышленной безопасности	Без изменений
25.	Требования по пожарной безопасности	Без изменений.
26.	Требования к системам безопасности и охране объектов	<p>26.1. Без изменений.</p> <p>26.2. Без изменений.</p> <p>26.3. Без изменений.</p> <p>26.4. Паспорт безопасности Комплекса по добыче, подготовке, сжижению, отгрузке СПГ и газового конденсата Южно-Тамбейского ГКМ утвержден ОАО «Ямал СПГ» 15.05.2018, согласован Решением АТК и ОШ в ЯНАО, протокол №3 от 29.08.2018. Внесен в Реестр Минэнерго 18.09.2018 реестровый номер АТ-Г-89-0001952.</p> <p>Проектируемые объекты не подлежат категорированию в соответствии с федеральным законом № 256-ФЗ и имеют "класс 3 (низкая значимость)" в соответствии с СП 132.13330.2011.</p> <p>26.5. Дополнительные мероприятия и проектные решения, направленные на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов, мероприятия по противодействию террористическим актам в данном проекте не предусматривать.</p>
27.	Требования к разработке сметной документации	Без изменений
28.	Заказчик	Без изменений
29.	Субподрядные проектные организации	Без изменений
30.	Срок выполнения работы	Без изменений
31.	Состав демонстрационных материалов	Без изменений
32.	Срок действия задания	Без изменений
33.	Требования к передаче материалов на электронных носителях	Без изменений
34.	Отчетность	Без изменений
35.	Приложения	Приложение 1. Перечень этапов строительства по объекту "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ"

	Приложение 2. Идентификационные признаки зданий и сооружений по объекту "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ"
--	--

СОГЛАСОВАНО

Генеральный директор

ООО "ИНСТИТУТ ЮЖНИПРОГАЗ"


 \_\_\_\_\_ А.С. Панкова


20 \_\_\_\_\_ 2024 года

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора

по капитальному строительству

ОАО "Ямал СПГ"


 \_\_\_\_\_ Ю.Ю. Шевченко

2024 года





Приложение 1  
к Изменению № 5 к Заданию на проектирование

**Перечень этапов строительства по объекту  
"Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ"**

Этап строительства	Перечень объектов	Краткое описание
1	Скважина № 9 на кусте № 35	Обвязка устья скважины № 9 Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста № 35 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 35 (сущ.)
2	Скважина № 10 на кусте № 35	Обвязка устья скважины № 10; Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста № 35 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 35 (сущ.)
3	Автопроезды к скважинам № 9 и № 10 на кусте № 35	Устройство автопроездов к скважинам № 9 и № 10 (этапы 1, 2). Благоустройство незастроенной территории скважин № 9 и № 10 на кусте № 35
4	Скважины № 13, № 14 и № 15 на кусте № 40	Обвязка устьев скважин № 13, № 14 и № 15; Сети внутриплощадочные. Скважины подключаются к газосборному коллектору куста № 40 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 40 (сущ.)
5	Автопроезды к скважинам № 13, № 14 и № 15 на кусте № 40	Устройство автопроездов к скважинам № 13, № 14 и № 15 (этап 4). Благоустройство незастроенной территории скважин № 13, № 14 и № 15 на кусте № 40
6	Скважина № 175 на кусте № 40	Обвязка устья скважины № 175; Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста № 40 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 40 (сущ.)
7	Автопроезды к скважине № 175 на кусте № 40	Устройство автопроезда к скважине № 175 (этап 6). Благоустройство незастроенной территории скважины № 175 на кусте № 40
8	Скважины № 14 и № 15 на	Обвязка устьев скважин № 14

	кусте № 46	и № 15; Сети внутриплощадочные. Скважины подключаются к газосборному коллектору куста № 46 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 46 (сущ.)
9	Автопроезды к скважинам № 14 и № 15 на кусте № 46	Устройство автопроездов к скважинам № 14 и № 15 (этап 8). Благоустройство незастроенной территории скважин № 14 и № 15 на кусте № 46
12	Скважина № 4 на кусте № 26	Обвязка устья скважины № 4; Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста № 26 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 26 (сущ.)
13	Скважина № 5 на кусте № 26	Обвязка устья скважины № 5; Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста № 26 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 26 (сущ.)
14	Автопроезды к скважинам № 4 и № 5 на кусте № 26	Устройство автопроездов к скважинам № 4 и № 5 (этапы 12, 13). Благоустройство незастроенной территории скважин № 4 и № 5 на кусте № 26
15	Скважина № 171 на кусте № 30	Обвязка устья скважины № 171; Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста № 30 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 30 (сущ.)
15.1	Реконструкция КТП и ДЭС в блок-боксе электроснабжения на кусте № 30	Замена КТП и ДЭС в составе существующего БКЭС куста № 30
16	Автопроезд к скважине № 171 на кусте № 30	Устройство автопроезда к скважине № 171 (этап 15). Благоустройство незастроенной территории скважины № 171 на кусте № 30
17	Скважина № 8 на кусте № 45	Обвязка устья скважины № 8; Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста № 45 (сущ.) Электропитание потребителей



		– от БКЭС куста № 45 (сущ.)
18	Автопроезд к скважине № 8 на кусте № 45	Устройство автопроезда к скважине № 8 (этап 17). Благоустройство незастроенной территории скважины № 8 на кусте № 45
19	Скважина № 11 на кусте № 2	Обвязка устья скважины № 11; Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста № 2 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 2 (сущ.)
20	Автопроезд к скважине № 11 на кусте № 2	Устройство автопроезда к скважине № 11 (этап 19). Благоустройство незастроенной территории скважины № 11 на кусте № 2

Этап строительства	Здания, сооружения, сети	Назначение, основные объекты, виды работ
<b>Этап 21. Газопровод-шлейф от куста газовых скважин № 26 (расширение) до КУ № 12</b>	– газопровод-шлейф от КГС № 26.	Газопровод-шлейф от куста газовых скважин № 26 до КУ № 12. Переустройство эстакады сетей внеплощадочных и ВОЛС на эстакаде газопровода-шлейфа от КГС № 26.
<b>Этап 22. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю261</b>	– инженерная подготовка территории (на 4 скважины); – обвязка газоконденсатной скважины № Ю261; – арматурный блок (по газу) скважины № Ю261; – арматурный блок задавочной линии скважины № Ю261; – площадка агрегата для ремонта скважины № Ю261; – эстакада сетей внутриплощадочных; – сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю261 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).	Обеспечение добычи пластовой смеси. Подготовка территории (на 4 скважины). Скважина № Ю261 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).

Этап строительства	Здания, сооружения, сети	Назначение, основные объекты, виды работ
<b>Этап 23. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю262</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю262;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю262;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю262;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю262;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю262 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	<p>Обеспечение добычи пластовой смеси.</p> <p>Скважина № Ю262 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).</p>
<b>Этап 24. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю263</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю263;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю263;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю263;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю263;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю263 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	<p>Обеспечение добычи пластовой смеси.</p> <p>Скважина № Ю263 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).</p>
<b>Этап 25. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю264</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю264;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю264;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю264;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю264;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю264</li> </ul>	<p>Обеспечение добычи пластовой смеси.</p> <p>Скважина № Ю264 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).</p>

Этап строительства	Здания, сооружения, сети	Назначение, основные объекты, виды работ
	(технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).	
<b>Этап 26. Дорога автомобильная подъездная к кусту скважин № 26 (въезд № 2)</b>	– проезд к кусту № 26.	Обеспечение проезда к кусту № 26.
<b>Этап 27. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Внутриплощадочные проезды</b>	– внутриплощадочные проезды (для 4 скважин), включая благоустройство и озеленение площадки куста № 26.	Внутриплощадочные проезды, благоустройство и озеленение площадки куста № 26 (расширение).
<b>Этап 28. Отпайка от ВЛ 10 кВ к кусту газовых скважин № 26 до блок-бокс электроснабжения (расширение)</b>	– ВЛЗ 10 кВ к кусту газовых скважин № 26. – блок-бокс электроснабжения;	Электроснабжение дополнительных скважин куста № 26.
<b>Этап 29. Куст газовых скважин № 30 (расширение). Скважина № Ю301</b>	– инженерная подготовка территории (на 4 скважины); – сепаратор свечевой 3060-V-003; – емкость дренажная 3060-V-004; – обвязка газоконденсатной скважины № Ю301; – арматурный блок (по газу) скважины № Ю301; – арматурный блок задавочной линии скважины № Ю301; – площадка агрегата для ремонта скважины № Ю301; – эстакада сетей внутриплощадочных; – сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю301 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).	Обеспечение добычи пластовой смеси. Подготовка территории (на 4 скважины). Скважина № Ю301 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).
<b>Этап 30. Куст газовых скважин № 30 (расширение). Скважина № Ю302</b>	– обвязка газоконденсатной скважины № Ю302; – арматурный блок (по газу) скважины № Ю302;	Обеспечение добычи пластовой смеси. Скважина № Ю302 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому

Этап строительства	Здания, сооружения, сети	Назначение, основные объекты, виды работ
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю302;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю302;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю302 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	коллектору).
<b>Этап 31. Куст газовых скважин № 30 (расширение). Скважина № Ю303</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю303;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю303;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю303;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю303;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю303 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	Обеспечение добычи пластовой смеси. Скважина № Ю303 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).
<b>Этап 32. Куст газовых скважин № 30 (расширение). Скважина № Ю304</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю304;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю304;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю304;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю304;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю304 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	Обеспечение добычи пластовой смеси. Скважина № Ю304 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).

Этап строительства	Здания, сооружения, сети	Назначение, основные объекты, виды работ
<b>Этап 33. Куст газовых скважин № 30 (расширение).</b> <b>Внутриплощадочные проезды</b>	– внутриплощадочные проезды (для 4 скважин), включая благоустройство и озеленение площадки куста № 30.	Внутриплощадочные проезды, благоустройство и озеленение площадки куста № 30 (расширение).
<b>Этап 34. Отпайка от ВЛ 10 кВ к кусту газовых скважин № 30 до блок-бокс электроснабжения (расширение)</b>	– ВЛЗ 10 кВ к кусту газовых скважин № 30 – блок-бокс электроснабжения;	Электроснабжение дополнительных скважин куста № 30.



Приложение 2  
к Изменению № 5 к заданию на проектирование

**Идентификационные признаки зданий и сооружений  
по объекту  
"Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ"**

Наименование	Назначение	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности, которых влияют на безопасность зданий и сооружений*	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий	Принадлежность к опасным производственным объектам	Пожарная и взрывопожарная опасность	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Уровень ответственности	Класс сооружений	Коэффициент надежности по ответственности
<b>Куст газовых скважин № 2</b>									
Обязка устья газовой скважины № 11	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
<b>Куст газовых скважин № 26</b>									
Обязка устьев газоконденсатных скважин №№ 4, 5	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Блок-бокс электроснабжения	Производственное	Нет	Да	Нет	В	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Обязка устьев газоконденсатных скважин №№ Ю261, Ю262, Ю263, Ю264	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0

Наименование	Назначение	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности, которых влияют на безопасность зданий и сооружений*	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий	Принадлежность к опасным производственным объектам	Пожарная и взрывопожарная опасность	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Уровень ответственности	Класс сооружений	Коэффициент надежности по ответственности
<b>Куст газовых скважин № 30</b>									
Обязка устья газоконденсатной скважины № 12 (171)	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Блок-бокс СРПИ	Производственное	Нет	Да	Нет	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Блок-бокс электроснабжения	Производственное	Нет	Да	Нет	В	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Обязка устьев газоконденсатных скважин №№ Ю301, Ю302, Ю303, Ю304	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
<b>Куст газовых скважин № 35</b>									
Обязка устьев газоконденсатных скважин №№ 9, 10	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0



Наименование	Назначение	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности, которых влияют на безопасность зданий и сооружений*	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий	Принадлежность к опасным производственным объектам	Пожарная и взрывопожарная опасность	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Уровень ответственности	Класс сооружений	Коэффициент надежности по ответственности
<b>Куст газовых скважин № 40</b>									
Обвязка устьев газоконденсатных скважин №№ 13, 14, 15, 16 (175)	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Блок-бокс СРПИ	Производственное	Нет	Да	Нет	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
<b>Куст газовых скважин № 45</b>									
Обвязка устья газоконденсатной скважины № 8 (170)	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
<b>Куст газовых скважин № 46</b>									
Обвязка устьев газоконденсатных скважин №№ 14, 15	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
<b>Газопровод-шлейф от куста газовых скважин № 26</b>									
Опоры под трубопроводы (эстакады и отдельные опоры)	Производственное	Нет	Да	Да	-	Нет	Повышенный	КС-3	1,2

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора  
по капитальному строительству

ОАО «Ямал СПГ»

Ю.Ю. Шевченко

« 21 » мая 2024

**Технические условия**

**на проектирование дороги автомобильной подъездной к кусту газовых скважин № 26 (въезд №2) в составе объекта "Расширения и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ"**

Запроектировать автомобильную дорогу со следующими параметрами:

1. Примыкание выполнить к существующей дороге автомобильной подъездной к кусту газовых скважин №26 на ПК69+80,47 (координаты точки примыкания: X=7900055.71; Y=606869.16, система координат – местная ОАО "Ямал СПГ");
2. Расчетную скорость принять 30 км/ч;
3. Ширину расчетного автомобиля принять 2,5 м;
4. Категорию автодороги принять IV-в;
5. Геометрические параметры земляного полотна принять:
  - ширина проезжей части поверху – 4,5 м;
  - ширина обочины 1,5 м;
  - ширина земляного полотна - 7,5 м;
  - максимальный продольный уклон – не более 100 ‰.
6. Дорожную одежду принять низшего типа из грунтощебёночной смеси на слое плоской георешетки.
7. Предусмотреть укладку водопропускных труб, в случае необходимости. Диаметр труб определить проектом.
8. Выполнить расстановку технических средств организации дорожного движения согласно ГОСТ Р 52289-2019.
9. Примыкание проектируемой автодороги выполнить в одном уровне в соответствии с СП 37.13330.2012.
10. Срок действия настоящих Технических условий – 2 года.

ПОДГОТОВЛЕНО:

Главный специалист проектного отдела ОАО «Ямал СПГ»

И.В. Мышенков



ул. Худи Сэроко, 25/А,  
с. Яр-Сале, Ямалский район,  
Ямало-Ненецкий автономный округ,  
Российская Федерация, 629700

Московский филиал: ул. Академика Пилюгина, д. 22,  
БЦ «Алгоритм», Москва, 117393

Тел.: +7 (495) 228-98-50; факс: +7 (495) 228-98-49  
E-mail: [yamalspg@yamalspg.ru](mailto:yamalspg@yamalspg.ru)

Кому: Генеральному директору  
ООО «ИНСТИТУТ  
ЮЖНИИГИПРОГАЗ»  
С.Г. Вишнякову  
Адрес: 344018, РФ, г. Ростов-на-Дону,  
пр-т Буденновский, 106/2  
Тел.: +7 (863) 203-62-70  
E-mail: [info@ungg.ru](mailto:info@ungg.ru)  
<http://ungg.net>

10.06.2025 № МР-20-1090-Н

На № \_\_\_\_\_

*О направлении ТУ на подключении к существующим коммуникациям кустов №7, № 26, №30,  
№ 44 и №46*

Уважаемый Сергей Геннадьевич!

В ответ на запрос ООО «ИНСТИТУТ ЮЖНИИГИПРОГАЗ» от 30.04.2025 №10-01/25Р-25-1697 в целях разработки проектной документации по объекту "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ" ОАО «Ямал СПГ» направляет технические условия на подключение трубопроводов пластового газа, коллекторов продувки на УГГ, трубопроводов сброса от ПК, трубопроводов подачи метанола под ПК, метанолопроводов и трубопроводов подачи ингибитора парафиноотложений к существующим коммуникациям КГС №7, №26, №30, №44 и №46, а также технические условия на подключение газопроводов-шлейфов и метанолопровода от/к куста газовых скважин №26 к существующим коммуникациям газосборной сети в **Приложении 1**.

Приложение:

1. ТУ на подключение технологических трубопроводов

Заместитель генерального директора

по капитальному строительству

А.В. Попов

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального

Директора по добыче

ОАО "Ямал СПГ"

Д.П. Дегтярев



2025г.

### Технические условия

#### на подключение газопроводов-шлейфов и метанолопровода от/к куста газовых скважин №26 по объекту "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ" к существующим коммуникациям

Настоящие технические условия регламентируют требования к подключению трубопроводов пластового газа от куста газовых скважин №26 и метанолопровода к кусту газовых скважин № 26 к существующим коммуникациям на площадке куста газовых скважин №26 и в районе кранового узла №12.

#### 1. Трубопровод пластового газ от куста № 26 к крановому узлу №12:

- |   |                      |
|---|----------------------|
| 1.1 Диаметр трубопровода, мм                | DN300 (325 x 20 мм); |
| - ось трубы (абсолютная отметка)            | 14,418*;             |
| 1.2 Материал трубопровода                   | 13ГФА (K54);         |
| 1.3 Параметры продукта в точке подключения: |                      |
| - давление расчетное, МПа (изб.):           | 22,3                 |
| - температура расчетная, °С:                | минус 50...+65       |
| 1.4 Прочие требования (при необходимости) – | отсутствуют;         |
| 1.5 Срок действия технических условий –     | 3 года.              |

#### 2. Трубопровод метанола к трубопроводу пластового газа от куста № 26:

- |   |                   |
|---|-------------------|
| 2.1 Диаметр трубопровода, мм                | DN50 (57 x 6 мм); |
| - ось (низ) трубы (абсолютная отметка)      | 14,793*;          |
| 2.2 Материал трубопровода                   | 09Г2С;            |
| 2.3 Параметры продукта в точке подключения: |                   |
| - давление расчетное, МПа (изб.):           | 25,0              |
| - температура расчетная, °С:                | минус 50...+65    |
| 2.4 Прочие требования (при необходимости) – | отсутствуют;      |
| 2.5 Срок действия технических условий –     | 3 года.           |

### 3. Трубопровод пластового газ от куста № 26 к крановому узлу №12:

- 3.1 Диаметр трубопровода, мм DN400 (426x24 мм);  
     - ось трубы (абсолютная отметка) 14,880\*;
- 3.2 Материал трубопровода 13ГФА (K54);
- 3.3 Параметры продукта в точке подключения:  
     - давление расчетное, МПа (изб.): 10,0  
     - температура расчетная, °C: минус 50...+65
- 3.4 Прочие требования (при необходимости) – отсутствуют;
- 3.5 Срок действия технических условий – 3 года.

### 4. Трубопровод пластового газ от куста № 26 к крановому узлу №12:

- 4.1 Диаметр трубопровода, мм DN200 (219 x 16 мм);  
     - ось (низ) трубы (абсолютная отметка) 14,760\*;
- 4.2 Материал трубопровода 13ГФА (K54);
- 4.3 Параметры продукта в точке подключения:  
     - давление расчетное, МПа (изб.): 10,0  
     - температура расчетная, °C: минус 50...+65
- 4.4 Прочие требования (при необходимости) – отсутствуют;
- 4.5 Срок действия технических условий – 3 года.

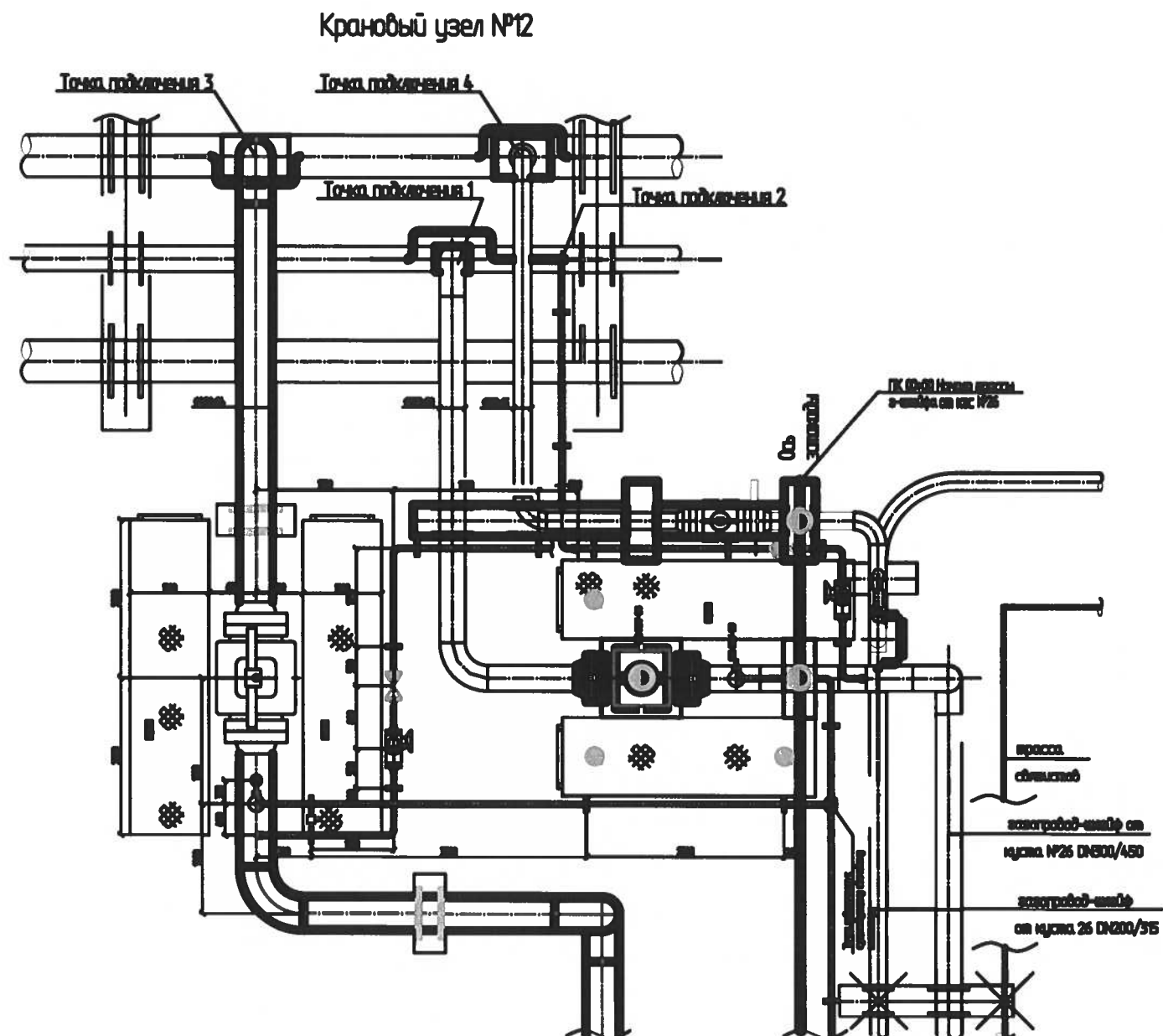


Рисунок 1 – Узел точек подключения газопровода-шлейфа от куста газовых скважин №26 и метанолопровода в районе существующего кранового узла КУ№12

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального

Директора по добыче

ОАО "Ямал СПГ"

Д.П. Дегтярев

2025г.



### Технические условия

**на подключение дополнительного коллектора пластового газа, трубопроводов сброса с ПК 0701-PRV-00001 и 0701-PRV-00002 и трубопроводов подачи метанола под ПК 0701-PRV-00001 и 0701-PRV-00002 куста газовых скважин №7 по объекту "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ" к существующим коммуникациям куста газовых скважин №7**

Настоящие технические условия регламентируют требования к подключению дополнительного трубопровода пластового газа, трубопроводов сброса с ПК 0701-PRV-00001 и 0701-PRV-00002 и трубопроводов подачи метанола под ПК 0701-PRV-00001 и 0701-PRV-00002 куста газовых скважин №7 к существующему коллектору пластового газа куста газовых скважин №7, к существующему сбросному коллектору куста газовых скважин №7.

1. Трубопровод пластового газ от скважин №№ 0701-W-240...0701-W-360  
(начало – расключение после скважины 0701-W-210 (арматуры 0701-MBV-009));

1.1 Диаметр трубопровода, мм DN500 (530 x 28 мм);  
- низ трубы (абсолютная отметка) 23,450\*;

1.2 Материал трубопровода 13ГФА;

1.3 Параметры продукта в точке подключения:

- давление расчетное, МПа (изб.): 22,3;  
- температура расчетная, °C: минус 50...+65;

1.4 Прочие требования (при необходимости) – отсутствуют;

1.5 Срок действия технических условий – 3 года.

2. Трубопровод пластового газ от скважин №№ 0701-W-240...0701-W-360  
(конец – подключение перед УСОД с трехходовым краном 002-R-205):

2.1 Диаметр трубопровода, мм DN500 (530 x 28 мм);  
- низ трубы (абсолютная отметка) 23,450\*;

2.2 Материал трубопровода 13ГФА;

2.3 Параметры продукта в точке подключения:



- давление расчетное, МПа (изб.): 22,3;
  - температура расчетная, °С: минус 50...+65;
  - 2.4 Прочие требования (при необходимости) – отсутствуют;
  - 2.5 Срок действия технических условий – 3 года.
3. Трубопровод пластового газ от скважин №№ 0701-W-090...0701-W-210  
(расключение перед УСОД с трехходовым краном 002-R-205):
- 3.1 Диаметр трубопровода, мм DN500 (530 x 28 мм);
    - ось трубы (абсолютная отметка) 23,450\*;
  - 3.2 Материал трубопровода 13ГФА;
  - 3.3 Параметры продукта в точке подключения:
    - давление расчетное, МПа (изб.): 22,3;
    - температура расчетная, °С: минус 50...+65;
  - 3.4 Прочие требования (при необходимости) – отсутствуют;
  - 3.5 Срок действия технических условий – 3 года.
4. Трубопровод сброса пластового газа с ПК 0701-PRV-00001:
- 4.1 Диаметр трубопровода, мм DN150 (159 x 8 мм);
    - низ трубы (абсолютная отметка) 26,100\*;
  - 4.2 Материал трубопровода 09Г2С;
  - 4.3 Параметры продукта в точке подключения:
    - давление расчетное, МПа (изб.): 1,0;
    - температура расчетная, °С: минус 50...+65;
  - 4.4 Прочие требования (при необходимости) – отсутствуют;
  - 4.5 Срок действия технических условий – 3 года.
5. Трубопровод сброса пластового газа с ПК 0701-PRV-00002:
- 5.1 Диаметр трубопровода, мм DN150 (159 x 8 мм);
    - низ трубы (абсолютная отметка) 26,100\*;
  - 5.2 Материал трубопровода 09Г2С;
  - 5.3 Параметры продукта в точке подключения:
    - давление расчетное, МПа (изб.): 1,0;
    - температура расчетная, °С: минус 50...+65;
  - 5.4 Прочие требования (при необходимости) – отсутствуют;
  - 5.5 Срок действия технических условий – 3 года.

6. Трубопровод подачи метанола под ПК 0701-PRV-00001:

- 6.1 Диаметр трубопровода, мм DN25 (32 x 6 мм);  
     - ось трубы (абсолютная отметка) 23,428\*;  
 6.2 Материал трубопровода 10Г2;  
 6.3 Параметры продукта в точке подключения:  
     - давление расчетное, МПа (изб.): 25,0;  
     - температура расчетная, °С: минус 50...+65;  
 6.4 Прочие требования (при необходимости) – отсутствуют;  
 6.5 Срок действия технических условий – 3 года.

7. Трубопровод подачи метанола под ПК 0701-PRV-00002:

- 7.1 Диаметр трубопровода, мм DN25 (32 x 6 мм);  
     - ось трубы (абсолютная отметка) 23,428\*;  
 7.2 Материал трубопровода 10Г2;  
 7.3 Параметры продукта в точке подключения:  
     - давление расчетное, МПа (изб.): 25,0;  
     - температура расчетная, °С: минус 50...+65;  
 7.4 Прочие требования (при необходимости) – отсутствуют;  
 7.5 Срок действия технических условий – 3 года.

Рисунок 1 – Узел точек подключения трубопровода пластового газ от скважин №№ №№ 0701-W-240...0701-W-3600701-W-240...0701-W-360 (начало – расключение после скважины 0701-W-210 (арматуры 0701-MBV-009)). Узел точки подключения трубопровода подачи метанола под ПК 0701-PRV-00001

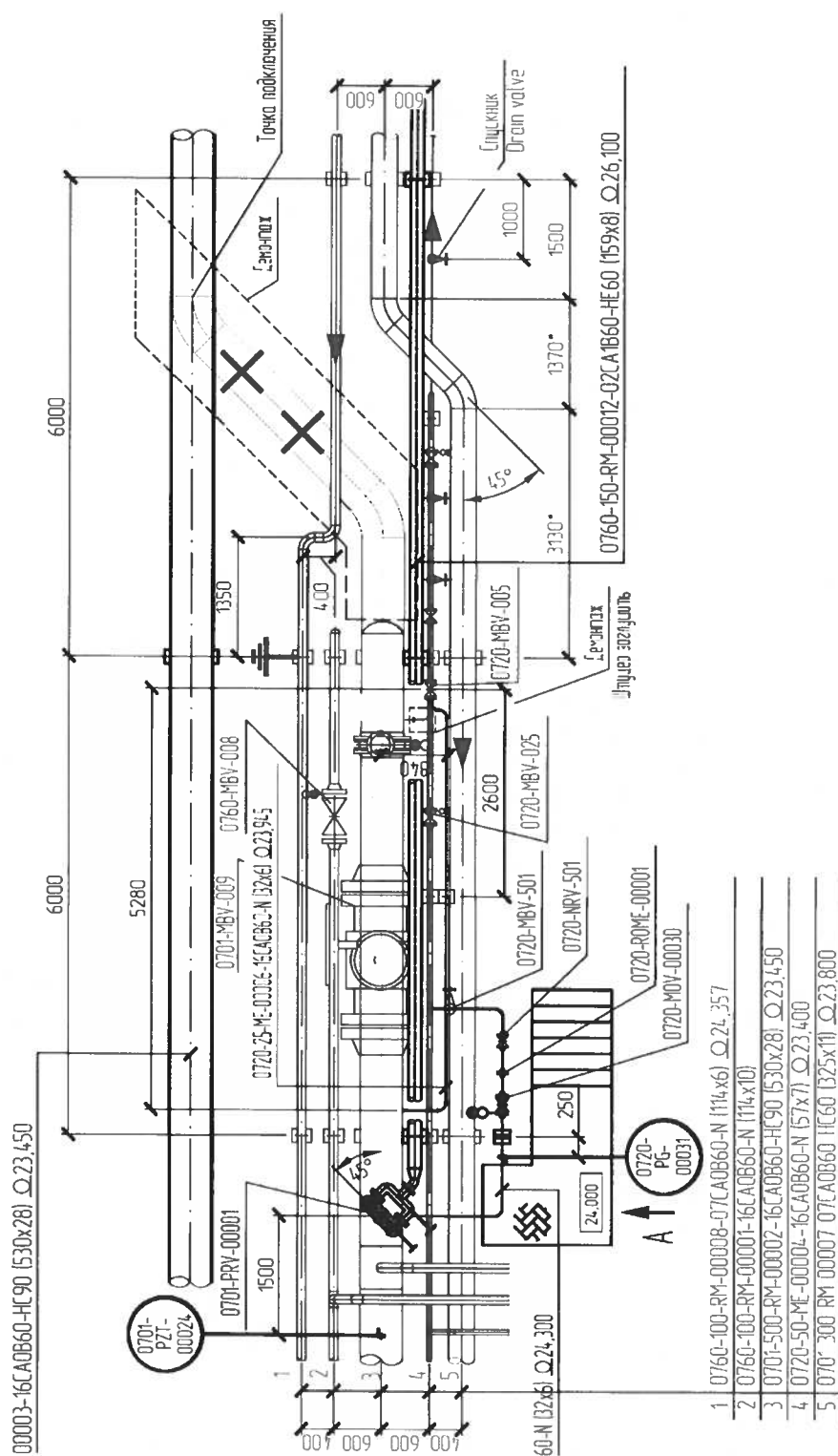
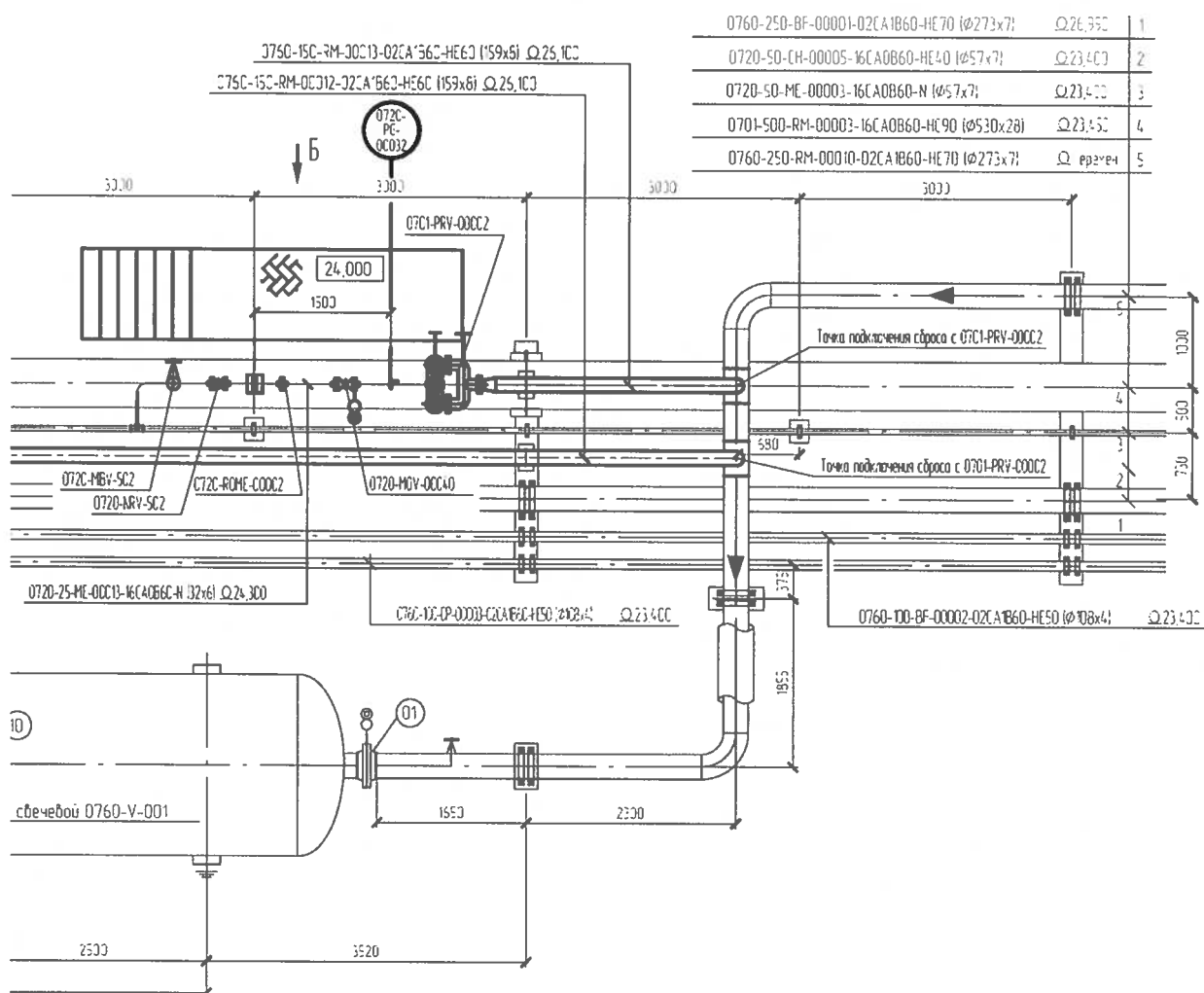


Рисунок 2 – Узел точек подключения трубопровод сброса пластового газа с ПК 0701-PRV-00001 и 0701-PRV-00002. Узел точки подключения трубопровода подачи метанола под ПК 0701-PRV-00002



УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального

Директора по добыче

ОАО "Ямал СПГ"

Д.П. Десятнев

2025г.



### Технические условия

**на подключение трубопровода пластового газа, коллектора продувки на УГГ, трубопровода сброса от ПК 2601-PRV-00001, трубопровода подачи метанола под ПК 2601-PRV-00001 и метанолопровода от/к проектируемым скважинам №№ Ю261, Ю262, Ю263, Ю264, Ю265, Ю266, Ю267, Ю268, Ю269, Ю2610, Ю2611 куста газовых скважин №26 по объекту "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ" к существующим коммуникациям куста газовых скважин №26**

Настоящие технические условия регламентируют требования к подключению трубопровода пластового газа, продувки на УГГ, сброса от ПК 2601-PRV-00001, трубопровода подачи метанола под ПК 2601-PRV-00001 и метанола от/к скважин №№ Ю261, Ю262, Ю263, Ю264, Ю265, Ю266, Ю267, Ю268, Ю269, Ю2610, Ю2611 куста газовых скважин №26 к существующему коллектору пластового газа куста газовых скважин №26, к существующему коллектору продувки на УГГ куста газовых скважин №26, к существующему сбросному коллектору на свечу рассеивания куста газовых скважин №26 и к общекустовому метанолопроводу куста газовых скважин №26.

1. Трубопровод пластового газ от скважин №№ 173, Ю261, Ю262, Ю263, Ю264 (начало – подключение в районе скважины 173):

- |   |                      |
|---|----------------------|
| 1.1 Диаметр трубопровода, мм                | DN200 (219 x 16 мм); |
| - ось трубы (абсолютная отметка)            | 15,710*;             |
| 1.2 Материал трубопровода                   | 13ГФА;               |
| 1.3 Параметры продукта в точке подключения: |                      |
| - давление расчетное, МПа (изб.):           | 22,3;                |
| - температура расчетная, °С:                | минус 50...+65;      |
| 1.4 Прочие требования (при необходимости) – | отсутствуют;         |
| 1.5 Срок действия технических условий –     | 3 года.              |

2. Трубопровод пластового газ от скважин №№ 173, Ю261, Ю262, Ю263, Ю264 (конец – подключение после арматуры 2601-MBV-502):

- |                              |                      |
|------------------------------|----------------------|
| 2.1 Диаметр трубопровода, мм | DN200 (219 x 16 мм); |
|------------------------------|----------------------|

- ось трубы (абсолютная отметка) 15,060\*;
  - 2.2 Материал трубопровода 13ГФА;
  - 2.3 Параметры продукта в точке подключения:
    - давление расчетное, МПа (изб.): 22,3;
    - температура расчетная, °С: минус 50...+65;
  - 2.4 Прочие требования (при необходимости) – отсутствуют;
  - 2.5 Срок действия технических условий – 3 года.
3. Трубопровод пластового газ от меловых скважин (2601-W-010...2601-W-050):
- 3.1 Диаметр трубопровода, мм DN200 (219 x 16 мм);  
DN300 (325 x 24 мм);
    - ось трубы (абсолютная отметка) 15,060\*;
  - 3.2 Материал трубопровода 13ГФА;
  - 3.3 Параметры продукта в точке подключения:
    - давление расчетное, МПа (изб.): 22,3;
    - температура расчетная, °С: минус 50...+65;
  - 3.4 Прочие требования (при необходимости) – отсутствуют;
  - 3.5 Срок действия технических условий – 3 года.
4. Метанол к скважинам №№ Ю261, Ю262, Ю263, Ю264:
- 4.1 Диаметр трубопровода, мм DN50 (57 x 6 мм);
    - ось (низ) трубы (абсолютная отметка) 14,928\*;
  - 4.2 Материал трубопровода 09Г2С;
  - 4.3 Параметры продукта в точке подключения:
    - давление расчетное, МПа (изб.): 25,0;
    - температура расчетная, °С: минус 50...+65;
  - 4.4 Прочие требования (при необходимости) – отсутствуют;
  - 4.5 Срок действия технических условий – 3 года.
5. Трубопровод продувки на УГГ от скважин №№ Ю261, Ю262, Ю263, Ю264:
- 5.1 Диаметр трубопровода, мм DN100 (114 x 14 мм);
    - ось трубы (абсолютная отметка) 15,590\*;
  - 5.2 Материал трубопровода 09Г2С;
  - 5.3 Параметры продукта в точке подключения:
    - давление расчетное, МПа (изб.): 22,3;
    - температура расчетная, °С: минус 50...+65;
  - 5.4 Прочие требования (при необходимости) – отсутствуют;

5.5 Срок действия технических условий – 3 года.

6. Трубопровод сброса пластового газа с ПК от скважин №№ Ю261, Ю262, Ю263, Ю264:

- 6.1 Диаметр трубопровода, мм DN250 (273 x 7 мм);  
     - ось трубы (абсолютная отметка) 16,842\*;  
 6.2 Материал трубопровода 09Г2С;  
 6.3 Параметры продукта в точке подключения:  
     - давление расчетное, МПа (изб.): 1,0;  
     - температура расчетная, °С: минус 50...+65;  
 6.4 Прочие требования (при необходимости) – отсутствуют;  
 6.5 Срок действия технических условий – 3 года.

7. Ингибитор парафиноотложений к скважинам №№ Ю261, Ю262, Ю263, Ю264:

- 7.1 Диаметр трубопровода, мм DN50 (57 x 7 мм);  
     - ось (низ) трубы (абсолютная отметка) 14,928\*;  
 7.2 Материал трубопровода 09Г2С;  
 7.3 Параметры продукта в точке подключения:  
     - давление расчетное, МПа (изб.): 25,0;  
     - температура расчетная, °С: минус 50...+65;  
 7.4 Прочие требования (при необходимости) – отсутствуют;  
 7.5 Срок действия технических условий – 3 года.

8. Трубопровод пластового газ от скважин №№ Ю265, Ю266, Ю267, Ю268, Ю269, Ю2610, Ю2611 (перемычка – подключение после арматуры 2601-MBV-501):

- 8.1 Диаметр трубопровода, мм DN200 (219 x 16 мм);  
     - ось трубы (абсолютная отметка) 15,960\*;  
 8.2 Материал трубопровода 13ГФА;  
 8.3 Параметры продукта в точке подключения:  
     - давление расчетное, МПа (изб.): 22,3;  
     - температура расчетная, °С: минус 50...+65;  
 8.4 Прочие требования (при необходимости) – отсутствуют;  
 8.5 Срок действия технических условий – 3 года.

9. Метанол к скважинам №№ Ю265, Ю266, Ю267, Ю268, Ю269, Ю2610, Ю2611:

- 9.1 Диаметр трубопровода, мм DN50 (57 x 7 мм);



- низ трубы (абсолютная отметка) 15,800\*;
- 9.2 Материал трубопровода 09Г2С;
- 9.3 Параметры продукта в точке подключения:
  - давление расчетное, МПа (изб.): 25,0;
  - температура расчетная, °С: минус 50...+65;
- 9.4 Прочие требования (при необходимости) – отсутствуют;
- 9.5 Срок действия технических условий – 3 года.

10. Трубопровод продувки на УГГ от скважин №№ Ю265, Ю266, Ю267, Ю268, Ю269, Ю2610, Ю2611:

- 10.1 Диаметр трубопровода, мм DN100 (114 x 14 мм);
  - низ трубы (абсолютная отметка) 16,630\*;
- 10.2 Материал трубопровода 09Г2С;
- 10.3 Параметры продукта в точке подключения:
  - давление расчетное, МПа (изб.): 22,3;
  - температура расчетная, °С: минус 50...+65;
- 10.4 Прочие требования (при необходимости) – отсутствуют;
- 10.5 Срок действия технических условий – 3 года.

11. Трубопровод сброса пластового газа с ПК от скважин №№ Ю265, Ю266, Ю267, Ю268, Ю269, Ю2610, Ю2611:

- 11.1 Диаметр трубопровода, мм DN250 (273 x 7 мм);
  - низ трубы (абсолютная отметка) 18,292\*;
- 11.2 Материал трубопровода 09Г2С;
- 11.3 Параметры продукта в точке подключения:
  - давление расчетное, МПа (изб.): 1,0;
  - температура расчетная, °С: минус 50...+65;
- 11.4 Прочие требования (при необходимости) – отсутствуют;
- 11.5 Срок действия технических условий – 3 года.

12. Трубопровод сброса пластового газа с ПК 2601-PRV-00001:

- 12.1 Диаметр трубопровода, мм DN150 (159 x 8 мм);
  - низ трубы (абсолютная отметка) 18,900\*;
- 12.2 Материал трубопровода 09Г2С;
- 12.3 Параметры продукта в точке подключения:
  - давление расчетное, МПа (изб.): 1,0;
  - температура расчетная, °С: минус 50...+65;

12.4 Прочие требования (при необходимости) – отсутствуют;

12.5 Срок действия технических условий – 3 года.

13. Ингибитор парафиноотложений к скважинам №№ Ю265, Ю266, Ю267, Ю268, Ю269, Ю2610, Ю2611:

13.1 Диаметр трубопровода, мм DN50 (57 x 7 мм);

- низ трубы (абсолютная отметка) 15,800\*;

13.2 Материал трубопровода 09Г2С;

13.3 Параметры продукта в точке подключения:

- давление расчетное, МПа (изб.): 25,0;

- температура расчетная, °С: минус 50...+65;

13.4 Прочие требования (при необходимости) – отсутствуют;

13.5 Срок действия технических условий – 3 года.

14. Трубопровод подачи метанола под ПК 2601-PRV-00001:

14.1 Диаметр трубопровода, мм DN25 (32 x 6 мм);

- ось трубы (абсолютная отметка) 16,578\*;

14.2 Материал трубопровода 10Г2;

14.3 Параметры продукта в точке подключения:

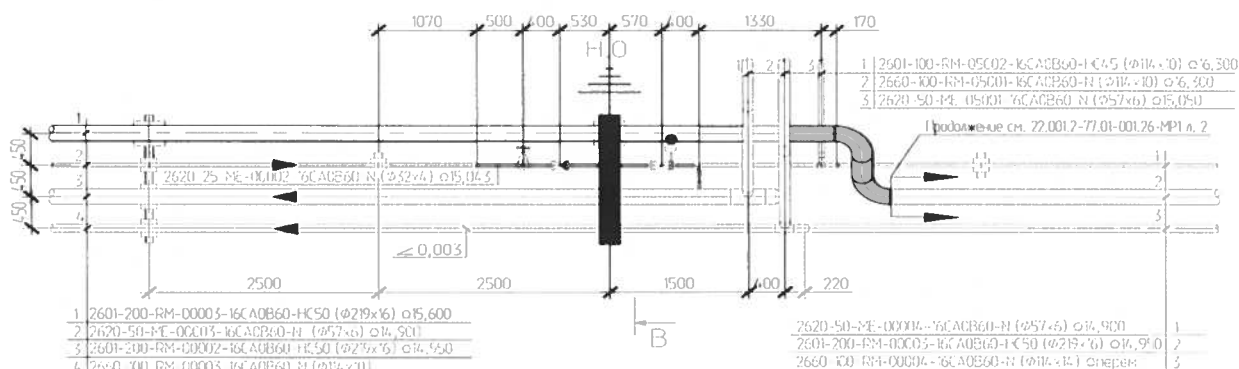
- давление расчетное, МПа (изб.): 25,0;

- температура расчетная, °С: минус 50...+65;

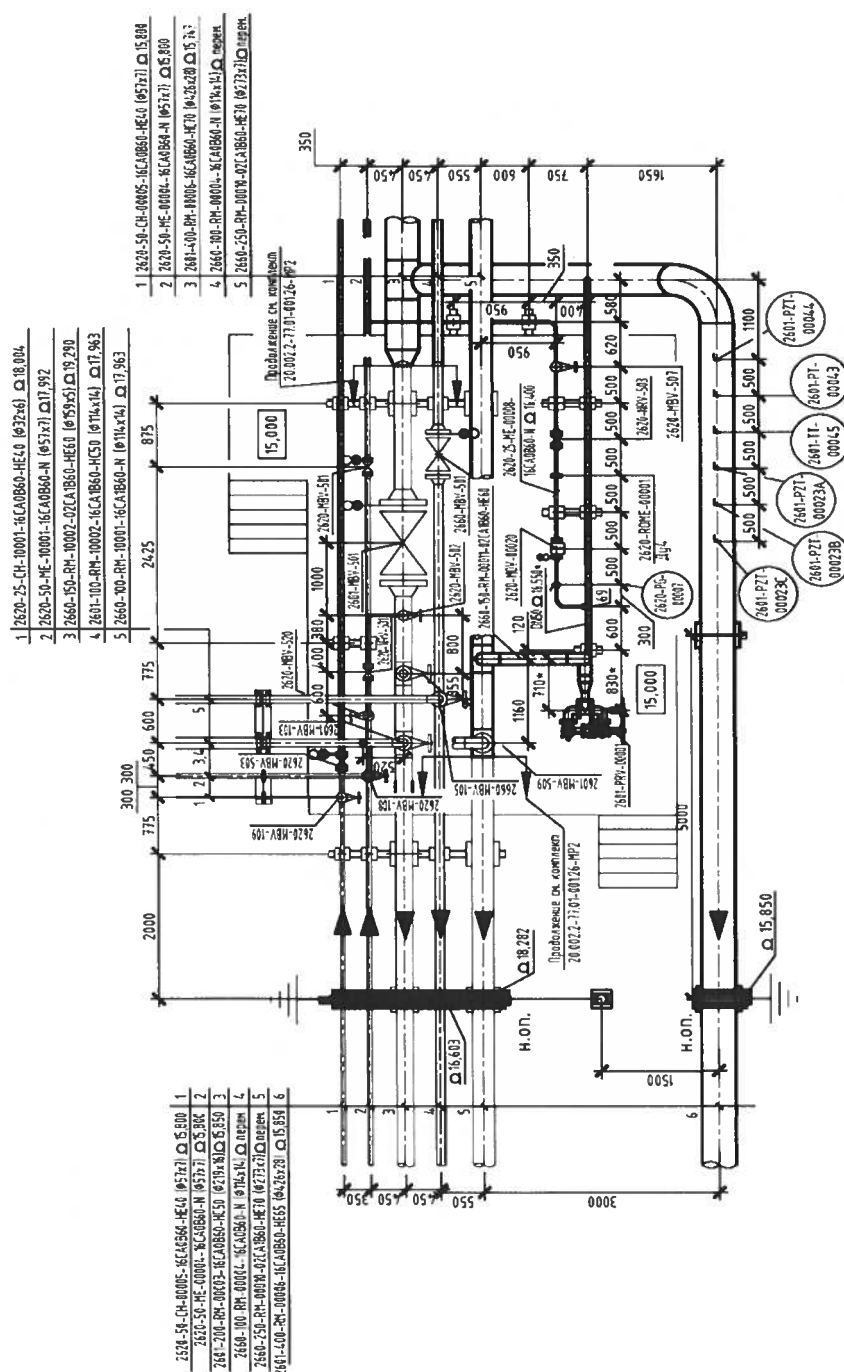
14.4 Прочие требования (при необходимости) – отсутствуют;

14.5 Срок действия технических условий – 3 года.

Рисунок 1 – Узел подключения трубопровода пластового газа от скважин №№ 173, Ю261, Ю262, Ю263, Ю264 (начало – подключение в районе скважины 173)







УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального

Директора по добыче

ОАО "Ямал СПГ"

Д.П. Дегтярев

2025г.



### Технические условия

**на подключение трубопровода пластового газа, коллектора продувки на УГГ, трубопровода сброса от ПК 3001-PRV-00001, трубопровода подачи метанола под ПК 3001-PRV-00001 и метанолопровода от/к проектируемым скважинам №№ Ю301, Ю302, Ю303, Ю304 куста газовых скважин №30 по объекту "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ" к существующим коммуникациям куста газовых скважин 30**

Настоящие технические условия регламентируют требования к подключению трубопровода пластового газа, продувки на УГГ, сброса от ПК 3001-PRV-00001, трубопровода подачи метанола под ПК 3001-PRV-00001 и метанола от/к скважин №№ Ю301, Ю302, Ю303, Ю304 куста газовых скважин №30 к существующему коллектору пластового газа куста газовых скважин №30, к существующему коллектору продувки на УГГ куста газовых скважин №30, к существующему сбросному коллектору на свечу рассеивания куста газовых скважин №30 и к общекустовому метанолопроводу куста газовых скважин №30.

1. Трубопровод пластового газ от скважин №№ Ю301, Ю302, Ю303, Ю304:

1.1 Диаметр трубопровода, мм DN500 (530 x 28 мм);

- ось трубы (абсолютная отметка) 5,715\*;

1.2 Материал трубопровода 13ГФА;

1.3 Параметры продукта в точке подключения:

- давление расчетное, МПа (изб.): 22,3;

- температура расчетная, °С: минус 50...+65;

1.4 Прочие требования (при необходимости) – отсутствуют;

1.5 Срок действия технических условий – 3 года.

2. Метанол к скважинам №№ Ю301, Ю302, Ю303, Ю304:

2.1 Диаметр трубопровода, мм DN50 (57 x 7 мм);

- ось (низ) трубы (абсолютная отметка) 5,394\*;

2.2 Материал трубопровода 09Г2С;

## 2.3 Параметры продукта в точке подключения:

- давление расчетное, МПа (изб.): 25,0;
- температура расчетная, °С: минус 50...+65;

2.4 Прочие требования (при необходимости) – отсутствуют;

2.5 Срок действия технических условий – 3 года.

## 3. Трубопровод продувки на УГГ от скважин №№ Ю301, Ю302, Ю303, Ю304:

3.1 Диаметр трубопровода, мм DN100 (114 x 14 мм);

- ось трубы (абсолютная отметка) 7,069\*;

3.2 Материал трубопровода 09Г2С;

## 3.3 Параметры продукта в точке подключения:

- давление расчетное, МПа (изб.): 22,3;
- температура расчетная, °С: минус 50...+65;

3.4 Прочие требования (при необходимости) – отсутствуют;

3.5 Срок действия технических условий – 3 года.

## 4. Трубопровод сброса пластового газа с ПК 3001-PRV-00001:

4.1 Диаметр трубопровода, мм DN150 (159 x 8 мм);

- низ трубы (абсолютная отметка) 8,100\*;

4.2 Материал трубопровода 09Г2С;

## 4.3 Параметры продукта в точке подключения:

- давление расчетное, МПа (изб.): 1,0;
- температура расчетная, °С: минус 50...+65;

4.4 Прочие требования (при необходимости) – отсутствуют;

4.5 Срок действия технических условий – 3 года.

## 5. Трубопровод подачи метанола под ПК 3001-PRV-00001:

5.1 Диаметр трубопровода, мм DN25 (32 x 6 мм);

- ось трубы (абсолютная отметка) 5,394\*;

5.2 Материал трубопровода 10Г2;

## 5.3 Параметры продукта в точке подключения:

- давление расчетное, МПа (изб.): 25,0;
- температура расчетная, °С: минус 50...+65;

5.4 Прочие требования (при необходимости) – отсутствуют;

5.5 Срок действия технических условий – 3 года.

Рисунок 1 – Узел точек подключения трубопровода пластового газа от проектируемых скважин №№ Ю301, Ю302, Ю303, Ю304 куста газовых скважин №30

Граница проектирования. Подключение к трубопроводам куста №30  
Продолжение см. 12.055.1-77.01-001.30-МР1 л.2

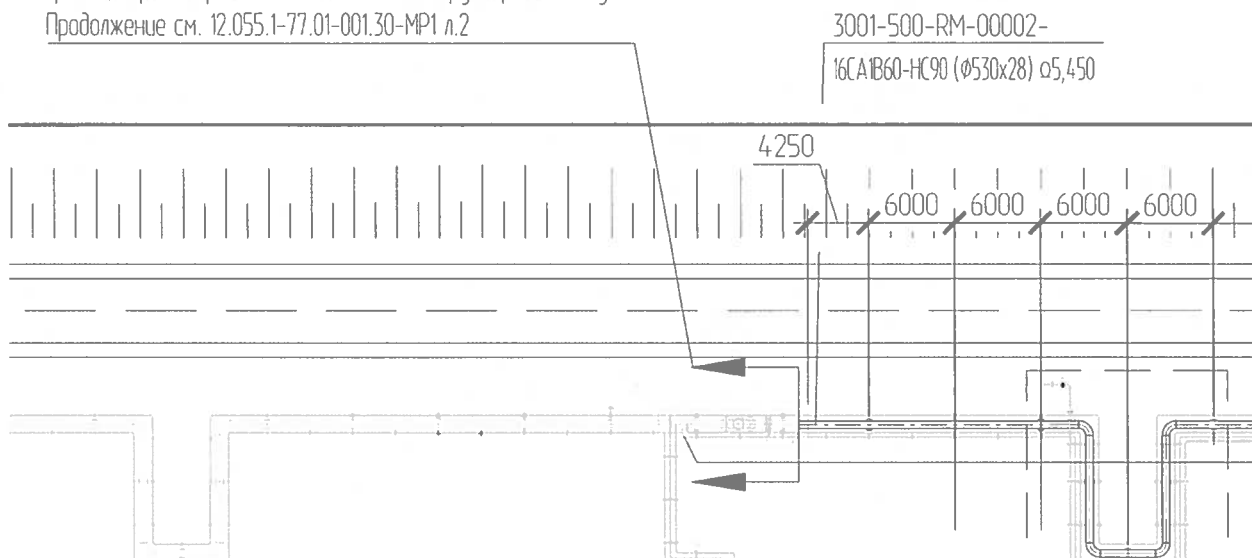
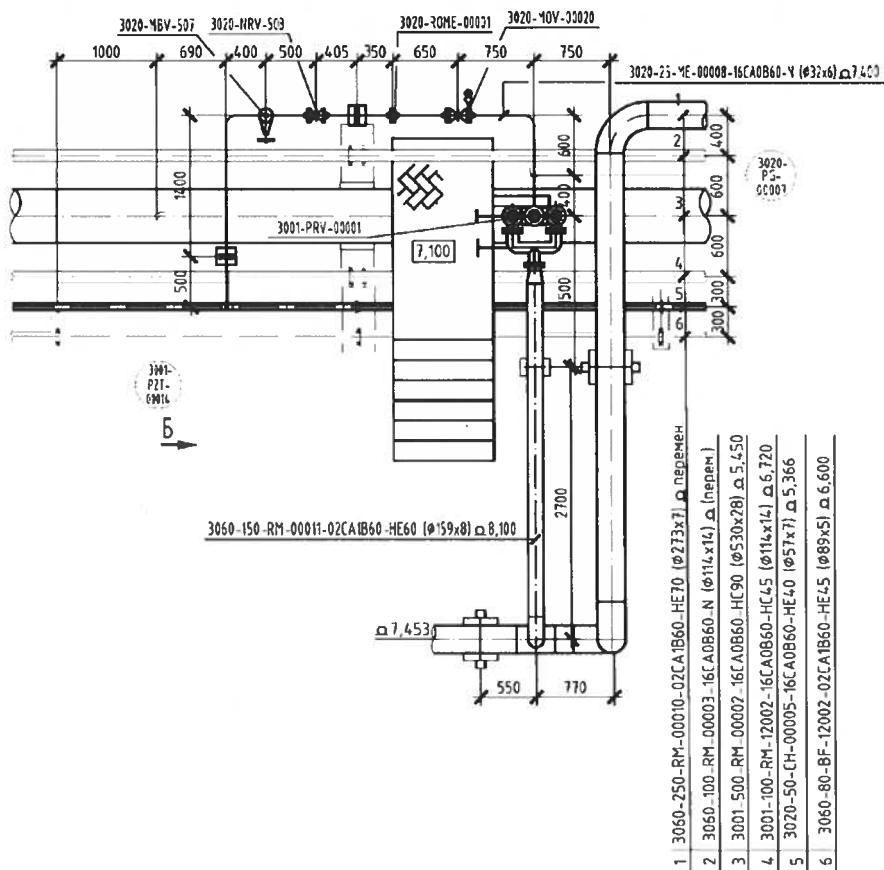


Рисунок 2 – Узел точек подключения метанолопровода и трубопровода продувки на УГГ от/к проектируемым скважинам №№ Ю301, Ю302, Ю303, Ю304 куста газовых скважин №30. Узел точки подключения трубопровода подачи метанола под ПК 3001-PRV-00001





УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального

Директора по добыче

ОАО "Ямал СПГ"

Д.П. Дегтярев

2025г.



### Технические условия

**на подключение трубопровода сброса с ПК 4401-PRV-00002 и трубопроводов подачи метанола под ПК 4401-PRV-00001 и 4401-PRV-00002 куста газовых скважин №44 по объекту "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ" к существующим коммуникациям куста газовых скважин №44**

Настоящие технические условия регламентируют требования к подключению трубопровода сброса с ПК 4401-PRV-00002 и трубопроводов подачи метанола под ПК 4401-PRV-00001 и 4401-PRV-00002 куста газовых скважин №44 к существующему сбросному коллектору и к общекустовому коллектору метанола куста газовых скважин №44.

#### 1. Трубопровод сброса пластового газа с ПК 4401-PRV-00002:

- |   |                     |
|---|---------------------|
| 1.1 Диаметр трубопровода, мм                | DN150 (159 x 8 мм); |
| - низ трубы (абсолютная отметка)            | 15,750;             |
| 1.2 Материал трубопровода                   | 09Г2С;              |
| 1.3 Параметры продукта в точке подключения: |                     |
| - давление расчетное, МПа (изб.):           | 1,0;                |
| - температура расчетная, °С:                | минус 50...+65;     |
| 1.4 Прочие требования (при необходимости) – | отсутствуют;        |
| 1.5 Срок действия технических условий –     | 3 года.             |

#### 2. Трубопровод подачи метанола под ПК 4401-PRV-00001:

- |   |                   |
|---|-------------------|
| 2.1 Диаметр трубопровода, мм                | DN25 (32 x 6 мм); |
| - ось трубы (абсолютная отметка)            | 14,028*;          |
| 2.2 Материал трубопровода                   | 10Г2;             |
| 2.3 Параметры продукта в точке подключения: |                   |
| - давление расчетное, МПа (изб.):           | 25,0;             |
| - температура расчетная, °С:                | минус 50...+65;   |
| 2.4 Прочие требования (при необходимости) – | отсутствуют;      |





УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального

Директора по добыче

ОАО "Ямал СПГ"

Д.П. Дегтярев

2025г.



### Технические условия

**на подключение трубопровода подачи метанола под ПК 4601-PRV-00001 куста газовых скважин №46 по объекту "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ" к существующим коммуникациям куста газовых скважин №46**

Настоящие технические условия регламентируют требования к подключению трубопровода подачи метанола под ПК 4601-PRV-00001 куста газовых скважин №46 к общекустовому коллектору метанола куста газовых скважин №46.

#### 1. Трубопровод подачи метанола под ПК 4601-PRV-00001:

- |   |                   |
|---|-------------------|
| 1.1 Диаметр трубопровода, мм                | DN25 (32 x 6 мм); |
| - ось трубы (абсолютная отметка)            | 5,928*;           |
| 1.2 Материал трубопровода                   | 10Г2;             |
| 1.3 Параметры продукта в точке подключения: |                   |
| - давление расчетное, МПа (изб.):           | 25,0;             |
| - температура расчетная, °С:                | минус 50...+65;   |
| 1.4 Прочие требования (при необходимости) – | отсутствуют;      |
| 1.5 Срок действия технических условий –     | 3 года.           |



ООО «ПромАльянс»  
ул. Кировоградская, д. 9, корпус 1,  
1 этаж, пом. II, комн. №21,  
г. Москва, 117587



**ПРОМАЛЬЯНС**  
ЭКСПЕРТНАЯ КОМПАНИЯ

тел.: +7 (495) 120-21-71  
e-mail: info@promalians.ru  
http://www.promalians.ru  
ОГРН 1187746373495, ОКПО 28134370  
ИНН 7726427444, КПП 772601001

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального  
директора по капитальному  
строительству ОАО «Ямал СПГ»

«» А.В. Попов  
12.06.2025г.

## СПЕЦИАЛЬНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

отражающие специфику обеспечения пожарной безопасности и содержащие  
комплекс необходимых инженерно-технических и организационных  
мероприятий по обеспечению пожарной безопасности объекта «Расширение и  
обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ»

по адресу: Российская Федерация, Ямало-Ненецкий автономный округ,  
Ямальский район, Южно-Тамбейский лицензионный участок

**Разработано:**

Генеральный директор  
ООО «ПромАльянс»

должность руководителя и наименование организации разработчика



Е.С. Сухоруков

инициалы, фамилия




» \_\_\_\_\_ 2025 год

Москва 2025г.



Специальные технические условия, отражающие специфику обеспечения пожарной безопасности и содержащие комплекс необходимых инженерно-технических и организационных мероприятий по обеспечению пожарной безопасности объекта  
«Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ»

### Список исполнителей СТУ

Технический директор		Б.М. Гаджимурадов
(должность)	(подпись)	(ФИО)
Ведущий инженер		М.С. Бабич
(должность)	(подпись)	(ФИО)
Ведущий инженер		А.Ю. Ковач
(должность)	(подпись)	(ФИО)





## Подтверждение согласия организации – заказчика разработки СТУ принятых в СТУ решений по противопожарной защите

В соответствии с п. 12 приказа МЧС России от 28 ноября 2011 г. №710 «Об утверждении Административного регламента Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий предоставления государственной услуги по согласованию специальных технических условий для объектов, в отношении которых отсутствуют требования пожарной безопасности, установленные нормативными правовыми актами Российской Федерации и нормативными документами по пожарной безопасности, отражающих специфику обеспечения их пожарной безопасности и содержащих комплекс необходимых инженерно-технических и организационных мероприятий по обеспечению их пожарной безопасности» ОАО «Ямал СПГ» (организация-заказчик разработки СТУ) подтверждает согласие принятых в СТУ решений по противопожарной защите объекта: «Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ» по адресу: Российская Федерация, Ямало-Ненецкий автономный округ, Ямальский район, Южно-Тамбейский лицензионный участок.

Заместитель генерального  
директора по капитальному  
строительству ОАО «Ямал СПГ»  
(должность)



А.В. Попов  
(ФИО)



## Содержание

1. Общие положения .....	5
1.1 Наименование и адрес объекта .....	5
1.2 Сведения о техническом заказчике .....	5
1.3 Сведения о разработчике проектной документации .....	5
1.4 Сведения о разработчике СТУ .....	5
1.5 Основание для разработки СТУ .....	6
1.6 Необходимость разработки СТУ .....	6
1.7 Область применения СТУ .....	7
1.8 Перечень нормативных правовых актов и нормативных документов ....	8
1.9 Термины, определения и сокращения .....	9
1.10 Краткое описание объекта .....	10
2. Требования пожарной безопасности .....	16
2.1 Требования пожарной безопасности к генеральному плану .....	16
2.2 Требования пожарной безопасности к системам контроля, управления и противоаварийной защиты .....	17
2.3 Требования пожарной безопасности к системе обнаружения утечек горючих газов и паров .....	18
2.4 Требования пожарной безопасности к системе оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре .....	19
2.5 Требования пожарной безопасности к системам обнаружения пожара и установкам автоматического пожаротушения .....	19
2.6 Требования пожарной безопасности к источникам наружного противопожарного водоснабжения .....	19
2.7 Требования к электроснабжению и электрооборудованию .....	<b>Ошибка!</b>
<b>Закладка не определена.</b>	
2.8 Организационно-технические мероприятия .....	20



## **1. Общие положения**

### **1.1 Наименование и адрес объекта**

Наименование объекта: «Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ».

Адрес объекта: Российская Федерация, Ямало-Ненецкий автономный округ, Ямальский район, Южно-Тамбейский лицензионный участок.

### **1.2 Сведения о техническом заказчике**

Полное и сокращенное Открытое акционерное общество «ЯМАЛ  
наименование организации СПГ» (ОАО «Ямал СПГ»).

ОГРН 1057746608754.

ИНН 7709602713.

Юридический адрес 629700, Ямало-Ненецкий автономный округ,  
Ямальский район, с. Яр-Сале, ул. Худи Сэроко,  
д. 25, корп. а.

Руководитель организации Генеральный директор  
Колесников Игорь Александрович

### **1.3 Сведения о разработчике проектной документации**

Полное и сокращенное Общество с ограниченной ответственностью  
наименование организации «ИНСТИТУТ ЮЖНИИГИПРОГАЗ»  
(ООО «ИНСТИТУТ ЮЖНИИГИПРОГАЗ»).

ОГРН 1146196006769.

ИНН 6163157930.

Юридический адрес 344018, Ростовская область, г. Ростов-На-  
Дону, пр-кт Буденновский, д. 106/2.

Руководитель организации Генеральный директор  
Вишняков Сергей Геннадьевич.

### **1.4 Сведения о разработчике СТУ**

Полное и сокращенное Общество с ограниченной ответственностью  
наименование организации «ПромАльянс» (ООО ПромАльянс)

ОГРН 1187746373495



ИНН	7726427444
Юридический адрес	Российская Федерация, 117587, г Москва, улица Кировоградская, дом 9 корпус 1, эт 1, пом II, ком 21;
Руководитель организации	Генеральный директор Сухоруков Егор Сергеевич.

### **1.5 Основание для разработки СТУ**

Основанием для разработки СТУ являются:

- ч.2 ст.78 Федерального закона от 22.07.2008 года №123–ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (далее – №123–ФЗ);
- ст. 20 Федерального закона от 21.12.1994 № 69–ФЗ «О пожарной безопасности».

### **1.6 Необходимость разработки СТУ**

Разработка СТУ обусловлена отсутствием нормативных требований пожарной безопасности к:

- объектам нефтегазодобывающей промышленности с проектированием кустов скважин с нарушением соосности скважин (с размещением скважин на кустовой площадке не на одной прямой);
- кустам газоконденсатных скважин с коэффициентом аномальности пластового давления продуктивного пласта более 1,2, с числом скважин более 8 (не более 17).

Кроме того, имеются отступления от требований нормативных документов по пожарной безопасности в части:

- исключения ограждения территории кустовой площадки для газоконденсатных скважин земляным валом высотой не менее 1 м с шириной бровки по верху не менее 0,5 м (п. 7.1.8 СП 231.1311500.2015);
- исключения необходимости для каждой газоконденсатной скважины предусматривать возможность сбора утечек с приустьевой арматуры (п. 7.1.9 СП 231.1311500.2015);



– отсутствия мероприятий, предотвращающих возможное растекание конденсата от группы скважин к соседним группам, а также к другим сооружениям производственной и вспомогательной зон при аварийной разгерметизации оборудования скважины (ограждение группы скважин бортиками, организации необходимого уклона площадки) (п.7.1.10 СП 231.1311500.2015).

## **1.7 Область применения СТУ**

1.7.1 Настоящие СТУ распространяются на проектируемые здания, сооружения и установки кустовых площадок газоконденсатных скважин №2, №7 №26, №30, №35, №40, №44, №45, №46 объекта: «Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ» (далее – Объект), который расположен по адресу: Российская Федерация, Тюменская область, Ямало-Ненецкий Автономный округ, Ямальский район, Южно-Тамбейский лицензионный участок.

1.7.2 Требования настоящих СТУ не распространяются на здания, сооружения, установки и линейные объекты, расположенные за территорией кустовых площадок №2, №7 №26, №30, №35, №40, №44, №45, №46 Объекта.

1.7.3 При необходимости внесения изменений в настоящие СТУ, отражающие специфику обеспечения пожарной безопасности и содержащие комплекс необходимых инженерно-технических и организационных мероприятий по обеспечению пожарной безопасности Объекта требования, указанные в настоящих СТУ, теряют свою силу со дня утверждения СТУ в измененной редакции.

1.7.4 В случае отступления от требований настоящих СТУ, отражающие специфику обеспечения пожарной безопасности и содержащие комплекс необходимых инженерно-технических и организационных мероприятий по обеспечению пожарной безопасности Объекта необходима разработка изменений в настоящие СТУ и согласование в установленном порядке в соответствии с законодательством Российской Федерации.

1.7.5 Настоящие СТУ содержат требования, в результате применения которых обеспечивается соблюдение требований Федерального закона от 22.07.2008 года №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной



безопасности» и не распространяются на проектные решения в области обеспечения промышленной, сейсмической, механической, конструктивной и любых других областей (видов) безопасности, кроме пожарной.

1.7.6 Требования, не указанные в СТУ, должны выполняться в соответствии с действующими нормативными правовыми актами Российской Федерации и нормативными документами по пожарной безопасности с учётом класса функциональной пожарной опасности Объекта защиты. При наличии противоречий между требованиями СТУ и действующих нормативных документов по пожарной безопасности следует руководствоваться требованиями СТУ.

## **1.8 Перечень нормативных правовых актов и нормативных документов**

1.8.1 Федеральный закон от 22.07.2008 года №123–ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

1.8.2 Федеральный закон от 21.12.1994 года № 69–ФЗ «О пожарной безопасности».

1.8.3 Постановление Правительства Российской Федерации от 16.09.2020 года № 1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации».

1.8.4 Приказ МЧС России от 28.11.2011 года № 710 «Административный регламент Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий предоставления государственной услуги по согласованию специальных технических условий для объектов, в отношении которых отсутствуют требования пожарной безопасности, установленные нормативными правовыми актами Российской Федерации и нормативными документами по пожарной безопасности, отражающих специфику обеспечения их пожарной безопасности и содержащих комплекс необходимых инженерно-технических и организационных мероприятий по обеспечению их пожарной безопасности».

1.8.5 СП 2.13130.2020 «Системы противопожарной защиты. Обеспечение огнестойкости объектов защиты».





1.8.6 СП 4.13130.2013 «Система противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным решениям».

1.8.7 СП 3.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре. Требования пожарной безопасности».

1.8.8 СП 4.13130.2013 «Система противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным решениям».

1.8.9 СП 6.13130.2021 «Системы противопожарной защиты. Электрооборудование. Требования пожарной безопасности».

1.8.10 СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности».

1.8.11 СП 486.1311500.2020 «Системы противопожарной защиты. Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и системами пожарной сигнализации. Требования пожарной безопасности».

1.8.12 Постановление Правительства Российской Федерации от 16.09.2020 года № 1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации».

## **1.9 Термины, определения и сокращения**

1.9.1 В настоящих СТУ приняты термины и определения в соответствии со статьей 2 Федерального закона от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», в нормативных документах по пожарной безопасности.1

### **1.9.2 Сокращения:**

СП	–	Свод правил
СТУ	–	Специальные технические условия
ФЗ	–	Федеральный закон
ГФУ	–	горизонтальная факельная установка;
ГОСТ	–	государственный стандарт;
ГКМ	–	газоконденсатное месторождение;





- НКПР – Нижний концентрационный предел распространения пламени горючего газа или пара;
- ДВК – Датчики довзрывоопасных концентраций горючих газов и паров (датчики стационарных автоматических газоанализаторов довзрывоопасных концентраций горючих газов и паров);
- АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом.
- АВПД – Аномально высокое пластовое давление.
- СОУЭ – система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре.

### **1.10 Краткое описание объекта**

Местоположение объекта: Российская Федерация, Ямало-Ненецкий автономный округ, Ямальский район, Южно-Тамбейский лицензионный участок.

Территория объекта находится на севере Западно-Сибирской низменности, за Полярным Кругом, на северо-востоке полуострова Ямал, на левобережье Обской губы в районе вахтового поселка Сабетта. Объект расположен в границах Южно-Тамбейского лицензионного участка, отведенного ОАО «Ямал СПГ» для геологической разведки и добычи углеводородного сырья в пределах Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения.

Ближайший населенный пункт - вахтовый поселок Сабетта, расположен на левом берегу Обской губы в восточной стороне территории Южно-Тамбейского ГКМ. Село Яр-Сале – районный центр Ямальского района, расположено в 490 км юго-западнее вахтового поселка Сабетта Южно-Тамбейского ГКМ.

В данной проектной документации предусматривается расширение семи существующих кустов №№ 2, 26, 30, 35, 40, 45, 46 Южно-Тамбейского ГКМ с обустройством дополнительных скважин. Общий фонд скважин, обустраиваемых в рамках проекта, составляет 28 шт., из которых: газовых



скважин – 1 шт.; газоконденсатных скважин – 10 шт; газоконденсатных скважин (юрские отложения) – 17 шт:

- скважина №11 в составе куста №2;
- скважины №4, №5, №7, №8, №9, №10, №11, №12, №13, №14, №15, №16, №17 в составе куста №26;
- скважина №171, №17, №18, №19, №20 в составе куста №30;
- скважины №9, №10 в составе куста №35;
- скважины №13, №14, №15, №175 в составе куста №40;
- скважина №8 в составе куста №45;
- скважины №14, №15 в составе куста №46.

Также, проектной документации предполагается переобвязка существующих площадок кустов газовых скважин №№ 7, 30, 44 и 46.

Обвязка скважин выполнена с применением арматурных блоков задавочных линий и арматурных блоков обвязки скважин полной заводской готовности. Подача метанола на скважины осуществляется через системы регулируемой подачи ингибитора (СРПИ).

В состав обвязки скважины входят:

- фонтанная арматура 0201-W-110 – АФК 6 100/100х21 К1 ХЛ (подбирается и заказывается по проекту бурения);
- арматурный блок обвязки PN16,0 МПа в комплекте с:
  - 1) расходомером;
  - 2) устройством регулирующим;
  - 3) запорной арматурой;
  - 4) устройством отсекающим;
  - 5) двумя шаровыми кранами и обратным клапаном;
  - 6) средствами измерения и контроля температуры и давления до и после устройства регулирующего;
  - 7) датчиком контроля наличия твердых частиц.
- система регулируемой подачи ингибитора (СРПИ).

Таблица 1.10.1 – Характеристика проектируемых скважин и существующих кустов Южно-Тамбейского ГКМ с учетом их расширения



Куст скважин	Номер скважины	Дебит по газу, млн.м <sup>3</sup> /сут
№2	№11 (1023)	0,80 ÷ 0,09
№7	№1(8071)	0,24/8,7
	№2(8072)	0,71/78,7
	№3(8073)	0,86/4,3
	№4(3072)	1,0/22,2
	№5(7071)	0,89/79,3
	№6(5072)	0,78/35,3
	№7(2073)	1,04/1,0
	№8(5073)	0,9/64,7
	№9(3071)	0,86/17,7
	№10(4072)	1,3/6,7
	№11(1072)	0,6/0
	№12(2072)	0,98/1,0
	№13(4071)	1,15/5,8
	№14(5075)	1,22/6,2
	№15(7073)	0,83/95,4
	№16(2071)	0,99/1,0
	№17(5071)	1,0/0,9
	№18(7072)	0,84/78,0
	№19(5074)	1,0/0,9
	№20(8074)	0,4/6,4
	№21(8075)	1,0/5,0
	№22(1073)	0,6/0
	№23(1071)	0,6/0
№26	№4 (5261)	0,60 ÷ 0,03
	№5 (4264)	0,60 ÷ 0,04
	№7 (Ю261)	1,0 ÷ 0,07
	№8 (Ю262)	1,0 ÷ 0,05
	№9 (Ю263)	1,0 ÷ 0,06
	№10 (Ю264)	1,0 ÷ 0,07
	№11 (Ю265)	0,75 ÷ 0,05
	№12 (Ю266)	0,97 ÷ 0,18
	№13 (Ю267)	0,74 ÷ 0,05
	№14 (Ю268)	0,97 ÷ 0,06
	№15 (Ю269)	0,97 ÷ 0,05



	№16 (Ю2610)	0,98 ÷ 0,06
	№17 (Ю2611)	0,97 ÷ 0,15
№30	№12 (171)	0,36 ÷ 0,11
	№17 (Ю301)	1,0÷0,05
	№18 (Ю302)	1,0÷0,05
	№19 (Ю303)	1,0÷0,05
	№20 (Ю304)	1,0÷0,05
№35	№9 (3355)	0,33 ÷ 0,17
	№10 (3357)	0,35 ÷ 0,07
№40	№13 (3406)	0,73 ÷ 0,05
	№14 (2401)	1,5 ÷ 0,33
	№15 (3405)	0,50 ÷ 0,06
	№16 (175)	0,36 ÷ 0,01
№45	№8 (170, 4451)	0,43 ÷ 0,03
№44	№1(8441)	0,44/35,1
	№2(8442)	0,98/124,7
	№3(8443)	0,79/87,2
	№4(4441)	0,83/4,2
	№5(5441)	0,92/4,6
	№6(7441)	0,81/83,2
	№7(2441)	1,1/1,1
	№8(4442)	0,99/4,9
	№9(3441)	1,0/1,0
	№10(7442)	0,42/35,4
	№11(8444)	0,75/15,0
	№12(4443)	1,04/21,0
	№13(1441)	0,57/0
	№14(1442)	0,58/0
	№15(441)	0,56/122,8
	№16(442)	1,0/246,3
	№17(443)	1,0/260,4
	№18(445)	0,92/198,0
	№19(Ю444)	1,0/260,4
	№20(Ю446)	1,0/253,1
№46	№14 (7461)	0,28 ÷ 0,05
	№15 (2462)	1,28 ÷ 0,10



Идентификация зданий и сооружений по пожарным признакам приведены в таблице

7.1

Таблица 7.1 – Идентификация по пожарным признакам

Наименование здания/сооружения	Категория по взрывопожарной и пожарной опасности
Куст газовых скважин № 2	
Эксплуатационные газовые скважины	АН
Площадка для емкостей с задавочным раствором	не кат.
Площадка агрегата для ремонта скважин	не кат.
Амбар с ГФУ	ГН
Площадка для стоянки пожарной техники	не кат.
Блок-бокс электроснабжения	В
Блок-контейнер АСУ	Д
Куст газовых скважин № 26	
Эксплуатационные газовые скважины	АН
Площадка для емкостей с задавочным раствором	не кат.
Площадка агрегата для ремонта скважин	не кат.
Амбар с ГФУ	ГН
Площадка для стоянки пожарной техники	не кат.
Блок-бокс электроснабжения	В
Блок-контейнер АСУ	Д
Блок-бокс насосной подачи ингибитора парафиноотложений	А
Куст газовых скважин № 30	
Эксплуатационные газовые скважины	АН
Площадка для емкостей с задавочным раствором	не кат.
Площадка агрегата для ремонта скважин	не кат.
Амбар с ГФУ	ГН
Площадка для стоянки пожарной техники	не кат.
Блок-бокс электроснабжения	В
Блок-контейнер АСУ	Д
Емкость дренажная метанола	АН
Емкость дренажная	АН
Блок-бокс системы регулируемой подачи ингибитора	А
Сепаратор свечевой	АН
Свеча рассеивания	АН
Куст газовых скважин № 35	
Эксплуатационные газовые скважины	АН
Площадка для емкостей с задавочным раствором	не кат.
Площадка агрегата для ремонта скважин	не кат.
Амбар с ГФУ	ГН
Площадка для стоянки пожарной техники	не кат.
Блок-бокс электроснабжения	В
Блок-контейнер АСУ	Д



Куст газовых скважин № 40	
Эксплуатационные газовые скважины	АН
Площадка для емкостей с задавочным раствором	не кат.
Площадка агрегата для ремонта скважин	не кат.
Амбар с ГФУ	ГН
Площадка для стоянки пожарной техники	не кат.
Блок-бокс электроснабжения	В
Блок-контейнер АСУ	Д
Емкость дренажная метанола	АН
Емкость дренажная	АН
Блок-бокс системы регулируемой подачи ингибитора	А
Сепаратор свечевой	АН
Свеча рассеивания	АН
Куст газовых скважин № 45	
Эксплуатационные газовые скважины	АН
Площадка для емкостей с задавочным раствором	не кат.
Площадка агрегата для ремонта скважин	не кат.
Амбар с ГФУ	ГН
Площадка для стоянки пожарной техники	не кат.
Блок-бокс электроснабжения	В
Блок-контейнер АСУ	Д
Площадка для размещения передвижного сепаратора	не кат.
Емкость дренажная метанола	АН
Емкость дренажная	АН
Блок-бокс системы регулируемой подачи ингибитора	А
Сепаратор свечевой	АН
Свеча рассеивания	АН
Куст газовых скважин № 46	
Эксплуатационные газовые скважины	АН
Площадка для емкостей с задавочным раствором	не кат.
Площадка агрегата для ремонта скважин	не кат.
Амбар с ГФУ	ГН
Площадка для стоянки пожарной техники	не кат.
Блок-бокс электроснабжения	В
Блок-контейнер АСУ	Д

\* – При проектировании Объекта капитального строительства, указанного в настоящих СТУ, проектные решения, технологические показатели, приведенные в разделе 1.8 настоящих СТУ, могут быть уточнены при разработке проектной документации.



## **2. Требования пожарной безопасности**

### **2.1 Требования пожарной безопасности к генеральному плану**

2.1.1 Противопожарные расстояния от устьев скважин, сооружений и наружных установок категорий А, Б, АН, БН по взрывопожарной и пожарной опасности до сооружений, не относящихся к объекту следует принимать в соответствии с СП 231.1311500.2015.

2.1.2 Минимально допустимые расстояния между зданиями и сооружениями, а также устройство внутриплощадочных дорог следует принимать в соответствии с требованиями СП 231.1311500.2015 и настоящих СТУ.

2.1.3 На кустовых площадках №2, №7 №26, №30, №35, №40, №44, №45, №46 с коэффициентом аномальности пластового давления продуктивного пласта более 1,2 допускается размещение газоконденсатных скважин на одной кустовой площадке (кусте скважин) в количестве не более 17 (семнадцати), скважины допускается размещать не на одной прямой, при этом скважины необходимо разделять на группы (батареи) скважин.

Газовые скважины кустов №2, №7 №26, №30, №35, №40, №44, №45, №46 должны размещаться батареями (группой):

- между устьями газовых скважин в батарее (группе) скважин без АВПД – не менее 30 метров;
- между устьями газовых скважин в батарее (группе) скважин с АВПД – не менее 70 метров;
- между батареями (группами) газовых скважин – не менее 60 метров.

При этом, количество скважин в одной батарее (группе) должно быть не более 8, а суммарный свободный дебит одной батареи (группы) газовых/газоконденсатных скважин должен быть не более  $4 \times 10^6$  м<sup>3</sup>/сут

2.1.4 Принятые расстояния между устьями скважин должны быть не меньше 1,2 диаметра растепления пород вокруг устья скважин, что необходимо подтвердить теплотехническим расчетом на 30-летний непрерывный период эксплуатации скважин.

2.1.5 Кустовые площадки №2, №7 №26, №30, №35, №40, №44, №45, №46 допускается не ограждать земляным валом высотой не менее 1 м с





шириной бровки по верху не менее 0,5 м при величине газового конденсата не более 540 г/м<sup>3</sup>.

2.1.6 Для территории устьев скважин допускается не предусматривать мероприятия, предотвращающие возможное растекание конденсата от группы скважин к соседним группам, а также к другим сооружениям производственной и вспомогательной зон при аварийной разгерметизации оборудования скважины.

При этом отсутствие мероприятий, предотвращающие возможное растекание конденсата должно быть подтверждено расчетом площадей разлива конденсата, выполненного в рамках расчета по оценке пожарного риска.

2.1.7 Допускается не предусматривать для каждой газоконденсатной скважины возможность сбора утечек с приустьевой арматуры при условии обоснования расчётом нераспространения разлива газового конденсата между скважинами, либо устройства компенсирующих мероприятий, предотвращающих такой разлив (например, устройство кюветов, канав или бордюрного камня соответствующей высоты).

## **2.2 Требования пожарной безопасности к системам контроля, управления и противоаварийной защиты**

2.2.1 Требования пожарной безопасности к системам контроля, управления и противоаварийной защиты необходимо принимать в соответствии с разделом 6.5 СП231.1311500.2015 и настоящих СТУ.

2.2.2 При эксплуатации каждая проектируемая газовая / газоконденсатная скважина на кустовых площадках №2, №7 №26, №30, №35, №40, №44, №45 для автоматического аварийного отключения должна быть оборудована клапаном-отсекателем, расположенным в составе обвязки скважин, срабатывающим по аварийному повышению или падению давления.

2.2.3 Запорная арматура, клапаны и другие устройства, предназначенные для аварийного отключения оборудования, если они могут подвергнуться воздействию пожара, должны сохранять работоспособность в условиях возможного пожара в течение времени, необходимого для перевода технологического оборудования в безопасное состояние.



## **2.3 Требования пожарной безопасности к системе обнаружения утечек горючих газов и паров**

2.3.1 Система обнаружения утечек взрывоопасных газов должна проектироваться с учетом требований раздела 6.6 СП 231.1311500.2015 и настоящих СТУ.

2.3.2 Скважины кустовых площадок №2, №7 №26, №30, №35, №40, №44, №45 должны быть оборудованы системой обнаружения утечек (скоплений) горючих газов и паров с применением стационарных газоанализаторов непрерывного действия, устанавливаемых на открытых участках с учетом границ взрывоопасной зоны.

2.3.3 Газоанализаторы должны иметь установку (настройку) порогов на уровнях 20% и 50% нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПР) смеси горючих газов и (или) паров с учетом компонентного состава добываемого флюида:

- При достижении порога 20% НКПР система обнаружения утечек (скоплений) горючих газов и паров должна формировать сигнал на включение световой и звуковой (предупредительной) сигнализации на площадке куста газоконденсатных скважин в помещение с круглосуточным пребыванием персонала.

- При достижении порога 50% НКПР система обнаружения утечек (скоплений) горючих газов и паров должна формировать сигналы на включение световой и звуковой (аварийной) сигнализации на площадке куста газовых скважин и в помещение с круглосуточным пребыванием персонала, а также аварийного останова (отключения) технологического процесса либо отдельных систем (аппаратов, оборудования, трубопроводов) технологического процесса (автоматически либо автоматизировано по команде оператора) по алгоритму, установленному проектной организацией для обеспечения перевода технологического оборудования в безопасное состояние.

2.3.4 Предусмотреть вывод показаний (уровня опасных концентраций) системы обнаружения утечек (скоплений) горючих газов и паров в помещение с круглосуточным пребыванием персонала.



2.3.5 Количество и места установки газоанализаторов определяются на основании нормативных требований к системам обнаружения утечек горючих газов и паров исходя из условия обеспечения непрерывного мониторинга концентрации у каждой газоконденсатной скважины кустов №2, №7 №26, №30, №35, №40, №44, №45.

## **2.4 Требования пожарной безопасности к системе оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре**

2.4.1 В зданиях Объекта защиты на площадке кустов скважин №2, №7 №26, №30, №35, №40, №44, №45 должна быть предусмотрена СОУЭ 1-го типа (в том числе во взрывозащищенном исполнении с учетом классов зон пожарной взрывоопасной опасности).

## **2.5 Требования пожарной безопасности к системам обнаружения пожара и установкам автоматического пожаротушения**

2.5.1 Оснащение сооружений, установок, агрегатов и оборудования куста скважин автоматическими системами пожарной автоматики следует выполнять согласно СП 486.1311500.2020, СП 231.1311500.2015 и настоящих СТУ.

2.5.2 Элементы системы противопожарной сигнализации, устанавливаемые на открытом воздухе, должны быть защищены от воздействия климатических факторов внешней среды (иметь соответствующие температурные режимы эксплуатации и защиту от влаги).

2.5.3 Предусмотреть передачу сигналов о возникновении пожара системами автоматической пожарной сигнализации в помещение с круглосуточным пребыванием персонала.

## **2.6 Требования пожарной безопасности к источникам наружного противопожарного водоснабжения**

2.6.1 Проектирование систем наружного противопожарного водоснабжения Объекта защиты следует осуществлять в соответствии с требованиями Федерального закона от 22.07.2008 года №123-ФЗ и СП 231.1311500.2015.



## **2.7 Организационно-технические мероприятия**

2.7.1 На Объекте защиты следует предусмотреть организационно-технические мероприятия, которые должны включать:

– Работники, в зависимости от условий работы и принятой технологии производства должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной и коллективной защиты.

– На объекте должны регулярно проводиться пожарно-тактические учения и тренировки персонала с привлечением необходимых сил и средств пожарной охраны и служб предприятия по утвержденному плану.

– В инструкции о мерах пожарной безопасности, разрабатываемой в соответствии с требованиями Правил противопожарного режима в Российской Федерации (Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 16 сентября 2020 г. №1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации»), дополнительно должны быть предусмотрены мероприятия по обеспечению персонала средствами радиосвязи при нахождении на Объекте.

2.7.2 Условия обеспечения пожарной безопасности Объекта защиты, а также эффективность мероприятий по обеспечению безопасности людей при пожаре должны быть подтверждены:

– расчетом пожарного риска, выполненного в соответствии с методикой определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах, утвержденной приказом МЧС России от 26.06.2024 №533 с учетом отсутствия земляного вала и мероприятий, предотвращающие возможное растекание конденсата;

– расчетом растепления пород вокруг устья скважин.



ул. Худи Сэроко, 25/А,  
с. Яр-Сале, Ямальский район,  
Ямало-Ненецкий автономный округ,  
Российская Федерация, 629700

Московский филиал: ул. Академика Пилюгина, д. 22,  
БЦ «Алгоритм», Москва, 117393

Тел.: +7 (495) 228-98-50; факс: +7 (495) 228-98-49  
E-mail: yamalspg@yamalspg.ru

Кому: Генеральному директору  
ООО «ИНСТИТУТ  
ЮЖНИИГИПРОГАЗ»  
А.С. Панковой  
Адрес: 344018, РФ, г. Ростов-на-Дону,  
пр-т Буденновский, 106/2  
Тел.: +7 (863) 203-62-70  
E-mail: [info@ungg.ru](mailto:info@ungg.ru)  
<http://ungg.net>

19.11.2024 № МР-20-1841-Н

На № \_\_\_\_\_

*О приведении Этапа 29 ПД 20.002 в соответствие с решениями РД*

Уважаемая Анна Сергеевна!

ООО «ИНСТИТУТ ЮЖНИИГИПРОГАЗ» (далее – ИНСТИТУТ) в рамках Договора №472/20-ЯСПГ/77.20.002 от 14.04.2020 выполнил разработку проектной и рабочей документации по объекту «Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ» с получением положительного заключения ГГЭ №89-1-1-3-033680-2024 от 28.06.2024.

Этап 29 проектной документации предполагает установку нового сепаратора свечевого (3060-V-003) и емкости дренажной (3060-V-004) на расширении куста газовых скважин №30. В рамках оптимизации решений было принято решение в целях оптимизации капитальных и операционных затрат отказаться от установки новых сепаратора и емкости, а выполнить замену существующих в соответствии с запросом ОАО «Ямал СПГ» письмом от 26.02.2024 №МР-20-0311-Н. Технические решения были отражены в рабочей документации и согласованы.

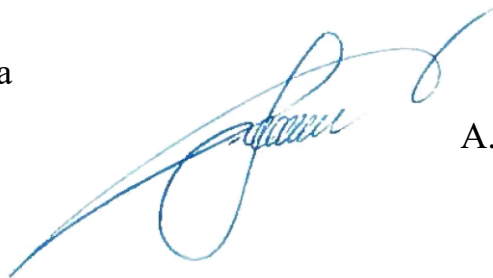
В целях возможности получения разрешения на строительство и выполнения работ по Этапу 29 в полном объеме прошу Вас в соответствии с решениями селекторного совещания выполнить корректировку проектной документации с изменением состава Этапа 29 в рамках подтверждения соответствия п. 3.8 ст. 49 ГрК РФ в срок до 25.12.2024.

Из Этапа 29 следует исключить следующие объекты:

- сепаратор свечевой 3060-V-003;
- емкость дренажная 3060-V-004;

Замену сепаратора свечевое 3060-V-001 с производительностью 15000м<sup>3</sup>/ч на 34000м<sup>3</sup>/ч прошу Вас выделить при возможности в отдельный этап работ.

Заместитель генерального директора  
по капитальному строительству



А.В. Попов



ул. Худи Сэроко, 25/А,  
с. Яр-Сале, Ямальский район,  
Ямало-Ненецкий автономный округ,  
Российская Федерация, 629700

Московский филиал: ул. Академика Пилюгина, д. 22,  
БЦ «Алгоритм», Москва, 117393

Тел.: +7 (495) 228-98-50; факс: +7 (495) 228-98-49  
E-mail: yamalspg@yamalspg.ru

Кому: Генеральному директору  
ООО «ИНСТИТУТ  
ЮЖНИИГИПРОГАЗ»  
С.Г. Вишнякову  
Адрес: 344018, РФ, г. Ростов-на-Дону,  
пр-т Буденновский, 106/2  
Тел.: +7 (863) 203-62-70  
E-mail: [info@ungg.ru](mailto:info@ungg.ru)  
<http://ungg.net>

24.12.2024 № МР-20-2079-Н

На № \_\_\_\_\_

*О приведении Этапа 29 ПД 20.002 в соответствие с решениями РД*

Уважаемый Сергей Геннадьевич!

ООО «ИНСТИТУТ ЮЖНИИГИПРОГАЗ» (далее – ИНСТИТУТ) в рамках Договора №472/20-ЯСПГ/77.20.002 от 14.04.2020 выполнил разработку проектной и рабочей документации по объекту «Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ» с получением положительного заключения ГТЭ №89-1-1-3-033680-2024 от 28.06.2024.

В дополнение к письму МР-20-1841-Н от 19.11.2024 настоящим направляю Задание на проектирование с уточненным перечнем этапов для выполнения корректировки проектной документации с изменением состава Этапа 29 в рамках подтверждения соответствия п. 3.8 ст. 49 ГрК РФ.

Приложение:

1. ТЗ с перечнем этапов\_20.002

Заместитель генерального директора  
по капитальному строительству

А.В. Попов



**Перечень этапов строительства по объекту  
"Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ"**

Этап строительства	Перечень объектов	Краткое описание
1	Скважина № 9 на кусте № 35	Обвязка устья скважины № 9 Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста № 35 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 35 (сущ.)
2	Скважина № 10 на кусте № 35	Обвязка устья скважины № 10; Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста № 35 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 35 (сущ.)
3	Автопроезды к скважинам № 9 и № 10 на кусте № 35	Устройство автопроездов к скважинам № 9 и № 10 (этапы 1, 2). Благоустройство незастроенной территории скважин № 9 и № 10 на кусте № 35
4	Скважины № 13, № 14 и № 15 на кусте № 40	Обвязка устьев скважин № 13, № 14 и № 15; Сети внутриплощадочные. Скважины подключаются к газосборному коллектору куста № 40 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 40 (сущ.)
5	Автопроезды к скважинам № 13, № 14 и № 15 на кусте № 40	Устройство автопроездов к скважинам № 13, № 14 и № 15 (этап 4). Благоустройство незастроенной территории скважин № 13, № 14 и № 15 на кусте № 40
6	Скважина № 175 на кусте № 40	Обвязка устья скважины № 175; Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста № 40 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 40 (сущ.)
7	Автопроезды к скважине № 175 на кусте № 40	Устройство автопроезда к скважине № 175 (этап 6). Благоустройство незастроенной территории скважины № 175 на кусте № 40

8	Скважины № 14 и № 15 на кусте № 46	Обвязка устьев скважин № 14 и № 15; Сети внутриплощадочные. Скважины подключаются к газосборному коллектору куста № 46 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 46 (сущ.)
9	Автопроезды к скважинам № 14 и № 15 на кусте № 46	Устройство автопроездов к скважинам № 14 и № 15 (этап 8). Благоустройство незастроенной территории скважин № 14 и № 15 на кусте № 46
12	Скважина № 4 на кусте № 26	Обвязка устья скважины № 4; Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста № 26 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 26 (сущ.)
13	Скважина № 5 на кусте № 26	Обвязка устья скважины № 5; Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста № 26 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 26 (сущ.)
14	Автопроезды к скважинам № 4 и № 5 на кусте № 26	Устройство автопроездов к скважинам № 4 и № 5 (этапы 12, 13). Благоустройство незастроенной территории скважин № 4 и № 5 на кусте № 26
15	Скважина № 171 на кусте № 30	Обвязка устья скважины № 171; Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста № 30 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 30 (сущ.)
15.1	Реконструкция КТП и ДЭС в блок-боксе электроснабжения на кусте № 30	Замена КТП и ДЭС в составе существующего БКЭС куста № 30
16	Автопроезд к скважине № 171 на кусте № 30	Устройство автопроезда к скважине № 171 (этап 15). Благоустройство незастроенной территории скважины № 171 на кусте № 30
17	Скважина № 8 на кусте № 45	Обвязка устья скважины № 8; Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору

		куста № 45 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 45 (сущ.)
18	Автопроезд к скважине № 8 на кусте № 45	Устройство автопроезда к скважине № 8 (этап 17). Благоустройство незастроенной территории скважины № 8 на кусте № 45
19	Скважина № 11 на кусте № 2	Обвязка устья скважины № 11; Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста № 2 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 2 (сущ.)
20	Автопроезд к скважине № 11 на кусте № 2	Устройство автопроезда к скважине № 11 (этап 19). Благоустройство незастроенной территории скважины № 11 на кусте № 2

Этап строительства	Здания, сооружения, сети	Назначение, основные объекты, виды работ
<b>Этап 21. Газопровод-шлейф от куста газовых скважин № 26 (расширение) до КУ № 12</b>	– газопровод-шлейф от КГС № 26.	Газопровод-шлейф от куста газовых скважин № 26 до КУ № 12. Переустройство эстакады сетей внеплощадочных и ВОЛС на эстакаде газопровода-шлейфа от КГС № 26.
<b>Этап 22. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю261</b>	– инженерная подготовка территории (на 4 скважины); – обвязка газоконденсатной скважины № Ю261; – арматурный блок (по газу) скважины № Ю261; – арматурный блок задающей линии скважины № Ю261; – площадка агрегата для ремонта скважины № Ю261; – эстакада сетей внутриплощадочных; – сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю261 (технологические, электропитания, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).	Обеспечение добычи пластовой смеси. Подготовка территории (на 4 скважины). Скважина № Ю261 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору). Модернизация АСУ

Этап строительства	Здания, сооружения, сети	Назначение, основные объекты, виды работ
<b>Этап 23. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю262</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю262;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю262;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю262;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю262;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю262 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	<p>Обеспечение добычи пластовой смеси.</p> <p>Скважина № Ю262 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).</p>
<b>Этап 24. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю263</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю263;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю263;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю263;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю263;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю263 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	<p>Обеспечение добычи пластовой смеси.</p> <p>Скважина № Ю263 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).</p>
<b>Этап 25. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю264</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю264;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю264;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю264;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю264;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения</li> </ul>	<p>Обеспечение добычи пластовой смеси.</p> <p>Скважина № Ю264 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).</p>

Этап строительства	Здания, сооружения, сети	Назначение, основные объекты, виды работ
	скважины № Ю264 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).	
<b>Этап 26. Дорога автомобильная подъездная к кусту скважин № 26 (въезд № 2)</b>	– проезд к кусту № 26.	Обеспечение проезда к кусту № 26.
<b>Этап 27. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Внутриплощадочные проезды</b>	– внутриплощадочные проезды (для 4 скважин), включая благоустройство и озеленение площадки куста № 26.	Внутриплощадочные проезды, благоустройство и озеленение площадки куста № 26 (расширение).
<b>Этап 28. Отпайка от ВЛ 10 кВ к кусту газовых скважин № 26 до блок-бокс электроснабжения (расширение)</b>	– ВЛЗ 10 кВ к кусту газовых скважин № 26. – блок-бокс электроснабжения;	Электроснабжение дополнительных скважин куста № 26.
<b>Этап 29. Куст газовых скважин № 30 (расширение). Скважина № Ю301</b>	– инженерная подготовка территории (на 4 скважины); – обвязка газоконденсатной скважины № Ю301; – арматурный блок (по газу) скважины № Ю301; – арматурный блок задавочной линии скважины № Ю301; – площадка агрегата для ремонта скважины № Ю301; – свечевой сепаратор 3060-V-001 – эстакада сетей внутриплощадочных; – сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю301 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).	Обеспечение добычи пластовой смеси. Подготовка территории (на 4 скважины). Скважина № Ю301 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору). Модернизация АСУ  Замена свечевого сепаратора на больший по производительности
<b>Этап 30. Куст газовых скважин № 30 (расширение). Скважина № Ю302</b>	– обвязка газоконденсатной скважины № Ю302; – арматурный блок (по газу) скважины № Ю302;	Обеспечение добычи пластовой смеси. Скважина № Ю302 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).

Этап строительства	Здания, сооружения, сети	Назначение, основные объекты, виды работ
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю302;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю302;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю302 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	<p><b>Ввод в эксплуатацию скважины №Ю302 не ранее этапа 29</b></p>
<p><b>Этап 31. Куст газовых скважин № 30 (расширение). Скважина № Ю303</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю303;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю303;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю303;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю303;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю303 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	<p>Обеспечение добычи пластовой смеси. Скважина № Ю303 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).</p> <p><b>Ввод в эксплуатацию скважины №Ю303 не ранее этапа 29</b></p>
<p><b>Этап 32. Куст газовых скважин № 30 (расширение). Скважина № Ю304</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю304;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю304;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю304;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю304;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю304 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	<p>Обеспечение добычи пластовой смеси. Скважина № Ю304 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).</p> <p><b>Ввод в эксплуатацию скважины №Ю304 не ранее этапа 29</b></p>

Этап строительства	Здания, сооружения, сети	Назначение, основные объекты, виды работ
<b>Этап 33. Куст газовых скважин № 30 (расширение). Внутриплощадочные проезды</b>	– внутриплощадочные проезды (для 4 скважин), включая благоустройство и озеленение площадки куста № 30.	Внутриплощадочные проезды, благоустройство и озеленение площадки куста № 30 (расширение).
<b>Этап 34. Отпайка от ВЛ 10 кВ к кусту газовых скважин № 30 до блок-бокс электроснабжения (расширение)</b>	– ВЛЗ 10 кВ к кусту газовых скважин № 30 – блок-бокс электроснабжения;	Электроснабжение дополнительных скважин куста № 30.



Приложение 2  
к Изменению № 7 к заданию на проектирование

**Идентификационные признаки зданий и сооружений  
по объекту  
"Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ"**

Наименование	Назначение	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности, которых влияют на безопасность зданий и сооружений*	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий	Принадлежность к опасным производственным объектам	Пожарная и взрывопожарная опасность	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Уровень ответственности	Класс сооружений	Коэффициент надежности по ответственности
<b>Куст газовых скважин № 2</b>									
Обязка устья газовой скважины № 11	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
<b>Куст газовых скважин № 26</b>									
Обязка устьев газоконденсатных скважин №№ 4, 5	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Блок-бокс электроснабжения	Производственное	Нет	Да	Нет	В	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Блок-бокс АСУ	Производственное	Нет	Да	Нет	В	Нет	Нормальный	КС-2	1,0

Наименование	Назначение	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности, которых влияют на безопасность зданий и сооружений*	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий	Принадлежность к опасным производственным объектам	Пожарная и взрывопожарная опасность	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Уровень ответственности	Класс сооружений	Коэффициент надежности по ответственности
Обязка устьев газоконденсатных скважин №№ Ю261, Ю262, Ю263, Ю264	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
<b>Куст газовых скважин № 30</b>									
Обязка устья газоконденсатной скважины № 12 (171)	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Блок-бокс СРПИ	Производственное	Нет	Да	Нет	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Блок-бокс электроснабжения	Производственное	Нет	Да	Нет	В	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Обязка устьев газоконденсатных скважин №№ Ю301, Ю302, Ю303, Ю304	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
<b>Куст газовых скважин № 35</b>									

Наименование	Назначение	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности, которых влияют на безопасность зданий и сооружений*	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий	Принадлежность к опасным производственным объектам	Пожарная и взрывопожарная опасность	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Уровень ответственности	Класс сооружений	Коэффициент надежности по ответственности
Обязка устьев газоконденсатных скважин №№ 9, 10	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
<b>Куст газовых скважин № 40</b>									
Обязка устьев газоконденсатных скважин №№ 13, 14, 15, 16 (175)	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Блок-бокс СРПИ	Производственное	Нет	Да	Нет	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
<b>Куст газовых скважин № 45</b>									
Обязка устья газоконденсатной скважины № 8 (170)	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
<b>Куст газовых скважин № 46</b>									
Обязка устьев газоконденсатных скважин №№ 14, 15	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
<b>Газопровод-шлейф от куста газовых скважин № 26</b>									
Опоры под трубопроводы (эстакады и отдельные опоры)	- Производственное	Нет	Да	Да	-	Нет	Повышенный	КС-3	1,2

## Приложение № 1

к Дополнительному соглашению № 7

от «18» декабря 2024 г.

## Изменение №6 к Приложению № 1

к Договору № 472/20-ЯСПГ /77.20.002

от «14» апреля 2020 г.

<b>Изменение № 6</b> <b>к ЗАДАНИЮ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ</b> <b>объекта: «Расширение и обустройство кустовых площадок</b> <b>Южно-Тамбейского ГКМ»</b>		
№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1.	Основание для проектирования	Без изменений.
2.	Исходные данные	Без изменений.
3.	Месторасположение предприятия, здания, сооружения	Без изменений.
4.	Вид строительства	Без изменений.
5.	Стадия проектирования	Без изменений.
6.	Порядок разработки документации	6.1. Без изменений. 6.2. Без изменений. 6.3. Без изменений. 6.4. Без изменений. 6.5. Без изменений. 6.6. Без изменений. 6.7. Без изменений. 6.8. Без изменений. 6.9. Без изменений. 6.10. Без изменений. 6.11. Без изменений. 6.12. Без изменений.
7.	Требования по вариантной разработке	Без изменений.
8.	Особые условия строительства	Без изменений.
9.	Основные технико-экономические характеристики	9.1. Фонд скважин, всего: 29 скв.

	и показатели объекта	<p>9.2. Размещение скважин на существующих кустовых площадках ЮТГКМ:</p> <p>КП 2 - скважина № 11;  КП 26 - скважины № 4, 5, Ю261, Ю262, Ю263, Ю264, Ю265, Ю266, Ю267, Ю268, Ю269, Ю2610, Ю2611, 181  КП 30 – скважина № 12 (171), Ю301, Ю302, Ю303, Ю304;  КП 35 - скважины № 9 и 10;  КП 40 - скважины № 13, 14, 15, 16;  КП 45 – скважина № 8 (170, № 4451 после ЗБС)  КП 46 - скважины № 14 и 15.</p> <p>Расстояние между устьями скважин и размещение на кустовых площадках принять в соответствии со схемами расположения и обосновать в соответствии с действующими нормативными требованиями.</p> <p>Провести гидравлический расчет системы газосборной сети с учетом подключения вводимых настоящим проектом скважин.</p> <p>Провести доотсыпку кустовых площадок в соответствии с требуемыми нормативными расстояниями.</p> <p>Размещение юрских скважин предусмотреть с учетом нормативных требований пожарной безопасности.</p> <p>9.3. Без изменений.  9.4. Без изменений.  9.5. Газопровод шлейф от КГС 26 до КУ12 (точка врезки в ГШ от КГС № 7), с крановым узлом и переходами существующих коммуникаций.  9.6. Переобвязка существующей системы сбора газа от кустовых площадок №№ 7, 30, 44, 46, с ее разделением на меловую и юрскую.</p>
10.	Особые требования к проектированию	<p>10.1. Без изменений.  10.2. Без изменений.  10.3. Без изменений.  10.4. Без изменений.  10.5. Без изменений.  10.6. Без изменений.  10.7. Без изменений.</p>

		<p>10.8. Без изменений.</p> <p>10.9. Без изменений.</p> <p>10.10. Без изменений.</p> <p>10.11. Без изменений.</p> <p>10.12. Без изменений.</p> <p>10.13. Без изменений.</p> <p>10.14. Без изменений.</p> <p>10.15. Без изменений.</p> <p>10.16. Без изменений.</p> <p>10.17. Без изменений.</p> <p>10.18. Без изменений.</p> <p>10.19. Без изменений.</p> <p>10.20. Без изменений.</p> <p>10.21. Без изменений.</p> <p>10.22. Без изменений.</p> <p>10.23. Без изменений.</p> <p>10.24. Без изменений.</p> <p>10.25. Выполнить обследования строительных конструкций на участках прокладки газопровода-шлейфа от КГС №26 до КУ12 (точка врезки в ГШ от КГС № 7), а также в местах организации разделения существующей системы сбора газа на меловую и юрскую на кустовых площадках №№ 7, 30, 44, 46. Разработать решения по ТСГ и ГТМ на основании данных по ИИ.</p>
11.	Требования к технологии, режиму предприятия и основному оборудованию	Без изменений.
12.	Требования к архитектурно-планировочным, конструктивным и инженерным решениям	Без изменений
13.	Использование зданий комплектной поставки	Без изменений
14.	Требования и условия к разработке природоохранных мероприятий	Без изменений.
15.	Технологическая связь	Без изменений.
16.	Энергоснабжение	Без изменений
17.	Требования к системе отопления, вентиляции, кондиционирования	Без изменений
18.	Автоматизация технологических процессов, метрологическое обеспечение и организация измерений углеводородных сред	Без изменений
19.	Требования по энергосбережению	Без изменений
20.	Требования по режиму безопасности и гигиене труда	Без изменений



21.	Выделение этапов	Этапность строительства принять в соответствии с Приложением 1 к Изменению № 7.
22.	Требования по ассимиляции производства	Без изменений
23.	Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны и мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций	Без изменений
24.	Требования по промышленной безопасности	Без изменений
25.	Требования по пожарной безопасности	Без изменений
26.	Требования к системам безопасности и охране объектов	26.1. Без изменений. 26.2. Без изменений. 26.3. Без изменений. 26.4. Без изменений. 26.5. Без изменений.
27.	Требования к разработке сметной документации	Без изменений
28.	Заказчик	Без изменений
29.	Субподрядные проектные организации	Без изменений
30.	Срок выполнения работы	Без изменений
31.	Состав демонстрационных материалов	Без изменений
32.	Срок действия задания	Без изменений
33.	Требования к передаче материалов на электронных носителях	Без изменений
34.	Отчетность	Без изменений
35.	Приложения	Без изменений

СОГЛАСОВАНО

Генеральный директор

ООО "ИНСТИТУТ ЮЖНИИГИПРОГАЗ"



С.Г. Вишняков

2024 года

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор

ОАО "Ямал СПГ"



И.А. Колесников

2024 года



**Перечень этапов строительства по объекту  
"Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ"**

Этап строительства	Перечень объектов	Краткое описание
1	Скважина № 9 на кусте № 35	Обвязка устья скважины № 9 Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста № 35 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 35 (сущ.)
2	Скважина № 10 на кусте № 35	Обвязка устья скважины № 10; Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста № 35 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 35 (сущ.)
3	Автопроезды к скважинам № 9 и № 10 на кусте № 35	Устройство автопроездов к скважинам № 9 и № 10 (этапы 1, 2). Благоустройство незастроенной территории скважин № 9 и № 10 на кусте № 35
4	Скважины № 13, № 14 и № 15 на кусте № 40	Обвязка устьев скважин № 13, № 14 и № 15; Сети внутриплощадочные. Скважины подключаются к газосборному коллектору куста № 40 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 40 (сущ.)
5	Автопроезды к скважинам № 13, № 14 и № 15 на кусте № 40	Устройство автопроездов к скважинам № 13, № 14 и № 15 (этап 4). Благоустройство незастроенной территории скважин № 13, № 14 и № 15 на кусте № 40
6	Скважина № 175 на кусте № 40	Обвязка устья скважины № 175; Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста № 40 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 40 (сущ.)
7	Автопроезды к скважине № 175 на кусте № 40	Устройство автопроезда к скважине № 175 (этап 6). Благоустройство незастроенной территории скважины № 175 на кусте № 40

8	Скважины № 14 и № 15 на кусте № 46	Обвязка устьев скважин № 14 и № 15; Сети внутриплощадочные. Скважины подключаются к газосборному коллектору куста № 46 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 46 (сущ.)
9	Автопроезды к скважинам № 14 и № 15 на кусте № 46	Устройство автопроездов к скважинам № 14 и № 15 (этап 8). Благоустройство незастроенной территории скважин № 14 и № 15 на кусте № 46
12	Скважина № 4 на кусте № 26	Обвязка устья скважины № 4; Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста № 26 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 26 (сущ.)
13	Скважина № 5 на кусте № 26	Обвязка устья скважины № 5; Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста № 26 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 26 (сущ.)
14	Автопроезды к скважинам № 4 и № 5 на кусте № 26	Устройство автопроездов к скважинам № 4 и № 5 (этапы 12, 13). Благоустройство незастроенной территории скважин № 4 и № 5 на кусте № 26
15	Скважина № 171 на кусте № 30	Обвязка устья скважины № 171; Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста № 30 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 30 (сущ.)
15.1	Реконструкция КТП и ДЭС в блок-боксе электроснабжения на кусте № 30	Замена КТП и ДЭС в составе существующего БКЭС куста № 30
16	Автопроезд к скважине № 171 на кусте № 30	Устройство автопроезда к скважине № 171 (этап 15). Благоустройство незастроенной территории скважины № 171 на кусте № 30
17	Скважина № 8 на кусте № 45	Обвязка устья скважины № 8; Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору

		куста № 45 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 45 (сущ.)
18	Автопроезд к скважине № 8 на кусте № 45	Устройство автопроезда к скважине № 8 (этап 17). Благоустройство незастроенной территории скважины № 8 на кусте № 45
19	Скважина № 11 на кусте № 2	Обвязка устья скважины № 11; Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста № 2 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 2 (сущ.)
20	Автопроезд к скважине № 11 на кусте № 2	Устройство автопроезда к скважине № 11 (этап 19). Благоустройство незастроенной территории скважины № 11 на кусте № 2

Этап строительства	Здания, сооружения, сети	Назначение, основные объекты, виды работ
<b>Этап 21. Газопровод-шлейф от куста газовых скважин № 26 (расширение) до КУ № 12</b>	– газопровод-шлейф от КГС № 26.	Газопровод-шлейф от куста газовых скважин № 26 до КУ № 12. Переустройство эстакады сетей внеплощадочных и ВОЛС на эстакаде газопровода-шлейфа от КГС № 26.
<b>Этап 22. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю261</b>	– инженерная подготовка территории (на 4 скважины); – обвязка газоконденсатной скважины № Ю261; – арматурный блок (по газу) скважины № Ю261; – арматурный блок задающей линии скважины № Ю261; – площадка агрегата для ремонта скважины № Ю261; – эстакада сетей внутриплощадочных; – сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю261 (технологические, электрообеспечения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).	Обеспечение добычи пластовой смеси. Подготовка территории (на 4 скважины). Скважина № Ю261 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).



Этап строительства	Здания, сооружения, сети	Назначение, основные объекты, виды работ
<b>Этап 23. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю262</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю262;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю262;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю262;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю262;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю262 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	<p>Обеспечение добычи пластовой смеси.</p> <p>Скважина № Ю262 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).</p>
<b>Этап 24. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю263</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю263;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю263;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю263;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю263;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю263 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	<p>Обеспечение добычи пластовой смеси.</p> <p>Скважина № Ю263 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).</p>
<b>Этап 25. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю264</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю264;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю264;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю264;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю264;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения</li> </ul>	<p>Обеспечение добычи пластовой смеси.</p> <p>Скважина № Ю264 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).</p>

Этап строительства	Здания, сооружения, сети	Назначение, основные объекты, виды работ
	скважины № Ю264 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).	
Этап 26. Дорога автомобильная подъездная к кусту скважин № 26 (въезд № 2)	– проезд к кусту № 26.	Обеспечение проезда к кусту № 26.
Этап 27. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Внутриплощадочные проезды	– внутриплощадочные проезды (для 4 скважин), включая благоустройство и озеленение площадки куста № 26.	Внутриплощадочные проезды, благоустройство и озеленение площадки куста № 26 (расширение).
Этап 28. Отпайка от ВЛ 10 кВ к кусту газовых скважин № 26 до блок-бокс электроснабжения (расширение)	– ВЛЗ 10 кВ к кусту газовых скважин № 26. – блок-бокс электроснабжения;	Электроснабжение дополнительных скважин куста № 26.
Этап 29. Куст газовых скважин № 30 (расширение). Скважина № Ю301	– инженерная подготовка территории (на 4 скважины); – сепаратор свечевой 3060-V-003; – емкость дренажная 3060-V-004; – обвязка газоконденсатной скважины № Ю301; – арматурный блок (по газу) скважины № Ю301; – арматурный блок задавочной линии скважины № Ю301; – площадка агрегата для ремонта скважины № Ю301; – эстакада сетей внутриплощадочных; – сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю301 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).	Обеспечение добычи пластовой смеси. Подготовка территории (на 4 скважины). Скважина № Ю301 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).
Этап 30. Куст газовых скважин № 30 (расширение). Скважина № Ю302	– обвязка газоконденсатной скважины № Ю302; – арматурный блок (по газу) скважины № Ю302;	Обеспечение добычи пластовой смеси. Скважина № Ю302 (обвязка устья одной дополнительной

Этап строительства	Здания, сооружения, сети	Назначение, основные объекты, виды работ
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю302;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю302;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю302 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).
<b>Этап 31. Куст газовых скважин № 30 (расширение). Скважина № Ю303</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю303;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю303;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю303;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю303;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю303 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	Обеспечение добычи пластовой смеси. Скважина № Ю303 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).
<b>Этап 32. Куст газовых скважин № 30 (расширение). Скважина № Ю304</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю304;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю304;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю304;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю304;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю304 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	Обеспечение добычи пластовой смеси. Скважина № Ю304 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).

Этап строительства	Здания, сооружения, сети	Назначение, основные объекты, виды работ
<b>Этап 33. Куст газовых скважин № 30 (расширение).</b> <b>Внутриплощадочные проезды</b>	– внутриплощадочные проезды (для 4 скважин), включая благоустройство и озеленение площадки куста № 30.	Внутриплощадочные проезды, благоустройство и озеленение площадки куста № 30 (расширение).
<b>Этап 34. Отпайка от ВЛ 10 кВ к кусту газовых скважин № 30 до блок-бокс электроснабжения (расширение)</b>	– ВЛЗ 10 кВ к кусту газовых скважин № 30 – блок-бокс электроснабжения;	Электроснабжение дополнительных скважин куста № 30.



Приложение 2  
к Изменению № 7 к Заданию на проектирование

**Идентификационные признаки зданий и сооружений  
по объекту  
"Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ"**

Наименование	Назначение	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности, которых влияют на безопасность зданий и сооружений*	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий	Принадлежность к опасным производственным объектам	Пожарная и взрывопожарная опасность	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Уровень ответственности	Класс сооружений	Коэффициент надежности по ответственности
<b>Куст газовых скважин № 2</b>									
Обязка устья газовой скважины № 11	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
<b>Куст газовых скважин № 26</b>									
Обязка устьев газоконденсатных скважин №№ 4, 5	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Блок-бокс электроснабжения	Производственное	Нет	Да	Нет	В	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Обязка устьев газоконденсатных скважин №№ Ю261, Ю262, Ю263, Ю264	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0

Наименование	Назначение	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности, которых влияют на безопасность зданий и сооружений*	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий	Принадлежность к опасным производственным объектам	Пожарная и взрывопожарная опасность	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Уровень ответственности	Класс сооружений	Коэффициент надежности по ответственности
Куст газовых скважин № 30									
Обязка устья газоконденсатной скважины № 12 (171)	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Блок-бокс СРПИ	Производственное	Нет	Да	Нет	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Блок-бокс электроснабжения	Производственное	Нет	Да	Нет	В	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Обязка устьев газоконденсатных скважин №№ Ю301, Ю302, Ю303, Ю304	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Куст газовых скважин № 35									
Обязка устьев газоконденсатных скважин №№ 9, 10	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0

Наименование	Назначение	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности, которых влияют на безопасность зданий и сооружений*	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий	Принадлежность к опасным производственным объектам	Пожарная и взрывопожарная опасность	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Уровень ответственности	Класс сооружений	Коэффициент надежности по ответственности
<b>Куст газовых скважин № 40</b>									
Обязка устьев газоконденсатных скважин №№ 13, 14, 15, 16 (175)	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Блок-бокс СРПИ	Производственное	Нет	Да	Нет	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
<b>Куст газовых скважин № 45</b>									
Обязка устья газоконденсатной скважины № 8 (170)	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
<b>Куст газовых скважин № 46</b>									
Обязка устьев газоконденсатных скважин №№ 14, 15	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
<b>Газопровод-шлейф от куста газовых скважин № 26</b>									
Опоры под трубопроводы (эстакады и отдельные опоры)	Производственное	Нет	Да	Да	-	Нет	Повышенный	КС-3	1,2

## Приложение № 1

к Дополнительному соглашению № 8

от «08» апреля 2025 г.

## Приложение № 1

к Договору № 472/20-ЯСПГ /77.20.002

от «14» апреля 2020 г.

**Изменение № 8**  
**к ЗАДАНИЮ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ**  
**объекта: «Расширение и обустройство кустовых площадок**  
**Южно-Тамбейского ГКМ»**

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1.	Основание для проектирования	Без изменений.
2.	Исходные данные	Без изменений.
3.	Месторасположение предприятия, здания, сооружения	Без изменений.
4.	Вид строительства	Без изменений.
5.	Стадия проектирования	Без изменений.
6.	Порядок разработки документации	Без изменений.
7.	Требования по вариантной разработке	Без изменений.
8.	Особые условия строительства	Без изменений.
9.	Основные технико-экономические характеристики и показатели объекта	<p>9.1. Фонд скважин, всего: 28скв.</p> <p>9.2. Размещение скважин на существующих кустовых площадках ЮТГКМ:</p> <p>КП 2 - скважина № 11;</p> <p>КП 26 - скважины № 4, 5, Ю261, Ю262, Ю263, Ю264, Ю265, Ю266, Ю267, Ю268, Ю269, Ю2610, Ю2611;</p> <p>КП 30 – скважина № 12 (171), Ю301, Ю302, Ю303, Ю304;</p> <p>КП 35 - скважины № 9 и 10;</p> <p>КП 40 - скважины № 13, 14, 15, 16;</p> <p>КП 45 – скважина № 8 (170, № 4451 после ЗБС)</p> <p>КП 46 - скважины № 14 и 15.</p> <p>Расстояние между устьями скважин и размещение на кустовых площадках принять в соответствии со схемами расположения и обосновать в соответствии с действующими нормативными требованиями.</p>



		<p>Провести гидравлический расчет системы газосборной сети с учетом подключения вводимых настоящим проектом скважин.</p> <p>Провести доотсыпку кустовых площадок в соответствии с требуемыми нормативными расстояниями.</p> <p>Размещение юрских скважин предусмотреть с учетом нормативных требований пожарной безопасности.</p> <p>9.3. Без изменений.</p> <p>9.4. Без изменений.</p> <p>9.5. Газопровод шлейф ДУ 300 от КГС 26 до КУ12).</p> <p>9.6. Газопровод шлейф ДУ 400 от КГС 26 до КУ12 (точка врезки в ГШ от КГС № 7).</p> <p>9.7. Переобвязка существующей системы сбора газа от кустовых площадках №№ 7, 30, 44, 46, с ее разделением на меловую и юрскую.</p>
10.	Особые требования к проектированию	Без изменений.
11.	Требования к технологии, режиму предприятия и основному оборудованию	Без изменений.
12.	Требования к архитектурно-планировочным, конструктивным и инженерным решениям	Без изменений
13.	Использование зданий комплектной поставки	Без изменений
14.	Требования и условия к разработке природоохранных мероприятий	Без изменений.
15.	Технологическая связь	<p>В составе проектируемой сети технологической связи КГС №26 (расширение) предусмотреть:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- волоконно-оптическую сеть;</li> <li>- телефонную связь;</li> <li>- транкинговую радиосвязь.</li> </ul> <p>Обеспечить интеграцию проектируемых систем связи КГС № 26 (расширение) с существующими системами связи Южно-Тамбейского ГКМ с точками подключения в существующем блок-контейнере АСУ КГС № 26 и в Центральной операторной Завода СПГ в соответствии с ТУ Заказчика (предоставляются дополнительно).</p>
16.	Энергоснабжение	Без изменений
17.	Требования к системе отопления, вентиляции, кондиционирования	Без изменений

18.	Автоматизация технологических процессов, метрологическое обеспечение и организация измерений углеводородных сред	Без изменений
19.	Требования по энергосбережению	Без изменений
20.	Требования по режиму безопасности и гигиене труда	Без изменений
21.	Выделение этапов	Этапность строительства принять в соответствии с Приложением 1 к Изменению № 8.
22.	Требования по ассимиляции производства	Без изменений
23.	Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны и мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций	Без изменений
24.	Требования по промышленной безопасности	Без изменений
25.	Требования по пожарной безопасности	Без изменений
26.	Требования к системам безопасности и охране объектов	Без изменений.
27.	Требования к разработке сметной документации	Без изменений
28.	Заказчик	Без изменений
29.	Субподрядные проектные организации	Без изменений
30.	Срок выполнения работы	Без изменений
31.	Состав демонстрационных материалов	Без изменений
32.	Срок действия задания	Без изменений
33.	Требования к передаче материалов на электронных носителях	Без изменений
34.	Отчетность	Без изменений
35.	Приложения	Приложение 1. Перечень этапов строительства по объекту "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ" Приложение 2. Идентификационные признаки зданий и сооружений по объекту "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ"

СОГЛАСОВАНО

Генеральный директор

ООО "ИНСТИТУТ ЮЖНИИГИПРОГАЗ"

С.Г. Вишняков

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор

ОАО "Ямал СПГ"

И.А. Колесников

**Перечень этапов строительства по объекту  
"Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ"**

Этап строительства	Перечень объектов	Краткое описание
1	Скважина № 9 на кусте № 35	Обвязка устья скважины № 9 Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста № 35 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 35 (сущ.)
2	Скважина № 10 на кусте № 35	Обвязка устья скважины № 10; Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста № 35 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 35 (сущ.)
3	Автопроезды к скважинам № 9 и № 10 на кусте № 35	Устройство автопроездов к скважинам № 9 и № 10 (этапы 1, 2). Благоустройство незастроенной территории скважин № 9 и № 10 на кусте № 35
4	Скважины № 13, № 14 и № 15 на кусте № 40	Обвязка устьев скважин № 13, № 14 и № 15; Сети внутриплощадочные. Скважины подключаются к газосборному коллектору куста № 40 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 40 (сущ.)
5	Автопроезды к скважинам № 13, № 14 и № 15 на кусте № 40	Устройство автопроездов к скважинам № 13, № 14 и № 15 (этап 4). Благоустройство незастроенной территории скважин № 13, № 14 и № 15 на кусте № 40
6	Скважина № 175 на кусте № 40	Обвязка устья скважины № 175; Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста № 40 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 40 (сущ.)
7	Автопроезды к скважине № 175 на кусте № 40	Устройство автопроезда к скважине № 175 (этап 6). Благоустройство незастроенной территории скважины № 175 на кусте № 40
8	Скважины № 14 и № 15 на кусте № 46	Обвязка устьев скважин № 14 и № 15;



		Сети внутриплощадочные. Скважины подключаются к газосборному коллектору куста № 46 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 46 (сущ.)
9	Автопроезды к скважинам № 14 и №15 на кусте № 46	Устройство автопроездов к скважинам № 14 и № 15 (этап 8). Благоустройство незастроенной территории скважин № 14 и № 15 на кусте № 46
12	Скважина № 4 на кусте № 26	Обвязка устья скважины №4; Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста № 26 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 26 (сущ.)
13	Скважина № 5 на кусте № 26	Обвязка устья скважины № 5; Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста № 26 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 26 (сущ.)
14	Автопроезды к скважинам № 4 и № 5 на кусте № 26	Устройство автопроездов к скважинам № 4 и № 5 (этапы 12, 13). Благоустройство незастроенной территории скважин № 4 и № 5 на кусте № 26
15	Скважина № 171 на кусте № 30	Обвязка устья скважины № 171; Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста № 30 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 30 (сущ.)
15.1	Реконструкция КТП и ДЭС в блок-боксе электроснабжения на кусте № 30	Замена КТП и ДЭС в составе существующего БКЭС куста № 30
16	Автопроезд к скважине № 171 на кусте № 30	Устройство автопроезда к скважине № 171 (этап 15). Благоустройство незастроенной территории скважины № 171 на кусте № 30
17	Скважина № 8 на кусте № 45	Обвязка устья скважины № 8; Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста № 45 (сущ.) Электропитание потребителей

		– от БКЭС куста № 45 (сущ.)
18	Автопроезд к скважине № 8 на кусте № 45	Устройство автопроезда к скважине № 8 (этап 17). Благоустройство незастроенной территории скважины № 8 на кусте № 45
19	Скважина № 11 на кусте № 2	Обвязка устья скважины № 11; Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста № 2 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 2 (сущ.)
20	Автопроезд к скважине № 11 на кусте № 2	Устройство автопроезда к скважине № 11 (этап 19). Благоустройство незастроенной территории скважины № 11 на кусте № 2

Этап строительства	Здания, сооружения, сети	Назначение, основные объекты, виды работ
<b>Этап 21. Газопровод-шлейф от куста газовых скважин № 26 (расширение) до КУ № 12</b>	– газопровод-шлейф от КГС № 26.	Газопровод-шлейф от куста газовых скважин № 26 до КУ № 12.
<b>Этап 22. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю261</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– инженерная подготовка территории (на 4 скважины);</li> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю261;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю261;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю261;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю261;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю261 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	Обеспечение добычи пластовой смеси. Подготовка территории (на 4 скважины). Скважина № Ю261 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).

Этап строительства	Здания, сооружения, сети	Назначение, основные объекты, виды работ
<b>Этап 23. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю262</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю262;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю262;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю262;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю262;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю262 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	<p>Обеспечение добычи пластовой смеси.</p> <p>Скважина № Ю262 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).</p>
<b>Этап 24. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю263</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю263;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю263;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю263;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю263;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю263 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	<p>Обеспечение добычи пластовой смеси.</p> <p>Скважина № Ю263 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).</p>
<b>Этап 25. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю264</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю264;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю264;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю264;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю264;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения</li> </ul>	<p>Обеспечение добычи пластовой смеси.</p> <p>Скважина № Ю264 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).</p>



Этап строительства	Здания, сооружения, сети	Назначение, основные объекты, виды работ
	скважины № Ю264 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).	
<b>Этап 26. Дорога автомобильная подъездная к кусту скважин № 26 (въезд № 2)</b>	– проезд к кусту № 26.	Обеспечение проезда к кусту № 26.
<b>Этап 27. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Внутриплощадочные проезды</b>	– внутриплощадочные проезды (для 4 скважин), включая благоустройство и озеленение площадки куста № 26.	Внутриплощадочные проезды, благоустройство и озеленение площадки куста № 26 (расширение).
<b>Этап 28. Отпайка от ВЛ 10 кВ к кусту газовых скважин № 26 до блок-бокс электроснабжения (расширение)</b>	– ВЛЗ 10 кВ к кусту газовых скважин № 26. – блок-бокс электроснабжения;	Электроснабжение дополнительных скважин куста № 26.
<b>Этап 29. Куст газовых скважин № 30 (расширение). Скважина № Ю301</b>	– инженерная подготовка территории (на 4 скважины); – обвязка газоконденсатной скважины № Ю301; – арматурный блок (по газу) скважины № Ю301; – арматурный блок задавочной линии скважины № Ю301; – площадка агрегата для ремонта скважины № Ю301; – Свечевой сепаратор 3060-V-001 – эстакада сетей внутриплощадочных; – сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю301 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).	Обеспечение добычи пластовой смеси. Подготовка территории (на 4 скважины). Скважина № Ю301 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).
<b>Этап 30. Куст газовых скважин № 30 (расширение). Скважина № Ю302</b>	– обвязка газоконденсатной скважины № Ю302; – арматурный блок (по газу) скважины № Ю302;	Обеспечение добычи пластовой смеси. Скважина № Ю302 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).

Этап строительства	Здания, сооружения, сети	Назначение, основные объекты, виды работ
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю302;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю302;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю302 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	Ввод в эксплуатацию скважины №Ю302 не ранее этапа 29
<b>Этап 31. Куст газовых скважин № 30 (расширение). Скважина № Ю303</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю303;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю303;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю303;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю303;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю303 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	<p>Обеспечение добычи пластовой смеси.</p> <p>Скважина № Ю303 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).</p> <p>Ввод в эксплуатацию скважины №Ю303 не ранее этапа 29</p>
<b>Этап 32. Куст газовых скважин № 30 (расширение). Скважина № Ю304</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю304;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю304;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю304;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю304;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю304 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	<p>Обеспечение добычи пластовой смеси.</p> <p>Скважина № Ю304 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).</p> <p>Ввод в эксплуатацию скважины №Ю304 не ранее этапа 29</p>

Этап строительства	Здания, сооружения, сети	Назначение, основные объекты, виды работ
<b>Этап 33. Куст газовых скважин № 30 (расширение). Внутриплощадочные проезды</b>	– внутриплощадочные проезды (для 4 скважин), включая благоустройство и озеленение площадки куста № 30.	Внутриплощадочные проезды, благоустройство и озеленение площадки куста № 30 (расширение).
<b>Этап 34. Отпайка от ВЛ 10 кВ к кусту газовых скважин № 30 до блок-бокс электроснабжения (расширение)</b>	– ВЛЗ 10 кВ к кусту газовых скважин № 30 – блок-бокс электроснабжения;	Электроснабжение дополнительных скважин куста № 30.
<b>Этап 35. Газопровод-шлейф Ду400 от куста газовых скважин № 26 (расширение) до КУ № 12</b>	– газопровод-шлейф от КГС № 26 (расширение) – эстакада	Газопровод шлейф DN 400 от КГС 26 (расширение) до КУ12 (точка врезки в ГШ от КГС № 7).
<b>Этап 36. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю265</b>	– инженерная подготовка территории (на 7 скважин и блок-бокс АСУ); – блок-бокс АСУ MER-4261; – обвязка газоконденсатной скважины № Ю265; – арматурный блок (по газу) скважины № Ю265; – арматурный блок задавочной линии скважины № Ю265; – площадка агрегата для ремонта скважины № Ю265; – эстакада сетей внутриплощадочных; – сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю265 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).	Обеспечение добычи пластовой смеси. Подготовка территории (на 7 скважин). Блок-бокс АСУ MER-4261. Скважина № Ю265 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).
<b>Этап 37. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю266</b>	– обвязка газоконденсатной скважины № Ю266; – арматурный блок (по газу) скважины № Ю266; – арматурный блок задавочной линии скважины № Ю266; – площадка агрегата для ремонта скважины № Ю266;	Обеспечение добычи пластовой смеси. Скважина № Ю266 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).



Этап строительства	Здания, сооружения, сети	Назначение, основные объекты, виды работ
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю266 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	
<b>Этап 38. Отпайка от ВЛ 10 кВ к кусту газовых скважин № 26 до блок-бокс электроснабжения (расширение)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– ВЛЗ 10 кВ к кусту газовых скважин № 26.</li> <li>– блок-бокс электроснабжения;</li> <li>– АДЭС;</li> </ul>	Электроснабжение 7 дополнительных скважин куста № 26.
<b>Этап 39. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю267</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю267;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю267;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю267;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю267;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю267 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	Обеспечение добычи пластовой смеси. Скважина № Ю267 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).
<b>Этап 40. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю268</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю268;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю268;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю268;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю268;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю268 (технологические, электроснабжения,</li> </ul>	Обеспечение добычи пластовой смеси. Скважина № Ю268 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).



Этап строительства	Здания, сооружения, сети	Назначение, основные объекты, виды работ
	КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).	
<b>Этап 41. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю269</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю269;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю269;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю269;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю269;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю269 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	<p>Обеспечение добычи пластовой смеси.</p> <p>Скважина № Ю269 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).</p>
<b>Этап 42. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю2610</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю2610;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю2610;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю2610;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю2610;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю2610 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	<p>Обеспечение добычи пластовой смеси.</p> <p>Скважина № Ю2610 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).</p>
<b>Этап 43. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю2611</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю2611;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю2611;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю2611;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю2611;</li> </ul>	<p>Обеспечение добычи пластовой смеси.</p> <p>Скважина № Ю2611 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).</p>

Этап строительства	Здания, сооружения, сети	Назначение, основные объекты, виды работ
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю2611 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	
<b>Этап 44. Куст газовых скважин № 26 (расширение).</b> <b>Внутриплощадочные проезды</b>	внутриплощадочные проезды (для 7 скважин), включая благоустройство и озеленение площадки куста № 26.	Внутриплощадочные проезды, благоустройство и озеленение площадки куста № 26 (расширение).
<b>Этап 45. Куст газовых скважин № 7 (переобвязка существующей системы сбора газа для разделения на меловую и юрскую)</b>	– Узел защиты от превышения давления на газопроводе КГС №7	дооснащение БПК
<b>Этап 46. Куст газовых скважин № 30 (переобвязка существующей системы сбора газа для разделения на меловую и юрскую)</b>	– Узел защиты от превышения давления на газопроводе КГС №30	Дооснащение БПК
<b>Этап 47. Куст газовых скважин № 44 (переобвязка существующей системы сбора газа для разделения на меловую и юрскую)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Узел защиты от превышения давления на газопроводе КГС №44</li> <li>– Горизонтальное горелочное устройство</li> </ul>	Дооснащение БПК и ГФУ
<b>Этап 48. Куст газовых скважин № 46 (переобвязка существующей системы сбора газа для разделения на меловую и юрскую)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Узел защиты от превышения давления на газопроводе КГС №46</li> <li>– Горизонтальное горелочное устройство</li> </ul>	Дооснащение БПК и ГФУ

Идентификационные признаки зданий и сооружений  
по объекту  
"Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ"

Наименование	Назначение	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности, которых влияют на безопасность зданий и сооружений*	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий	Принадлежность к опасным производственным объектам	Пожарная и взрывопожарная опасность	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Уровень ответственности	Класс сооружений	Коэффициент надежности по ответственности
Куст газовых скважин № 2									
Обязка устья газовой скважины № 11	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Куст газовых скважин № 26									
Обязка устьев газоконденсатных скважин №№ 4, 5	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Блок-бокс электрооборудования	Производственное	Нет	Да	Нет	В	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Блок-бокс АСУ	Производственное	Нет	Да	Нет	В	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Обязка устьев газоконденсатных скважин №№ Ю261, Ю262, Ю263, Ю264	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0

Наименование	Назначение	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности, которых влияют на безопасность зданий и сооружений*	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий	Принадлежность к опасным производственным объектам	Пожарная и взрывопожарная опасность	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Уровень ответственности	Класс сооружений	Коэффициент надежности по ответственности
<b>Куст газовых скважин № 30</b>									
Обязка устья газоконденсатной скважины № 12 (171)	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Блок-бокс СРПИ	Производственное	Нет	Да	Нет	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Блок-бокс электроснабжения	Производственное	Нет	Да	Нет	В	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Обязка устьев газоконденсатных скважин №№ Ю301, Ю302, Ю303, Ю304	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
<b>Куст газовых скважин № 35</b>									
Обязка устьев газоконденсатных скважин №№ 9, 10	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
<b>Куст газовых скважин № 40</b>									



Наименование	Назначение	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности, которых влияют на безопасность зданий и сооружений*	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий	Принадлежность к опасным производственным объектам	Пожарная и взрывопожарная опасность	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Уровень ответственности	Класс сооружений	Коэффициент надежности по ответственности
Обязка устьев газоконденсатных скважин №№ 13, 14, 15, 16 (175)	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Блок-бокс СРПИ	Производственное	Нет	Да	Нет	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Куст газовых скважин № 45									
Обязка устья газоконденсатной скважины № 8 (170)	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Куст газовых скважин № 46									
Обязка устьев газоконденсатных скважин №№ 14, 15	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Газопровод-шлейф ДУ 300 от куста газовых скважин № 26									
Опоры под трубопроводы (эстакады и отдельные опоры)	- Производственное	Нет	Да	Да	-	Нет	Повышенный	КС-3	1,2
Газопровод-шлейф ДУ 400 от куста газовых скважин № 26									
Опоры под трубопроводы (эстакады и отдельные опоры)	- Производственное	Нет	Да	Да	-	Нет	Повышенный	КС-3	1,2

**Изменение № 9**  
**к ЗАДАНИЮ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ**  
**объекта: «Расширение и обустройство кустовых площадок**  
**Южно-Тамбейского ГКМ»**

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1.	Основание для проектирования	Без изменений.
2.	Исходные данные	Без изменений.
3.	Месторасположение предприятия, здания, сооружения	Без изменений.
4.	Вид строительства	Без изменений.
5.	Стадия проектирования	Без изменений.
6.	Порядок разработки документации	Без изменений.
7.	Требования по вариантной разработке	Без изменений.
8.	Особые условия строительства	Без изменений.
9.	Основные технико-экономические характеристики и показатели объекта	<p>9.1. Фонд скважин, всего: 28скв.</p> <p>9.2. Размещение скважин на существующих кустовых площадках ЮТГКМ:</p> <p>КП 2 - скважина № 11;</p> <p>КП 26 - скважины № 4, 5, Ю261, Ю262, Ю263, Ю264, Ю265, Ю266, Ю267, Ю268, Ю269, Ю2610, Ю2611;</p> <p>КП 30 – скважина № 12 (171), Ю301, Ю302, Ю303, Ю304.</p> <p>КП 35 - скважины № 9 и 10;</p> <p>КП 40 - скважины № 13, 14, 15, 16;</p> <p>КП 45 – скважина № 8 (170, № 4451 после ЗБС)</p> <p>КП 46 - скважины № 14 и 15.</p> <p>Расстояние между устьями скважин и размещение на кустовых площадках принять в соответствии со схемами расположения и обосновать в соответствии с действующими нормативными требованиями.</p> <p>Провести гидравлический расчет системы газосборной сети с учетом подключения вводимых настоящим проектом скважин.</p> <p>Провести доотсыпку кустовых площадок в соответствии с требуемыми нормативными расстояниями.</p> <p>Размещение юрских скважин предусмотреть с учетом нормативных требований пожарной безопасности.</p>

		<p>9.3. Без изменений.</p> <p>9.4. Без изменений.</p> <p>9.5. Газопровод шлейф ДУ 300 от КГС 26 до КУ12).</p> <p>9.6. Газопровод шлейф ДУ 400 от КГС 26 до КУ12 (точка врезки в ГШ от КГС № 7).</p> <p>9.7. Переобвязка существующей системы сбора газа от кустовых площадках КП 7, КП 30, КП 44, КП 46, с ее разделением на меловую и юрскую.</p>
10.	Особые требования к проектированию	Без изменений.
11.	Требования к технологии, режиму предприятия и основному оборудованию	Без изменений.
12.	Требования к архитектурно-планировочным, конструктивным и инженерным решениям	Без изменений
13.	Использование зданий комплектной поставки	Без изменений
14.	Требования и условия к разработке природоохранных мероприятий	Без изменений.
15.	Технологическая связь	Без изменений.
16.	Энергоснабжение	Без изменений
17.	Требования к системе отопления, вентиляции, кондиционирования	Без изменений
18.	Автоматизация технологических процессов, метрологическое обеспечение и организация измерений углеводородных сред	Без изменений
19.	Требования по энергосбережению	Без изменений
20.	Требования по режиму безопасности и гигиене труда	Без изменений
21.	Выделение этапов	Этапность строительства принять в соответствии с Приложением 1 к Изменению № 9.
22.	Требования по ассимиляции производства	Без изменений
23.	Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны и мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций	Без изменений
24.	Требования по промышленной безопасности	Без изменений
25.	Требования по пожарной безопасности	Без изменений
26.	Требования к системам безопасности и охране объектов	Без изменений.



27.	Требования к разработке сметной документации	Без изменений
28.	Заказчик	Без изменений
29.	Субподрядные проектные организации	Без изменений
30.	Срок выполнения работы	Без изменений
31.	Состав демонстрационных материалов	Без изменений
32.	Срок действия задания	Без изменений
33.	Требования к передаче материалов на электронных носителях	Без изменений
34.	Отчетность	Без изменений
35.	Приложения	Приложение 1. Перечень этапов строительства по объекту "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ" Приложение 2. Идентификационные признаки зданий и сооружений по объекту "Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ"

СОГЛАСОВАНО

Генеральный директор

ООО "ИНСТИТУТ ЮЖНИИГИПРОГАЗ"

С.Г. Вишняков



УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального директора по капитальному строительству  
ОАО "Ямал СПГ"

А.В. Попов



**Перечень этапов строительства по объекту**  
**"Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ"**

Этап строительства	Перечень объектов	Краткое описание
1	Скважина № 9 на кусте № 35	Обвязка устья скважины № 9 Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста № 35 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 35 (сущ.)
2	Скважина № 10 на кусте № 35	Обвязка устья скважины № 10; Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста № 35 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 35 (сущ.)
3	Автопроезды к скважинам № 9 и № 10 на кусте № 35	Устройство автопроездов к скважинам № 9 и № 10 (этапы 1, 2). Благоустройство незастроенной территории скважин № 9 и № 10 на кусте № 35
4	Скважины № 13, № 14 и № 15 на кусте № 40	Обвязка устьев скважин № 13, № 14 и № 15; Сети внутриплощадочные. Скважины подключаются к газосборному коллектору куста № 40 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 40 (сущ.)
5	Автопроезды к скважинам № 13, № 14 и № 15 на кусте № 40	Устройство автопроездов к скважинам № 13, № 14 и № 15 (этап 4). Благоустройство незастроенной территории скважин № 13, № 14 и № 15 на кусте № 40
6	Скважина № 175 на кусте № 40	Обвязка устья скважины № 175; Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста № 40 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 40 (сущ.)
7	Автопроезды к скважине № 175 на кусте № 40	Устройство автопроезда к скважине № 175 (этап 6). Благоустройство незастроенной территории скважины № 175 на кусте № 40
8	Скважины № 14 и № 15 на кусте № 46	Обвязка устьев скважин № 14 и № 15; Сети внутриплощадочные.

		Скважины подключаются к газосборному коллектору куста № 46 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 46 (сущ.)
9	Автопроезды к скважинам № 14 и № 15 на кусте № 46	Устройство автопроездов к скважинам № 14 и № 15 (этап 8). Благоустройство незастроенной территории скважин № 14 и № 15 на кусте № 46
12	Скважина № 4 на кусте № 26	Обвязка устья скважины № 4; Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста № 26 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 26 (сущ.)
13	Скважина № 5 на кусте № 26	Обвязка устья скважины № 5; Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста № 26 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 26 (сущ.)
14	Автопроезды к скважинам № 4 и № 5 на кусте № 26	Устройство автопроездов к скважинам № 4 и № 5 (этапы 12, 13). Благоустройство незастроенной территории скважин № 4 и № 5 на кусте № 26
15	Скважина № 171 на кусте № 30	Обвязка устья скважины № 171; Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста № 30 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 30 (сущ.)
15.1	Реконструкция КТП и ДЭС в блок-боксе электроснабжения на кусте № 30	Замена КТП и ДЭС в составе существующего БКЭС куста № 30
16	Автопроезд к скважине № 171 на кусте № 30	Устройство автопроезда к скважине № 171 (этап 15). Благоустройство незастроенной территории скважины № 171 на кусте № 30
17	Скважина № 8 на кусте № 45	Обвязка устья скважины № 8; Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста № 45 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 45 (сущ.)
18	Автопроезд к скважине № 8	Устройство автопроезда к

	на кусте № 45	скважине № 8 (этап 17). Благоустройство незастроенной территории скважины № 8 на кусте № 45
19	Скважина № 11 на кусте № 2	Обвязка устья скважины № 11; Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста № 2 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 2 (сущ.)
20	Автопроезд к скважине № 11 на кусте № 2	Устройство автопроезда к скважине № 11 (этап 19). Благоустройство незастроенной территории скважины № 11 на кусте № 2

Этап строительства	Здания, сооружения, сети	Назначение, основные объекты, виды работ
<b>Этап 21. Газопровод-шлейф от куста газовых скважин № 26 (расширение) до КУ № 12</b>	– газопровод-шлейф от КГС № 26.	Газопровод-шлейф от куста газовых скважин № 26 до КУ № 12.
<b>Этап 22. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю261</b>	– инженерная подготовка территории (на 4 скважины); – обвязка газоконденсатной скважины № Ю261; – арматурный блок (по газу) скважины № Ю261; – арматурный блок задавочной линии скважины № Ю261; – площадка агрегата для ремонта скважины № Ю261; – эстакада сетей внутриплощадочных; – сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю261 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).	Обеспечение добычи пластовой смеси. Подготовка территории (на 4 скважины). Скважина № Ю261 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).

Этап строительства	Здания, сооружения, сети	Назначение, основные объекты, виды работ
<b>Этап 23. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю262</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- обвязка газоконденсатной скважины № Ю262;</li> <li>- арматурный блок (по газу) скважины № Ю262;</li> <li>- арматурный блок задавочной линии скважины № Ю262;</li> <li>- площадка агрегата для ремонта скважины № Ю262;</li> <li>- эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>- сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю262 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	<p>Обеспечение добычи пластовой смеси.</p> <p>Скважина № Ю262 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).</p>
<b>Этап 24. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю263</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- обвязка газоконденсатной скважины № Ю263;</li> <li>- арматурный блок (по газу) скважины № Ю263;</li> <li>- арматурный блок задавочной линии скважины № Ю263;</li> <li>- площадка агрегата для ремонта скважины № Ю263;</li> <li>- эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>- сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю263 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	<p>Обеспечение добычи пластовой смеси.</p> <p>Скважина № Ю263 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).</p>
<b>Этап 25. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю264</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- обвязка газоконденсатной скважины № Ю264;</li> <li>- арматурный блок (по газу) скважины № Ю264;</li> <li>- арматурный блок задавочной линии скважины № Ю264;</li> <li>- площадка агрегата для ремонта скважины № Ю264;</li> <li>- эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>- сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю264</li> </ul>	<p>Обеспечение добычи пластовой смеси.</p> <p>Скважина № Ю264 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).</p>

Этап строительства	Здания, сооружения, сети	Назначение, основные объекты, виды работ
	(технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).	
Этап 26. Дорога автомобильная подъездная к кусту скважин № 26 (въезд № 2)	– проезд к кусту № 26.	Обеспечение проезда к кусту № 26.
Этап 27. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Внутриплощадочные проезды	– внутриплощадочные проезды (для 4 скважин), включая благоустройство и озеленение площадки куста № 26.	Внутриплощадочные проезды, благоустройство и озеленение площадки куста № 26 (расширение).
Этап 28. Отпайка от ВЛ 10 кВ к кусту газовых скважин № 26 до блок-бокс электроснабжения (расширение)	– ВЛЗ 10 кВ к кусту газовых скважин № 26. – блок-бокс электроснабжения;	Электроснабжение дополнительных скважин куста № 26.
Этап 29. Куст газовых скважин № 30 (расширение). Скважина № Ю301	– инженерная подготовка территории (на 4 скважины); – обвязка газоконденсатной скважины № Ю301; – арматурный блок (по газу) скважины № Ю301; – арматурный блок задавочной линии скважины № Ю301; – площадка агрегата для ремонта скважины № Ю301; – Свечевой сепаратор 3060-V-001 – эстакада сетей внутриплощадочных; – сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю301 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).	Обеспечение добычи пластовой смеси. Подготовка территории (на 4 скважины). Скважина № Ю301 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).
Этап 30. Куст газовых скважин № 30 (расширение). Скважина № Ю302	– обвязка газоконденсатной скважины № Ю302; – арматурный блок (по газу) скважины № Ю302; – арматурный блок задавочной линии скважины № Ю302;	Обеспечение добычи пластовой смеси. Скважина № Ю302 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору). Ввод в эксплуатацию скважины № Ю302 не ранее этапа 29

Этап строительства	Здания, сооружения, сети	Назначение, основные объекты, виды работ
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю302;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю302 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	
<b>Этап 31. Куст газовых скважин № 30 (расширение). Скважина № Ю303</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю303;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю303;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю303;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю303;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю303 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	<p>Обеспечение добычи пластовой смеси.</p> <p>Скважина № Ю303 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).</p> <p>Ввод в эксплуатацию скважины №Ю303 не ранее этапа 29</p>
<b>Этап 32. Куст газовых скважин № 30 (расширение). Скважина № Ю304</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю304;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю304;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю304;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю304;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю304 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	<p>Обеспечение добычи пластовой смеси.</p> <p>Скважина № Ю304 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).</p> <p>Ввод в эксплуатацию скважины №Ю304 не ранее этапа 29</p>
<b>Этап 33. Куст газовых скважин № 30 (расширение).</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– внутриплощадочные проезды (для 4 скважин), включая благоустройство</li> </ul>	<p>Внутриплощадочные проезды, благоустройство и озеленение площадки куста № 30</p>



Этап строительства	Здания, сооружения, сети	Назначение, основные объекты, виды работ
Внутриплощадочные проезды	и озеленение площадки куста № 30.	(расширение).
Этап 34. Отпайка от ВЛ 10 кВ к кусту газовых скважин № 30 до блок-бокс электроснабжения (расширение)	– ВЛЗ 10 кВ к кусту газовых скважин № 30 – блок-бокс электроснабжения;	Электроснабжение дополнительных скважин куста № 30.
Этап 35. Газопровод-шлейф Ду400 от куста газовых скважин № 26 (расширение) до КУ № 12	– газопровод-шлейф от КГС № 26 (расширение) – эстакада	Газопровод шлейф DN 400 от КГС 26 (расширение) до КУ 12 (точка врезки в ГШ от КГС № 7).
Этап 36. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю265	– инженерная подготовка территории (на 7 скважин и блок-бокс АСУ); – блок-бокс АСУ MER-4261; – обвязка газоконденсатной скважины № Ю265; – арматурный блок (по газу) скважины № Ю265; – арматурный блок задавочной линии скважины № Ю265; – площадка агрегата для ремонта скважины № Ю265; – эстакада сетей внутриплощадочных; – сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю265 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).	Обеспечение добычи пластовой смеси. Подготовка территории (на 7 скважин). Блок-бокс АСУ MER-4261. Скважина № Ю265 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).
Этап 37. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю266	– обвязка газоконденсатной скважины № Ю266; – арматурный блок (по газу) скважины № Ю266; – арматурный блок задавочной линии скважины № Ю266; – площадка агрегата для ремонта скважины № Ю266; – эстакада сетей внутриплощадочных; – сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю266	Обеспечение добычи пластовой смеси. Скважина № Ю266 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).

Этап строительства	Здания, сооружения, сети	Назначение, основные объекты, виды работ
	(технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).	
Этап 38. Отпайка от ВЛ 10 кВ к кусту газовых скважин № 26 до блок-бокс электроснабжения (расширение)	<ul style="list-style-type: none"> <li>– ВЛЗ 10 кВ к кусту газовых скважин № 26.</li> <li>– блок-бокс электроснабжения;</li> <li>– АДЭС;</li> </ul>	Электроснабжение 7 дополнительных скважин куста № 26.
Этап 39. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю267	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю267;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю267;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю267;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю267;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю267 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	Обеспечение добычи пластовой смеси. Скважина № Ю267 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).
Этап 40. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю268	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю268;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю268;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю268;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю268;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю268 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	Обеспечение добычи пластовой смеси. Скважина № Ю268 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).
Этап 41. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю269	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю269;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю269;</li> </ul>	Обеспечение добычи пластовой смеси. Скважина № Ю269 (обвязка устья одной дополнительной

Этап строительства	Здания, сооружения, сети	Назначение, основные объекты, виды работ
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю269;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю269;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю269 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).
<b>Этап 42. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю2610</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю2610;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю2610;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю2610;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю2610;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю2610 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	<p>Обеспечение добычи пластовой смеси.</p> <p>Скважина № Ю2610 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).</p>
<b>Этап 43. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю2611</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю2611;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю2611;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю2611;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю2611;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю2611 (технологические, электроснабжения,</li> </ul>	<p>Обеспечение добычи пластовой смеси.</p> <p>Скважина № Ю2611 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).</p>

Этап строительства	Здания, сооружения, сети	Назначение, основные объекты, виды работ
	КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).	
Этап 44. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Внутриплощадочные проезды	внутриплощадочные проезды (для 7 скважин), включая благоустройство и озеленение площадки куста № 26.	Внутриплощадочные проезды, благоустройство и озеленение площадки куста № 26 (расширение).
Этап 45. Куст газовых скважин № 7 (переобвязка существующей системы сбора газа для разделения на меловую и юрскую)	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Узел защиты от превышения давления на газопроводе КГС №7</li> <li>– Сети технологические внутриплощадочные.</li> <li>– Эстакада сетей внутриплощадочных</li> </ul>	Дооснащение БПК (узел защиты)
Этап 46. Куст газовых скважин № 30 (переобвязка существующей системы сбора газа для разделения на меловую и юрскую)	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Узел защиты от превышения давления на газопроводе КГС №30</li> <li>– Сети технологические внутриплощадочные.</li> </ul>	Дооснащение БПК (узел защиты)
Этап 47. Куст газовых скважин № 44 (переобвязка существующей системы сбора газа для разделения на меловую и юрскую)	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Узел защиты от превышения давления на газопроводе КГС №44</li> <li>– Сети технологические внутриплощадочные</li> <li>– Горизонтальное горелочное устройство</li> <li>– Эстакада сетей внутриплощадочных</li> </ul>	Дооснащение БПК (узел защиты) и ГФУ
Этап 48. Куст газовых скважин № 46 (переобвязка существующей системы сбора газа для разделения на меловую и юрскую)	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Узел защиты от превышения давления на газопроводе КГС №46</li> <li>– Сети технологические внутриплощадочные</li> <li>– Горизонтальное горелочное устройство</li> <li>– Эстакада сетей внутриплощадочных</li> </ul>	Дооснащение БПК (узел защиты) и ГФУ

Приложение 2  
к Изменению № 8 к заданию на проектирование

**Идентификационные признаки зданий и сооружений  
по объекту  
"Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ"**

Наименование	Назначение	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности, которых влияют на безопасность зданий и сооружений*	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий	Принадлежность к опасным производственным объектам	Пожарная и взрывопожарная опасность	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Уровень ответственности	Класс сооружений	Коэффициент надежности по ответственности
<b>Куст газовых скважин № 2</b>									
Обвязка устья газовой скважины № 11	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
<b>Куст газовых скважин № 26</b>									
Обвязка устьев газоконденсатных скважин №№ 4, 5	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Блок-бокс электроснабжения	Производственное	Нет	Да	Нет	В	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Блок-бокс АСУ	Производственное	Нет	Да	Нет	В	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Обвязка устьев газоконденсатных скважин №№ Ю261, Ю262, Ю263, Ю264	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0

Наименование	Назначение	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности, которых влияют на безопасность зданий и сооружений*	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий	Принадлежность к опасным производственным объектам	Пожарная и взрывопожарная опасность	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Уровень ответственности	Класс сооружений	Коэффициент надежности по ответственности
<b>Куст газовых скважин № 30</b>									
Обвязка устья газоконденсатной скважины № 12 (171)	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Блок-бокс СРПИ	Производственное	Нет	Да	Нет	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Блок-бокс электроснабжения	Производственное	Нет	Да	Нет	В	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Обвязка устьев газоконденсатных скважин №№ Ю301, Ю302, Ю303, Ю304	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
<b>Куст газовых скважин № 35</b>									
Обвязка устьев газоконденсатных скважин №№ 9, 10	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
<b>Куст газовых скважин № 40</b>									

Наименование	Назначение	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности, которых влияют на безопасность зданий и сооружений*	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий	Принадлежность к опасным производственным объектам	Пожарная и взрывопожарная опасность	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Уровень ответственности	Класс сооружений	Коэффициент надежности по ответственности
Обвязка устьев газоконденсатных скважин №№ 13, 14, 15, 16 (175)	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Блок-бокс СРПИ	Производственное	Нет	Да	Нет	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
<b>Куст газовых скважин № 45</b>									
Обвязка устья газоконденсатной скважины № 8 (170)	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
<b>Куст газовых скважин № 46</b>									
Обвязка устьев газоконденсатных скважин №№ 14, 15	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
<b>Газопровод-шлейф ДУ 300 от куста газовых скважин № 26</b>									
Опоры под трубопроводы (эстакады и отдельные опоры)	- Производственное	Нет	Да	Да	-	Нет	Повышенный	КС-3	1,1
<b>Газопровод-шлейф ДУ 400 от куста газовых скважин № 26</b>									
Опоры под трубопроводы (эстакады и отдельные опоры)	- Производственное	Нет	Да	Да	-	Нет	Повышенный	КС-3	1,1



Приложение № 1

к Договору № <sup>1434/25-</sup>АКП /25.015от «03» декабря 2025 г.

**Изменение №10**  
**К ЗАДАНИЮ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ**  
**объекта: «Расширение и обустройство кустовых площадок**  
**Южно-Тамбейского ГКМ»**

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1.	Основание для проектирования	Без изменений.
2.	Исходные данные	Без изменений.
3.	Месторасположение предприятия, здания, сооружения	Без изменений.
4.	Вид строительства	Без изменений.
5.	Стадия проектирования	Без изменений.
6.	Порядок разработки документации	Без изменений.
7.	Требования по вариантной разработке	Без изменений.
8.	Особые условия строительства	Без изменений.
9.	Основные технико-экономические характеристики и показатели объекта	<p>9.1. Фонд скважин, всего: 29 скв.</p> <p>9.2. Размещение скважин на существующих кустовых площадках ЮТГКМ:</p> <p>КГС 2 - скважина № 11;</p> <p>КГС 26 - скважины № 4, 5, Ю261, Ю262, Ю263, Ю264, Ю265, Ю266, Ю267, Ю268, Ю269, Ю2610, Ю2611;</p> <p>КГС 30 – скважина № 12 (171), Ю301, Ю302, Ю303, Ю304, Ю3010;</p> <p>КГС 35 - скважины № 9 и 10;</p> <p>КГС 40 - скважины № 13, 14, 15, 16;</p> <p>КГС 45 – скважина № 8 (170, № 4451 после ЗБС)</p> <p>КГС 46 - скважины № 14 и 15.</p> <p>Расстояние между устьями скважин и размещение на кустовых площадках принять в соответствии со схемами расположения и обосновать в соответствии с действующими нормативными требованиями.</p> <p>Провести гидравлический расчет системы газосборной сети с учетом подключения вводимых настоящим проектом скважин.</p>



		<p>Провести доотсыпку кустовых площадок в соответствии с требуемыми нормативными расстояниями.</p> <p>Размещение юрских скважин предусмотреть с учетом нормативных требований пожарной безопасности.</p> <p>Предусмотреть мероприятия по защите и мониторингу коррозии.</p> <p>9.3. Без изменений.</p> <p>9.4. Без изменений.</p> <p>9.5. Газопровод шлейф ДУ 300 от КГС 26 до КУ12).</p> <p>9.6. Газопровод шлейф ДУ 400 от КГС 26 до КУ12 (точка врезки в ГШ от КГС № 7).</p> <p>9.7. Переобвязка существующей системы сбора газа от кустовых площадках КГС 7, КГС 30, КГС 44, КГС 46, с ее разделением на меловую и юрскую.</p>
10.	Особые требования к проектированию	<p>10.1. Без изменений.</p> <p>10.2. Без изменений.</p> <p>10.3. Без изменений.</p> <p>10.4. Без изменений.</p> <p>10.5. Без изменений.</p> <p>10.6. Без изменений.</p> <p>10.7. Без изменений.</p> <p>10.8. Без изменений.</p> <p>10.9. Без изменений.</p> <p>10.10. Без изменений.</p> <p>10.11. Без изменений.</p> <p>10.12. Без изменений.</p> <p>10.13. Без изменений.</p> <p>10.14. Без изменений.</p> <p>10.15. Без изменений.</p> <p>10.16. Без изменений.</p> <p>10.17. Без изменений.</p> <p>10.18. Без изменений.</p> <p>10.19. Без изменений.</p> <p>10.20. Без изменений.</p> <p>10.21. Без изменений.</p> <p>10.22. Без изменений.</p> <p>10.23. Без изменений.</p> <p>10.24. Без изменений.</p> <p>10.25. Без изменений.</p> <p>10.26. Выполнить разработку проекта полосы отвода (ППО) и проекта планировки территории (ППТ) для проектируемых объектов</p>

		<p>10.27. Обеспечить сопровождение прохождения государственной экспертизы в ФАУ «Главгосэкспертиза России» до получения положительного заключения</p> <p>10.28. Выполнить разработку и обеспечить согласование СТУ на проектирование и строительство объекта «Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ» в части проектирования и строительства свайных фундаментов и в части использования стеновых панелей в качестве легкобрасываемых конструкций.</p> <p>10.29. Обеспечить сопровождение при получении разъяснительного письма (аналитической справки) от Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации в отношении разработанных СТУ.</p> <p>10.30. Выполнить разработку и обеспечить согласование отчета, содержащего результаты применения предусмотренных частью 6 статьи 15 Федерального закона «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» от 30.12.2009 №384-ФЗ способов обоснования (пункты 2-4 части 6 статьи 15) соответствия архитектурных, функционально-технологических, конструктивных, инженерно-технических и иных решений и мероприятий по обеспечению безопасности зданий, сооружений, процессов, осуществляемых на всех этапах их жизненного цикла, требованиям, установленным указанным Федеральным законом</p> <p>10.31. Выполнить разработку и обеспечить согласование СТУ на проектирование и строительство в части обеспечения пожарной безопасности объекта «Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ», в части ограничения дебита кустовой площадки и количества скважин в составе куста.</p> <p>10.32. Обеспечить сопровождение процедуры согласования и утверждения СТУ по пожарной безопасности в МЧС России.</p> <p>10.33. Выполнить разработку и обеспечить согласование отчета по расчету пожарного риска (РПР) для объекта «Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ», в части подтверждения</p>
--	--	---

		соответствия расчетных значений требованиям, установленным ст. 79 и ст.93 ФЗ №123-ФЗ, в случае отступления от требований п.п. 7.1.8, 7.1.9, 7.1.10 и п. 6.1.22 СП 231.1311500.2015. 10.34. Обеспечить Заключение экспертизы АГПС МЧС России или ВНИИПО МЧС России на разработанный РПР.
11.	Требования к технологии, режиму предприятия и основному оборудованию	Без изменений.
12.	Требования к архитектурно-планировочным, конструктивным и инженерным решениям	Без изменений
13.	Использование зданий комплектной поставки	Без изменений
14.	Требования и условия к разработке природоохранных мероприятий	14.1. Без изменений. 14.2. Без изменений. 14.3. Без изменений. 14.4. Без изменений. 14.5. Обеспечить сопровождение прохождения экологической экспертизы в Росприроднадзоре до получения положительного заключения экологической экспертизы. 14.6. Обеспечить сопровождение прохождения экспертизы рыбохозяйственного раздела в Росрыболовстве до получения положительного заключения.
15.	Технологическая связь	Без изменений.
16.	Энергоснабжение	Без изменений
17.	Требования к системе отопления, вентиляции, кондиционирования	Без изменений
18.	Автоматизация технологических процессов, метрологическое обеспечение и организация измерений углеводородных сред	18.1. Без изменений 18.2. Без изменений 18.3. Без изменений 18.4. В ходе проектирования внести данные по подключению КИПиА в базу данных Заказчика «Smart Plant Instrumentation» (далее – БД SPI и/или SPI) в установленном формате.
19.	Требования по энергосбережению	Без изменений
20.	Требования по режиму безопасности и гигиене труда	Без изменений

21.	Выделение этапов	Принять в соответствии с перечнем этапов строительства по объекту
22.	Требования по ассимиляции производства	Без изменений
23.	Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны и мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций	Без изменений
24.	Требования по промышленной безопасности	Без изменений
25.	Требования по пожарной безопасности	Без изменений
26.	Требования к системам безопасности и охране объектов	Без изменений.
27.	Требования к разработке сметной документации	Без изменений
28.	Заказчик	Без изменений
29.	Субподрядные проектные организации	Без изменений
30.	Срок выполнения работы	В соответствии с календарным планом
31.	Состав демонстрационных материалов	Без изменений
32.	Срок действия задания	Без изменений
33.	Требования к передаче материалов на электронных носителях	Без изменений
34.	Отчетность	Без изменений
35.	Приложения	35.1. Приложение 1 - Этапы строительства 35.2. Приложение 2 - Идентификационные признаки зданий и сооружений 35.3. Техническое задание с изменениями 1 - 9

**Подрядчик****Генеральный директор****ООО "ИНСТИТУТ ЮЖНИИГИПРОГАЗ"****С.Г. Вишняков****Заказчик****Генеральный директор****ОАО "Ямал СПГ"****И.А. Колесников**

Приложение 1  
к заданию на корректировку

**Перечень этапов строительства по объекту  
"Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ"**

Этап строительства	Перечень объектов	Краткое описание
1	Скважина № 9 на кусте № 35	Обвязка устья скважины № 9 Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста № 35 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 35 (сущ.)
2	Скважина № 10 на кусте № 35	Обвязка устья скважины № 10; Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста № 35 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 35 (сущ.)
3	Автопроезды к скважинам № 9 и № 10 на кусте № 35	Устройство автопроездов к скважинам № 9 и № 10 (этапы 1, 2). Благоустройство незастроенной территории скважин № 9 и № 10 на кусте № 35
4	Скважины № 13, № 14 и № 15 на кусте № 40	Обвязка устьев скважин № 13, № 14 и № 15; Сети внутриплощадочные. Скважины подключаются к газосборному коллектору куста № 40 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 40 (сущ.)
5	Автопроезды к скважинам № 13, № 14 и № 15 на кусте № 40	Устройство автопроездов к скважинам № 13, № 14 и № 15 (этап 4). Благоустройство незастроенной территории скважин № 13, № 14 и № 15 на кусте № 40
6	Скважина № 175 на кусте № 40	Обвязка устья скважины № 175; Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста № 40 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 40 (сущ.)
7	Автопроезды к скважине № 175 на кусте № 40	Устройство автопроезда к скважине № 175 (этап 6). Благоустройство

		незастроенной территории скважины № 175 на кусте № 40
8	Скважины № 14 и № 15 на кусте № 46	Обвязка устьев скважин № 14 и № 15; Сети внутриплощадочные. Скважины подключаются к газосборному коллектору куста № 46 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 46 (сущ.)
9	Автопроезды к скважинам № 14 и № 15 на кусте № 46	Устройство автопроездов к скважинам № 14 и № 15 (этап 8). Благоустройство незастроенной территории скважин № 14 и № 15 на кусте № 46
12	Скважина № 4 на кусте № 26	Обвязка устья скважины № 4; Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста № 26 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 26 (сущ.)
13	Скважина № 5 на кусте № 26	Обвязка устья скважины № 5; Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста № 26 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 26 (сущ.)
14	Автопроезды к скважинам № 4 и № 5 на кусте № 26	Устройство автопроездов к скважинам № 4 и № 5 (этапы 12, 13). Благоустройство незастроенной территории скважин № 4 и № 5 на кусте № 26
15	Скважина № 171 на кусте № 30	Обвязка устья скважины № 171; Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста № 30 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 30 (сущ.)
15.1	Реконструкция КТП и ДЭС в блок-боксе электроснабжения на кусте № 30	Замена КТП и ДЭС в составе существующего БКЭС куста № 30
16	Автопроезд к скважине № 171 на кусте № 30	Устройство автопроезда к скважине № 171 (этап 15). Благоустройство незастроенной территории скважины № 171 на кусте № 30
17	Скважина № 8 на кусте № 45	Обвязка устья скважины № 8;



		Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста № 45 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 45 (сущ.)
18	Автопроезд к скважине № 8 на кусте № 45	Устройство автопроезда к скважине № 8 (этап 17). Благоустройство незастроенной территории скважины № 8 на кусте № 45
19	Скважина № 11 на кусте № 2	Обвязка устья скважины № 11; Сети внутриплощадочные. Скважина подключается к газосборному коллектору куста № 2 (сущ.) Электропитание потребителей – от БКЭС куста № 2 (сущ.)
20	Автопроезд к скважине № 11 на кусте № 2	Устройство автопроезда к скважине № 11 (этап 19). Благоустройство незастроенной территории скважины № 11 на кусте № 2

Этап строительства	Здания, сооружения, сети	Назначение, основные объекты, виды работ
<b>Этап 21. Газопровод-шлейф от куста газовых скважин № 26 (расширение) до КУ № 12</b>	– газопровод-шлейф от КГС № 26.	Газопровод-шлейф от куста газовых скважин № 26 до КУ № 12.
<b>Этап 22. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю261</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– инженерная подготовка территории (на 4 скважины);</li> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю261;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю261;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю261;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю261;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю261 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	Обеспечение добычи пластовой смеси. Подготовка территории (на 4 скважины). Скважина № Ю261 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).

Этап строительства	Здания, сооружения, сети	Назначение, основные объекты, виды работ
<b>Этап 23. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю262</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю262;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю262;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю262;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю262;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю262 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	<p>Обеспечение добычи пластовой смеси.</p> <p>Скважина № Ю262 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).</p>
<b>Этап 24. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю263</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю263;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю263;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю263;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю263;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю263 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	<p>Обеспечение добычи пластовой смеси.</p> <p>Скважина № Ю263 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).</p>
<b>Этап 25. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю264</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю264;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю264;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю264;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю264;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения</li> </ul>	<p>Обеспечение добычи пластовой смеси.</p> <p>Скважина № Ю264 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).</p>

Этап строительства	Здания, сооружения, сети	Назначение, основные объекты, виды работ
	скважины № Ю264 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).	
<b>Этап 26. Дорога автомобильная подъездная к кусту скважин № 26 (въезд № 2)</b>	– проезд к кусту № 26.	Обеспечение проезда к кусту № 26.
<b>Этап 27. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Внутриплощадочные проезды</b>	– внутриплощадочные проезды (для 4 скважин), включая благоустройство и озеленение площадки куста № 26.	Внутриплощадочные проезды, благоустройство и озеленение площадки куста № 26 (расширение).
<b>Этап 28. Отпайка от ВЛ 10 кВ к кусту газовых скважин № 26 до блок-бокс электроснабжения (расширение)</b>	– ВЛЗ 10 кВ к кусту газовых скважин № 26. – блок-бокс электроснабжения;	Электроснабжение дополнительных скважин куста № 26.
<b>Этап 29. Куст газовых скважин № 30 (расширение). Скважина № Ю301</b>	– инженерная подготовка территории (на 4 скважины); – обвязка газоконденсатной скважины № Ю301; – арматурный блок (по газу) скважины № Ю301; – арматурный блок задавочной линии скважины № Ю301; – площадка агрегата для ремонта скважины № Ю301; – Свечевой сепаратор 3060-V-001 – эстакада сетей внутриплощадочных; – сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю301 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).	Обеспечение добычи пластовой смеси. Подготовка территории (на 4 скважины). Скважина № Ю301 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).
<b>Этап 30. Куст газовых скважин № 30 (расширение). Скважина № Ю302</b>	– обвязка газоконденсатной скважины № Ю302; – арматурный блок (по газу) скважины № Ю302;	Обеспечение добычи пластовой смеси. Скважина № Ю302 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).

Этап строительства	Здания, сооружения, сети	Назначение, основные объекты, виды работ
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю302;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю302;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю302 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	Ввод в эксплуатацию скважины №Ю302 не ранее этапа 29
<b>Этап 31. Куст газовых скважин № 30 (расширение). Скважина № Ю303</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю303;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю303;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю303;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю303;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю303 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	<p>Обеспечение добычи пластовой смеси.</p> <p>Скважина № Ю303 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).</p> <p>Ввод в эксплуатацию скважины №Ю303 не ранее этапа 29</p>
<b>Этап 32. Куст газовых скважин № 30 (расширение). Скважина № Ю304</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю304;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю304;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю304;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю304;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю304 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	<p>Обеспечение добычи пластовой смеси.</p> <p>Скважина № Ю304 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).</p> <p>Ввод в эксплуатацию скважины №Ю304 не ранее этапа 29</p>

Этап строительства	Здания, сооружения, сети	Назначение, основные объекты, виды работ
<b>Этап 33. Куст газовых скважин № 30 (расширение). Внутриплощадочные проезды</b>	– внутриплощадочные проезды (для 4 скважин), включая благоустройство и озеленение площадки куста № 30.	Внутриплощадочные проезды, благоустройство и озеленение площадки куста № 30 (расширение).
<b>Этап 34. Отпайка от ВЛ 10 кВ к кусту газовых скважин № 30 до блок-бокс электроснабжения (расширение)</b>	– ВЛЗ 10 кВ к кусту газовых скважин № 30 – блок-бокс электроснабжения;	Электроснабжение дополнительных скважин куста № 30.
<b>Этап 35. Газопровод-шлейф Ду400 от куста газовых скважин № 26 (расширение) до КУ № 12</b>	– газопровод-шлейф от КГС № 26 (расширение) – эстакада	Газопровод шлейф DN 400 от КГС 26 (расширение) до КУ12 (точка врезки в ГШ от КГС № 7).
<b>Этап 36. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю265</b>	– инженерная подготовка территории (на 7 скважин и блок-бокс АСУ); – блок-бокс АСУ MER-4261; – обвязка газоконденсатной скважины № Ю265; – арматурный блок (по газу) скважины № Ю265; – арматурный блок задавочной линии скважины № Ю265; – площадка агрегата для ремонта скважины № Ю265; – эстакада сетей внутриплощадочных; – сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю265 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).	Обеспечение добычи пластовой смеси. Подготовка территории (на 7 скважин). Блок-бокс АСУ MER-4261. Скважина № Ю265 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).
<b>Этап 37. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю266</b>	– обвязка газоконденсатной скважины № Ю266; – арматурный блок (по газу) скважины № Ю266; – арматурный блок задавочной линии скважины № Ю266; – площадка агрегата для ремонта скважины № Ю266;	Обеспечение добычи пластовой смеси. Скважина № Ю266 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).

Этап строительства	Здания, сооружения, сети	Назначение, основные объекты, виды работ
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю266 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	
<b>Этап 38. Отпайка от ВЛ 10 кВ к кусту газовых скважин № 26 до блок-бокс электроснабжения (расширение)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– ВЛЗ 10 кВ к кусту газовых скважин № 26.</li> <li>– блок-бокс электроснабжения;</li> <li>– АДЭС;</li> </ul>	Электроснабжение 7 дополнительных скважин куста № 26.
<b>Этап 39. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю267</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю267;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю267;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю267;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю267;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю267 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	Обеспечение добычи пластовой смеси. Скважина № Ю267 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).
<b>Этап 40. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю268</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю268;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю268;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю268;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю268;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю268 (технологические, электроснабжения,</li> </ul>	Обеспечение добычи пластовой смеси. Скважина № Ю268 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).

Этап строительства	Здания, сооружения, сети	Назначение, основные объекты, виды работ
	КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).	
<b>Этап 41. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю269</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю269;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю269;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю269;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю269;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю269 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	<p>Обеспечение добычи пластовой смеси.</p> <p>Скважина № Ю269 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).</p>
<b>Этап 42. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю2610</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю2610;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю2610;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю2610;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю2610;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю2610 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	<p>Обеспечение добычи пластовой смеси.</p> <p>Скважина № Ю2610 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).</p>
<b>Этап 43. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Скважина № Ю2611</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю2611;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю2611;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю2611;</li> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю2611;</li> </ul>	<p>Обеспечение добычи пластовой смеси.</p> <p>Скважина № Ю2611 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).</p>



Этап строительства	Здания, сооружения, сети	Назначение, основные объекты, виды работ
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю2611 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	
<b>Этап 44. Куст газовых скважин № 26 (расширение). Внутриплощадочные проезды</b>	внутриплощадочные проезды (для 7 скважин), включая благоустройство и озеленение площадки куста № 26.	Внутриплощадочные проезды, благоустройство и озеленение площадки куста № 26 (расширение).
<b>Этап 45. Куст газовых скважин № 7 (переобвязка существующей системы сбора газа для разделения на меловую и юрскую)</b>	– Узел защиты от превышения давления на газопроводе КГС №7	дооснащение БПК
<b>Этап 46. Куст газовых скважин № 30 (переобвязка существующей системы сбора газа для разделения на меловую и юрскую)</b>	– Узел защиты от превышения давления на газопроводе КГС №30	Дооснащение БПК
<b>Этап 47. Куст газовых скважин № 44 (переобвязка существующей системы сбора газа для разделения на меловую и юрскую)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Узел защиты от превышения давления на газопроводе КГС №44</li> <li>– Горизонтальное горелочное устройство</li> </ul>	Дооснащение БПК и ГФУ
<b>Этап 48. Куст газовых скважин № 46 (переобвязка существующей системы сбора газа для разделения на меловую и юрскую)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Узел защиты от превышения давления на газопроводе КГС №46</li> <li>– Горизонтальное горелочное устройство</li> </ul>	Дооснащение БПК и ГФУ
<b>Этап 49. Куст газовых скважин № 30 (расширение). Скважина № Ю3010</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– инженерная подготовка территории (на 1 скважину);</li> <li>– обвязка газоконденсатной скважины № Ю3010;</li> <li>– арматурный блок (по газу) скважины № Ю3010;</li> <li>– арматурный блок задавочной линии скважины № Ю3010;</li> </ul>	Обеспечение добычи пластовой смеси. Подготовка территории (на 1 скважину). Скважина № Ю3010 (обвязка устья одной дополнительной скважины, подключение к существующему кустовому коллектору).

Этап строительства	Здания, сооружения, сети	Назначение, основные объекты, виды работ
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– площадка агрегата для ремонта скважины № Ю3010;</li> <li>– эстакада сетей внутриплощадочных;</li> <li>– сети внутриплощадочные для подключения скважины № Ю3010 (технологические, электроснабжения, КИПиА, АСПС, КЗ и ПТ).</li> </ul>	
<b>Этап 50. Куст газовых скважин № 30 (расширение).</b> <b>Внутриплощадочные проезды</b>	– внутриплощадочные проезды (для 1 скважины), включая благоустройство и озеленение площадки куста № 30.	Внутриплощадочные проезды, благоустройство и озеленение площадки куста № 30 (расширение).

**Идентификационные признаки зданий и сооружений  
по объекту  
"Расширение и обустройство кустовых площадок Южно-Тамбейского ГКМ"**

Наименование	Назначение	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности, которых влияют на безопасность зданий и сооружений*	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий	Принадлежность к опасным производственным объектам	Пожарная и взрывопожарная опасность	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Уровень ответственности	Класс сооружений	Коэффициент надежности по ответственности
<b>Куст газовых скважин № 2</b>									
Обязка устья газовой скважины № 11	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
<b>Куст газовых скважин № 26</b>									
Обязка устьев газоконденсатных скважин №№ 4, 5	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Блок-бокс электроснабжения	Производственное	Нет	Да	Нет	В	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Блок-бокс АСУ	Производственное	Нет	Да	Нет	В	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Обязка устьев газоконденсатных скважин №№ Ю261, Ю262, Ю263, Ю264	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0

Наименование	Назначение	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности, которых влияют на безопасность зданий и сооружений*	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий	Принадлежность к опасным производственным объектам	Пожарная и взрывопожарная опасность	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Уровень ответственности	Класс сооружений	Коэффициент надежности по ответственности
<b>Куст газовых скважин № 30</b>									
Обвязка устья газоконденсатной скважины № 12 (171)	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Блок-бокс СРПИ	Производственное	Нет	Да	Нет	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Блок-бокс электроснабжения	Производственное	Нет	Да	Нет	В	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Обвязка устьев газоконденсатных скважин №№ Ю301, Ю302, Ю303, Ю304	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
<b>Куст газовых скважин № 35</b>									
Обвязка устьев газоконденсатных скважин №№ 9, 10	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
<b>Куст газовых скважин № 40</b>									

Наименование	Назначение	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности, которых влияют на безопасность зданий и сооружений*	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий	Принадлежность к опасным производственным объектам	Пожарная и взрывопожарная опасность	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Уровень ответственности	Класс сооружений	Коэффициент надежности по ответственности
Обязка устьев газоконденсатных скважин №№ 13, 14, 15, 16 (175)	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
Блок-бокс СРПИ	Производственное	Нет	Да	Нет	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
<b>Куст газовых скважин № 45</b>									
Обязка устья газоконденсатной скважины № 8 (170)	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
<b>Куст газовых скважин № 46</b>									
Обязка устьев газоконденсатных скважин №№ 14, 15	Производственное	Нет	Да	Да	АН	Нет	Нормальный	КС-2	1,0
<b>Газопровод-шлейф ДУ 300 от куста газовых скважин № 26</b>									
Опоры под трубопроводы (эстакады и отдельные опоры)	- Производственное	Нет	Да	Да	-	Нет	Повышенный	КС-3	1,2
<b>Газопровод-шлейф ДУ 400 от куста газовых скважин № 26</b>									
Опоры под трубопроводы (эстакады и отдельные опоры)	- Производственное	Нет	Да	Да	-	Нет	Повышенный	КС-3	1,2