



ООО "НГ-ПроектСервис"

**Регистрационный номер в государственном реестре
саморегулируемых организаций:
СРО-П-023-10092009,
Член СРО с 16 ноября 2017 г.**

Заказчик – ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ»

**«Обустройство кустов скважин №№ 91, 92
Олимпийского лицензионного участка.
Площадка скважин № 91. Сква. 9103»**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях
инженерно-технического обеспечения, перечень
инженерно-технических мероприятий, содержание
технологических решений**

**Подраздел 7. Технологические решения.
Часть 1. Технология производства**

0574-22-9103-ИОС7.1



ООО "НГ-ПроектСервис"

**Регистрационный номер в государственном реестре
саморегулируемых организаций:**

СРО-П-023-10092009,

Член СРО с 16 ноября 2017 г.

Заказчик – ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ»

**«Обустройство кустов скважин №№ 91, 92
Олимпийского лицензионного участка.
Площадка скважин № 91. Скв. 9103»**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях
инженерно-технического обеспечения, перечень
инженерно-технических мероприятий, содержание
технологических решений**

**Подраздел 7. Технологические решения.
Часть 1. Технология производства**

0574-22-9103-ИОС7.1

Директор

А.А. Зорин

2022

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

Обозначение	Наименование	Примечание
0574-22-9103-ИОС7.1-С	Содержание тома 5.7.1	2
0574-22-9103-ИОС7.1.ГЧ	Текстовая часть	4
0574-22-9103-ИОС7.1.ГЧ	Лист 1. Технологическая схема куста скважин №91	
0574-22-9103-ИОС7.1.ГЧ	Лист 2. План технологических трубопроводов куста №91	
0574-22-9103-ИОС7.1.ГЧ	Лист 3. Фрагмент плана	

Взам. инв. №							
Подп. и дата							
Инв. № подл.						0574-22-9103-ИОС7.1-С	
	Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.		Дата
	Разраб.		Сергеев				01.12.22
							01.12.22
							01.12.22
	Н. контр.		Соколенко			Содержание тома 5.7.1	
	ГИП		Зорин		01.12.22		
			Стадия	Лист	Листов		
			П		1		
«НГ-ПроектСервис» г. Томск							

Содержание

1	Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции, характеристика принятой технологической схемы производства в целом и характеристика отдельных параметров технологического процесса, требования к организации производства, данные о трудоемкости изготовления продукции	4
1.1	Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции, исходные данные для проектирования.	4
1.2	Существующее положение.....	9
1.3	Характеристика технологической схемы.....	13
2	Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд	19
3	Описание источников поступления сырья и материалов.....	22
4	Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции	23
5	Обоснование показателей и характеристик, принятых технологических процессов и оборудования.....	24
5.1	Внутриплощадочные технологические трубопроводы	29
5.2	Категория технологических трубопроводов.....	30
5.3	Материальное исполнение трубопроводов.....	30
5.4	Механические свойства материала труб.....	31
5.5	Толщина стенки технологических трубопроводов	31
5.6	Прокладка трубопроводов	33
5.7	Фитинги.....	36
5.8	Болты, гайки, шпильки	36
5.9	Опоры	37
5.10	Антикоррозионная защита оборудования и трубопроводов.....	37
5.11	Изоляция.....	38
5.12	Испытание и очистка трубопроводов.....	38
5.13	Контроль качества и операционный контроль	41
5.14	Запорная и регулирующая арматура	42
6	Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе, грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов	43
7	Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах	44
8	Сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешений на применение используемого на подземных горных работах технологического оборудования и технических устройств (при необходимости).....	47

Взам. инв. №		0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ								
	Подл. и дата									
Инв. № подл.	Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Подраздел 7. Технологические решения. Часть 1. Технология производства	01.03.21	Лист	Листов
	Разраб.		Сергеев			01.01.23		П		57
	Проверил		Брагин			01.01.23		«НГ-ПроектСервис» г. Томск		
	Гл. спец.					01.01.23				
	Н. контр.		Соколенко			01.01.23				
Нач. отд.		Брагин			01.01.23					

9	Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности.....	49
10	Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непромышленных объектов капитального строительства (кроме жилых зданий)	49
11	Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе.....	52
12	Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники (по отдельным цехам, производственным сооружениям).....	53
13	Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду.....	54
14	Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов	55
15	ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ СОБЛЮДЕНИЯ УСТАНОВЛЕННЫХ ТРЕБОВАНИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ К УСТРОЙСТВАМ, ТЕХНОЛОГИЯМ И МАТЕРИАЛАМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫМ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ, ПОЗВОЛЯЮЩИХ ИСКЛЮЧИТЬ НЕРАЦИОНАЛЬНЫЙ РАСХОД ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ	56
16	ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ФУНКЦИОНАЛЬНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ, КОНСТРУКТИВНЫХ И ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ОБЪЕКТАХ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ, В ЧАСТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СООТВЕТСТВИЯ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ И СООРУЖЕНИЙ ТРЕБОВАНИЯМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯМ ОСНАЩЕННОСТИ ИХ ПРИБОРАМИ УЧЕТА ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ.....	58
17	Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов	59
18	Описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов	60
19	Перечень нормативно-технической документации	62
	Приложение А (обязательное) Характеристика трубопроводов.....	67

Инв. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ						3
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

Общие сведения

В данном подразделе рассмотрены технологические решения по расширению существующего куста скважин №91 Олимпийского лицензионного участка, а именно: наземное обустройство скважины №9103.

Основанием для разработки технологических решений является задание на проектирование для строительства объекта: «Обустройство кустов скважин №№91, 92 Олимпийского лицензионного участка. Площадка скважин №91. Скв. 9103», утвержденное генеральным директором ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ» С. М. Васильевым (см. Том 1 «ПЗ», шифр 0574-22-9103-ПЗ).

Данный проект разработан в соответствии с требованиями Градостроительного Кодекса, Постановления РФ №87 от 16.02.2008 г, действующих законодательных актов, норм и правил Российской Федерации по промышленной, взрывопожарной и экологической безопасности, по охране труда, утвержденным градостроительным планом земельного участка, заданием на проектирование, инженерными изысканиями и обеспечивает безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию зданий и сооружений при соблюдении проектных решений. Разработанная документация соответствует Федеральному закону №384 от 30.12.2009 г. «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».

1 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции, характеристика принятой технологической схемы производства в целом и характеристика отдельных параметров технологического процесса, требования к организации производства, данные о трудоемкости изготовления продукции

1.1 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции, исходные данные для проектирования.

Согласно заданию на проектирование, выполняемый проект предусматривает расширение существующего куста №91, а именно наземное обустройство новой скважины №9103.

Общее количество скважин куста №91 составляет 3 единицы, в том числе две существующие и одна проектируемая.

Добыча газа осуществляется из газоконденсатного пласта АчЗ-4 ачимовских залежей.

Способ эксплуатации скважин предусматривается фонтанный.

Продукцией проектируемых скважин Олимпийского лицензионного участка является пластовый газ (смесь природного газа, конденсата и воды), подаваемый под собственным давлением на УКПГ.

Проект на технологические сооружения куста скважин №91 Олимпийского лицензионного участка выполнен по заказу 2019-051-НТЦ-П/Р (ЗАО «ПИРС»). Проект «Обустройство кустов скважин №№91, 92 Олимпийского лицензионного участка» (2019-051-НТЦ-П/Р) имеет положительное заключение ФАУ «Главгосэкспертиза России».

Изн. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ						
Изн. № одл.	Изн. № одл.	Изн. № одл.	Изн. № одл.	Изн. № одл.	Изн. № одл.	Изн. № одл.	Изн. № одл.	Изн. № одл.	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

Запроектированные объекты в соответствии с п. 1 ст. 2 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ являются опасными производственными объектами. Запроектированные опасные производственные объекты подлежат обязательной регистрации в установленном порядке в государственном реестре опасных производственных объектов (п. 2 ст. 2 Федерального закона № 116-ФЗ от 21.07.1997).

При разработке документации использованы исходные данные:

– Задание на проектирование объекта: «Обустройство кустов скважин №№91, 92 Олимпийского лицензионного участка. Площадка скважин №91. Скв. 9103», утвержденное генеральным директором ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ» С. М. Васильевым (см. Том 1 «ПЗ», шифр 0574-22-9103-ПЗ).

– «Технические условия на подключение проектируемых трубопроводов от скважины №9103 к существующим трубопроводам обвязки скважин №9101, №9102 действующего куста №91 Олимпийского лицензионного участка» (см. Том 1 «ПЗ», шифр 0574-22-9103-ПЗ).

– Проектная и рабочая документация проекта ЗАО «ПИРС» по объекту «Обустройство кустов скважин №№91, 92 Олимпийского лицензионного участка» (шифр 2019-051-НТЦ-П/Р).

В подразделе приведены основные исходные данные, необходимые для разработки проектной документации по наземному обустройству скважины №9103 куста №91.

Технологические показатели по добыче газа, конденсата и воды, динамика падения устьевых давлений, изменение устьевых температур существующих скважин №№9101, 9102 и проектируемой скважины №9103 представлены в таблице 1.1.

Компонентные составы и основные физико-химические свойства пластового газа газоконденсатного пласта Ач3-4 ачимовских залежей Олимпийского л.у. в пределах Уренгойского месторождения предоставлены Заказчиком и приведены в таблицах 1.2

Пластовое и статическое давления на скважинах пласта Ач3-4 представлены в таблице 1.3.

Инв. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ						
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			5	

Таблица 1.1 – Исходные данные по добыче газа, конденсата и воды, динамика падения устьевых давлений, изменение устьевых температур скважин №№9101, 9102, 9103 Олимпийского лицензионного участка.

Наименование	Газ (C ₁ ...C ₄)		Конденсат (C ₃₊)		Вода		P _{уст} бар (абс)	T _{уст} °C
	млн. ст. м ³ /год	млн. м ³ /сут	тыс. м ³ /год	м ³ / сут	м ³ /год	м ³ / сут		
Ед.изм.								
Скважина №9101 (пласт Ач3-4)								
2023	143,4	700,0	41,0	200,1	198,0	0,8	341	86
2024	153,7	400,0	38,9	113,2	239,8	0,5	270	53
2025	101,6	302,6	24,0	79,3	199,6	0,7	224	42
2026	102,9	281,9	23,0	70,6	225,5	0,6	208	40
2027	102,9	281,9	21,6	66,3	256,6	0,6	185	40
2028	111,3	281,9	21,6	62,1	305,0	0,6	164	40
2029	99,4	309,7	18,3	62,6	324,3	0,6	134	43
2030	78,5	236,8	14,0	46,2	300,8	0,5	131	35
2031	77,2	193,3	13,0	36,8	304,7	0,6	130	30
2032	83,2	243,1	13,4	43,4	352,7	0,6	108	36
2033	72,5	209,2	11,2	35,6	350,9	0,6	97	32
2034	65,3	187,2	9,7	30,7	349,0	0,6	89	30
2035	59,6	168,9	8,6	26,9	348,0	0,6	83	28
2036	54,2	153,7	7,6	23,9	346,2	0,6	78	26
2037	51,5	146,4	7,1	22,2	348,7	0,7	72	25
2038	47,5	135,0	6,4	20,0	347,8	0,8	66	24
2039	43,6	124,1	5,8	18,1	344,6	1,0	62	23
2040	40,1	119,7	5,3	17,2	340,5	0,9	57	22
2041	37,2	104,7	4,8	14,9	335,8	0,9	55	21
2042	34,4	90,5	4,4	12,8	330,1	1,0	54	19
2043	32,1	95,3	4,1	13,3	324,7	1,1	49	19
2044	2,7	86,1	0,4	11,9	30,0	1,0	47	18
Скважина №9102 (пласт Ач3-4)								
2023	119,8	520,0	33,7	148,7	111,0	0,4	352	66
2024	106,6	400,0	27,3	105,8	132,6	0,5	212	53
2025	67,8	201,7	16,7	50,5	90,9	0,3	207	31
2026	68,6	188,0	16,0	45,1	97,7	0,3	196	30
2027	68,6	188,0	15,0	42,3	105,8	0,3	175	30
2028	73,6	188,0	14,8	39,6	124,6	0,3	155	30
2029	58,0	174,9	11,2	34,2	106,3	0,3	134	28
2030	47,5	141,6	9,0	27,0	89,6	0,3	131	25
2031	51,0	119,9	9,3	22,5	96,7	0,2	130	22
2032	57,2	167,8	9,8	29,3	120,2	0,3	108	27
2033	50,7	145,0	8,3	24,2	114,8	0,3	97	25
2034	46,8	132,7	7,4	21,4	112,0	0,3	89	24

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № одл.

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ	Лист
							6

2035	43,8	121,8	6,8	19,1	109,5	0,3	83	22
2036	40,8	113,5	6,2	17,4	107,3	0,3	78	21
2037	39,7	112,4	5,9	16,8	109,1	0,3	72	21
2038	37,0	104,8	5,4	15,3	107,9	0,3	66	21
2039	34,6	97,7	4,9	14,1	105,4	0,3	62	20
2040	32,3	96,5	4,6	13,7	102,6	0,3	57	20
2041	30,5	84,8	4,3	11,9	100,7	0,3	55	18
2042	28,7	74,4	4,0	10,4	98,0	0,3	54	17
2043	27,2	80,5	3,7	11,1	95,9	1,1	49	18
2044	2,3	73,7	0,3	10,1	8,2	1,0	47	17

Скважина №9103 (пласт Ач3-4)

2023	71,4	400,0	20,4	114,4	260,3	1,2	397	53
2024	50,5	279,4	14,4	79,9	253,8	1,1	350	40
2025	30,1	89,7	8,6	25,6	211,4	0,6	355	19
2026	30,5	83,5	8,7	23,9	244,9	0,6	334	18
2027	30,5	83,5	8,7	23,9	273,9	0,7	309	18
2028	70,0	83,5	18,7	23,5	448,6	0,8	286	18
2029	118,2	309,7	28,4	78,6	734,0	1,8	214	43
2030	126,7	338,2	27,2	76,3	844,4	2,2	169	46
2031	122,1	356,0	23,8	72,0	890,5	2,4	132	48
2032	112,9	329,3	20,4	61,2	905,6	2,5	109	45
2033	95,1	278,6	16,3	48,7	861,4	2,4	97	40
2034	83,3	241,5	13,7	40,4	831,1	2,3	89	36
2035	74,6	213,6	11,9	34,5	810,3	2,2	83	32
2036	66,8	191,4	10,3	30,0	789,8	2,2	78	30
2037	62,4	177,8	9,4	27,1	783,3	2,2	72	29
2038	57,2	163,1	8,4	24,3	775,0	2,1	66	27
2039	52,3	148,9	7,6	21,7	762,9	2,1	62	25
2040	48,0	141,8	6,9	20,3	751,5	2,1	57	25
2041	44,3	125,3	6,3	17,8	740,5	2,0	55	23
2042	40,7	109,6	5,7	15,4	726,0	2,0	54	21
2043	37,8	111,3	5,2	15,5	713,3	2,0	49	21
2044	3,1	101,1	0,4	14,0	60,2	1,9	47	20

Σ Скважин №№9101, 9102, 90103 (пласт Ач3-4)

2023	334,6	1620	95,1	463,2	569,3	2,4	341	66
2024	310,8	1079,4	80,6	298,9	626,2	2,1	212	53
2025	199,5	594	49,3	155,4	501,9	1,6	207	31
2026	202,0	553,4	47,7	139,6	568,1	1,5	196	30
2027	202,0	553,4	45,3	132,5	636,3	1,6	175	30
2028	254,9	553,4	55,1	125,2	878,2	1,7	155	30
2029	275,6	794,3	57,9	175,4	1164,6	2,7	134	28

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № одл.

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
------	--------	------	-------	-------	------

0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ

Лист

7

2030	252,7	716,6	50,2	149,5	1234,8	3	131	25
2031	250,3	669,2	46,1	131,3	1291,9	3,2	130	22
2032	253,3	740,2	43,6	133,9	1378,5	3,4	108	27
2033	218,3	632,8	35,8	108,5	1327,1	3,3	97	25
2034	195,4	561,4	30,8	92,5	1292,1	3,2	89	24
2035	178	504,3	27,3	80,5	1267,8	3,1	83	22
2036	161,8	458,6	24,1	71,3	1243,3	3,1	78	21
2037	153,6	436,6	22,4	66,1	1241,1	3,2	72	21
2038	141,7	402,9	20,2	59,6	1230,7	3,2	66	21
2039	130,5	370,7	18,3	53,9	1212,9	3,4	62	20
2040	120,4	358	16,8	51,2	1194,6	3,3	57	20
2041	112	314,8	15,4	44,6	1177	3,2	55	18
2042	103,8	274,5	14,1	38,6	1154,1	3,3	54	17
2043	97,1	287,1	13	39,9	1133,9	4,2	49	18
2044	8,1	260,9	1,1	36	98,4	3,9	47	17

Таблица 1.2 - Компонентные составы и основные физико-химические свойства пластового газа газоконденсатного пласта Ач3-4 ачимовских залежей

Наименование компонента	Скв. 9101 (пласт Ач3-4)	Скв. 9102 (пласт Ач3-4)	Скв. 9103 (пласт Ач3-4)
Гелий (He)	0,000061	0,000061	0,000061
Водород (H2)	0,000033	0,000033	0,000033
Азот (N2)	0,002070	0,002068	0,002064
Диоксид углерода (CO2)	0,004121	0,004118	0,004109
Метан (CH4)	0,829655	0,828969	0,827193
Этан (C2H6)	0,066200	0,066145	0,066003
Пропан (C3H8)	0,025708	0,025687	0,025632
изо-Бутан (i-C4H10)	0,005714	0,005710	0,005697
н-Бутан (n-C4H10)	0,007502	0,007496	0,007480
изо-Пентан (i-C5H12)	0,002975	0,002972	0,002966
н-Пентан (n-C5H12)	0,002819	0,002817	0,002811
Вода (H2O)	0,052116	0,052073	0,051961
Молекулярный вес	22,37	22,37	22,36
Плотность, кг/м ³	0,925	0,930	0,929

Таблица 1.3 – Пластовые и статические давления

Наименование пласта	Среда	Максимальное пластовое давление пласта, МПа (изб.)	Максимальное статическое давление пласта, МПа (изб.)
Ач 3-4	Пластовый газ	48	50

Изн. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ						Лист
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	8

Технико-экономические показатели приведены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 - Технико-экономические показатели этапов

Этапы	Наименование объекта	Основные характеристики	Год ввода
			2023
	<u>Куст скважин №91</u>		
1	Куст скважин 91 (обвязка скважины 9103, арматурный блок, система подачи ингибитора, подключение к существующим инженерным сетям)	Скважина (газоконденсатная залежь, пласт Ач 3-4), 1 шт. Объемы добычи: - газа, тыс.ст. м ³ /сут. – 400,0; - конденсата, м ³ /сут. – 114,4.	+

Режим работы проектируемых сооружений – круглосуточный, расчетное время работы 365 дней или 8760 часов в году.

Назначенный и расчетный срок службы оборудования составляет 30 лет.

Согласно СП 231.1311500.2015, расстояние между устьем эксплуатируемой скважины и скважины, находящейся в бурении, должно быть не менее высоты буровой вышки плюс 10 м.

Согласно Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» в целях обеспечения промышленной безопасности при совмещении во времени различных по характеру работ (бурение, освоение, эксплуатация, монтаж нефтегазодобывающего оборудования и т.п.) пользователь недр или его представитель, разрабатывает и утверждает положение о порядке организации безопасного производства работ на кустовой площадке. Эти мероприятия обязательны к выполнению всеми участниками производственного процесса.

Положение о порядке организации безопасного производства работ на кустовой площадке должно предусматривать:

- последовательность работ и операций, порядок их начала при совмещении во времени;
- оперативное и территориальное разграничение полномочий и ответственности всех участников производственных процессов;
- систему оперативного контроля за ходом и качеством работ, и соблюдением требований промышленной безопасности;
- порядок и условия взаимодействия организаций между собой и ответственным руководителем работ на кустовой площадке.

1.2 Существующее положение

В настоящее время на Олимпийском л.у., запроектированные сооружения по заказу 2019-051-НТЦ-П(Р) (ЗАО «ПИРС»), построены и введены в эксплуатацию.

Изн.№ одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
------------	--------------	--------------

Изн.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ	Лист
							9

Схема технологическая обвязки существующих скважин куста №91 приведена на чертеже 0574-22-9103-ИОС7.1-ГЧ (лист 1).

Номера существующих добывающих скважин, распределение скважин по кусту №91 Олимпийском л.у. приведены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 - Распределение скважин по кусту №91 Олимпийского л.у.

Кустовая площадка	Количество скважин	Номера скважин		Примечание
		Газоконденсатный пласт Ач 3-4 Ачимовской залежи		
91	2	9101		-
		9102		-

В составе проектируемого куста скважин № 91 предусмотрено:

- поз. 1.1, 1.2 Устье добывающей скважины (2 шт.);
- поз. 2.1, 2.2 Арматурный блок скважины (2 шт.);
- поз. 3 Амбар факельный;
- поз. 3.1 Устройство факельное горелочное;
- поз. 3.2 Шкаф трансформатора;
- поз. 3.3 Блок редуцирования;
- поз. 3.4 Блок регулирования газа.

Таблица .. - Перечень существующего оборудования и его технические характеристики

Обозначение	Наименование технологических сооружений	Кол., шт	Примечание
Арматурный блок скважины (поз. 2.1, 2.2)			
2.1, 2.2	Арматурный блок скважины (размещен на открытой площадке)	2	$Q_{г}=1,5...39,2^{+10\%}$ тыс.м ³ /ч $Q_{г}=0,03...0,23^{+10\%}$ м ³ /ч $P_{расч} = 51,95$ МПа(изб.)
Устройство факельное горелочное (поз. 3.1)			
3.1	Устройство факельное горелочное	1	$Q=1,5...39,2^{+10\%}$ тыс. м ³ /ч, $P_{тех.}=3,23...15,98$ МПа (изб.) $P_{расч.}=51,95$ МПа (изб.)
Блок редуцирования (поз. 3.3)			
3.3	Блок редуцирования	1	$Q_{г} = 5...15^*$ м ³ /ч
Блок регулирования газа (поз. 3.3)			
3.4	Блок регулирования газа	1	$Q_{г} = 5...15^*$ м ³ /ч

Сбор продукции скважин осуществляется по системе сбора, с надземной прокладкой технологических трубопроводов.

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	0574-22-9103-ИОС7.1.ГЧ	Лист
							10

Фонтанная устьевая арматура предназначена для герметизации устья скважины, пропуска добываемой среды в нужном направлении, подвешивания лифтовой колонны НКТ со скважинным оборудованием. Для обслуживания фонтанной арматуры предусмотрены передвижные площадки обслуживания.

Для подключения передвижного агрегата с целью закачки задавочной жидкости в скважину предусматриваются задавочные трубопроводы, на которых установлены быстро-разъемные соединения и отключающие задвижки.

В состав основного технологического оборудования скважин входит арматурный блок скважины (поз. 2.1, 2.2), который обеспечивает:

- измерение, автоматическое и дистанционное регулирование давление газа, поступающего от скважины;
- измерение расхода газа от скважины;
- подачу метанола в выкидной трубопровод;
- подачу метанола в затрубное пространство скважин;
- переключение подачи газа на устройство факельное горелочное (поз. 3.1) при проведении технологических операций на скважине;
- автоматическое перекрытие потока газа при повышении или понижении давления в трубопроводе;
- дистанционное измерение давления и температуры потока газа.

Арматурный блок скважины (поз. 2.1, 2.2) представляет собой изделие полной заводской готовности, с оборудованием, арматурой и трубопроводами на единой раме, с выполненными межблочными электрическими соединениями, которое установлен в непосредственной близости от скважин на свайное основание и подключен к шлейфу скважины. Для проведения работ по КРС участок выкидного трубопровода от фонтанной арматуры до арматурного блока скважины (поз. 2.1, 2.2) предусматривается съемным на фланцах.

Для предупреждения возможного гидратообразования в дросселирующих устройствах и шлейфах предусмотрена подача метанола по индивидуальным трубопроводам от насосной метанола, расположенной на УКПГ. Ввод метанола производится при помощи системы подачи ингибитора СПИ, расположенной на раме арматурного блока скважины (поз. 2.1, 2.2). Система подачи ингибитора позволяет дистанционно регулировать подачу метанола в диапазоне настроек (изменение расхода рабочей среды осуществляется клапанами с электроприводом).

Замер дебита скважин предусматривается при помощи расходомера газа, расположенного в обвязке арматурного блока скважины (поз. 2.1, 2.2). Расходомер предназначен для измерения, вычисления и регистрации расхода природного газа и выдачи измеренных, вычисленных величин в систему телемеханики.

Для отключения скважины в случае падения давления в газосборном коллекторе (порыв) на каждой выкидной линии устанавливается механический клапан-отсекатель, расположенный в обвязке арматурного блока скважины (поз. 2.1, 2.2).

Изн. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ						
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

Для оптимизации режима эксплуатации скважин предусматриваются клапаны регулирующие (КлР1.1, КлР1.2). Регулирование дебита производится посредством изменения площади проходного сечения регулирующего устройства. Предусматривается снижение давления газа на кусте до 13,6 МПа.

Для снижения расчетного давления (уменьшения металлоемкости) трубопровода ГС1.1 предусмотрена установка блока предохранительных клапанов, расположенных в арматурном блоке скважины после устройства отсекающего.

Дополнительно для газосборного коллектора предусмотрен узел подачи ингибитора парафинообразования.

Для сжигания газа при продувке скважин и при аварийном сбросе газа с ПК в качестве горизонтального факела предусматривается устройство факельное горелочное (поз. 3.1) с дистанционным розжигом и контролем пламени.

Устройство факельное горелочное устанавливается в факельном амбаре в обваловании.

В конструкции устройства факельного горелочного предусмотрен отвод диафрагменного измерителя критических течений (ДИКТ) с набором диафрагм с различными диаметрами отверстий, манометром и биметаллическим термометром предназначенный для исследования скважин с выпуском газа в атмосферу.

Перед устройством факельным горелочным на продувочном трубопроводе устанавливается регулятор давления с дистанционным управлением для снижения давления до 6,3 МПа.

В составе устройства факельного горелочного (поз. 3.1) предусмотрен блок редуцирования (поз. 3.3), который предназначен для редуцирования газа до давления линии питания дежурной и запальной горелок 0,05...0,15 МПа. Подача газа на блок редуцирования предусматривается от газосборного коллектора. Блок редуцирования представляет собой шкаф теплоизолированный с запорно-регулирующей арматурой.

Для обеспечения дистанционного розжига устройства факельного горелочного при сбросе газа с ПК производится подача топливного газа от сменных газовых баллонов.

В составе устройства факельного горелочного (поз. 3.1) предусмотрен блок регулирования газа (поз. 3.4), который предназначен для размещения сменных баллонов с газом и редуцирования до давления линии питания дежурной и запальной горелок 0,05...0,15 МПа. Блок регулирования газа представляет собой шкаф теплоизолированный, внутри которого находятся газовые баллоны с запорно-регулирующей арматурой.

Блок редуцирования (поз. 3.3) и блок регулирования газа (поз. 3.4) устанавливаются за пределами обвалования амбара.

На выходном коллекторе и на метанолопроводе на выходе с куста установлены краны с электроприводом и дистанционным управлением Кр1, Кр2 для возможности отключения.

Трубопровод выходного коллектора проложен с уклоном в сторону движения газа.

Изн. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ						
Изн.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

На кусте скважин предусматривается противоаварийная защита (ПАЗ) в случае возникновения загазованности, пожара и превышения или понижения давления газа. При срабатывании алгоритма ПАЗ закрываются: Кр1.1, Кр1.2, Кр1, Кр2 и передается сигнал на УКПГ об остановке куста по параметру ПАЗ.

Для проведения работ по исследованию скважин на факельном трубопроводе предусмотрены коллекторы для подключения передвижного замерного устройства, определяющего эксплуатационные характеристики каждой скважины (содержание мехпримесей, воды). При проведении исследований газ возвращается в сборный коллектор или сжигается на устройстве факельном горелочном (поз. 3.1) в зависимости от режима проведения исследований. Трубопровод подачи газа на устройство факельное горелочное прокладывается с уклоном в сторону амбара.

1.3 Характеристика технологической схемы

Проектом предусматривается обустройство скважины №9103 газоконденсатного пласта АчЗ-4 Ачимовских залежей Олимпийского л.у. в пределах Уренгойского месторождения.

Расстояние между скважинами составляет 70 м.

В проекте принята напорная герметизированная система сбора пластовой смеси.

Принципиальные технологические решения сбора продукции скважины обеспечивают выполнение следующих требований:

- надежность эксплуатации выкидных трубопроводов;
- полную герметизацию процессов;
- максимальное использование природных ресурсов;
- охрану окружающей природной среды;
- максимальную автоматизацию процесса добычи и сбора, исключающую необходимость пребывания персонала на объекте.

Эксплуатация куста скважин №91 предусматривается без постоянного обслуживающего персонала.

На существующей кустовой площадке №91 введены в эксплуатацию две добывающие скважины №9101, №9102. В период разработки месторождения, планируется строительство и ввод третьей добывающей скважины №9103. Сбор газа от куста газовых скважин №91 предусматривается по газосборным сетям на УКПГ.

Технологические показатели добычи скважины приведены в таблице 1.1.

Технологическая схема обвязки, проектируемой скважины №9103 куста №91 с подключением проектируемых технологических трубопроводов к существующим трубопроводам в районе скважины №9102 приведена на чертеже 0574-22-9103-ИОС7.1-ГЧ (лист 1).

Для осуществления процесса добычи газа в обвязке эксплуатационной скважины предусмотрено:

Изн. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			0574-22-9103-ИОС7.1.ГЧ						13
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

- автоматическое и ручное регулирование давления газа клапаном регулятором;
- автоматическое отключение скважины в случае порыва трубопровода-шлейфа или увеличения давления газа выше рабочего;
- замер дебита скважины, отключение выкидной линии, переключение потока газа для продувки на факел;
- замер давления и температуры газа на устье скважины, до и после регулятора давления;
- подача метанола в выкидную линию при гидратном режиме работы шлейфа (нестандартный режим);
- отвод газа на факел при производстве операций при выводе скважины на рабочий режим работы.

Устье скважины оборудуется фонтанной арматурой. Тип фонтанной арматуры определен проектом бурения и представлен в таблице 1.6. Устьевая арматура скважины оборудуется на заводе арматурой, необходимыми приборами для замера температуры, трубного и затрубного давления продукции скважины. Устьевая арматура устанавливается на скважине буровыми предприятиями и в проектную документацию не входит. Границей проектирования выкидных трубопроводов скважин являются фланцевые пары, установленные в обвязке фонтанной арматуры.

Величина рабочего устьевого давления газа, поступающего от скважины, устанавливается по данным геологической службы эксплуатирующей организации. Далее устьевое давление газа, поступающего от эксплуатационной скважины, снижается регуляторами до необходимого технологического давления газопровода - шлейфа.

Таблица 1.6 – Тип фонтанной арматуры

Куст	Тип фонтанной арматуры по скважинам
	АФ6-80x70 К1 ХЛ
91	9103

При нарушениях в режиме работы регуляторов давления КлР3.1, КлР3.2 и росте, или падении давления газа после них, предусматривается две степени защиты регулирующей линии скважины и шлейфа:

- электроприводной задвижкой ЗдЭЗ.2. Давление закрытия задвижки составляет: верхний предел (при образовании гидратной пробки в шлейфе, либо закрытии арматуры на трубопроводе по ходу движения газа) – 15 МПа;
- отсекающим клапаном УОЗ Давление закрытия клапана –отсекателя составляет: нижний предел – 11 МПа, верхний предел (при образовании гидратной пробки в шлейфе, либо закрытии арматуры на трубопроводе по ходу движения газа) – 15 МПа.

Для предотвращения режима гидратообразования в колонне НКТ скважины и в газосборных сетях (ГСС) на период пуска предусматривается подача метанола в затрубное пространство скважин от передвижного насосного агрегата через задавочные линии.

Изн. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ	Лист
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док		Подп.

Высокая устьевая температура на весь период эксплуатации обеспечивает безгидратный процесс транспорта газа. На стадии падающей добычи эксплуатации из-за низкого дебита работающей скважины и низких устьевых температур, режим работы шлейфов скважин, а в некоторых случаях и самой скважины – возможен гидратный, поэтому предусмотрена подача ингибитора гидратообразования в шлейфы или затрубное пространство скважин на нештатный режим и перспективу.

Подача метанола с давлением до 25 МПа предусматривается от узла приема и подачи метанола УКПГ, что соответствует давлению нагнетания насоса.

Подача метанола предусматривается через систему подачи ингибитора (далее – СПИ), где происходит регулирование расхода и замер подаваемого метанола в выкидную линию скважины. Для предотвращения обратного потока газа в метанолопровод в точке подключения предусмотрен обратный клапан.

Для контроля за дебитом эксплуатационной скважины выкидная линия оборудуется замерным устройством в теплоизолированном чехле. Регулирование расхода газа осуществляется регуляторами расхода КР1.1, КР2.1.

Выкидная линия (ГС1.1) скважины пласта Ач3-4 со статическим давлением 48 МПа рассчитаны на давление 50 МПа.

После отключающей арматуры на выходе арматурного блока участки трубопроводов и арматура до подключения к существующему коллектору (ГС1.2) приняты с расчетным давлением – 15 МПа.

При аварийной остановке скважины возможность перетока продукции из общего коллектора обеспечивается перекрытием соответствующей электроприводной задвижки ЗдЭ3.1, установленной в арматурном блоке.

Сбор газа от выкидной линии скважины направляется в общий газосборный коллектор (ГС1.2).

Обвязка задавочных линий для глушения скважин предусматривает закачку задавочной жидкости, как в насосно-компрессорные трубы (НКТ), так и в затрубное пространство. Закачка задавочной жидкости предусматривается от передвижных емкостей через временную задавочную линию, собираемую по месту из комплекта труб задавочного агрегата.

Подключение задавочных линий скважин предусматривается через быстросъемные соединения. В обвязке скважин предусматриваются фланцевые пары для возможности демонтажа фонтанной арматуры при проведении подземного ремонта скважин, устанавливаемые на выкидной и задавочных линиях.

Для обслуживания фонтанной арматуры предусматривается площадка обслуживания фонтанной арматуры. Для закрепления растяжек вышки ремонтного агрегата предусматриваются передвижные якоря.

С целью оптимизации (снижения) затрат при проведении строительно-монтажных, пуско-наладочных работ, удобства монтажа при обустройстве скважин применена блочно-модульная обвязка скважин.

Изн. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
-------------	--------------	--------------

Изн.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ

Обвязка выкидной линии объединена в арматурный блок (АБ). Блок арматурный размещается на выкидной линии в непосредственной близости от устья скважин. Блок является изделием полной заводской готовности, размещается на открытой площадке.

На кустах для транспорта газа предусматривается надземная прокладка трубопроводов.

Скважина оборудуется арматурным блоком. В составе арматурного блока на выкидной линии по ходу движения газа устанавливаются:

- клапан запорно-регулирующий с электроприводом для регулирования дебита скважины;
- механический клапан-отсекатель с регулирующим механизмом для отсечения скважины при порыве трубопровода;
- расходомер газа;
- задвижки шиберные с электроприводом для отключения скважины;
- задвижка шиберная с электроприводом для переключения потока газа на ГФУ;
- система подачи ингибитора (СПИ) для подачи метанола в выкидную линию;

Подача метанола в выкидную линию скважины предусмотрена перед расходомером газа.

Для защиты газосборного коллектора и газопровода - шлейфа от превышения давления в арматурном блоке скважины после устройства отсекающего предусмотрен блок предохранительных клапанов БПК. Давление открытия БПК составляет от 16,5 МПа. Расчет предохранительного клапана (ПК1.1, ПК1.2), установленного в арматурном блоке, выполнен по ГОСТ 12.2.085-2017 на максимально возможную добычу газа. Результаты расчета представлены в таблице 1.7.

Таблица 1.7 – Результаты расчета предохранительного клапана

Параметры клапана	Ед. изм.	Значение
Исходные данные		
Максимальное избыточное давление перед клапаном	МПа	16,5
Максимальное избыточное давление после клапана	МПа	1,21
Давление начала открытия	МПа	15,14
Давление полного открытия	МПа	16,7
Температура газа	°С	7
Показатель адиабаты газа (при 0°С и 1 кгс/см ²)	-	1,635
Фазовое состояние рабочей среды	-	газ
Плотность рабочей среды при температуре и давлении перед	кг/м ³	169,9

Изн. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
-------------	--------------	--------------

Изн.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ	Лист
							16

клапаном		
Расход рабочей среды	ст.м ³ /ч	16730
Коэффициент расхода рабочей среды	-	0,8
Результаты расчета		
Площадь минимального сечения клапана	мм ²	2463
Расчетный наименьший диаметр проточной части седла клапана	мм	25
Принятый наименьший диаметр проточной части седла клапана	мм	25
Клапан по типу Прок 50/200/160/01/3/40, БППК50/200/80/63 БППК20.00.00.000		

Необходимость защиты трубопроводов от коррозии определяется степенью агрессивности газовых сред.

В таблице 1.8 приведены степени агрессивности газовых сред. Коррозионную агрессивность промышленных сред определяют в соответствии с Изменением №1 СТО Газпром 9.3-011-2011 «Защита от коррозии. Ингибиторная защита от коррозии промышленных объектов и трубопроводов. Основные требования».

Таблица 1.8 – Степени агрессивности газовых сред

Парциальное давление агрессивного газа, МПа	Дополнительные факторы*	Степень агрессивности	Противокоррозионные мероприятия	
СО ₂	Менее 0,02	Низкая		
	От 0,02 до 0,05	Повышенная температура, влажность газа, высокая минерализация, кислый рН-фактор или др.*	Средняя	Коррозионный мониторинг (1 дополнительный фактор)
		Высокая	Ингибиторная защита (более 1 дополнительного фактора)	
	От 0,05 до 0,2		Средняя	Коррозионный мониторинг
		Повышенная температура, влажность газа, высокая минерализация, кислый рН-фактор или др.*	Высокая	Ингибиторная защита
Более 0,2		высокая	Ингибиторная защита	

* - При обводненности жидких фаз более 5% необходима организация ингибиторной защиты или коррозионного мониторинга. Степень агрессивности необходимо увеличивать на единицу. В остальных случаях (обводненность менее 5%), достаточно проведение только коррозионного мониторинга с периодическим дренированием водной фазы в местах ее возможного скопления.».

Изн.№ одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
------------	--------------	--------------

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ	Лист
							17

Парциальное давление агрессивного газа, МПа	Дополнительные факторы*	Степень агрессивности	Противокоррозионные мероприятия
Если минерализация водного раствора выше чем 1000 мг/л., то степень агрессивности среды необходимо увеличивать еще на одну степень.			

Проведенный анализ степени агрессивности среды по скважинам показал необходимость проведения противокоррозионных мероприятий. К таким мероприятиям относятся коррозионный мониторинг.

Наименование и количество оборудования на кустах газовых скважин приведено в таблице 1.8.

Таблица 1.8. – Состав проектируемого оборудования для скважины №9103

Наименование технологических объектов и оборудования	Количество технологических объектов и оборудования на кусте скважин
Арматурный блок	1
Установка факельная горизонтальная	1 (сущ.)
Установка для газоконденсатных исследований	1 (сущ.)

Инв. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ						Лист
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	18

2 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд

Для работы существующего и проектируемого оборудования куста скважин № 91 Олимпийского л.у. проектом предусмотрено обеспечение его материальными и топливно-энергетическими ресурсами. Таковыми являются:

- ингибитор гидратообразования – метанол;
- ингибитор парафинообразования;
- газ на собственные нужды (топливный газ);
- электроэнергия.

В качестве ингибитора гидратообразования на кусте скважин №91 используется метанол, массовой концентрации не менее 90 %. Характеристика метанола по ГОСТ 2222-95, марка Б представлена в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Характеристика метанола

Наименование показателя	Единицы измерения	Значение
Назначение реагента		Предотвращение гидратообразования
Агрегатное состояние		Прозрачная бесцветная жидкость без нерастворимых примесей
Растворимость		водорастворимый
Плотность при 20 °С	кг/м ³	791-793
Вязкость при 20 °С	мПа·с	0,817
Температура кипения	°С	64
Температура вспышки	°С	6 (ЛВЖ)
Температура замерзания	°С	минус 97,8
Токсикологическая характеристика		ПДК в воздухе рабочей зоны 5 мг/м ³ 3 класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76

Режим работы системы газосбора безгидратный. Подача метанола в выкидные линии или затрубное пространство скважин предусматривается при нештатном режиме работы с учетом перспективы. Для предотвращения гидратообразования при сбросе газа на горизонтальный факел предусматривается подача метанола от СПИ выкидную линию. Подача метанола в затрубное пространство скважины предусмотрена от передвижного агрегата и задвочную линию. При снижении пластового давления менее 25МПа в процессе эксплуатации в арматурном блоке предусмотрено перспективное подключение метанола от СПИ для подачи метанола в затрубное пространство фонтанной арматуры. Метанол подается по метанолопроводам от насосной метанола УКПГ.

Потребность в метаноле на нештатный режим представлена в таблице 2.2.

Изн. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ						
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			19	

Таблица 2.2 – Потребность в метаноле

№ скважины	Расход метанола, кг/час
9101	45 (0,2...100)
9102	45 (0,2...100)
9103	45 (0,2...100)

Максимальная годовая потребность метанола составляет 395 т/год.

Для защиты трубопроводов от отложений парафина на кустах скважин № 91 предусмотрена возможность подача ингибитора парафинообразования.

Ингибитор парафинообразования представляет собой растворитель, снижающий температуру начала образования парафина.

Характеристика ингибитора парафинообразования представлена в таблице 2.3.

Таблица 2.3 Характеристика ингибитора парафинообразования

Наименование показателя	Единицы измерения	Значение
Назначение реагента	-	Предотвращение отложение парафинов
Агрегатное состояние	-	Бесцветная прозрачная жидкость
Растворимость	-	водорастворимый
Плотность при 20 °С	кг/м ³	957
Вязкость кинематическая при 20 °С, не более	мм ² /с	10-20
Температура застывания	°С	минус 40
Вкус	-	Этилового спирта
ПДК, (в воздухе рабочей зоны)	мг/м ³	5
Класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76	-	3
Категория и группа взрывоопасности смесей по ГОСТ 31610.20-1-2020, ГОСТ 31610.20-1-2020	-	ПА-Т2

Для продувки факельных коллекторов, предусматривается подача азота технического от передвижной установки инертного газа. Предусмотрены соответствующие стояки подключения азота с арматурой.

Азот должен отвечать требованиям ГОСТ 9293-74, представленным в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Требования, предъявляемые к азоту техническому по ГОСТ 9293-74

Наименование	Единицы измерения	Значение
Сорт		Первый
Объемная доля азота, не менее	%	99,6
Объемная доля кислорода, не более	%	0,4

Изн.№ одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
------------	--------------	--------------

Изн.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ
------	--------	------	-------	-------	------	------------------------

Лист

20

Объемная доля водяного пара в газообразном азоте, не более
--

%

0,009

Подготовка топливного газа предусмотрена в блоке редуцирования (поз. 3.3). Подача газа на блок редуцирования предусматривается от газосборного коллектора.

Для обеспечения дистанционного розжига устройства факельного горелочного при сбросе газа с ПК производится подача топливного газа от сменных газовых баллонов, расположенных в блоке регулирования газа (поз. 3.4).

Расход газа на дежурную и запальную горелки устройства факельного горелочное составляет 5...15 м³/ч.

Описание электроснабжения для потребителей куста скважин № 91 представлено в подразделе 1 «Система электроснабжения» (том 5.1).

Инв. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ						Лист
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	21

3 Описание источников поступления сырья и материалов

Сырьем добывающих скважин является продукция скважин газоконденсатного пласта АчЗ-4 Ачимовской залежи Олимпийского л.у. в пределах Уренгойского месторождения.

Добываемый из скважин пластовый газ имеет в своем составе природный газ (С₁...С₄, N₂, СО₂, He, Н₂), конденсат (С₅₊), конденсационную и пластовую воду, механические примеси.

Добыча пластового газа проектируемой скважины №9103 и существующих скважин №9101, №9102 куста скважин №91 предусмотрена в объеме и согласно технологическим показателям, определенными технологической схемой разработки Олимпийского л.у.. Показатели разработки газоконденсатной залежи (скв. №9101, №9102, №9103) приведены в таблице раздела 1.

Поступление метанола на куст скважин № 91 осуществляется по метанолопроводу от насосной метанола, расположенной на УКПГ.

Инв. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ						
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

4 Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции

Пластовый газ газоконденсатной залежи от куста скважин №91 поставляется на УКПГ по системе газосбора с оптимальными технологическим давлениями и температурами, необходимыми для последующей подготовки до требуемых показателей.

Для предупреждения гидратного режима работы выкидных линий, газосборного коллектора, газопровода – шлейфа при изменении давления и температуры газа (на нештатный режим) предусматривается подача ингибитора гидратообразования – метанола.

Инв. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ	Лист
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док		Подп.

5 Обоснование показателей и характеристик, принятых технологических процессов и оборудования

Выбор технологического оборудования, трубопроводов и запорно-регулирующей арматуры, применяемого в данном проекте, осуществлен в соответствии с заданием на проектирование, требованиями действующих нормативных документов в области пожарной безопасности, взрывобезопасности, санитарно-гигиенических требований, безопасности труда. Технологическое оборудование, трубопроводы и ЗРА, принятые при проектировании, удовлетворяют требованиям безопасности, прочности, коррозионной стойкости и надежности.

Показатели надежности оборудования, трубопроводов и ЗРА обеспечены следующими мероприятиями:

- использование качественных и надежных комплектующих ведущих мировых производителей;
- быстрый запуск и остановка системы;
- низкие эксплуатационные затраты;
- максимально-возможного и рабочего давления в оборудовании и трубопроводах;
- температуры среды;
- надежности при эксплуатации;
- обеспечение требований промышленной безопасности;
- климатических условий эксплуатации и хранения оборудования и трубопроводов по ГОСТ 15150-69.
- расчетное давление технологического оборудования, основных технологических трубопроводов и ЗРА превышает рабочее давление для обеспечения прочностных характеристик и ограничения вероятности их разрушения;
- выбор конструкционных материалов и материального исполнения трубопроводов и ЗРА (сталь 13ХФА, 09Г2С) соответствует регламентированным условиям технологического процесса, физико-химическим свойствам рабочих сред, климатическим условиям размещения действующих и ранее запроектированных площадок;
- при выборе материалов для трубопроводов и ЗРА, предназначенного для установки на открытой площадке, учитывалась абсолютная минимальная температура воздуха «минус» 60 °С для района строительства;
- оборудование и трубопроводы оснащены контрольно-измерительными приборами, средствами сигнализации и защитными блокировками, необходимыми для безопасного ведения процесса;

Инв. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ						
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

- при эксплуатации во взрывоопасных зонах предусмотрено использование взрывозащищенного электрооборудования в исполнении, соответствующем категориям и группам образующихся взрывоопасных смесей;
- предусмотрено дистанционное отключение трубопроводов, закрытие (открытие) запорной и отсечной арматуры с целью локализации аварии;
- для изоляции поверхностей трубопроводов приняты несгораемые материалы;
- для безопасного проведения ремонтных работ предусматриваются поворотные заглушки (обтюраторы).

В соответствии с технологическими параметрами работы скважины установлены величины рабочих и технологических давлений и температур продукции скважины, обеспечивающих транспорт пластового газа от кустов до УКПГ.

Поддержание необходимых параметров скважины может производиться по величине давления газа, выходящего от скважин в систему сбора газа. Максимальное расчетное давление транспортировки пластового газа принято 15 МПа соответственно.

Технологическое оборудование выбрано в соответствии с технологическими показателями добычи газа, из условия обеспечения нормального технологического процесса и условий безопасности.

Поддержание необходимых параметров скважины производится по величине давления газа, выходящего от скважин в систему сбора газа. Обязка скважины выполнена с применением арматурного блока полной заводской готовности.

Арматурный блок предназначен для дистанционного и автоматического контроля параметров (температуры, давления, расхода) продукции скважины при исследовании и эксплуатации скважины, а также управления режимами работы скважины (регулирования дебита скважины, отключение выкидной линии, продувки скважины). Арматурные блоки устанавливаются на рамное основание.

Блочно-комплектное исполнение арматурного блока, соответствует требованиям ОСТ 26.260.18-2004 «Блоки технологические для газовой и нефтяной промышленности», отвечает современным требованиям безопасного ведения процесса, удобства эксплуатации и обслуживания.

Перечень оборудования и его технические характеристики представлены в таблице 5.1.

План размещения технологического оборудования и технологических сетей представлен на чертеже 0574-22-9103-ИОС7.1-ГЧ (лист 3).

Таблица 5.1 - Перечень оборудования и его технические характеристики

Обозначение	Наименование технологических сооружений	Кол., шт	Примечание
2.3	Арматурный блок скважины (размещен на открытой площадке) в ком-	1	PN = 50 МПа DN 100

Изн. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	0574-22-9103-ИОС7.1.ГЧ						Лист
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	25

Обозначение	Наименование технологических сооружений	Кол., шт	Примечание
СПИ	Система подачи ингибитора	1	$Q_{г}=1,5 \dots 39,2^{+10\%}$ тыс.м ³ /ч $Q_{г}=0,03 \dots 0,23^{+10\%}$ м ³ /ч PN = 25 МПа Q=0,2...100 кгг/ч

Проверка диаметров проектируемых трубопроводов выполнена с учетом нормативных скоростей, указанных в таблице 13.1 п. 13.1.25, п. 17.10 СТО Газпром НТП 1.8-00102004.

Результаты расчетов на пропускную способность, гидравлический расчет технологических трубопроводов с учетом максимальной производительности приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 - Результаты гидравлического расчета проектируемых участков трубопроводов.

Наименование потока	Расход (Q), ст.м ³ /ч / кг/ч	Давление рабочее (P), МПа	Температура рабочая (T), °С	Параметры принятого трубопровода		Скорость потока, м/сек Газ/ жидкость	Номер потока (см. схему)
				Дн	Тс		
1-ый. год эксплуатации							
Трубопровод пластового газа (смесь природного газа, углеводородного конденсата и воды) от фонтанной арматуры ФА скважины №9103 до блока арматурного АБ (поз. 2.3)	16667/ 15500 паспорт 39200 / 36460	39,7	53,0	114	20	3,01 / 0,0024 max 7,1/ 0,0012	ГС1.1
Трубопровод пластового газа от арматурного блока (поз. 2.3) до точки подключения к существующему газосборному коллектору ГС1.2 DN 100 (114x8)	16667/ 15500 паспорт 39200 / 36460	13,6	33,5	114	8	2,94 / 0,17 max 6,9/ 0,17	ГС1.2
Участок сущ. газосборного коллектора пластового газа между арматурными блоками (поз. 2.1 и поз. 2.2) DN 100 (114x8)	28305/ 26330 паспорт 78400 / 72920	13,6	33,5	114	8	5,51 / 0,19 max 15,3/ 0,16	ГС1.2

Изн. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
-------------	--------------	--------------

Наименование потока	Расход (Q), ст.м ³ /ч / кг/ч	Давление рабочее (P), МПа	Температура рабочая (T), °С	Параметры принятого трубопровода		Скорость потока, м/сек Газ/ жидкость	Номер потока (см. схему)
				Дн	Тс		
Сущ. газосборный коллектор пластового газа от арматурных блоков (поз. 2.1, 2.2, 2.3) DN 150 (159x9)	44973/ 38980 паспорт 117600 / 109400	2,0	33,5	114	8	3,94 / 0,20 max 11,1/ 0,19	ГС1.2
Факельный трубопровод от арматурного блока (поз. 2.3) до точки подключения к существующему факельному коллектору Ф1 DN 100 (114x9)	16667/ 15500 паспорт 39200 / 36460	13,6	33,5	114	9	3,01 / 0,0024 max 7,1/ 0,0012	ГФ1
Факельный трубопровод от предохранительного клапана арматурного блока (поз. 2.3) до точки подключения к существующему факельному коллектору ГПК DN 150 (159x6)	16667/ 15500 паспорт 39200 / 36460	4,0 8,0	-26,0	159	6	105 / 0,008 max 104/ 0,0016	ГПК
Сущ. факельный трубопровод от регулятора давления (поз. РД1) до ГФУ DN 100 (114x9)	16667/ 15500 паспорт 39200 / 36460	1,0...6,3 2,16...6,3	-17...11,2	114	9	7,5...78,9 / 0,28...0,21 max 17,3...79,7/ 0,65...0,54	ГФ1
Трубопровод метанола от существующего трубопровода метанола DN 25 (32x5 мм) до арматурного блока (поз. 2.3)	- / 300	25,0	-2...0	32	5	- / 0,27	М
Сущ. трубопровод метанола от метанолопровода DN 50 (57x7 мм) до арматурного блока (поз. 2.1)	- / 300	25,0	-2...0	32	5	- / 0,0071	М
Трубопровод задвочного раствора от передвижных средств в скважину 9103	- / 38000	25,0	20	114	20	- / 3,0	ЗЖ1.1

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № одл.

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
------	--------	------	-------	-------	------

0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ

Лист

27

Наименование потока	Расход (Q), ст.м ³ /ч / кг/ч	Давление рабочее (P), МПа	Температура рабочая (T), °С	Параметры принятого трубопровода		Скорость потока, м/сек Газ/ жидкость	Номер потока (см. схему)
				Дн	Тс		
Трубопровод задавочного раствора от скважины 9103	- / 38000	25,0	20	114	20	- / 3,0	3Ж1.2

Обоснование пропускной способности существующих газосборных трубопроводов от кустов скважин №91, №92 до УКПГ Олимпийского л.у. с учетом подключения проектируемой скважины №9103 на кустовой площадке №91

Характеристика существующих линейных трубопроводов представлена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 - Характеристика существующих линейных трубопроводов.

№ п/п.	Наименование участка трубопровода	Диаметр и толщина стенки трубопровода, мм	Протяженность, м	Наличие по трассе наружных установок
1	Куст №92-УКПГ, в том числе:	219x10	23654,7	УЗА №1, в том числе камера пуска СОД; - УЗА №5
2	- Куст №92-УЗА №1;	159x8	512,3	
3	- УЗА №1-УКПГ		23142,4	
4	Куст №91-УЗА №1		4999,7	

Проектные и фактические значения суточных объемных расходов пластовой смеси существующих газосборных трубопровода приведены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Проектные и фактические значения суточных объемных расходов пластовой смеси существующих газосборных трубопровода

№ п/п.	Участок	Диаметр, мм	Объемный расход газа, тыс. м ³ /сут
Проектные значения пропускной способности газосборных трубопроводов, которые приняты в проекте 2019-051-НТЦ-П-ИОС7.1-ТЧ (ЗАО «ПИРС») за основу гидравлического расчета			
1	Куст №92-УЗА №1	219x10	1746
2	Куст №91-УЗА №1	159x8	1258
3	УЗА №1-УКПГ	219x10	3004
Фактические максимальные значения пропускной способности газосборных трубопроводов			
1	Куст №92-УЗА №1	219x10	700*
2	Куст №91-УЗА №1	159x8	1557*
3	УЗА №1-УКПГ	219x10	2257*
Примечание: * максимальные значения указаны за январь 2023 года согласно предоставленным исходным данным Заказчика			

На основании приведенных данных в таблице 5.4 фактический объемный расход газа (700 тыс. м³ /сут.) от куста скважин №91 значительно ниже проектного (1746 тыс. м³ /сут.),

Изн. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
-------------	--------------	--------------

Изн.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ	Лист
							28

суммарный, фактический объемный расход газа (1557 тыс. м³ /сут.) от куста скважин №92 до УЗА-1 выше проектного (1228 тыс. м³ /сут.) на 27%, фактический объемный расход газа (3004 тыс. м³ /сут.) от УЗА-1 до УКПГ ниже проектного (2257 тыс. м³ /сут.).

Согласно выполненному проверочному гидравлическому расчету (см. Рисунок 1), участок трубопровода (DN 150, 0,512 км) от куста скважин №91 до УЗА обеспечивает минимальные потери давления (0,05МПа) и скорость потока газа (2,9 м/с).

Расчетная схема газосборных трубопроводов приведена на рисунке 1.

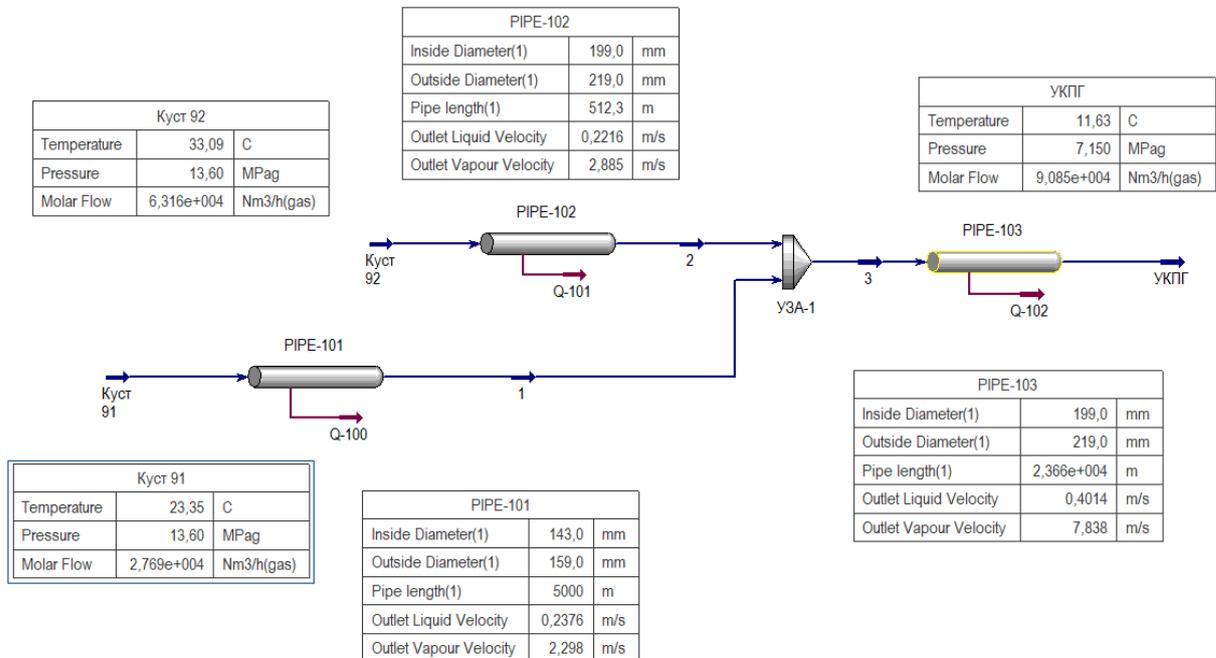


Рисунок 1 Расчетная схема газосборных трубопроводов

5.1 Внутриплощадочные технологические трубопроводы

Надежная работа трубопроводных систем, как показывает практика, в основном определяется степенью их защищенности от наружной и внутренней коррозии. Большое значение имеет также эффективное поддержание первоначальной надежности трубопроводов в течение всего периода эксплуатации, что определяется высокими организационными технологическими уровнями проектирования, строительства и обслуживания трубопроводов, постоянным коррозионным контролем, своевременным проведением профилактических и ремонтных работ.

Строительство технологических участков трубопроводов должно обеспечить длительные сроки безаварийной эксплуатации трубопроводов за счет применения новых труб повышенной надежности из коррозионностойких материалов.

Проектирование технологических трубопроводов выполнено в соответствии с требованиями стандарта ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования».

Изм.	Колуч	Лист	№док	Подп.	Дата
Инв.№ одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			

ния к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах», руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», стандарта ГОСТ 32388-2013 «Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия», СНиП 3.05.05-84 и СП 4.13130-2013.

5.2 Категория технологических трубопроводов

В соответствии с требованиями стандарта ГОСТ 32569-2013 технологические трубопроводы включительно в зависимости от класса опасности транспортируемого вещества и от рабочих параметров среды подразделяются на:

- трубопроводы газа (смесь природного газа, конденсата и воды) группы Ба, категории I (при расчетном давлении свыше 2,5 МПа и расчетной температуре свыше 300 °С или ниже минус 40°С);
- трубопроводы жидкости (метанол, раствор для глушения скважин, ингибитор парафиноотложения) группы Аб, категории I (при расчетном давлении свыше 2,5 МПа и расчетной температуре свыше 300 °С или ниже минус 40°С).

Характеристика проектируемых участков технологических трубопроводов (размер, длина, категория, группа и т.д.) в зависимости от свойств и рабочих параметров транспортируемой среды (давление, температура) приведена в Приложении А «Классификация, испытание трубопроводов и объем контроля сварных швов неразрушающим методом».

5.3 Материальное исполнение трубопроводов

При выборе материала внутриплощадочных технологических трубопроводов учитываются следующие факторы:

- расчетное давление и температура рабочей среды;
- свойства рабочей среды (агрессивность, взрыво- и пожароопасность);
- свойства материалов и изделий;
- температура окружающего воздуха.

За отрицательную расчетную температуру воздуха при выборе материалов принимается абсолютная минимальная температура данного района, т.к. рабочая температура стенок трубопроводов, находящихся под давлением, может стать отрицательной от воздействия окружающего воздуха. Абсолютная минимальная температура данного района – минус 60 °С.

В соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013 и Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» проектом предусмотрены трубы:

Изн. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ						30
Изн.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

– бесшовные горячедеформированные по ГОСТ 32528-2013, ГОСТ 32678-2014, ТУ 14-3Р-124-2012 из марки стали 13ХФА (К52) или аналог;

– бесшовные горячедеформированные по ГОСТ 32528-2013, ТУ 14-3-1128-2000 из марки стали 09Г2С (К48) или аналог.

Трубы испытываются на заводе - изготовителе гидравлическим давлением и имеют указания в сертификате о гарантии величины гидравлического давления.

Все применяемые при проектировании трубы, соединительные детали, прокладки и крепежные изделия, по качеству, технической характеристике материалов отвечают требованиям соответствующей нормативно-технической документации.

5.4 Механические свойства материала труб

Механические свойства материала рекомендуемых труб приведены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Технические характеристики труб

Технические условия		ГОСТ 32528-2013, ТУ 14-3Р-124-2012 или аналог	ГОСТ 32528-2013, ГОСТ 32678-2014, ТУ 14-3-1128-2000 или аналог
Конструкция трубы		Стальные бесшовные горячедеформированные хладостойкие	Стальные бесшовные горячедеформированные хладостойкие
Марка стали		13ХФА	09Г2С
Номенклатура завода изготовителя	Диаметр, мм	114, 159	32, 114
	Толщина стенки, мм	6, 8, 9, 20	5, 20
Временное сопротивление разрыву, Н/мм ² (кгс/мм ²), не менее		510 (52)	470 (48)
Предел текучести, МПа (кгс/мм ²), не менее		370 (37,7)	265 (27)
Относительное удлинение δ , %		23	21
Ударная вязкость КСЧ не менее Дж/см ² (кгс*м/см ²)		при минус 60°С 59	при минус 60°С 30(3)
Предельные отклонения по толщине стенки труб, %		+15/-12,5 %	±12,5 %

5.5 Толщина стенки технологических трубопроводов

Расчет толщины стенки технологических трубопроводов выполняется в соответствии с ГОСТ 32388-2013 «Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия». Расчетное давление трубопроводов принимается в соответствии с требованиями стандарта ГОСТ 32569-2013.

Толщина стенки трубопроводов, определяется с учетом прибавки на коррозию «С» и прибавки на минусовый допуск по толщине стенки труб «С_{min}», с округлением до большей ближайшей толщины стенки трубопровода.

Изн. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ						31
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

Расчетный срок службы трубопровода определяется по формуле:

$$T = (\delta - a)/c,$$

где T – срок службы трубопровода;

δ – толщина стенки трубопровода, мм;

a – величина отбраковочной толщины стенки трубопровода, мм;

c – скорость коррозии, мм/год; (принятая c = 0,2 мм/год для среднеагрессивных сред – пластовой смеси и 0,1 мм/год для слабоагрессивной среды - метанола).

Установленный (назначенный) срок службы безопасной эксплуатации трубопроводов принят не более 20 лет. По истечению указанного срока службы трубопроводов и его элементов проводится продление срока в установленном порядке.

Трубопроводы подлежат отбраковке, если в процессе ревизии окажется, что из-за воздействия среды толщина стенки трубопровода уменьшилась до величины, определяемой расчетом на прочность без учета прибавки на коррозию (в соответствии с требованиями ГОСТ 32388-2013). При этом величина отбраковочного размера стенки не должна быть меньше величины указанной в ГОСТ 32388-2013. Результаты расчета толщины стенки трубы и отбраковочной толщины технологических трубопроводов приведены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Результаты расчета толщины стенки труб

Номер трубопровода по схеме	Наружный диаметр трубопровода	Рабочее давление, МПа	Расчетное давление, МПа	Допускаемое напряжение	Прибавка, мм		Толщина стенки, мм			Расчетный / назначенный срок службы трубы, год	Установленный срок службы трубы, год
					На коррозию	расчетная	принятая	отбраковочная	был. год		
Скважина №9103											
ГС1.1	114	40	50	248	8	12	20	12 (2)*	40	20	
ГС1.2	114	14	15	248	4	4	8	4 (2)*	20	20	
ГФ1	114	14	15	248	4	4	9	5 (2)*	25	20	
М1	114	25	25	176	2,0	3,4	8	3,2	46	20	
М2	32	25	32	176	2,0	3,2	6	2,4	36	20	
ЗЖ1.1	89	28	32	176	2,0	6,7	10	6,7 (2)*	33	20	
ЗЖ1.2	89	28	32	176	2,0	6,7	10	6,7 (2)*	33	20	
* учитывая снижение рабочего устьевого и пластового давления в процессе эксплуатации, отбраковочная толщина стенки в случае увеличения коррозионного и эрозионного											

Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата

Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата	0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ					Лист
											32

износа трубопровода может быть снижена до расчетной и нормативной.

5.6 Прокладка трубопроводов

В соответствии с требованиями п. 6.10.4.1 СП 4.13130-2013 и п. 116 Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» все проектируемые технологические трубопроводы на действующей кустовой площадке куста №91 ОЛУ прокладываются надземно.

Внутриплощадочные технологические трубопроводы прокладываются надземно на металлических опорах по одно ярусным проектируемым эстакадам, с соблюдением уклонов и с учетом теплового удлинения трубопроводов, которое компенсируется принятой конфигурацией трубопровода.

Высота прокладки на одноярусных опорах предусмотрена на отметке 1,5 м от уровня земли, что обеспечивает техническое обслуживание трубопроводов. Минимальная высота прокладки на низких одноярусных опорах – 0,5 м от уровня земли, на переходах через автодороги – 5,5 м от верха покрытия до конструкций. Для обслуживания технологического оборудования, где это необходимо, предусматриваются площадки для подъезда и установки передвижной грузоподъемной техники.

При укладке трубопроводов сварные швы расположены от края опоры на расстоянии не менее 200 мм при условном диаметре от 150 мм и выше и не менее 100 мм при условном диаметре менее 150 мм.

Расстояния между технологическими трубопроводами по горизонтали вертикали, принимаются в соответствии с требованиями стандарта ГОСТ 32569-2013 и Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».

При проектировании монтажной обвязки аппаратуры и оборудования приняты конструктивные решения, гарантирующие нормальную работу куста по принятой технологической схеме с осуществлением вариантов обвязки с наименьшим сопротивлением в трубопроводах.

Монтажная обвязка аппаратуры и оборудования обеспечивает:

- возможность полного и быстрого освобождения аппаратуры, оборудования и трубопроводов от продуктов;
- удобство и безопасность обслуживания арматуры и приборов КИПиА;
- быстрый переход с одного режима работы установки на другой;
- максимальную самокомпенсацию трубопроводов.

Все инженерные сети спроектированы как единое целое с взаимной увязкой всех сетей. Все трубопроводы, как правило, соединены на сварке без фланцевых разъемов. Фланцевые разъемы выполнены только в местах подключения трубопроводов к оборудованию и в местах

Изн. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изн.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ

Лист

33

установки арматуры. Надземные и подземные трубопроводы выполнены с уклоном в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013 и Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».

Врезка технологического факельного трубопровода от в общий существующий факельный трубопровод предусмотрена сверху с целью исключения заполнения их жидкостью (п. 40 Руководство по безопасности факельных систем).

На трубопроводах фланцевые соединения устанавливаются только в местах, где сварка невыполнима и в местах присоединения арматуры и КИП.

На всех технологических трубопроводах в низших точках предусматриваются дренажи для слива воды после гидравлического испытания, в верхних точках трубопроводов – воздушники для удаления воздуха.

После окончания монтажных работ и укладки на опоры технологические трубопроводы должны быть испытаны на прочность и плотность с последующей промывкой и продувкой сжатым воздухом в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013 и Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов». Трубопроводы групп А(б), Б(а) подвергаются дополнительному испытанию на герметичность с определением падения давления во время испытания.

Подключение проектируемых участков трубопроводов к существующим трубопроводам производится согласно техническим условиям на подключения проектируемых трубопроводов к существующим трубопроводам (см. Том 1 «ПЗ», шифр 0574-22-9103-ПЗ).

Перечень проектируемых трубопроводов, подключаемых к существующим трубопроводам представлен в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Перечень проектируемых, существующих трубопроводов.

Наименование проектируемого трубопровода, номинальный (условный) диаметр	Расчетное давление, МПа	Наименование существующего трубопровода, номинальный (условный) диаметр	Расчетное давление, МПа
Этап строительства 1			
Трубопровод пластового газа (ГС1.2) DN100 (114x8 мм)	15	Газосборный коллектор пластов газа (ГС1.2) DN100 (114x8 мм)	15
Трубопровод факельный (ГФ1) DN100 (114x9 мм)	15	Трубопровод факельный (ГФ1) DN100 (114x9 мм)	15
Трубопровод (ГПК) от предохранительного клапана DN150 (159x6 мм)	4	Трубопровод (ГПК) DN150 (159x6 мм)	4
Трубопровод (М1) метанола DN25 (32x5 мм)	25	Трубопровод метанола М1 DN25 (32x5 мм)	25

Подключения к существующим трубопроводам выполняются на основании проекта производства работ (ППР) или специальной инструкции, согласованно ООО «НОВАТЭК-

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ	Лист
							34

ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ», отделом охраны труда, промышленной безопасности и охраны окружающей среды, проектным институтом.

В ППР (инструкции) определяются способ подключения (врезки), технические решения и средства для выполнения, мероприятия по безопасности.

При выполнении подключений (врезок) к существующим трубопроводам предусмотреть их остановку и все необходимые мероприятия (освобождение, продувку, промывку, инертнизацию, сварочные работы, контроль стыков, испытание на прочность, плотность, герметичность).

Проведение подключений (врезок) в условиях действующего производства выполняются со строгим соблюдением требований промышленной и пожарной безопасности, охраны труда, производственной санитарии согласно:

- техническим условиям на подключение проектируемых участков трубопроводов к существующим трубопроводам;
- действующему технологическому регламенту по эксплуатации объекта;
- ГОСТ 32569-2013;
- Руководству по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»;
- Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- СНиП 12-04-2002.

План существующих и проектируемых сетей внутриплощадочных технологических на существующей площадке куста №91 ОЛУ представлен в графической части на чертеже 0574-22-9103-ИОС7.1-ГЧ-002 (лист 2).

При монтаже трубопроводов предусматривается:

- возможность самокомпенсации температурных деформаций за счет использования поворотов трасс и компенсаторов;
- безопасность и надежность эксплуатации;
- возможность выполнения всех видов работ по контролю и испытанию трубопроводов;
- возможность полного опорожнения трубопроводов при их остановке.

Фланцы для технологических трубопроводов приняты приварными встык по ГОСТ 33259-2015.

Выбор типа уплотнительной поверхности для отечественных фланцев производился в зависимости от транспортируемой среды и расчетного давления (приложение Р, ГОСТ 32569-2013).

Изн. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изн.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	0574-22-9103-ИОС7.1.ГЧ	Лист
							35

Материал деталей трубопроводов соответствует материалу соединяемых труб. Толщина стенки фасонной детали трубопроводов, как правило, равна или больше толщины стенки присоединяемой трубы, но не менее толщины стенки трубы.

Выбор прокладок для уплотнения фланцевых соединений в зависимости от транспортируемой среды и её рабочих параметров осуществлялся по ОСТ 26.260.461-99 и ГОСТ 15180-86.

5.7 Фитинги

Отводы

Для диаметров DN 25 и выше применяются штампованные крутоизогнутые отводы R=1,5 Ду с углами 90° по ГОСТ 17375-2001, технические условия по ГОСТ 17380-2001 и ТУ 1469-013-13799654-2008

Переходы

Для диаметров DN 25 и выше применяются штампованные концентрические и эксцентрические переходы по ГОСТ 17378-2001, технические условия по ГОСТ 17380-2001 и ТУ 1469-013-13799654-2008.

Врезки и тройники

Врезки проектируются под углом 90° и выполняются в соответствии с ГОСТ 16037-80*. Для диаметров Ду 40 и выше применяются штампованные равнопроходные и переходные тройники по ГОСТ 17376-2001, технические условия по ГОСТ 17380-2001 и ТУ 1469-013-13799654-2008, ТУ 1469-032-04834179-2012.

5.8 Болты, гайки, шпильки

Материалы крепёжных деталей выбраны в зависимости от рабочих/расчетных условий и марок сталей фланцев. Для всех фланцевых соединений применяются шпильки.

Материалы крепежных деталей выбраны с коэффициентом линейного расширения близким по значению коэффициенту линейного расширения фланца. Разница в значениях не должна превышать 10%. Для защиты от атмосферной коррозии крепёжные детали должны иметь защитное цинковое покрытие.

Для соединения фланцев с расчетной температурой выше плюс 300°С и ниже минус 40°С, независимо от рабочего давления применяются шпильки. Шпильки применяются по ГОСТ 22032-76 и гайки по ГОСТ 5915-70*. Шпильки и гайки должны отвечать техническим требованиям по ГОСТ 1759.0-87*.

Применение шайб при соединении фланцев не предусматривается.

Крепёжные изделия применяются с крупным шагом резьбы. Превышение резьбовой части над гайкой принимается равной 1/3 высоты гайки.

Изм. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ

5.9 Опоры

Опоры бугельные БКХЛ 100 предусмотрены по ТУ 1468-002-92906955-2012. Опоры монтируются на трубных эстакадах и не крепятся к оборудованию или другим трубным узлам или съёмным сооружениям.

5.10 Антикоррозионная защита оборудования и трубопроводов

Для защиты трубопроводов и арматуры от коррозии проектной документацией предусматриваются следующие мероприятия:

- применение коррозионных материалов;
- увеличение толщины стенки труб с запасом на коррозию не менее 4 мм для средне агрессивных сред и 2 мм для слабоагрессивных сред;
- применение антикоррозионных покрытий;
- проведение в процессе эксплуатации периодического дефектоскопического контроля толщины стенки трубопроводов в характерных точках.

Для защиты наружной поверхности трубопроводов от атмосферной коррозии в теплоизоляции с температурой эксплуатации до 100°C рекомендуется применение системы покрытия:

- грунтовка ФЛ-03К не менее 30 мкм;
- лакокрасочный материал БТ-177 не менее 100 мкм, в два слоя.

Общая толщина покрытия должна быть не менее 230 мкм.

Опознавательная окраска и маркировка надземных трубопроводов выполняется в соответствии с ГОСТ 14202-69 «Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щетки».

Определение состояния внешней и внутренней поверхности трубопровода необходимо выполнять в соответствии с требованиями «Рекомендаций по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».

Для защиты наружной поверхности металлоконструкций от атмосферной коррозии рекомендуется применение системы покрытия:

- пассивирующая грунтовка Армокот 01 не менее 30 мкм;
- полисилоксановый лакокрасочный материал Армокот F100 не менее 100 мкм, в два слоя.

Общая толщина покрытия должна быть не менее 230 мкм.

Антикоррозионные работы и подготовка к ним (в случае необходимости), согласно п.2.1.1 ГОСТ 12.3.016-87 «Работы антикоррозионные. Требования безопасности», должны выполняться в соответствии с проектом производства работ (ППР).

Инв. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ						
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			37	

В процессе строительства по согласованию с заказчиком возможна замена материалов антикоррозионной защиты проектируемых технологических сооружений.

5.11 Изоляция

Для сохранения проектной температуры надземные трубопроводы факельные (поз. ГФ1, ГПК), трубопроводы пластового газа (поз. ГС1.1, ГС1.2) предусмотрены в теплоизоляции.

Тепловая изоляция трубопроводов должна соответствовать требованиям СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов», работы по тепловой изоляции выполнить в соответствии с требованиями СП 61.13330.2012 после испытания трубопроводов на прочность и плотность, устранения всех обнаруженных при этом дефектов и нанесения антикоррозионного покрытия.

Трубы номинальным диаметром DN100 теплоизолированы матами из шпательного стекловолокна «URSA» марки М-25 толщиной 50 мм ТУ 5763-002-00287697-97 (или аналог) с номинальным коэффициентом уплотнения – 1,5. Покровный слой – сталь тонколистовая оцинкованная по ГОСТ 14918-80* $q=0,5$ мм. Трубопроводы с температурой транспортируемого продукта ниже 12 °С теплоизолируются с нанесением пароизоляционного слоя из фольги алюминиевой по ГОСТ 618-2014 (Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»).

Крепления теплоизоляционных слоев трубопроводов и покровного слоя трубопроводов выполняются с помощью бандажей из алюминиевой проволоки Ø1 мм ГОСТ 13726-97 и винтами самонарезающими 4x8.01.016 по ГОСТ 10621-80.

Перед нанесением теплоизоляции поверхность трубопроводов необходимо очистить от окислов металла. Степень очистки должна быть не менее 3 по ГОСТ 9.402-2004.

Применяемые теплоизолирующие покрытия трубопроводов и арматуры сохраняют свои свойства при максимальных рабочих температурах.

Конструкция теплоизолирующих покрытий всех трубопроводов предусматривает окна для производства диагностических работ (замера толщинометрии). Окна снабжены крышками для исключения попадания и скапливания влаги на трубопроводе.

5.12 Испытание и очистка трубопроводов

После окончания монтажных и сварочных работ, контроля качества сварных соединений неразрушающими методами, после установки и закрепления всех опор и оформления документов, подтверждающих качество выполненных работ, трубопроводы подвергаются наружному осмотру, выполняется очистка внутренней полости трубопроводов, проводится гидравлическое испытание на прочность и плотность с

Изн. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ						
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

последующей промывкой водой и продувкой сжатым воздухом или инертным газом полости трубопроводов.

Испытания проводятся в соответствии с требованиями ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах», раздел 13.

Очистка полости трубопроводов, а также их испытание на прочность и проверку на герметичность осуществляется по специальной инструкции, составляемой заказчиком и строительно-монтажной организацией. Инструкция составляется на каждый конкретный участок трубопровода, учитывая местные условия работ, наличие строительной техники и другие особенности производства. В инструкции предусматривается:

- способы, параметры и последовательность выполнения работ;
- методы и средства выявления и устранения отказов (утечки, разрывы и т.п.);
- схема организации связи;
- требования пожарной, газовой, технической безопасности и указания о размерах охранной зоны.

Испытания должны осуществляться комиссией с участием представителей Заказчика и генерального Подрядчика.

Испытание технологических трубопроводов на прочность и плотность свыше 10МПа согласно п. 13.1.13 ГОСТ 32569-2013 предусматривается гидравлическим способом.

Дополнительные испытания трубопроводов группы сред А, Б(а), Б(б) на герметичность проводят пневматическим способом (п. 13.5 ГОСТ 32569-2013).

В технически обоснованных случаях для трубопроводов (по согласованию с надзорными органами) на номинальное давление до 50МПа допускается замена гидравлического испытания на пневматическое при условии контроля методом акустической эмиссии и в следующих случаях:

- а) если несущая строительная конструкция или опоры не рассчитаны на заполнение трубопровода водой;
- б) при температуре окружающего воздуха ниже 0°С и опасности промерзания отдельных участков трубопровода;
- в) если применение жидкости (воды) недопустимо, на этот вид испытаний разрабатывается инструкция по 13.1.20.

Величина пробного давления на прочность по ГОСТ 32569-2013 составляет не менее (выбирается большее из двух значений):

$$P_{пр} = 1,25 \times P \times [\sigma]_{20} / [\sigma]_t, \text{ но не менее } 0,2 \text{ МПа (2 кг/см}^2\text{)} \quad (2)$$

$$\text{или } P_{пр} = 1,43P$$

где P – расчетное давление трубопровода, МПа;

$[\sigma]_{20}$ – допускаемое напряжение для материала трубопровода при 20°С;

Изн. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
-------------	--------------	--------------

Изн.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ

$[\sigma]_t$ - допускаемое напряжение для материала трубопровода при 20 максимальной положительной расчетной температуре.

За расчетное давление принято максимально возможное давление рабочей среды в процессе эксплуатации.

Испытание на плотность производится при рабочем давлении. При заполнении трубопровода водой воздух следует удалять полностью. Давление в испытываемом трубопроводе следует повышать плавно.

Скорость подъема давления не должна превышать 0,04 МПа/мин и 2,4 МПа/ч.

При достижении давления, равного 0,9 Р_{исп}, скорость его роста необходимо принять в пределах от 0,01 до 0,02 МПа/мин.

В случае разрушения трубопровода при давлении выше 0,9 Р_{исп} при его испытании на следующем этапе скорость роста давления принимают в пределах от 0,01 до 0,02 мПа/мин при достижении давления разрушения на предшествующем этапе испытания.

Испытательное давление в трубопроводе выдерживают в течение 30 минут (испытание на прочность), после чего его снижают до расчетного давления, при котором производят тщательный осмотр поверхностей всех элементов, сварных швов (испытание на плотность). Продолжительность испытания на прочность и плотность определяется временем осмотра трубопровода и проверки герметичности разъемных соединений.

Величины испытательных давлений представлены в Приложении А «Классификация, испытание трубопроводов и объем контроля сварных швов неразрушающим методом».

После окончания гидравлического испытания трубопроводы следует полностью опорожнить и проудуть до полного удаления воды.

При гидравлическом испытании должны быть предусмотрены организационно-технологические схемы, обеспечивающие последовательное испытание участков с многократным использованием испытательной среды.

При проведении испытаний трубопроводов гидравлическим способом в условиях отрицательных температур наружного воздуха и грунта на уровне заложения трубопровода – для предотвращения замерзания жидкости при гидроиспытании произвести, подогрев жидкости или ввести в нее понижающие температуру застывания добавки, неагрессивные к металлу трубы. Результаты гидравлического испытания на прочность и плотность признаются удовлетворительными, если во время испытания не произошло разрывов, видимых деформаций, падения давления по манометру, а в основном металле, сварных швах, корпусах арматуры, разъемных соединениях и во всех врезках не обнаружено течи и запотевания

Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № одл.

0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ

Лист

40

5.13 Контроль качества и операционный контроль

С целью повышения качества строительства и обеспечения эксплуатационной надежности на всех этапах должен выполняться входной, операционный и приемочный контроль.

При входном контроле проверяется соответствие поступающих материалов стандартам.

При операционном контроле проверяется:

- соблюдение заданной технологии выполнения строительных процессов;
- соответствие выполняемых работ рабочим чертежам и стандартам;
- строгое соблюдение последовательности выполнения строительных процессов.

Контроль качества подготовительных работ осуществляется путем систематического наблюдения и проверки соответствия выполняемых работ требованиям проектной документации.

Трубы, фасонные соединительные детали, фланцы, прокладки и крепежные изделия по качеству и техническим характеристикам должны отвечать требованиям нормативных документов, заложенным в проекте.

Проверка оборудования, труб, деталей и узлов трубопроводов, запорной арматуры производится организацией-заказчиком или специализированной службой входного контроля в присутствии представителя организации-получателя в процессе получения указанной продукции от заводов-изготовителей и других поставщиков по месту разгрузки продукции с транспортных средств или после транспортировки ее от мест разгрузки до площадки складирования.

Освидетельствование и отбраковку осуществляет специальная комиссия заказчика.

Каждая партия труб должна иметь сертификат завода-изготовителя, в котором указывается номер заказа, технические условия или ГОСТ, по которому изготовлены трубы, размер труб и их количество в партии, результаты гидравлических и механических испытаний.

Все детали, узлы трубопровода и элементы запорной арматуры должны иметь технические паспорта.

Контроль сварочных материалов осуществляется работниками специализированной службы входного контроля или комиссией, в состав которой входят представители монтажной организации, сварочной службы отдела снабжения.

Контроль качества и сплошности изоляционного покрытия, оценка состояния защитного покрытия осуществляется в процессе строительства трубопровода и при приемке сооружений в соответствии с требованиями и методиками, изложенными в ГОСТ Р 51164-98.

Трубопроводы должны очищаться и испытываться по специальной рабочей инструкции или по типовой инструкции, разрабатываемой заказчиком и строительной-

Инв. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ						
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

монтажной организацией применительно к данному объекту, согласованной с проектной организацией и утвержденной председателем комиссии по проведению испытания.

5.14 Запорная и регулирующая арматура

В качестве запорной арматуры для технологического оборудования и технологических трубопроводов используются:

- клапаны регулирующие фланцевые с ручным и электроприводом;
- клапан отсекатель фланцевый с ручным и электроприводом;
- краны шаровые фланцевые с ручным приводом;
- задвижки шиберные фланцевые с ручными и электроприводами;
- обратные клапаны.

Для регулирования давления и расхода пластовой смеси применены регулирующие клапаны с ручными и электрическими приводами (КлРЗ.1, КлРЗ.2), входят в блочную обвязку арматурного блока скв. 9103.

Типоразмеры клапанов определены из расчета максимальной условной пропускной способности, при допустимом перепаде давления на клапанах.

Для технологического и аварийного отключения потока пластовой смеси применены клапан отсекатель механического действия (УОЗ) и задвижки шиберные (ЗдЭ1.1, ЗдЭ1.2), входят в блочную обвязку арматурного блока скв. 9103.

Для предотвращения обратного потока задавочной жидкости, метанола, газа на трубопроводах (ЗЖ1.1, ЗЖ1.2, М) предусмотрены обратные клапаны.

В качестве пробоотборников, спускников и воздушников использованы краны шаровые Ду20/25, с герметичностью затвора по классу А, производства ЗАО «Гирас», г. Химки или аналог.

Вся запорная арматура, применяемая в проекте, соответствует классу герметичности затвора «А» по ГОСТ Р 9544-2015. Климатическое исполнение арматуры – ХЛ. Срок службы применяемой трубопроводной арматуры составляет 30 лет.

Ответные фланцы к запорной арматуре должны быть выполнены из той же марки стали, что и трубопроводы.

Трубы и трубопроводная арматура, используемые в проекте, разработаны и изготовлены специализированными организациями и имеют сертификаты соответствия требованиям промышленной безопасности.

Инв. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ						
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

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

В проекте предусмотрена механизация подъемно-транспортных операций при ремонтных работах.

Для технического обслуживания и ремонта технологического оборудования на площадках устьев скважин предусмотрены места для размещения ремонтных агрегатов.

Для технического обслуживания и ремонта технологического оборудования на проектируемых площадках используются передвижные грузоподъемные устройства.

Потребность в основных строительных машинах, механизмах и автотранспорте на период строительства приведена в Томе 6 «Проект организации строительства» (шифр 0574-22-9103-ПОС).

Инв. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ	Лист
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док		Подп.

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

В соответствии с п.1 приложения I к Федеральному закону N 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» проектируемые сооружения по сбору продукции скважин Олимпийского л.у. являются опасными производственными объектами, так как в технологическом процессе обращается горючий газ и ЛВЖ – газовый конденсат.

Характеристика проектируемых технологических сооружений на существующей кустовой площадке №91 по категориям и классам взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности, границы взрывоопасных зон приведена в таблице 7.1:

Таблица 7.1 - Категории производственных сооружений, наружных установок и классификация взрывоопасных зон

Наименование помещений, наружных установок	Категория взрывопожарной и пожарной опасности по СП 12.13130.2009	Классификация взрывоопасных, пожароопасных зон				Границы взрывоопасной зоны
		По № 123-ФЗ	по ПУЭ		По «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности»	
			Класс зоны	Категория и группа взрывоопасных смесей		
Приустьевая площадка (фонтанная арматура, трубная обвязка)	АН	2	В-1г	ПА-Т3 ПА-Т2 ПА-Т1	2	Зона В-1г (ПУЭ): до 3 м по горизонтали и вертикали от скважины. Зона 2*: 3 м во все стороны вокруг фонтанной арматуры. <i>Во время работы агрегата подземного ремонта скважин.</i>
					1	Зона 1*: 5 м во все стороны вокруг фонтанной арматуры.
					2	Зона 2*: 2,5 м во все стороны от зоны 1

Индв.№ одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ

Лист

44

Наименование помещений, наружных установок	Категория взрывопожарной и пожарной опасности по СП 12.13130.2009	Классификация взрывоопасных, пожароопасных зон				Границы взрывоопасной зоны
		По № 123-ФЗ	по ПУЭ		По «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности»	
			Класс зоны	Категория и группа взрывоопасных смесей		
Арматурный блок (АБ)	АН	2	В-1г	ПА-Т3 ПА-Т2 ПА-Т1		Зона В-1г (ПУЭ): в границах площадки. Зона 1*: 1,5 м по горизонтали и вертикали от запорной арматуры
*Границы взрывоопасных зон приведены согласно Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"						

В проекте предусмотрены мероприятия, обеспечивающие безопасность эксплуатации и обслуживания оборудования на опасном производственном объекте и безопасность выполнения ремонтных работ:

- применение арматуры с классом герметичности не ниже «А» по ГОСТ 9544-2015;
- электрооборудование предусмотрено во взрывозащищенном исполнении;
- применение блочного оборудования заводского изготовления;
- работа технологических установок без постоянного присутствия обслуживающего персонала;
- защита технологического оборудования от превышения давления;
- контроль загазованности на технологических площадках;
- пожарная сигнализация.

В проектных решениях учтены требования Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», СТО Газпром НТП 1.8-001-2004 Нормы технологического

Изн. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изн.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ	Лист
							45

проектирования объектов газодобывающих предприятий и станций подземного хранения газа, «Правил технической эксплуатации электроустановок» и других нормативных документов.

Инв. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ	Лист
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док		Подп.

8 Сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешений на применение используемого на подземных горных работах технологического оборудования и технических устройств (при необходимости)

Оборудование, трубы и трубопроводная арматура, используемые в проекте, должны быть разработаны и изготовлены специализированными организациями и иметь сертификаты соответствия требованиям промышленной безопасности.

Сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешений на применение технологического оборудования и технических устройств будут приведены в рабочей документации после определения заводов-изготовителей в результате тендера. Технологическое оборудование и технические устройства, применяемые в проекте, не используются на подземных горных работах.

Согласно ст.7 ФЗ № 116-ФЗ обязательные требования к техническим устройствам, применяемым на опасном производственном объекте, и формы оценки их соответствия указанным обязательным требованиям устанавливаются в соответствии с законодательством Российской Федерации о техническом регулировании.

Поставляемое заводом-изготовителем оборудование должно иметь:

- документацию, подтверждающую соответствие требованиям промышленной безопасности используемого технологического оборудования и технических устройств (сертификат соответствия или декларация);
- санитарно-эпидемиологическое заключение;
- сертификат пожарной безопасности на строительные конструкции отделочные материалы.

Подтверждение соответствия оборудования требованиям промышленной безопасности осуществляется по схемам в соответствии с «Положением о порядке применения типовых схем оценки (подтверждения) соответствия в технических регламентах Таможенного союза», утверждённым Комиссией Таможенного союза.

При изготовлении предусмотренного проектом оборудования и запорной арматуры должно быть обеспечено их соответствие требованиям конструкторской документации, технического регламента Таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования» и технического регламента Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» (ТР ТС 012/2011).

Согласно ст. 6 ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах», электрооборудование, включая Ех-компоненты, и неэлектрическое оборудование для работы во взрывоопасных средах подтверждение соответствия оборудования носит обязательный характер и осуществляется в форме сертификации.

Согласно ст.7 ТР ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования», низковольтное оборудование, применяемое во вне взрывоопасной зоны (кабели, провода и шнуры,

Изн.№ одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ						
Изн.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

выключатели автоматические, устройства защитного отключения, аппараты для распределения электрической энергии, аппараты электрические для управления электротехническими установками) подлежит подтверждению соответствия в форме сертификации.

Подтверждение соответствия оборудования и трубопроводов производится согласно ст. 6 ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением».

Подтверждение соответствия оборудования (нефтепромыслового, насосного), запорной и регулирующей арматуры на проектируемом объекте требованиям технического регламента Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» осуществляется в форме декларирования соответствия.

Порядок декларирования соответствия осуществляется по схеме 5д или согласно п. 5 статьи 8 ТР ТС 010/2011 по решению заявителя вместо декларирования о соответствии может быть проведена сертификация по схеме сертификации, эквивалентной схеме декларирования соответствия, предусмотренной данным ТР для машин и (или) оборудования, применяемых на ОПО (статья 9 ТР ТС 010/2011).

Согласно требований «Правил безопасности ОПО, на которых используются подъемные сооружения» подъемные сооружения (грузоподъемные краны, краны-трубоукладчики, строительные подъемники и т.п.), перечисленные в приложении № 3 к Техническому регламенту ТР ТС 010/2011 и впервые вводимые в эксплуатацию, должны иметь сертификат или декларацию соответствия, а шасси самоходных мобильных ПС, самостоятельно передвигающихся по автомобильным дорогам дополнительно иметь сертификат соответствия Техническому регламенту «О безопасности колесных транспортных средств».

Инв. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ						48
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

9 Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности.

Оснащение рабочих мест осуществляется с учетом их назначения по квалификации и профессиям, механизации и автоматизации работ. Оснастка рабочих мест обеспечивает:

- удобный доступ к рабочему месту;
- соответствие функциональному назначению;
- соблюдение требований нормативных, правовых актов по охране труда.

Оборудование рабочих мест, условия производственной деятельности, организация безопасной работы оборудования производится в соответствии с требованиями ГОСТ 12.3.002-2014 ССБТ «Процессы производственные. Общие требования безопасности», ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. «Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам», СП 2.2.2.1327-03 «Гигиенические требования к организации технологических процессов, производственному оборудованию и рабочему инструменту».

Эксплуатация куста газовых скважин №91 Олимпийского л.у. предусмотрена без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

10 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непромышленных объектов капитального строительства (кроме жилых зданий)

Технологический процесс сбора продукции скважин связан с рядом опасных факторов: высокое давление, взрывопожароопасных веществ – пластового газа и газового конденсата, их токсичность.

К самостоятельной работе допускаются лица, достигшие восемнадцатилетнего возраста, прошедшие медицинское освидетельствование и не имеющие противопоказаний по здоровью.

Обслуживающий персонал должен проходить обучение, инструктаж, и проверку знаний по охране труда.

Основными мероприятиями, обеспечивающими защиту персонала при возможных аварийных ситуациях, являются:

- оповещение о возможной аварии и об угрозе чрезвычайной ситуации;
- обеспечение работающих индивидуальными газоанализаторами для контроля воздушной среды рабочей зоны, индивидуальными и коллективными средствами защиты от вредных веществ;
- наличие средств индивидуальной защиты (СИЗ). Для надежной защиты органов дыхания, зрения и кожи лица от отравляющих веществ, обслуживающий персонал должен обеспечиваться индивидуальными фильтрующими противогазами и фильтрующими коробками

Изн. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ						
Изн.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

марки ИЗОД либо ДОТ-460, объект – комплектом шланговых противогазов марки ПШ-1, ПШ-2 в соответствии с существующими нормами;

- наличие средств пожаротушения;
- оснащение персонала спецодеждой и спецобувью;
- комплексное защитное устройство для защиты персонала от поражения электрическим током;
- наличие медицинской аптечки для оказания первой медицинской помощи пострадавшим;
- обучение персонала безопасным приемам и методам работы на опасном производстве, проведение инструктажа по технике безопасности, пожарной безопасности.

Защита от статического электричества и молниезащита обеспечивают безопасное обслуживание и ремонт оборудования, электроустановок, приборов и щитов.

Для исключения возможных аварийных ситуаций, взрывов пожаров, травмирование людей необходимо соблюдение правил безопасного ведения технологического процесса.

Для обеспечения безопасной эксплуатации системы транспорта продукции скважин необходимо строгое соблюдение следующих требований пожарной безопасности:

- использование противопожарного инвентаря и первичных средств пожаротушения;
- запрещается загромождение и засорение дорог, проездов, проходов с площадок и выходов из помещений;
- запрещается курение и разведение открытого огня на территории устья скважины;
- запрещается обогрев трубопроводов, заполненных горючими и токсичными веществами, открытым пламенем;
- запрещается движение автотранспорта и спецтехники по территории объектов систем сбора, где возможно образование взрывоопасной смеси, без оборудования выхлопной трубы двигателя искрогасителем;
- запрещается производство каких-либо работ при обнаружении утечек газа и газоконденсата, немедленно принимаются меры по их ликвидации.

Для компенсации ультрафиолетовой недостаточности в помещениях без естественного освещения (а также в климатогеографической зоне выше 57,5° северной широты) необходимо предусматривать использование ультрафиолетовых облучательных установок длительного действия (совмещенных с осветительными установками).

При проектировании установки профилактического ультрафиолетового облучения следует учитывать противопоказания к его применению, в частности, наличие у работающих контакта с фотосенсибилизаторами и токсическими веществами, действие которых усиливается под влиянием ультрафиолетового излучения.

В ультрафиолетовых облучательных установках (совмещенных с осветительными установками) ртутные лампы высокого давления (ДРЛ) следует применять в помещениях с

Инв. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ						
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

высотой 3-5 м; ксеноновые лампы для освещения производственных помещений из-за высокой интенсивности ультрафиолетовых излучений в их спектре не допускаются.

При проведении ремонтных работ рабочие должны быть соответственно экипированы, а рабочие места подготовлены в соответствии с требованиями техники безопасности.

Производство огневых работ должно осуществляться по наряду допуску на проведение огневых работ.

Перед началом проведения огневых работ на трубопроводах необходимо продуть открытую траншею, взять анализ воздуха для определения возможности ведения в ней огневых работ.

Места производства работ, установки сварочных аппаратов должны быть очищены от горючих материалов в радиусе 5 метров. Расстояние от сварочных аппаратов и баллонов с пропаном и кислородом до места производства работ должно быть не менее 10 метров. Баллоны с пропаном и кислородом должны находиться в вертикальном положении, надежно закрепляться не ближе 5 м друг от друга.

Места проведения огневых работ должны быть обеспечены необходимыми средствами пожаротушения.

При производстве сварочных работ запрещается:

- производить сварку, резку и нагрев открытым огнем аппаратов, трубопроводов с горючими и токсичными веществами, находящимися под давлением;
- пользоваться при огневых работах одеждой и рукавицами со следами масел, жиров, бензина, керосина и других горючих материалов.

Принятые в проектной документации решения соответствуют требованиям действующих законодательных актов, норм и правил РФ и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию трубопроводов системы сбора при соблюдении мероприятий, предусмотренных проектной документацией.

В производственных помещениях, в которых работа с использованием ПЭВМ является основной (диспетчерские, операторские, расчетные, кабины и посты управления, залы вычислительной техники и др.) и связана с нервно-эмоциональным напряжением, должны обеспечиваться оптимальные параметры микроклимата для категории работ 1а и 1б в соответствии с действующими санитарно-эпидемиологическими нормативами микроклимата производственных помещений. Согласно СанПиН 2.2.4.548-96 для оператора по добыче газа и конденсата параметры микроклимата предусмотрены в таблице 1. На других рабочих местах следует поддерживать параметры микроклимата на допустимом уровне, соответствующем требованиям указанных выше нормативов.

Инв. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ						
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

11 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе

Автоматизированная система управления объектами основывается на принципах построения автоматизированных систем, обеспечивающих выполнение централизованного контроля и управления, высокую надежность, стабильность технологического процесса, защиту окружающей среды, а также безопасность эксплуатации.

Автоматизированная система управления объектами предназначена для выполнения следующих функций:

- контроль состояния системы и технологического оборудования;
- контроль и управление линейными объектами;
- автоматическая защита технологического оборудования по аварийным и предельным значениям контролируемых параметров;
- обнаружение отказов оборудования при его работе и при переключениях;
- отображение и регистрация основных контролируемых технологических параметров, характеризующих состояние оборудования;
- сохранение истории хода технологических процессов и предоставление архивных данных технологическому персоналу в удобной форме;
- выдача отчетных документов о ходе технологических процессов, работе системы, действиях оперативного персонала.

Контроль и управление ходом технологических процессов осуществляется путём сбора технологических параметров с оборудования и датчиков, анализа технологических параметров и вычисления управляющего воздействия, подаваемого на исполнительные механизмы, согласно заданному технологическому алгоритму.

Подробно описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе приведено в томе 5.7.2 «Системы автоматизации технологических процессов» (шифр 0574-22-9103-ИОС7.2).

Инв. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ						
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			52	

12 Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники (по отдельным цехам, производственным сооружениям)

Источники выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от технологических сооружений на проектируемом объекте подразделяются на:

- неорганизованные;
- организованные.

К неорганизованным источникам выбросов относятся выбросы от уплотнений и соединений технологического оборудования и трубопроводов, запорно-регулирующей арматуры, расположенных на наружной площадке куста скважин.

К организованным источникам выбросов относятся:

- горизонтальная факельная установка.

Методики и результаты расчетов количества и состава вредных выбросов в атмосферу от всех источников представлены в Томе 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» (шифр 0754-22-9103-ООС).

Инв. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ						53
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

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

Сокращение вредных выбросов в окружающую среду во время эксплуатации проектируемых объектов достигается комплексом мероприятий и технико-технологических решений. К ним относятся:

- полная герметизация технологических процессов;
- высокий уровень автоматизации производственного процесса, обеспечивающий сигнализацию об отклонениях технологических параметров от допустимых значений при возможных аварийных ситуациях;
- дистанционный контроль и управление технологическими процессами, исключающими постоянное пребывание обслуживающего персонала непосредственно у оборудования;
- изготовление, монтаж и эксплуатация оборудования, арматуры и трубопроводов осуществляется с учетом химических свойств и технологических параметров транспортируемой продукции, а также требований действующих нормативно-технических документов;
- применяется отключающая арматура с ручным и дистанционным управлением, запорно-регулирующая арматура, запорные и обратные клапаны, клапаны-отсекатели, предохранительные устройства от превышения давления;
- соединения трубопроводов для транспортирования продуктов выполняются на сварке;
- используется минимально необходимое количество фланцевых соединений;
- выполняется контроль сварных соединений неразрушающими методами контроля в объемах, предусмотренных нормативной документацией;
- предусмотрена проверка на прочность и герметичность трубопроводов после монтажа;
- предусмотрена защита от атмосферной коррозии наружной поверхности надземных трубопроводов, арматуры, и металлоконструкций красками на основе цинконаполненных композиций;
- предусмотрена молниезащита и защита от статического электричества и защитные меры электробезопасности.

Эксплуатация объекта должна осуществляться в соответствии с технологическим регламентом, соблюдение которого сокращает риск возникновения аварийных ситуаций. Присутствие вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать значений предельно допустимых концентраций (ПДК). Выбросы загрязняющих веществ, образующихся в период эксплуатации, определены расчётным путём в соответствии с действующими нормативно-методическими документами и представлены в томе 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» (шифр 0574-22-9103-ООС). Сброс вредных веществ в водные источники не производится.

Изн. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ						
Изн.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

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

Основными источниками образования отходов в период эксплуатации является производственное технологическое оборудование.

При эксплуатации технологического оборудования проектируемых сооружений будут формироваться следующие виды отходов:

– огарки сварочных электродов, шлак сварочный при ремонте и техническом обслуживании оборудования.

Подробные сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов приведены в томе 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» (шифр 0574-22-9103-ООС).

Инв. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ						55
Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

15 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ СОБЛЮДЕНИЯ УСТАНОВЛЕННЫХ ТРЕБОВАНИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ К УСТРОЙСТВАМ, ТЕХНОЛОГИЯМ И МАТЕРИАЛАМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫМ В ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ, ПОЗВОЛЯЮЩИХ ИСКЛЮЧИТЬ НЕРАЦИОНАЛЬНЫЙ РАСХОД ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

Данный раздел разработан в соответствии с Федеральным законом РФ от 21.11.2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

Основными определениями раздела являются: энергоэффективность, энергетический ресурс, энергосбережение.

Энергоэффективность - характеристики, отражающие отношение полезного эффекта от использования энергетических ресурсов к затратам энергетических ресурсов, произведенным в целях получения такого эффекта, применительно к продукции, технологическому процессу, юридическому лицу, индивидуальному предпринимателю.

Энергетический ресурс – носитель энергии, энергия которого используется или может быть использована при осуществлении хозяйственной и иной деятельности, а также вид энергии (атомная, тепловая, электрическая, электромагнитная энергия или другой вид энергии).

Энергосбережение – реализация организационных, правовых, технических, технологических, экономических и иных мер, направленных на уменьшение объема используемых энергетических ресурсов при сохранении соответствующего полезного эффекта от использования (в том числе объема производственной продукции, выполненных работ, оказанных услуг).

В проектной документации предусмотрен ряд мероприятий на технологических сооружениях куста скважин № 91, направленных на энергосбережение в различных его проявлениях:

- компоновка технологического оборудования и коммуникаций выполнена с учетом нормальной их эксплуатации, обслуживания и ремонта;
- высокий уровень автоматизации производственного процесса, обеспечивающий световую и звуковую сигнализацию об отклонениях технологических параметров (давление, температура);
- применение противоаварийных устройств: регулирующие клапаны с электроприводом, отсечная арматура с электроприводом, предохранительные клапаны;
- технологическое оборудование, трубопроводы и арматура запроектированы с тепловой изоляцией, что позволяет поддерживать рабочие температуры продуктов;
- минимальное использование фланцевых соединений в трубопроводной обвязке (фланцевые соединения используются только для подключения трубопроводов к фланцевой арматуре, аппаратам и приборам КИПиА) сокращает потери углеводородов;

Инд. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ	Лист
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	56	

- типы фланцевых соединений, прокладки и крепежные изделия выбраны в соответствии со средой, температурой и давлением;
- выбор запорно-регулирующей арматуры соответствующего класса герметичности, согласно расчетному давлению и перекачиваемому продукту, что позволяет максимально исключить утечки от арматуры и фланцевых соединений;
- выбор материального исполнения оборудования, трубопроводов и арматуры в соответствии с физико-химическими свойствами обрабатываемых веществ, что позволяет снизить риск потери продукта;
- предусмотрена защита оборудования и трубопроводов от коррозии, что сокращает вероятность аварийных порывов (свищей), что позволяет избежать потери углеводородного сырья.

Данные мероприятия позволяют исключить нерациональный расход энергетических ресурсов, уменьшить количество энергопотребляющего оборудования.

Инв. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ						57
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

16 ОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ФУНКЦИОНАЛЬНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ, КОНСТРУКТИВНЫХ И ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ОБЪЕКТАХ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ, В ЧАСТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СООТВЕТСТВИЯ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ И СООРУЖЕНИЙ ТРЕБОВАНИЯМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯМ ОСНАЩЕННОСТИ ИХ ПРИБОРАМИ УЧЕТА ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

Основные технологические решения, предусмотренные проектной документацией, представлены комплексом технологических, технических и организационных мероприятий, направленных на обеспечение эффективной и безопасной разработки месторождения, рациональное использование природных ресурсов, минимизацию отрицательного воздействия на окружающую среду.

Принятые в проектной документации функционально-технологические, конструктивные и инженерно-технические решения продиктованы следующими условиями:

- компактное размещение в плане и по высоте технологического оборудования и сетей сокращает площади и объемы технологических установок и позволяет экономить энергетические ресурсы при строительстве и эксплуатации;
- использование оборудования и изделий максимальной заводской готовности;
- применение эффективной тепловой изоляции для технологических трубопроводов и арматуры позволяет сократить выделение (поглощения) тепла.

Инв. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ						58
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

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

Проектные решения, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении, предусмотренных проектом, мероприятий.

Проектные решения приняты на основе требований ТЗ на проектирование, ТУ и дополнительных требований Заказчика. Для соблюдения требований технологического регламента, проводится согласование проектных решений с технологическими отделами Заказчика проекта.

На проектируемых объектах основными взрыво-, и пожароопасными, вредными и токсичными веществами, находящимися в производстве, являются пластовый газ (смесь природного газа, конденсата и воды) и метанол.

Размещение скважин на кустовой площадке выполнено в 1 ряд. Расстояние между скважинами – 70 м.

Все технические решения при проектировании обустройства скважины №9103 на действующей расширяемой кустовой площадке №91 на период эксплуатации приняты в соответствии с действительными характеристиками, условиями работы и нормативными документами.

Технологический регламент по эксплуатации технологических объектов и сооружений, а также объектов и сооружений производственной инфраструктуры будет разработан в соответствии с нормативными правовыми актами и нормативно техническими документами после утверждения проектной документации и разработки рабочей документации.

Инв. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ						59
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

18 Описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов

Несанкционированное вмешательство в технологический процесс может повлиять на снижение производительности, остановку производства, развитие аварии (взрывы, пожары, человеческие жертвы). Кроме того, возможны хищения материальных ценностей и перекачиваемой продукции.

Проектные решения, направленные на предотвращение несанкционированного доступа на объекты физических лиц, транспортных средств и грузов соответствуют требованиям нормативно-правовых документов:

- Федеральный закон от 21.07.97 г. №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- Федеральный закон от 21.07.2011 г. №256-ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса»;
- Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору. «Об утверждении и введении в действие Общих требований по обеспечению антитеррористической защищенности опасных производственных объектов». №186 от 31.03.08 г.;
- Постановление Правительства РФ от 5 мая 2012 №458 «Об утверждении Правил по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности объектов топливно-энергетического комплекса»;
- СП 132.13330.2011 «Обеспечение антитеррористической защищенности зданий и сооружений. Общие требования проектирования».

В соответствии с СП 132.13330.2011 «Обеспечение антитеррористической защищенности зданий и сооружений. Общие требования проектирования» инженерно-технические средства охраны для проектируемых объектов Олимпийского л.у. разработаны как для объекта 3 класса (низкая значимость).

Проектируемый объект в соответствии с п.6 СП 132.13330.2011 относится к классу 3 (низкая значимость) – ущерб в результате реализации террористических угроз приобретает муниципальный или локальный масштаб.

Проектируемый объект входит в состав Олимпийского л.у. в пределах Уренгойского месторождения. Площадка месторождения оснащена существующими средствами защиты СКУД и СВД, которые располагаются в действующем контрольно-пропускном пункте (КПП). Проход/проезд на проектируемый объект, минуя данный КПП, невозможен.

Обозначенные средства защиты предусмотрены в рамках ранее разработанного проекта.

Изн. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изн.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ	Лист
							60

Предлагаемые организационные мероприятия и инженерно-технические средства охраны способствуют повышению надежности охраны проектируемых объектов и обеспечивают необходимую безопасность объектов.

Основными мероприятиями по предупреждению террористических акций на проектируемых объектах и сооружениях являются:

- ежедневные обходы и осмотр территории на предмет выявления взрывных устройств или подозрительных предметов;
- тщательный подбор и проверка кадров;
- организация и проведение совместно с сотрудниками правоохранительных органов инструктажей и практических занятий по действиям в ЧС.

Инв. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ	Лист
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док		Подп.

19 Перечень нормативно-технической документации

Технологические решения по проектированию кустов скважин выполнены в соответствии со следующими нормативными документами:

- № 116-ФЗ от 21.07.1997 Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- № 123-ФЗ от 22.07.2008 Федеральный закон «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- № 384-ФЗ от 30.12.2009 Федеральный закон «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
- Федеральный закон № 197-ФЗ от 30.12.2001 «Трудовой кодекс Российской Федерации»;
- Федеральный закон № 90-ФЗ от 30.06.2006 «О внесении изменений в Трудовой кодекс Российской Федерации, признании не действующими на территории Российской Федерации некоторых нормативных правовых актов СССР и утратившими силу некоторых законодательных актов (положений законодательных актов) Российской Федерации»;
- Федеральный закон № 426-ФЗ от 28.12.2013 «О специальной оценке условий труда»;
- Федеральный закон № 52-ФЗ от 30.03.1999 «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения»;
- ТР ТС 032/2013 Технический регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением»;
- ТР ТС 012/2011 Технический регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»;
- Постановление Правительства РФ № 87 от 16.02.2008 «Положение о составе разделов проектной документации и требований к их содержанию»;
- Постановление Министерства труда и социального развития РФ, Министерства образования РФ №1/29 от 13.01.2003 «Об утверждении Порядка обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников организаций»;
- Постановление Правительства № 90-ФЗ от 08.07.2005 «О внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации»;
- Постановление Правительства № 870 от 20.11.2008 «Об установлении сокращенной продолжительности рабочего времени, ежегодного дополнительного оплачиваемого отпуска, повышенной оплаты труда работникам, занятым на тяжелых работах, работах с вредными и (или) опасными и иными особыми условиями труда»;
- Постановление Правительства РФ № 726 от 30.07.2014 "Об изменении некоторых актов Правительства Российской Федерации и признании утратившим силу постановления Правительства Российской Федерации от 20 ноября 2008 г. № 870";

Изн. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ	Лист
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док		Подп.

- Постановление Правительства РФ № 390 от 25.04.2012 «Правила противопожарного режима в Российской Федерации»;
- Приказ Минздравсоцразвития России № 302н от 12.04.2011 «Об утверждении перечней вредных и (или) опасных производственных факторов и работ, при выполнении которых проводятся предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования), и Порядка проведения предварительных и периодических медицинских осмотров (обследований) работников, занятых на тяжелых работах и на работах с вредными и (или) опасными условиями труда»;
- Приказ Минтруда России № 33н от 24.01.2014 «Об утверждении методики проведения специальной оценки условий труда, Классификатора вредных и (или) опасных производственных факторов, формы отчета о проведении специальной оценки условий труда и инструкции по ее заполнению»;
- Приказ Минздравсоцразвития России № 290н от 01.06.2009 «Об утверждении межотраслевых правил обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты»;
- Приказ Минздравсоцразвития России № 970н от 09.12.2009 «Об утверждении типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением»;
- Приказ Минздравсоцразвития России № 302н от 12.04.2011 «Об утверждении перечней вредных и (или) опасных производственных факторов и работ, при выполнении которых проводятся предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования), и Порядка проведения предварительных и периодических медицинских осмотров (обследований) работников, занятых на тяжелых работах и на работах с вредными и (или) опасными условиями труда»;
- ГОСТ 12.2.085-2002 «Сосуды, работающие под давлением. Клапаны предохранительные. Требования безопасности»;
- ГОСТ 9544-2015 «Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов»;
- ГОСТ 14202-69 «Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки»;
- ГОСТ 32388-2013 «Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия»;
- ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах»;
- ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»;
- ГОСТ Р 58367-2019 «Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование»;

Инв. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ						
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

- Р 2.2.2006-05. 2.2. от 29.07.2005 «Гигиена труда. Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда»;
- ГОСТ 12.1.029-80 «Средства и методы защиты от шума»;
- ГОСТ 12.1.005-88 «ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»;
- ГОСТ 12.4.041-2001 «ССБТ. Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования»;
- СП 4.13130.2013 Система противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям»;
- СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;
- СП 61.13330.2012 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003»;
- СП 75.13330-2011 Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;
- СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*»;
- СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности»;
- СП 2.3.3.2892-11 «Санитарно-гигиенические требования к организации и проведению работ с метанолом»;
- СП 51.13330.2011«Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003»»;
- СП 52.13330.2016 «Свод правил. Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*»»;
- СП 2.2.1.1312-03 «Гигиенические требования к проектированию вновь строящихся и реконструируемых промышленных предприятий»»;
- Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности»»;
- Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», приказ Ростехнадзора от 25.03.2013 № 116 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности»»;
- ВНТП 3-85 Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»;

Изн. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ						
Изн.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

- ВНТП 03/170/567-87 Противопожарные нормы проектирования объектов Западно-Сибирского нефтегазового комплекса;
- ВСН 011-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание;
- ВСН 006-89 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка;
- ВСН 39-1.8-008-2002 Указания по проектированию вставок электроизолирующих на магистральных и промысловых трубопроводах;
- Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»;
- Руководство по безопасности факельных систем;
- СТО Газпром НТП 1.8-001-2004 Нормы технологического проектирования объектов газодобывающих предприятий и станций подземного хранения газа;
- СТО ГАЗПРОМ НТП 2-2.1-389-2009 «Нормы технологического проектирования горизонтально-факельных установок и нейтрализаторов промстоков для объектов добычи газа»;
- Сборник документов по безопасности работы с метанолом на объектах Министерства газовой промышленности;
- Правила устройства электроустановок (изд. 7) ПУЭ;
- СанПиН 2.1.4.1074-01 «Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения»;
- СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы»;
- СанПиН 2971-84 «Санитарные нормы и правила защиты населения от воздействия электрического поля, создаваемого воздушными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты»;
- СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений»;
- СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. Санитарные правила и нормы»;
- СанПиН 2.2.4.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах»;
- СанПиН 2.2.4/2.1.8.582-96 «Гигиенические требования при работах с источниками воздушного и контактного ультразвука промышленного, медицинского и бытового назначения»;
- СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки»;

Инв. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ				
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		

- СН 2.2.4/2.1.8.566-96 «Производственная вибрация в помещениях жилых и общественных зданий»;
- СН 2.2.4/2.1.8.583-96 «Инфразвук на рабочих местах, в жилых и общественных помещениях и на территории жилой застройки»;
- СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий»;
- «Типовые структуры управления и нормативы численности служащих газопромысловых управлений (ГПУ)», М., ЦНИСГазпром, 2009;
- «Нормативы численности рабочих в добыче газа», М., ЦНИСГазпром, 2009;
- «Нормативы численности работников, занятых обслуживанием и ремонтом средств связи», М., ЦНИСГазпром, 2007.
- Профессии и разряды рабочих определены на основании:
 - «Общероссийского классификатора профессий рабочих, должностей служащих и тарифных разрядов», М., МЦФЭР, 2006;
 - «Единого тарифно-квалификационного справочника работ и профессий рабочих», выпуск 6, раздел «Добыча нефти и газа», М., 2001.

Инв. № одл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			0574-22-9103-ИОС7.1.ТЧ						66
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

Приложение А (обязательное)
Характеристика трубопроводов

Таблица А.1 – Характеристика трубопроводов

№ т/л по схеме	Трубопровод	Границы направления трубопровода, от ... до		Рабочее давление, МПа		Рабочая температура, °С		Расчетное давление, МПа		Расчетная температура, °С		Категория участка т/л	Испытание трубопроводов на прочность			Объем контроля сварных швов в % от общего количества			Материал т/л	Обогрев т/л	Толщина изоляции (с коэф. уплотн.), мм	Основной способ прокладки т/л
		мин.	макс.	мин.	макс.	мин.	макс.	мин.	макс.	Ризб. вид	МПа		Ризб. вид	МПа	радио-графический	магнито-графический						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	
Скважина №9103 (проектируемая) Куст скважин №91 (существующий - расширение) Олимпийский л.у.																						
ГС-1.1	100 (114x20)	Трубопровод пластового газа (смесь природного газа, углеводородного конденсата и воды) от фланговой арматуры ФА скважины св. 9103 до блока арматурного АБ (поз. 2.3)		1,8	39,6	20,0	53,0	50,0	минус 60	200 (пропа рки)	Ба-1	гидр.	71,5	пневм.	50,0	100	100	13ХФА К62	нет	50	эстакада	
ГС-1.2	100 (114x8)	Трубопровод пластового газа от арматурного блока (поз. 2.3) до точки подключения к существующему газосборному коллектору DN 100 (114x8)		1,6	13,6	20,0	35,0	15,0	минус 60	200 (пропа рки)	Ба-1	гидр.	21,5	пневм.	15,0	100	100	13ХФА К62	нет	50	эстакада	
ГФ1	100 (114x9)	Факельный трубопровод от арматурных блоков (поз. 5.1 - этап 1, поз. 5.2 - этап 2) до точки подключения к существующему факельному коллектору (Сенюман) Ф1 DN 150 (159x14)		1,25	28,1/ 18,2	15,0	44,0	25,0	минус 60	200 (пропа рки)	Ба-1	гидр.	45,8	пневм.	32,0	100	100	13ХФА К62	да	50	эстакада	
ГПК	100 (159x6)	Факельный трубопровод от арматурных блоков (поз. 5.1 - этап 1, поз. 5.2 - этап 2) до точки подключения к существующему факельному коллектору (Сенюман) Ф1 DN 150 (159x14)		1,25	28,1/ 18,2	15,0	44,0	25,0	минус 60	200 (пропа рки)	Ба-1	гидр.	45,8	пневм.	32,0	100	100	13ХФА К62	да	50	эстакада	
М1	25 (32x5)	Трубопровод метанола от существующего трубопровода метанола DN 25 (32x5 мм) до арматурного блока (поз. 2.3)		1,7	25,0	-53	32	25,0	минус 60	200 (пропа рки)	Аб-1	гидр.	35,8	пневм.	25,0	100	100	09Г2С К48	нет	нет	эстакада	
ЗЖ1.1	100 (114x20)	Трубопровод задавочного раствора от передаточных средств в скважину 9103		1,8	48,0	-53	32	50,0	минус 60	200 (пропа рки)	Аб-1	гидр.	71,5	пневм.	50,0	100	100	09Г2С К48	нет	нет	эстакада	
ЗЖ1.2	100 (114x20)	Трубопровод задавочного раствора от скважины 9103 в передаточные средства		1,8	48,0	-53	32	50,0	минус 60	200 (пропа рки)	Аб-1	гидр.	71,5	пневм.	50,0	100	100	09Г2С К48	нет	нет	эстакада	

Изм. № одл.

Подп. и дата

Взам. инв. №

Изм.

Колуч.

Лист

№ док

Подп.

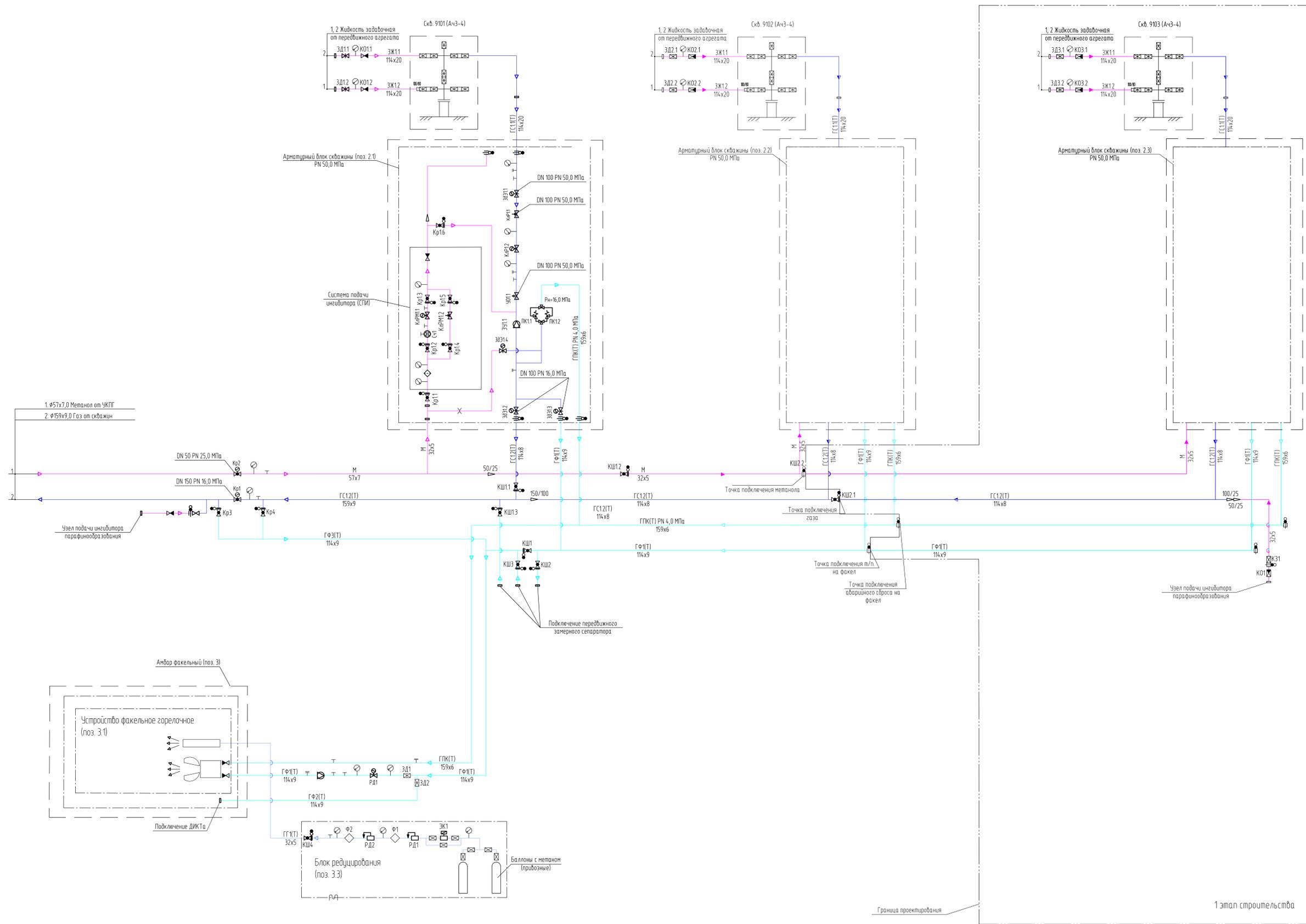
Дата

0574-22-9103-ИОС7.1.ГЧ

Лист

67

Принципиальная технологическая схема куста скважин № 91



Обозначение и изображение	Наименование	Примечание
	Кран шаровый с ручным приводом	
	Задвижка с электроприводом	ЗЭП12
	Кран шаровый с электроприводом	Кр1
	Клапан запорный проходной с электроприводом	Кл1
	Задвижка шиберная	
	Клапан обратный	
	Клапан запорный	
	Клапан регулирующий с ручным приводом	
	Клапан регулирующий с электроприводом	КрП12
	Счетчик жидкости	
	Счетчик газа	ЗУЧ1
	Устройство отсекающее	УО11
	Редуктор давления	
	Клапан электромагнитный	
	Манометр	
	Оборудование для установки датчика давления	
	Оборудование для установки датчика температуры	
	Фильтр	
	Быстроразъемное соединение	
	Блок клапанов предохранительных	
	Направление потока газа	
	Направление потока жидкости	
	Направление двуфазного потока	
	Переход концентрический	
	Фланцевая пара	
	Дроссельная шайба	
	Трубопровод газа сырого от скважины	
	Трубопровод газа на дежурные и запальные горелки	
	Трубопровод газа на факел	
	Трубопровод газа на ДИКТ	
	Трубопровод газа с предохранительного клапана	
	Трубопровод метанола	
	Трубопровод жидкости задавочной	
	С1, С2	Трубный сепаратор
	ПГ1	Подогреватель газа электрический
	(Т)	Трубопровод в тепловой изоляции
	(ТЭ)	Трубопровод в тепловой изоляции с электрообогревом
	---	Граница площадки/блока по генплану
	---	Граница монтажа/поставки блочного/рамного изделия

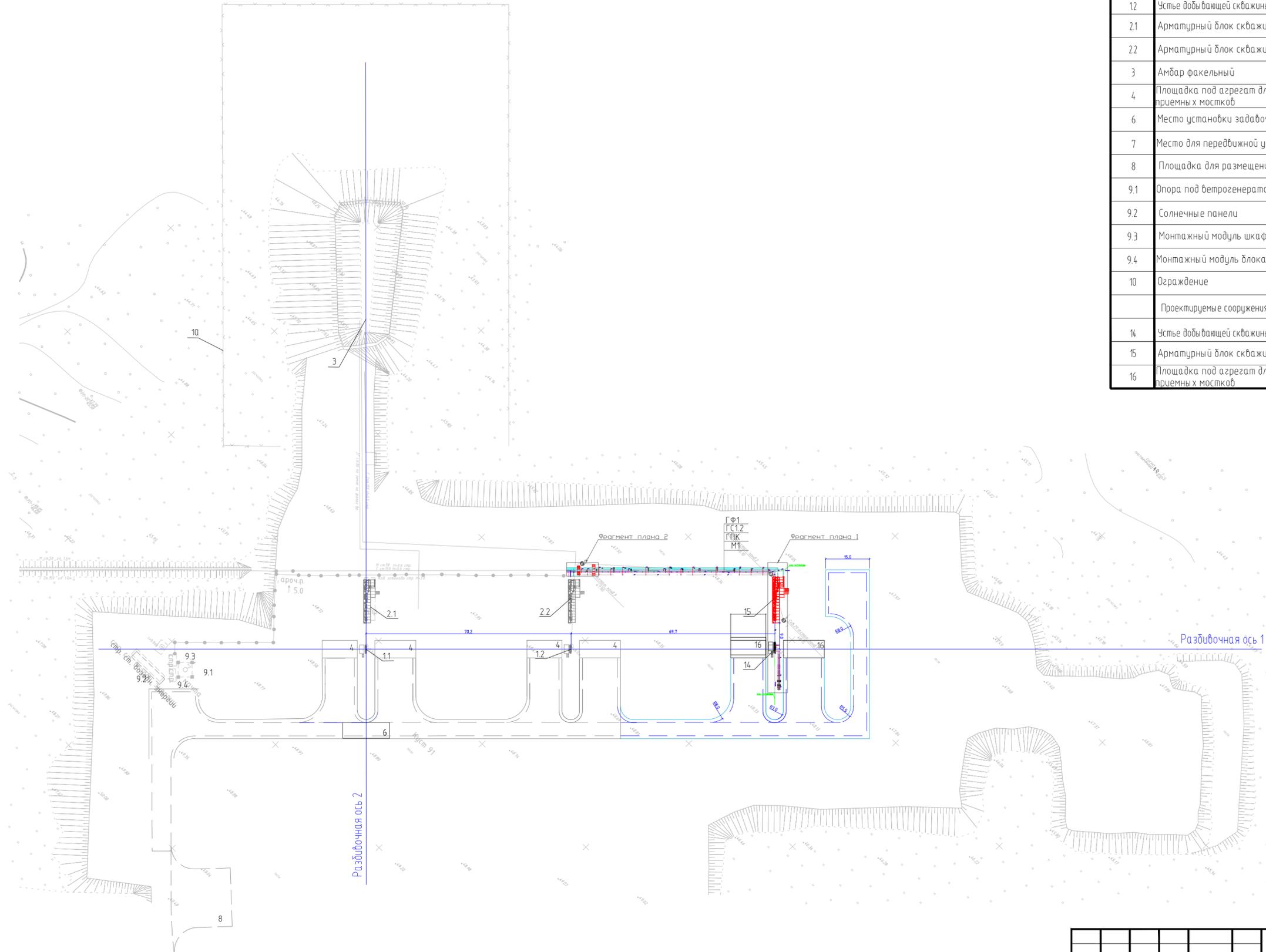
0574-22-9103-ИОС7.1Г4					
«Обустройство куста скважин №91, 92 Олимпийского лицензионного участка. Площадка скважин №91 (Скв. 9103)»					
Имя	Колосов	Иван	Подпись	Дата	
Рисовал	Рудков	Сергей	27.02.22		
Проверил	Сергеев	Сергей	27.02.22		
И.Мониторинг	Марченко	Сергей	27.02.22		
Принципиальная технологическая схема куста скважин № 91				Лист	1
"НГ-ПроектСервис", г. Томск				Лист	1

Rev.001

Формат

Экспликация зданий и сооружений

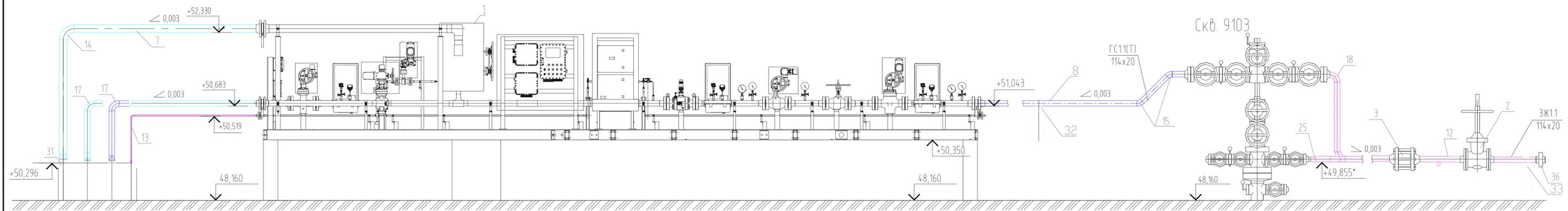
Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
	Существующие сооружения	
11	Устье добывающей скважины (1 шт.)	
12	Устье добывающей скважины (1 шт.)	
21	Арматурный блок скважины (1 шт.)	
22	Арматурный блок скважины (1 шт.)	
3	Амбар факельный	
4	Площадка под агрегат для ремонта скважин/ место установки приемных мостков	
6	Место установки задачного агрегата	
7	Место для передвижной установки исследования скважин	
8	Площадка для размещения пожарной техники	
9.1	Опора под ветрогенератор	
9.2	Солнечные панели	
9.3	Монтажный модуль шкафа СТМ	
9.4	Монтажный модуль блока АКБ	
10	Ограждение	
	Проектируемые сооружения	
14	Устье добывающей скважины (1 шт.)	
15	Арматурный блок скважины (1 шт.)	
16	Площадка под агрегат для ремонта скважин/ место установки приемных мостков	



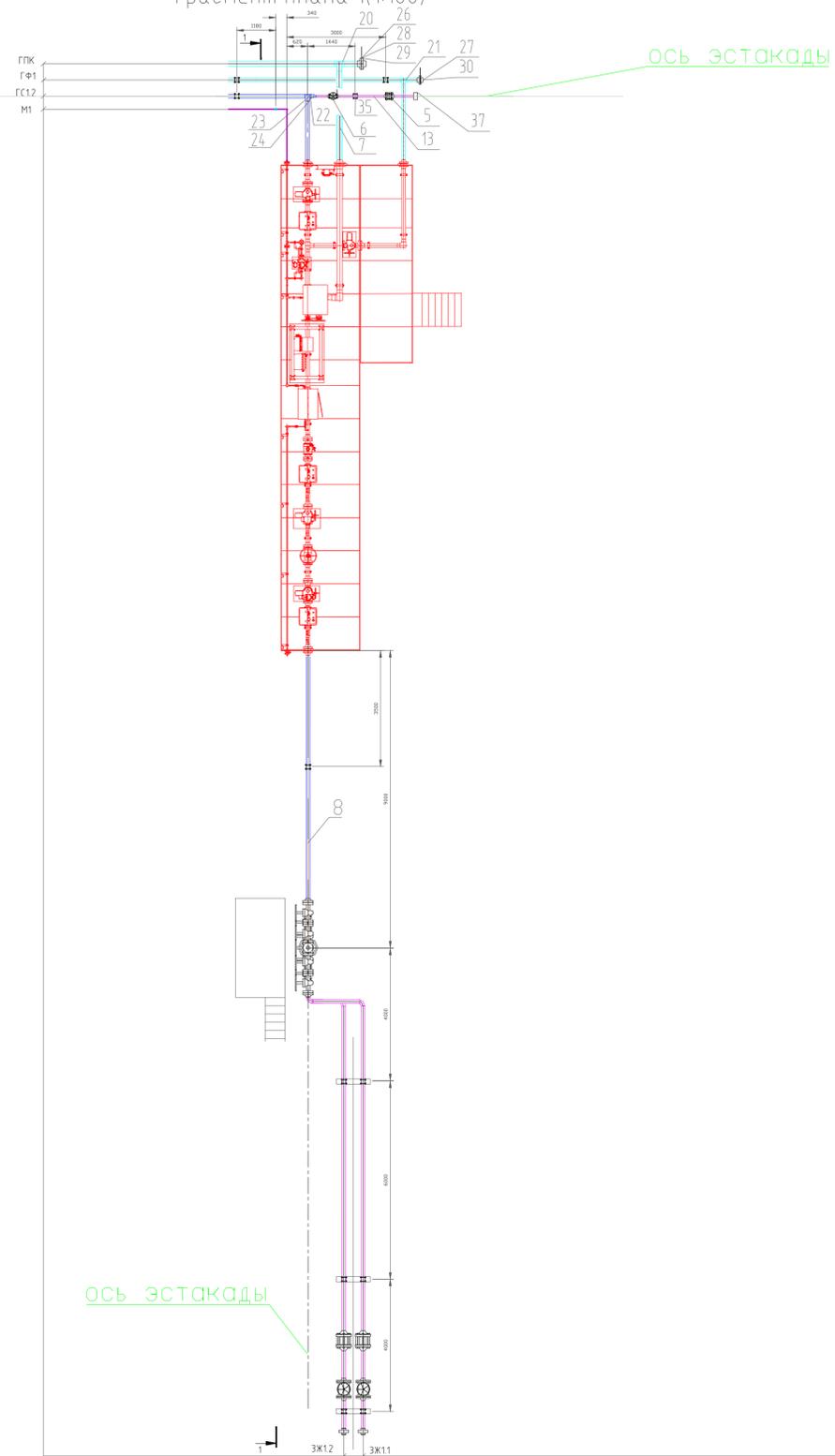
Согласовано
Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.
28600

					0574-22-9103-ИОС7.1.ГЧ				
					«Обустройство кустов скважин №91, 92 Олимпийского лицензионного участка. Площадка скважин №91. Скв. 9103»				
Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Кустовая площадка №91 скв.9103 Технология производства	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Рудakov			26.10.22		П	2	
Проверил		Сергеев			26.10.22				
Н.контр.		Марченко			26.10.22	План трубопроводов	"НГ-ПроектСервис", г. Томск		

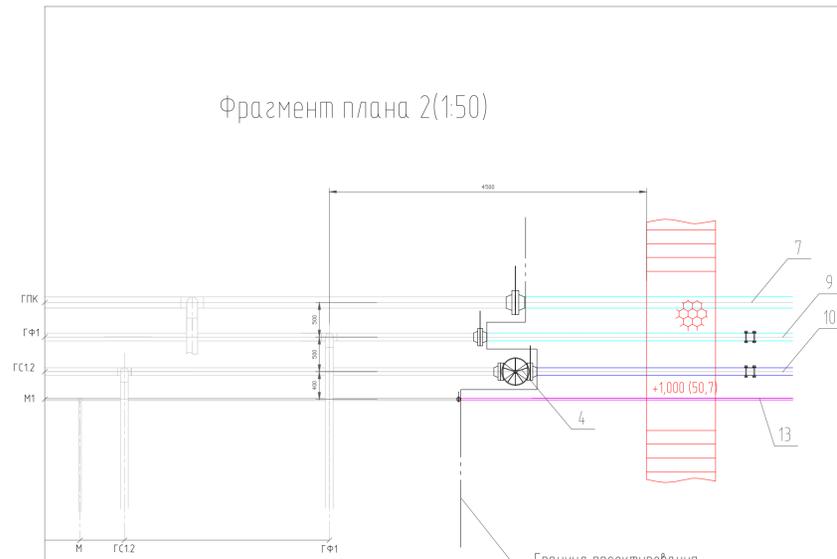
1-1(1:50)



Фрагмент плана 1(1:100)



Фрагмент плана 2(1:50)



Граница проектирования
*стыковка с трубопроводами
по ш 2019-051-НТЦ-Р-КГС91-ТХ
уточнить по месту

ГС11(Т)	Трубопровод газа сырого от скважин
ГФ1(Т)	Трубопровод газа на факел
ГПК(Т)	Трубопровод газа на ДИКТ
М	Трубопровод метанола
3Ж11, 12	Трубопровод жидкости задавочной

1 Строительные конструкции показаны условно.
2 План технологических трубопроводов см. лист 2.
3 Схему технологическую см. лист 2.

0574-22-9103-ИОС7.1ГЧ					
«Обустройство кустов скважин №91, 92 Олимпийского лицензионного участка. Площадка скважин №91 Скв. 9103»					
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Рудаков				26.10.22
Проверил	Сергеев				26.10.22
Н.контр.	Марченко				26.10.22
Кустовая площадка №91 скв.9103 Технология производства				Лист	Листов
Фрагмент плана 1.2. Разрез 1-1				П	3
"НГ-ПроектСервис", г. Томск					

Имя, № табл. | Дата | Проект и дата | Взам. инв. № | Дата