

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»
«Научно-проектный институт обустройства нефтяных и газовых месторождений»

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

**«Строительство и обустройство скважин Кокуйского месторождения
(модуль 150)»**

Проектная документация

**Раздел 4 Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру
линейного объекта**

**Часть 3 Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-
технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий,
содержание технологических решений**

Книга 5 Технологические решения. Система сбора и транспорта нефти и газа

2019/206/ДС190-PD-ILO.IOS3

Том 4.3.3

Договор №

2019/206/ДС190

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2023

Взаим. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. №годп.	

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»
«Научно-проектный институт обустройства нефтяных и газовых месторождений»

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

**«Строительство и обустройство скважин Кокуйского месторождения
(модуль 150)»**

Проектная документация

Раздел 4 Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного
объекта

Часть 3 Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического
обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание
технологических решений

Книга 5 Технологические решения. Система сбора и транспорта нефти и газа

2019/206/ДС190-PD-ILO.IOS3

Том 4.3.3

Договор №

2019/206/ДС190

Заместитель директора

В.А. Войтенко

Главный инженер проекта

И.Ю. Байдин

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2023

Взаим. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. №годп.	

Обозначение	Наименование	Примечание
2019/206/ДС190-PD-ILO.IOS3.S	Содержание тома	
2019/206/ДС190-PD-SP	Состав проектной документации	
2019/206/ДС190-PD-ILO.IOS3.TCH	Текстовая часть	
	Графическая часть	
2019/206/ДС190-PD-ILO.IOS3.GCH-1	Схема сбора ДНС-1006 Кокуйского месторождения	
2019/206/ДС190-PD-ILO.IOS3.GCH-2	Схема сбора ДНС-1005, ДНС-1028 Кокуйского месторождения	
2019/206/ДС190-PD-ILO.IOS3.GCH-3	Куст №404 расширение. Этап 3. Обустройство расширяемого куста №404. План выкидного трубопровода	
2019/206/ДС190-PD-ILO.IOS3.GCH-4	Куст 806бис. Этап 4. Обустройство куста 806бис. План выкидных и нефтегазосборного трубопровода	
2019/206/ДС190-PD-ILO.IOS3.GCH-5	Куст 16н. Этап 5. Обустройство расширяемого куста 16н. План выкидного трубопровода	
2019/206/ДС190-PD-ILO.IOS3.GCH-6	Куст №4345. Этап 6. Обустройство куста №4345. План выкидных и нефтегазосборного трубопровода	

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

2019/206/ДС190-PD-ILO.IOS3.S					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.		Одегова			11.2023
Проверил		Сивкова			11.2023
С		Сивкова			11.2023
Н.контр.		Сивкова			11.2023
ГИП		Байдин			11.2023

СОДЕРЖАНИЕ ТОМА	Стадия	Лист	Листов
	П	1	1
	НПИ ОНГМ		

Содержание

1 Сведения о строительстве новых, реконструкции существующих объектов капитального строительства, обеспечивающих функционирование линейного объекта	2
2 Перечень зданий, строений и сооружений, проектируемых в составе линейного объекта	3
3 Сведения о функциональном назначении объектов, входящих в инфраструктуру линейного объекта:	14
4 Требования к качественным характеристикам продукции	14
5 Сведения о потребности объекта в основных видах ресурсов для технологических нужд	15
6 Сведения о сырьевой базе	16
7 Сведения о производственной программе. Характеристика параметров технологического процесса	18
8 Характеристика проектируемых объектов	20
8.1 Добывающие скважины	21
8.2 Индивидуальные замерные устройства	23
8.3 Камеры запуска и приема очистных устройств	26
8.4 Узлы запорной арматуры	27
8.5 Технологические трубопроводы	28
9 Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов	38
10 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, сооружениям на опасном производственном объекте	38
11 Сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешений на применение технологического оборудования и технических устройств	41
12 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе	42
13 Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов, выбросы в атмосферу, сточные воды	43
14 Проектные решения, направленные на соблюдение требований технических регламентов, мероприятия по предотвращению и сокращению выбросов вредных веществ в окружающую среду	43
15 Сведения о расчетной численности, профессиональноквалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности	46
16 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда	46
17 Описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов	46
18 Список литературы	48
Таблица регистрации изменений	49

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

						2019/206/ДС190-PD-ILO.IOS3.TCH			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	ТЕКСТОВАЯ ЧАСТЬ	Стадия	Лист	Листов
							П	1	49
Разраб.		Одегова			11.2023		НПИ ОНГМ		
Проверил		Сивкова			11.2023				
Нач.отд.		Сивкова			11.2023				
Н.контр.		Сивкова			11.2023				
ГИП		Байдин			11.2023				

1 Сведения о строительстве новых, реконструкции существующих объектов капитального строительства, обеспечивающих функционирование линейного объекта

Согласно заданию на проектирование настоящей проектной документацией предусматривается обустройство добывающих скважин на новых кустовых площадках №№7001,7005,7008 и расширяемых кустовых площадках №№399,400,404,806,4345,16н Кокуйского нефтяного месторождения, сбор и транспорт нефти и газа с данных скважин.

Проектом предусматривается реконструкция обвязки существующих скважин №336 (куст №4345), №97 (куст №339) с установкой СКЖ для возможности замера индивидуального дебита по каждой скважине. Так же проектом предусматривается переподключение существующих скважин №№2570,2571 (куст №400) к проектируемой АГЗУ на кусте №400 и демонтаж существующей ГЗУ-1011 в связи с давним сроком ввода в эксплуатацию (1987 г.).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-ILO.IOS3.TCH		2	

2 Перечень зданий, строений и сооружений, проектируемых в составе линейного объекта

Состав проектируемых технологических сооружений приведен в Таблица 2.1.

Все оборудование, примененное в проекте, является новым (не бывшим в употреблении).

Таблица 2.1 – Состав проектируемых технологических сооружений

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
Куст №399 расширение. Этап 1. Обустройство куста №399				
1.1	Насосный агрегат добывающей скважины №4305	шт.	1	ШГН со станком-качалкой ПШСН-80-3-40; N=15 кВт. В комплекте с рамой, редуктором, телом и головкой балансира, электродвигателем, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов. Насос скважинный НВ1Б-32 - напор до 1500 м; - рабочий ход плунжера до 3000 мм; Штанговращатель ШЧ.8000М.
1.2	Насосный агрегат добывающей скважины №4310	шт.	1	ШГН со станком-качалкой ПШСН-80-3-40; N=18,5 кВт. В комплекте с рамой, редуктором, телом и головкой балансира, электродвигателем, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов. Насос скважинный НН2Б-44 - напор до 1500 м; - рабочий ход плунжера до 3000 мм; Штанговращатель ШЧ.8000М.
2	Устьевая арматура АУШГНК-15-65/50-14-Ф-180/180-Г73-К2-ЕЕ-2-ВУС-КВ-2/3х16-КОР-СУС-УХЛ в комплекте с колонной головкой ОКР1-180х35[114ОТТМ]-В-168ВС-К2-ЕЕ-2-УХЛ	компл.	2	Диаметр условного прохода ствола – 65 мм; Диаметр условного прохода боковых струн – 50 мм; Рабочее давление 14,0 МПа

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
3	Счетчик камерный жидкости	шт.	3	СКЖ 30-40 (Верхний предел измерений – до 30т/сут.; рабочее давление – 4,0 МПа; вычислитель – БЭСКЖ) с функцией очистки от АСПО
4	Выкидной трубопровод	м	78	Труба стальная бесшовная Ø89х5,0мм по ГОСТ 8732-78 из стали 20 (класс прочности К42) с наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена с внутренним эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками
5	Нефтегазосборный трубопровод «Куст №399 – ДНС-1005»	км	1,277	Труба стальная бесшовная Ø89х5,0 мм по ГОСТ 8732-78 из стали 20 (класс прочности К42) с наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена с внутренним эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками
6	Камера запуска	шт.	1	Устройство запуска III-УПП-1-80-4,0-УХЛ1-Ф
7	Камера приема	шт.	1	Устройство запуска III-УПП-2-80-4,0-УХЛ1-Ф

Куст №400 расширение. Этап 2. Обустройство куста №400

1.1	Насосный агрегат добывающей скважины №4315	шт.	1	ШГН со станком-качалкой ПШСН-80-3-40; N=18,5 кВт. В комплекте с рамой, редуктором, телом и головкой балансира, электродвигателем, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов. Насос скважинный НВ1Б-32 - напор до 1500 м; - рабочий ход плунжера до 3000 мм; Штанговращатель ШЧ.8000М.
1.2	Насосные агрегаты добывающих скважин №№4311,4302	шт.	2	ШГН со станком-качалкой ПШСН-80-3-40; N=18,5 кВт. В комплекте с рамой, редуктором, телом и головкой балансира, электродвигателем, станцией

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
-----	--------	------	-------	-------	------

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
				управления, ограждением и комплектом сменных шкивов. Насос скважинный НН2Б-44 - напор до 1500 м; - рабочий ход плунжера до 3000 мм; Штанговращатель ШЧ.8000М.
1.3	Насосный агрегат добывающей скважины №4304	шт.	1	ШГН со станком-качалкой ПШСН-80-3-40; N=15 кВт. В комплекте с рамой, редуктором, телом и головкой балансира, электродвигателем, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов. Насос скважинный НН2Б-44 - напор до 1500 м; - рабочий ход плунжера до 3000 мм; Штанговращатель ШЧ.8000М.
2	Устьевая арматура АУШГНК-15-65/50-14-Ф-180/180-Г73-К2-ЕЕ-2-ВУС-КВ-2/3х16-КОР-СУС-УХЛ в комплекте с колонной головкой ОКР1-180х35[114ОТТМ]-В-168ВС-К2-ЕЕ-2-УХЛ	компл.	4	Диаметр условного прохода ствола – 65 мм; Диаметр условного прохода боковых струн – 50 мм; Рабочее давление 14,0 МПа
3	Измерительная установка АГЗУ	компл.	1	Замерная установка на 8 подключений, Р=4,0 МПа
4	Емкость дренажная	компл.	1	V=8м ³ , габаритные размеры LxD=2,9х2,016м
5	Выкидной трубопровод	м	302	Труба стальная бесшовная Ø89х5,0мм по ГОСТ 8732-78 из стали 20 (класс прочности К42) с наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена с внутренним эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками
6	Нефтегазосборный трубопровод «Куст №400 – т.вр. в тр-д «ГЗУ-1012 - ДНС-1005»	км	0,097	Труба стальная прямошовная ø114х5 по ГОСТ 20295-85 из стали 20, класс прочности К42 (труба тип 1 114х5-К42) с наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
-----	--------	------	-------	-------	------

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
				полиэтилена с внутренним эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками
7	Дренажный трубопровод	м	15	Труба стальная бесшовная Ø89х6,0мм по ГОСТ 8732-78 из стали 20 (класс прочности К42)

Куст №404 расширение. Этап 3. Обустройство расширяемого куста №404

1	Насосный агрегат добывающей скважины	шт.	1	ШГН со станком-качалкой ПШСН-80-3-40; N=15 кВт. В комплекте с рамой, редуктором, телом и головкой балансира, электродвигателем, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов. Насос скважинный НВ1Б-32 - напор до 1500 м; - рабочий ход плунжера до 3000 мм; Штанговращатель ШЧ.8000М.
2	Устьевая арматура АУШГНК-15-65/50-14-Ф-180/180-Г73-К2-ЕЕ-2-ВУС-КВ-2/3х16-КОР-СУС-УХЛ в комплекте с колонной головкой ОКР1-180х35[114ОТТМ]-В-168ВС-К2-ЕЕ-2-УХЛ	компл.	1	Диаметр условного прохода ствола – 65 мм; Диаметр условного прохода боковых струн – 50 мм; Рабочее давление 14,0 МПа
3	Счетчик камерный жидкости	шт.	1	СКЖ 30-40 (Верхний предел измерений – до 30т/сут.; рабочее давление – 4,0 МПа; вычислитель – БЭСЖ) с функцией очистки от АСПО
4	Выкидной трубопровод	м	22	Труба стальная бесшовная Ø89х5,0мм по ГОСТ 8732-78 из стали 20 (класс прочности К42) с наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена с внутренним эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками

Куст №806бис. Этап 4. Обустройство куста №806бис

1.1	Насосный агрегат добывающей скважины	шт.	1	ШГН со станком-качалкой ПШСН-80-3-40; N=15 кВт. В комплекте с рамой, редуктором,
-----	--------------------------------------	-----	---	---

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
-----	--------	------	-------	-------	------

2019/206/ДС190-PD-ILO.IOS3.TCH

Лист

6

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
	№4322			телом и головкой балансира, электродвигателем, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов. Насос скважинный НВ1Б-38 - напор до 1500 м; - рабочий ход плунжера до 3000 мм; Штанговращатель ШЧ.8000М.
1.2	Насосные агрегаты добывающих скважин №4324,4321,4325	шт.	3	ШГН со станком-качалкой ПШСН-80-3-40; N=18,5 кВт. В комплекте с рамой, редуктором, телом и головкой балансира, электродвигателем, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов. Насос скважинный НВ1Б-38 - напор до 1500 м; - рабочий ход плунжера до 3000 мм; Штанговращатель ШЧ.8000М.
2	Устьевая арматура АУШГНК-15-65/50-14-Ф-180/180-Г73-К2-ЕЕ-2-ВУС-КВ-2/3х16-КОР-СУС-УХЛ в комплекте с колонной головкой ОКР1-180х35[114ОТТМ]-В-168ВС-К2-ЕЕ-2-УХЛ	компл.	4	Диаметр условного прохода ствола – 65 мм; Диаметр условного прохода боковых струн – 50 мм; Рабочее давление 14,0 МПа
3	Счетчик камерный жидкости	шт.	4	СКЖ 30-40 (Верхний предел измерений – до 30т/сут.; рабочее давление – 4,0 МПа; вычислитель – БЭСКЖ) с функцией очистки от АСПО
4	Выкидной трубопровод	м	20	Труба стальная бесшовная Ø89х5,0мм по ГОСТ 8732-78 из стали 20 (класс прочности К42) с наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена с внутренним эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками
5	Нефтегазосборный трубопровод	км	0,186	Труба стальная бесшовная Ø89х5,0 мм по ГОСТ 8732-78 из стали 20 (класс прочности К42) с наружным

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2019/206/ДС190-PD-ILO.IOS3.TCH

Лист

7

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
				трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена с внутренним эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками

Куст №16н. Этап 5. Обустройство расширяемого куста №16н

1	Насосный агрегат добывающей скважины	шт.	1	ШГН со станком-качалкой ПШСН-80-3-40; N=15 кВт. В комплекте с рамой, редуктором, телом и головкой балансира, электродвигателем, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов. Насос скважинный НВ1Б-32 - напор до 1500 м; - рабочий ход плунжера до 3000 мм; Штанговращатель ШЧ.8000М.
2	Устьевая арматура АУШГНК-15-65/50-14-Ф-180/180-Г73-К2-ЕЕ-2-ВУС-КВ-2/3х16-КОР-СУС-УХЛ в комплекте с колонной головкой ОКР1-180х35[114ОТТМ]-В-168ВС-К2-ЕЕ-2-УХЛ	компл.	1	Диаметр условного прохода ствола – 65 мм; Диаметр условного прохода боковых струн – 50 мм; Рабочее давление 14,0 МПа
3	Выкидной трубопровод	м	64	Труба стальная бесшовная Ø89х5,0мм по ГОСТ 8732-78 из стали 20 (класс прочности К42) с наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена с внутренним эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками

Куст №4345. Этап 6. Обустройство куста №4345

1.1	Насосные агрегаты добывающих скважин №4340,4338	шт.	2	ШГН со станком-качалкой ПШСН-80-3-40; N=15 кВт. В комплекте с рамой, редуктором, телом и головкой балансира, электродвигателем, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов. Насос скважинный НВ1Б-32
-----	---	-----	---	--

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2019/206/ДС190-PD-ILO.IOS3.TCH

Лист

8

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
				- напор до 1500 м; - рабочий ход плунжера до 3000 мм; Штанговращатель ШЧ.8000М.
1.2	Насосный агрегат добывающей скважины №4344	шт.	1	ШГН со станком-качалкой ПШСН-80-3-40; N=18,5 кВт. В комплекте с рамой, редуктором, телом и головкой балансира, электродвигателем, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов. Насос скважинный НВ1Б-32 - напор до 1500 м; - рабочий ход плунжера до 3000 мм; Штанговращатель ШЧ.8000М.
2	Устьевая арматура АУШГНК-15-65/50-14-Ф-180/180-Г73-К2-ЕЕ-2-ВУС-КВ-2/3х16-КОР-СУС-УХЛ в комплекте с колонной головкой ОКР1-180х35[114ОТТМ]-В-168ВС-К2-ЕЕ-2-УХЛ	компл.	3	Диаметр условного прохода ствола – 65 мм; Диаметр условного прохода боковых струн – 50 мм; Рабочее давление 14,0 МПа
3	Счетчик камерный жидкости	шт.	4	СКЖ 30-40 (Верхний предел измерений – до 30т/сут.; рабочее давление – 4,0 МПа; вычислитель – БЭСКЖ) с функцией очистки от АСПО
4	Выкидной трубопровод	м	30	Труба стальная бесшовная Ø89х5,0мм по ГОСТ 8732-78 из стали 20 (класс прочности К42) с наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена с внутренним эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками
5	Нефтегазосборный трубопровод «Куст №4345 – т.вр. в тр-д «Скв. №336 – ГЗУ-1013»»	км	0,037	Труба стальная бесшовная Ø89х5,0 мм по ГОСТ 8732-78 из стали 20 (класс прочности К42) с наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена с внутренним эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
Куст №7008. Этап 7. Обустройство куста №7008				
1.1	Насосный агрегат добывающей скважины №7009	шт.	1	ШГН со станком-качалкой ПШСН-80-3-40; N=15 кВт. В комплекте с рамой, редуктором, телом и головкой балансира, электродвигателем, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов. Насос скважинный НВ1Б-38 - напор до 1500 м; - рабочий ход плунжера до 3000 мм; Штанговращатель ШЧ.8000М.
1.2	Насосный агрегат добывающей скважины №4343	шт.	1	ШГН со станком-качалкой ПШСН-80-3-40; N=15 кВт. В комплекте с рамой, редуктором, телом и головкой балансира, электродвигателем, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов. Насос скважинный НВ1Б-32 - напор до 1500 м; - рабочий ход плунжера до 3000 мм; Штанговращатель ШЧ.8000М.
1.3	Насосный агрегат добывающей скважины №7011	шт.	1	ШГН со станком-качалкой ПШСН-80-3-40; N=18,55 кВт. В комплекте с рамой, редуктором, телом и головкой балансира, электродвигателем, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов. Насос скважинный НН2Б-44 - напор до 1500 м; - рабочий ход плунжера до 3000 мм; Штанговращатель ШЧ.8000М.
2	Устьевая арматура АУШГНК-15-65/50-14-Ф-180/180-Г73-К2-ЕЕ-2-ВУС-КВ-2/3х16-КОР-СУС-УХЛ в комплекте с колонной головкой ОКР1-180х35[114ОТТМ]-В-168ВС-К2-ЕЕ-2-УХЛ	компл.	3	Диаметр условного прохода ствола – 65 мм; Диаметр условного прохода боковых струн – 50 мм; Рабочее давление 14,0 МПа

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
-----	--------	------	-------	-------	------

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
3	Счетчик камерный жидкости	шт.	3	СКЖ 30-40 (Верхний предел измерений – до 30т/сут.; рабочее давление – 4,0 МПа; вычислитель – БЭСКЖ) с функцией очистки от АСПО
4	Выкидной трубопровод	м	36	Труба стальная бесшовная Ø89х5,0мм по ГОСТ 8732-78 из стали 20 (класс прочности К42) с наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена с внутренним эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками
5	Нефтегазосборный трубопровод «Куст №7008 – ДНС-1006»	км	6,046	Труба стальная прямошовная ø114х5 по ГОСТ 20295-85 из стали 20, класс прочности К42 (труба тип 1 114х5-К42) с наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена с внутренним эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками
6	Камера запуска	шт.	1	Устройство запуска III-УПП-1-100-4,0-УХЛ1-Ф
7	Камера приема	шт.	1	Устройство запуска III-УПП-2-100-4,0-УХЛ1-Ф

Куст №7005. Этап 8. Обустройство куста №7005

1.1	Насосный агрегат добывающей скважины №7005	шт.	1	ШГН со станком-качалкой ПШСН-80-3-40; N=18,5 кВт. В комплекте с рамой, редуктором, телом и головкой балансира, электродвигателем, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов. Насос скважинный НВ1Б-38 - напор до 1500 м; - рабочий ход плунжера до 3000 мм; Штанговращатель ШЧ.8000М.
1.2	Насосные агрегаты добывающих скважин №7002,7006	шт.	2	ШГН со станком-качалкой ПШСН-80-3-40; N=15 кВт. В комплекте с рамой, редуктором, телом и головкой балансира, электродвигателем, станцией

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
-----	--------	------	-------	-------	------

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
				управления, ограждением и комплектом сменных шкивов. Насос скважинный НВ1Б-32 - напор до 1500 м; - рабочий ход плунжера до 3000 мм; Штанговращатель ШЧ.8000М.
2	Устьевая арматура АУШГНК-15-65/50-14-Ф-180/180-Г73-К2-ЕЕ-2-ВУС-КВ-2/3х16-КОР-СУС-УХЛ в комплекте с колонной головкой ОКР1-180х35[114ОТТМ]-В-168ВС-К2-ЕЕ-2-УХЛ	компл.	3	Диаметр условного прохода ствола – 65 мм; Диаметр условного прохода боковых струн – 50 мм; Рабочее давление 14,0 МПа
3	Счетчик камерный жидкости	шт.	3	СКЖ 30-40 (Верхний предел измерений – до 30т/сут.; рабочее давление – 4,0 МПа; вычислитель – БЭСЖ) с функцией очистки от АСПО
4	Выкидной трубопровод	м	41	Труба стальная бесшовная Ø89х5,0мм по ГОСТ 8732-78 из стали 20 (класс прочности К42) с наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена с внутренним эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками
5	Нефтегазосборный трубопровод «Куст №7005 – т.вр. в тр-д «Куст №7008 – ДНС-1006»»	км	0,571	Труба стальная бесшовная Ø89х5,0мм по ГОСТ 8732-78 из стали 20 (класс прочности К42) с наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена с внутренним эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками

Куст №7001. Этап 9. Обустройство куста №7001

1.1	Насосный агрегат добывающей скважины №7001	шт.	1	ШГН со станком-качалкой ПШСН-80-3-40; N=18,5 кВт. В комплекте с рамой, редуктором, телом и головкой балансира, электродвигателем, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов.
-----	--	-----	---	--

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
				Насос скважинный НВ1Б-38 - напор до 1500 м; - рабочий ход плунжера до 3000 мм; Штанговращатель ШЧ.8000М.
1.2	Насосные агрегаты добывающих скважин №№4339,7012	шт.	2	ШГН со станком-качалкой ПШСН-80-3-40; N=15 кВт. В комплекте с рамой, редуктором, телом и головкой балансира, электродвигателем, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов. Насос скважинный НВ1Б-32 - напор до 1500 м; - рабочий ход плунжера до 3000 мм; Штанговращатель ШЧ.8000М.
1.3	Насосный агрегат добывающей скважины №7003	шт.	1	ШГН со станком-качалкой ПШСН-80-3-40; N=15 кВт. В комплекте с рамой, редуктором, телом и головкой балансира, электродвигателем, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов. Насос скважинный НН2Б-44 - напор до 1500 м; - рабочий ход плунжера до 3000 мм; Штанговращатель ШЧ.8000М.
2	Устьевая арматура АУШГНК-15-65/50-14-Ф-180/180-Г73-К2-ЕЕ-2-ВУС-КВ-2/3х16-КОР-СУС-УХЛ в комплекте с колонной головкой ОКР1-180х35[114ОТТМ]-В-168ВС-К2-ЕЕ-2-УХЛ	компл.	4	Диаметр условного прохода ствола – 65 мм; Диаметр условного прохода боковых струн – 50 мм; Рабочее давление 14,0 МПа
3	Счетчик камерный жидкости	шт.	5	СКЖ 30-40 (Верхний предел измерений – до 30т/сут.; рабочее давление – 4,0 МПа; вычислитель – БЭСЖ) с функцией очистки от АСПО
4	Выкидной трубопровод	м	39	Труба стальная бесшовная Ø89х5,0мм по ГОСТ 8732-78 из стали 20 (класс прочности К42) с наружным трехслойным покрытием на основе

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
				экструдированного полиэтилена с внутренним эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками
5	Нефтегазосборный трубопровод «Куст №7005 – т.вр. в тр-д «Куст №7008 – ДНС-1006»»	км	1,166	Труба стальная бесшовная Ø89х5,0мм по ГОСТ 8732-78 из стали 20 (класс прочности К42) с наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена с внутренним эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками
6	Камера запуска	шт.	1	Устройство запуска III-УПП-1-80-4,0-УХЛ1-Ф
7	Камера приема	шт.	1	Устройство запуска III-УПП-2-80-4,0-УХЛ1-Ф

3 Сведения о функциональном назначении объектов, входящих в инфраструктуру линейного объекта:

Функциональное назначение проектируемых сооружений в составе линейного объекта:

- добывающих скважин с глубинно-насосным оборудованием – откачивание жидкой среды из подземного источника для ее дальнейшей транспортировки по трубопроводной системе под определенным напором;
- механизма депарафинизации скважин – очистка колонны добывающей скважины, оборудованной ЭЦН, от АСПО;
- СКЖ – замер дебита добывающих скважин;
- камер запуска и приема очистных устройств - периодическая очистка от асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) внутренней полости выкидного и нефтегазосборных трубопроводов;
- узлов запорной арматуры - перекрытие потока жидкости в трубопровода.

4 Требования к качественным характеристикам продукции

Требования к качественным характеристикам транспортируемой среды проектом не предусмотрены. Подготовка до товарного качества по [ГОСТ Р 51858-2020](#) – на УППН «Кокуй».

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

5 Сведения о потребности объекта в основных видах ресурсов для технологических нужд

Для обеспечения транспорта нефти и газа требуются следующие основные расходные ресурсы:

- горячая жидкость для промывки выкидных и нефтегазосборного трубопроводов от АСПО. Количество горячей воды/нефти для промывки выкидных и нефтегазосборного трубопроводов от АСПО определено, исходя из протяженности трубопроводов и опыта эксплуатации месторождений, и составляет:

Первый этап. Куст №399 – 1,9 м³;

Второй этап. Куст №400 – 9,5 м³;

Третий этап. Куст №404 – 0,4 м³;

Четвертый этап. Куст №806 – 5,0 м³;

Пятый этап. Куст №16н – 1,6 м³;

Шестой этап. Куст №4345 – 1,7 м³;

Седьмой этап. Куст №7008 – 0,9 м³;

Восьмой этап. Куст №7005 – 14,2 м³;

Девятый этап. Куст №7001 – 0,8 м³;

Количество промывок - 5 в год.

Горячую воду и нефть доставляют в специализированных цистернах с УППН «Кокуй».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-ILO.IOS3.TCH			15

6 Сведения о сырьевой базе

Физико-химические свойства и состав нефти, попутного нефтяного газа Чураковского нефтяного месторождения приняты по данным ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и приведены в Таблица 6.1 и Таблица 6.2.

Таблица 6.1 - Физико-химические свойства нефти

Наименование параметра	Тл (Луж.)	Бб (Луж.)	Тл (Мак.)	Бб(Мак.)	Тл (Маз.)	ВЗВ4 (Маз.)
Плотность в поверхностных условиях, кг/м ³	843	865	843	861	869	854
Вязкость динамическая при 20°C, сП	11,99÷13,45	8,35	11,99÷13,45	13,55	10,28	10,11
Массовое содержание, %						
серы	1,21÷1,58	1,83	1,21÷1,58	1,65	1,71	1,81
смола силикагелевых	7,42÷14,94	12,17	7,42÷14,94	14,29	12,36	12,83
асфальтенов	0,79÷1,01	1,8	0,79÷1,01	1,06	1,52	1,42
парафинов	3,76÷5,27	3,22	3,76÷5,27	5,54	4,31	3,97
Температура застывания, °С	3...5	-	3...5	-3...-19	-5...-6	5...-20
Температура плавления парафина, °С	52÷56,1	59,4	52÷56,1	57,3	54,9	54,4
Газосодержание, мЗ/ т	142,2	131,5	142,2	108,0	115,5	128,3
Обводненность, %:	30					

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-ILO.IOS3.TCH	16

7 Сведения о производственной программе. Характеристика параметров технологического процесса

Проектная мощность проектируемых нефтегазосборных трубопроводов и параметры технологического процесса транспорта водонефтегазовой эмульсии по трубопроводу приведены в Таблица 7.1.

Таблица 7.1 – Параметры технологического процесса транспорта водонефтегазовой эмульсии

		Показатели	Максимальная проектная мощность	Максимальное рабочее давление, МПа	Средняя температура транспорта рабочей среды, °С	
Первый этап						
		Нефтегазосборный трубопровод «Куст №399 – ДНС-1005»	По жидкости – 34,6* м ³ /сут По нефти – 19,6* т/сут	4,0	5	
Второй этап						
		Нефтегазосборный трубопровод «Куст №400 – т.вр. в тр-д «ГЗУ-1012 - ДНС-1005»	По жидкости – 68,1* м ³ /сут По нефти – 45,4* т/сут	4,0	5	
Третий этап						
		Выкидной трубопровод от скв. №4314	По жидкости – 8,6 м ³ /сут По нефти – 5,9 т/сут	4,0	5	
Четвертый этап						
		Нефтегазосборный трубопровод «Куст №806 (расш.) – т.вр. в тр-д «ГЗУ-1477 - ДНС-1028»	По жидкости – 51,8 м ³ /сут По нефти – 35,7 т/сут	4,0	5	
Пятый этап						
		Выкидной трубопровод от свк. №4331	По жидкости – 7,3 м ³ /сут По нефти – 5,0 т/сут*	4,0	5	
Шестой этап						
		Нефтегазосборный трубопровод «Куст №4345 – т.вр. в тр-д «Скв. №336 – ГЗУ-1013»»	По жидкости – 23,2* м ³ /сут По нефти – 16,5* т/сут	4,0	5	
Седьмой этап						
		Нефтегазосборный трубопровод «Куст №7008	По жидкости – 35,4 м ³ /сут По нефти – 24,1 т/сут	4,0	5	
Изн. № подл.						Лист
	2019/206/ДС190-PD-ILO.IOS3.TCH					18
Взам. инв. №	Подп. и дата					
Изн. № подл.		Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.
						Дата

Показатели	Максимальная проектная мощность	Максимальное рабочее давление, МПа	Средняя температура транспорта рабочей среды, °С
– ДНС-1006»			
Восьмой этап			
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №7005 – т.вр. в тр-д «Куст №7008 – ДНС-1006»»	По жидкости – 30,1 м ³ /сут По нефти – 20,6 т/сут	4,0	5
Девятый этап			
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №7001 – т.вр. в тр-д «Куст №7008 – ДНС-1006»»	По жидкости – 45,2 м ³ /сут По нефти – 30,7 т/сут	4,0	5

* - с учетом объемов добычи существующих, реконструируемых скважин.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-ILO.IOS3.TCH			19

8 Характеристика проектируемых объектов

Транспорт нефти предусматривается по однострубно герметизированной схеме.

Принципиальная технологическая схема приведена на листе 2019/209/ДС190-PD-ILO.IOS3.GCH-1.

Продукция обустраиваемых добывающих скважин кустов №№404,806,7001,7005,7008 под давлением, создаваемым штанговыми насосами, по выкидным трубопроводам поступает на узлы замера с СКЖ, размещаемые на приустьевых площадках скважин. После замера дебита водонефтегазовая эмульсия с кустов №№404,806,7008 по проектируемым нефтегазосборным трубопроводам направляется до точек врезки в существующие нефтегазосборные трубопроводы для последующего транспорта на ДНС-1005, ДНС-1006 и ДНС-1028. Водонефтегазовая эмульсия с кустов №№7001,7005 по проектируемым нефтегазосборным трубопроводам направляется до точек врезки в проектируемый нефтегазосборный трубопровод с куста №7008 для последующего транспорта на ДНС-1006.

Для возможности индивидуального замера дебита на существующей скважине предусматривается реконструкция обвязки существующих скважин №336 (куст №4345), №97 (куст №339) с установкой СКЖ.

Продукция обустраиваемых добывающих скважин расширяемого куста №400 по проектируемым выкидным трубопроводам поступает на проектируемую замерную установку АГЗУ. После замера дебита по проектируемому нефтегазосборному трубопроводу водонефтегазовая эмульсия направляется до точки врезки в существующий нефтегазосборный трубопровод «ГЗУ-1012 - ДНС-1005» для последующего транспорта на ДНС-1005. Так же проектом предусматривается подключение к проектируемой АГЗУ существующих скважин №№2570,2571 расширяемого куста №400 и демонтаж существующей ГЗУ-1011 в связи с давним сроком ввода в эксплуатацию (1987 г.).

Для очистки от АСПО полости нефтегазосборных трубопроводов «Куст №399 – ДНС-1005», «Куст №7008 – ДНС-1006», «Куст №7001 – т.вр. в тр-д «Куст №7008 – ДНС-1006»» предусмотрены устройства запуска и приема очистных устройств. После окончания операций по запуску/приему очистных устройств откачка нефтесодержащей жидкости из внутренней полости устройств предусмотрена вакуумной автоцистерной типа АКН-10 через герметичную, закрытую дренажную систему, обеспечивающую полный слив токсичной и взрывопожароопасной жидкости. Слив производится через герметичный маслобензостойкий рукав с БРС, с последующим вывозом, герметичным сливом через рукав в дренажную емкость на УППН «Кокуй».

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2019/206/ДС190-PD-ILO.IOS3.TCH

Лист

20

Очистка полости остальных выкидных и нефтегазосборных трубопроводов предусматривается методом периодических промывок в виду их небольшой протяженности. Промывка горячей водой или нефтью предусматривается периодически, в зависимости от роста давления в трубопроводах, согласно графику по очистке трубопроводов. Для проведения промывки в обвязке устьев скважин устанавливаются штуцеры с запорным клапаном DN20 PN4,0МПа для ввода горячей жидкости. Горячая жидкость доставляется в автоцистернах с УППН «Кокуй». При промывке горячая жидкость закачивается в трубопровод и затем транспортируется вместе с продукцией скважин. Необходимый объем горячей жидкости для промывки трубопроводов приведен в разделе 5.

Согласно п. 1460 и Таблице №1 Приложения №4 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утв. приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534, для оборудования, подверженного воздействию сернистого сероводорода, при абсолютном давлении более 18,6 кгс/см² и объемной концентрации сероводорода более 0,075% должно применяться оборудование и материалы, стойкие к СКР.

8.1 Добывающие скважины

В соответствии с заданием на проектирование для всех остальных проектируемых добывающих скважин предусматривается один способ эксплуатации – штанговыми глубинными плунжерными насосами с приводом от станка-качалки (ШГН).

В качестве привода для погружных штанговых насосов рекомендуются станки-качалки ПШСН 80-3-40.

Комплектность оборудования: рама, редуктор, тело и головка балансира, электродвигатель, станция управления.

Техническая характеристика ПШСН 80-3-40:

- номинальная нагрузка на устьевом штоке – 80кН;
- максимальная длина хода устьевого штока – 3м;
- номинальный крутящий момент на выходном вале редуктора – не менее 40 кНм;
- передаточное число редуктора – 37;
- количество качаний балансира – 4-12 в минуту;
- мощность двигателей – 15,0 и 18,5 кВт;
- синхронная частота вращения электродвигателя – 1000 мин⁻¹.

Электрооборудование станка-качалки (станция управления, электродвигатель) принято в общепромышленном исполнении, вследствие этого оно размещено не ближе 3 м от устьевой арматуры скважин. Настройка станка-качалки производится с помощью комплекта сменных шкивов и установки числа качаний после определения фактических параметров скважины.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

При способе эксплуатации ШГН предусматриваются скважинные штанговые насосы НВ1Б-32, НВ1Б-38 и НН2Б-44 со следующими техническими характеристиками:

- теоретическая подача (max) – до 65,6 м³/сут.;
- напор до 1500 м;
- рабочий ход плунжера до 3000мм;
- диаметр цилиндра – 32/38/44 мм.

Устья всех остальных проектируемых добывающих скважин для способа эксплуатации ШГН согласно типовым техническим условиям ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» оборудуются устьевой арматурой типа АУШГНК-15-65/50-14-Ф-180/180-Г73-К2-ЕЕ-2-ВУС-КВ-2/3х16-КОР-СУС-УХЛ. Шифр устьевой арматуры принят в соответствии с Едиными Техническими Требованиями ПАО «ЛУКОЙЛ». Арматура фонтанная, способ подвешивания НКТ в переводнике трубной головки, типовая схема 15, условный проход ствола 65 мм, боковых отводов елки 50 мм, рабочее давление 14 МПа, способ соединения устьевой арматуры с обвязкой колонной фланцевое, условный проход нижнего фланца трубной головки 230 мм, тип резьбы в переводнике трубной головки для подвесного патрубка - гладкая треугольная по ГОСТ 633-80 диаметром 73 мм, исполнение по коррозионной стойкости К2, класс материала ЕЕ уровень технических требований к изделию УТТ – 2, тип запорной арматуры ЗД, с клапаном обратным КОР, с самоустанавливающимся устьевым сальником, климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69 - УХЛ.

Обвязка колонная для всех проектируемых скважин принимается ОКР1-230х21[168ВС]-В-245ВС-К2-ЕЕ-2-УХЛ. Шифр обвязки колонной принят в соответствии с Едиными Техническими Требованиями ПАО «ЛУКОЙЛ». Тип оборудования обвязка колонная, способ подвешивания колонн резьбовой, количество секций 1, условный проход верхнего фланца 230 мм, рабочее давление верхнего фланца 35 МПа, диаметр обсадных труб, закрепляемых в ОК 168 мм, тип резьбы обсадных труб, закрепляемых в ОК - ВС (тип резьбового упорного соединения с трапецеидальной резьбой), присоединение ОК к технической колонне – В (с помощью внутренней резьбы на корпусе головки), диаметр технической колонны 245 мм, тип резьбы технической колонны – ВС (тип резьбового упорного соединения с трапецеидальной резьбой), исполнение ОК по коррозионной стойкости К2, класс материала ЕЕ, уровень технических требований к изделию УТТ – 2, климатическое исполнение УХЛ.

Очистка внутренней полости выкидных трубопроводов от АСПО будет производиться методом периодических промывок горячей водой через штуцер, расположенный в обвязке устьевой арматуры.

Динамическая вязкость во всем диапазоне обводненности имеет невысокие значения; транспорт нефти возможен без дозирования деэмульгатора в систему сбора. В начальный период эксплуатации обустраиваемых скважин установка блоков подачи реагента на площадках скважин не предусматривается; после получения фактических данных вязкости и обводненности нефтяных

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

эмульсий в процессе работы скважин, в случае необходимости, будет организована подача деэмульгатора.

Для сбора загрязненных промливневых стоков и возможных утечек нефти при эксплуатации и аварийных ситуациях приустьевая площадка скважины предусматривается с бордюром и ливневой канализацией. Для сбора возможных разливов нефти при ремонтных работах предусматриваются инвентарные передвижные поддоны, которыми оснащаются ремонтные бригады.

Для быстрого привлечения внимания и предупреждения о потенциальной или действительной опасности вредного воздействия объекта на людей, снижения вероятности травматизма и профессиональных заболеваний, предотвращения аварий и облегчения управления производственными процессами на объекте устанавливаются знаки безопасности. Знаки безопасности устанавливаются в соответствии с требованиями СТО 09-001-2013 «Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Освещение мест производства работ на проектируемых объектах решено местное при помощи переносных аккумуляторных фонарей.

8.2 Индивидуальные замерные устройства

Для замера продукции проектируемых добывающих скважин предусмотрен монтаж счетчиков СКЖ с вычислителем, устанавливаемых на приустьевых площадках каждой скважины.

Счетчик СКЖ предназначен для измерения при постоянных и переменных расходах:

- массового расхода вещества;
- общей массы вещества.

Счетчик устанавливается в обвязке скважины.

Техническая характеристика счетчиков СКЖ:

Верхний предел измерений СКЖ 30-40 – до 30 т/сут;

Рабочее давление – 4,0 МПа.

Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69 – УХЛ1 (минимальная температура эксплуатации – минус 50°С). Для эксплуатации при отрицательной температуре окружающей среды счетчик снабжен устройством обогрева камерного преобразователя расхода.

Датчики импульсов счетчиков СКЖ имеют взрывозащиту – «взрывонепроницаемая оболочка» по ГОСТ Р 51330.1-99, уровень взрывозащиты – «взрывобезопасный» по ГОСТ Р 51330.0-99, маркировку взрывозащиты IExdПВТ4. Степень защиты датчиков импульсов от попадания пыли и воды – IP67 по ГОСТ 14254-96.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

8.3 Автоматизированная групповая замерная установка

Для замера дебита проектируемых добывающих скважин №№4311,4315,4302,4304 и существующих добывающих скважин №№2570,2571 куста №400 предусмотрена проектируемая замерная установка АГЗУ.

АГЗУ предусматривается в блочном исполнении полной заводской готовности и состоит из двух блоков: технологического и аппаратурного. Взрывоопасные зоны и их классы для помещения технологического блока 2, категории взрывоопасных смесей –IIА, группа взрывоопасных смесей – ТЗ.

Техническая характеристика замерной установки:

- количество подключаемых скважин – до 8;
- пропускная способность по жидкости – до 400 м³/сут;
- рабочее давление – до 4,0 МПа;
- погрешность измерения – ±2,5%;
- напряжение питания – 380 В.

Согласно типовому опросному листу № 2 «Измерительная установка с сепаратором минимальная комплектация» марка стали для изготовления деталей устройств пуска-приема должна быть выбрана для среды с содержанием H₂S ≤ 0,98%, стойкая к СКР (см. Типовой опросный лист № 2. Измерительная установка с сепаратором минимальная комплектация).

В составе АГЗУ предусмотрена автоматическая пожарная сигнализация.

Размещение АГЗУ на площадке скважин выполнено с учетом противопожарных разрывов. АГЗУ разрабатывается заводом-изготовителем в соответствии с опросным листом. Блоки выполнены с учетом габаритов основного технологического оборудования, мест ввода инженерных сетей, проходов для осмотра и обслуживания оборудования. Технологический и аппаратурный блоки АГЗУ – утепленные, с металлическим каркасом, с негорючим теплоизоляционным материалом. Степень огнестойкости помещений – IV; класс конструктивной пожарной опасности – С0 согласно федеральному закону РФ №123-ФЗ от 22.07.2008 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

Технологический блок имеет освещение, отопление, принудительную вытяжную вентиляцию, оконный и дверной проемы. Аппаратурный блок имеет освещение, отопление, естественную вентиляцию, дверной проем шириной 0,8 м и высотой 1,9 м.

Отопление и вентиляция технологического и аппаратурного блоков предусматривается с целью создания нормальных санитарно-гигиенических условий в рабочей зоне помещений и обеспечения требований норм техники безопасности. Решения по отоплению и вентиляции проектируемой АГЗУ приведены в томе 4.3.7 (2019/206/ДС190-PD-ILO.IOS7).

В технологическом блоке АГЗУ предусматривается автоматическая пожарная сигнализация, контролируются параметры загазованности.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

В технологическом блоке АГЗУ, в соответствии с СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение» предусматривается разряд зрительных работ IVг (200лк) для шкалы приборов, VIшв (50лк) – основное освещение; в аппаратурном блоке - IVг (200лк).

Аппаратурный блок АГЗУ, оборудован замком и датчиком несанкционированного доступа с передачей данных в систему телемеханики ЦДНГ №10.

Для слива жидкости из АГЗУ при ремонтных работах и приема жидкости, сбрасываемой с предохранительного клапана АГЗУ, предусматривается дренажная емкость Е-1.

Техническая характеристика емкости:

- тип емкости – емкость подземная горизонтальная дренажная ЕП 8-2000-1300-2, без теплообменного устройства (подогревателя), без насоса;
- объем – 8 м³;
- давление расчетное – 0,07 МПа;
- температура среды – до +40°С;
- внутренний диаметр – 2,0 м;
- высота горловин – 1,3 м;
- марка стали – 16ГС-6;
- минимальная температура эксплуатации – минус 60°С.

Согласно Типовому опросному листу на емкость подземную типа ЕП с/без агрегата электро-насосного марка стали для изготовления деталей подземной емкости должна быть выбрана для среды с содержанием H₂S ≤ 2,48%, %, стойкая к СКР (см. Типовой опросный лист на емкость подземную типа ЕП с/без агрегата электро-насосного).

Дренажная емкость предусматривается без термообработки, с внутренним антикоррозионным покрытием из лакокрасочных материалов не менее чем в 2 слоя толщиной не менее 300±50 мкм (каждый слой не менее 150±50 мкм), с гарантийным сроком службы, согласно п. 5.3 СТП 09-001-2013, не менее 10 лет (срок службы С – средний от 5 до 15 лет). Покрытие наносится на предварительно очищенную стальную поверхность по технологии разработчика лакокрасочного материала.

Наружное антикоррозийное покрытие емкости: для защиты от почвенной коррозии предусматривается ленточная полимерная антикоррозионная изоляция усиленного типа согласно ГОСТ Р 51164-98. Структура изоляционного покрытия усиленного типа: - лента изоляционная «Полилен-40-ЛИ-63», 2 слоя; - праймер НК-50; - наружная обертка «Полилен-ОБ-63», 1 слой.

Проектом предусматривается электрохимзащита подземной дренажной емкости.

Дренажная емкость оборудуется дыхательным клапаном типа КДМ-ОТР150/100-УХЛ со встроенным огнепреградителем.

Согласно Унифицированной форме опросного листа для заказа клапана дыхательного КДМ1-150 марка стали для изготовления деталей клапана дыхательного и огнепреградителя должна быть выбрана для среды с

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			2019/206/ДС190-PD-ILO.IOS3.TCH						25
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

содержанием $H_2S \leq 2,48\%$, %, стойкая к СКР (см. Унифицированная форма опросного листа для заказа клапана дыхательного КДМ1-150).

Опорожнение дренажной емкости производится с помощью автоцистерны (АКН10) Урал-4320, 10м³. Автоцистерна предназначена для перевозки нефтепродуктов и оборудована насосом для откачки жидкости. Глубина всасывания насоса не менее 4,5 м. Жидкость вывозится на УППН «Кокуй».

8.4 Камеры запуска и приема очистных устройств

Для очистки от АСПО полости нефтегазосборных трубопроводов «Куст №399 – ДНС-1005», «Куст №7008 – ДНС-1006», «Куст №7001 – т.вр. в тр-д «Куст №7008 – ДНС-1006»» предусмотрены устройства запуска и приема очистных устройств полной заводской готовности.

Характеристика устройств запуска и приема очистных устройств приведена в Таблица 8.4.1.

Таблица 8.4.1 – Характеристика устройств запуска и приема очистных устройств

Наименование	Ед. изм.	Характеристика
Нефтегазосборные трубопроводы «Куст №399 – ДНС-1005» и «Куст №7001 – т.вр. в тр-д «Куст №7008 – ДНС-1006»»		
Тип устройств запуска	-	III-УПП-1-80-4.0-УХЛ1
Тип устройств приема	-	III-УПП-2-80-4.0-УХЛ1
Условный диаметр	мм	80
Расчетное давление	МПа	4,0
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №7008 – ДНС-1006»»		
Тип устройств запуска	-	III-УПП-1-100-4.0-УХЛ1
Тип устройств приема	-	III-УПП-2-100-4.0-УХЛ1
Условный диаметр	мм	100
Расчетное давление	МПа	4,0

Устройства запуска и приема оборудованы манометрами и сигнализаторами прохождения очистных устройств.

Для очистки полости труб используются полиуретановые торпеды.

Дренаж из устройств предусмотрен в металлические поддоны, размещаемые на площадках с последующим вывозом и утилизацией.

Размещение устройств запуска и приема очистных устройств предусмотрено на бетонных канализованных площадках. У площадок устанавливается знак безопасности, на котором выполняются соответствующие запрещающие и указательные надписи согласно требованиям СТП 09-001-2013 "Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ". Площадки устройств запуска и приема, расположенные за

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

пределами обвалования кустов скважин, размещаются в металлическом сетчатом ограждении высотой 2,2 м. Калитка оборудуется надежным запорным устройством. На ограждении закрепляется запрещающий знак «Проход запрещён».

Срок эксплуатации оборудования составляет не менее 25 лет.

Согласно унифицированной форме опросного листа для ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» на устройства пуска-приема марка стали для изготовления деталей устройств пуска-приема должна быть выбрана для среды с содержанием $H_2S \leq 2,48\%$, %, стойкая к СКР (см. Унифицированная форма опросного листа для ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» на устройства пуска-приема DN 80-300 PN до 6,3 МПа).

В обвязке устройств запуска и приема для переключения потока среды в качестве запорной арматуры приняты задвижки клиновые фланцевые с ручным приводом типа 30лс15нж 200-40, исполнения ХЛ по [ГОСТ 15150-69](#), с классом герметичности затвора «А» по [ГОСТ 9544-2015](#).

Для устройств запуска и приема, запорной арматуры и технологической обвязки предусматривается окраска согласно СТП 09-001-2013 "Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" материалом с гарантийным сроком не менее 6 лет.

Принципиальная технологическая схема обвязки камер запуска и приема очистных устройств приведена на листе 2019/206/ДС190-PD-ILO.IOS3.GCH-1.

Местоположение устройств запуска и приема очистных устройств приведено в томе 2.2 (20191/206/ДС190-PD-РРО2).

8.5 Узлы запорной арматуры

Согласно п. 9.2.1 ГОСТ Р 55990-2014 в точках- подключения нефтегазосборных трубопроводов с проектируемых кустов к существующим или другим проектируемым трубопроводам предусматриваются отключающая задвижка с ручным управлением и обратный клапан на подключаемом трубопроводе. Подключение предусматривается надземным.

В качестве запорной арматуры принята задвижка клиновая фланцевая с ручным приводом 30лс15нж DN 80, PN 4,0 МПа, исполнения ХЛ по [ГОСТ 15150-69](#), с классом герметичности затвора «А» по [ГОСТ 9544-2015](#). Материальное исполнение запорной арматуры должно соответствовать марке стали трубопровода. Запорная арматура оснащается указателями положений «Открыто», «Закрыто».

Для запорной арматуры предусматривается окраска согласно СТП 09-001-2013 "Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" материалом с гарантийным сроком не менее 6 лет.

Срок службы арматуры составляет 30 лет.

Материал задвижек принят согласно типовому альбому индивидуальных параметров арматуры категории №1 (Задвижки стальные для промышленных и

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2019/206/ДС190-PD-ILO.IOS3.TCH

Лист

27

технологических трубопроводов), утвержденному Вице-президентом ПАО «ЛУКОЙЛ» по добыче нефти и газа в России С.А. Кочуровым 27.08.2021 г.

Узлы запорной арматуры размещаются в ограждении высотой 2,2 м с калиткой. Калитка оборудуется надежным запорным устройством. На ограждении закрепляется запрещающий знак «Проход запрещён», указательные надписи, а также предусматривается табличка со схемой узла согласно требованиям СТП 09-001-2013 «Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Подход к узлам осуществляется от существующим и проектируемым промышленным автодорогам.

Местоположение узлов запорной арматуры приведено на принципиальной технологической схеме на листе 2019/206/ДС190-PD-ILO.IOS3.GCH-1 и на плане трассы в томе 2.2 (2019/206/ДС190-PD-PPO2).

8.6 Технологические трубопроводы

Проектной документацией предусмотрены технологические трубопроводы.

К технологическим трубопроводам относятся:

Первый этап - выкидные трубопроводы и нефтегазосборный трубопровод «Куст №399 – ДНС-1005» от скважины №1239 до отключающей задвижки на выходе с куста на площадке устройства запуска очистных устройств.

Второй этап - выкидные трубопроводы, нефтегазосборный трубопровод «Куст №400 – т.вр. в тр-д «ГЗУ-1012 - ДНС-1005» от отключающей задвижки на выходе из АГЗУ, дренажный трубопровод от АГЗУ, дыхательный трубопровод и трубопровод откачки из дренажной емкости Е-1.

Третий этап – выкидной трубопровод от скважины №4314 полностью.

Четвертый этап – выкидные трубопроводы от скважин и нефтегазосборный трубопровод «Куст №806 (расш.) – т.вр. в тр-д «ГЗУ-1477 - ДНС-1028» полностью.

Пятый этап – выкидной трубопровод от свк. №4331 полностью.

Шестой этап – выкидные трубопроводы и нефтегазосборный трубопровод «Куст №4345 – т.вр. в тр-д «Скв. №336 – ГЗУ-1013»» полностью.

Седьмой этап - выкидные трубопроводы и нефтегазосборный трубопровод «Куст №7008 – ДНС-1006» до отключающей задвижки на выходе с куста на площадке устройства запуска очистных устройств и на территории ДНС-1006 от ограждения ДНС до точки врезки.

Восьмой этап – выкидные трубопроводы и нефтегазосборный трубопровод «Куст №7005 – т.вр. в тр-д «Куст №7008 – ДНС-1006»» до отключающей задвижки на выходе с куста.

Девятый этап – выкидные трубопроводы и нефтегазосборный трубопровод «Куст №7001 – т.вр. в тр-д «Куст №7008 – ДНС-1006»» до

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Номинальную расчетную толщину стенки технологических трубопроводов s определяем из условий (5.7) и (5.9):

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

но не менее минимальной толщины стенки при эксплуатации с учетом прибавки на коррозию

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

Согласно ГОСТ 32388-2013 (табл.5.6) наименьшая отбраковочная толщина s_{min} стенки труб приведена в Таблица 8.6.1.1.

C_2 – прибавка на коррозию и износ, принимаемая по нормам проектирования или отраслевым нормативным документам с учетом расчетного срока эксплуатации, принимается равной 2мм (при ориентировочной скорости коррозии 0,1мм/год и сроке службы технологических трубопроводов 20 лет;

C_1 – технологическая прибавка, принимаемая равной минусовому отклонению толщины стенки по стандартам и техническим условиям. Отклонение толщины стенки 15 % согласно ГОСТ 8732-78. Согласно п. 1.8 ГОСТ 20295-85 предельные отклонения по толщине стенки труб должны соответствовать допускам на толщину металла, предусмотренным ГОСТ 19903-74 для максимальной ширины листовой и рулонной стали. Согласно таблице 3 ГОСТ 19903-74 минусовой допуск для максимальной ширины листовой и рулонной стали толщиной 5 мм составляет -0,50 мм.

Номинальная толщина стенки технологических трубопроводов принята не ниже значений, представленных в таблице 5.6 ГОСТ 32388-2013.

Расчет назначенного ресурса выполнен по приложению Д ГОСТ 32388-2013, результаты расчета приведены в Таблица 8.6.1.1. С учетом требования ГОСТ 32388-2013 назначенный ресурс трубопроводов принят 20 лет.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-ILO.IOS3.TCH			30

Таблица 8.6.1.1 – Исходные данные и результаты расчета толщины стенки и ресурса технологических трубопроводов

Наименование трубопровода	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм						Рраб/Ррасч., МПа	Ресурс тр-да, лет
		Расчетная s_R , мм	C_1	C_2	Номинальная расчетная, $s_{н}$, мм	Наименьшая отбраковочная s_{min} , мм	Принятая s (номинальная), мм		
Выкидные трубопроводы	89	1,08	0,75	2,0	3,83	2,0	5,0	4,0/4,0	40
Нефтегазосборные трубопроводы	89	1,08	0,75	2,0	3,83	2,0	5,0	4,0/4,0	40
	114	1,38	0,50	2,0	3,88	2,0	5,0	4,0/4,0	31,2
Дренажный трубопровод	89	0,43	0,75	2,0	3,18	2,0	6,0	1,6/1,6	48,2
Дыхательный трубопровод	114	0,56	0,75	2,0	3,31	2,0	6,0	1,6/1,6	46,9
Трубопровод откачки	89	0,43	0,75	2,0	3,18	2,0	6,0	1,6/1,6	48,2

Расчет срока службы технологического трубопровода выполнен в соответствии с приложением Д ГОСТ 32388-2013 «Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия».

Ввиду наличия коррозионно-активной среды расчет срока службы технологического трубопровода выполнен по формуле Д.8 приложения Д, ГОСТ 32388-2013.

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

где s и s_R - принятая и расчетная толщины стенки элемента;

C_1 - прибавка на утончение стенки;

V_c - скорость коррозии, 0,1 мм/год (см. том 1 2019/206/ДС190-PD-PZ).

Исходные данные и результаты расчета приведены в Таблица 8.6.1.1.

Назначенный ресурс трубопроводов 20 лет в соответствии с Приложением Д. ГОСТ 32388-2013. По окончании срока назначенного ресурса трубопроводов эксплуатация трубопровода должна быть временно прекращена для оценки его остаточной прочности.

Согласно техническим условиям ОТТ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», необходимо предусмотреть нормативный срок эксплуатации трубопроводов не менее 25 лет, в связи с этим, для строительства выкидных и нефтегазосборного трубопроводов рекомендуются трубы:

- для надземных участков трубопроводов - трубы с толщиной стенки 6,0 мм без покрытия и с толщиной стенки 5,0 мм с внутренним эпоксидным покрытием, с защитой внутренней зоны сварного шва втулками;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-ILO.IOS3.TCH	Лист
									31

- для подземных участков трубопроводов - трубы с толщиной стенки 5,0 мм с наружным и внутренним защитным покрытием, с защитой внутренней зоны сварного шва втулками;
- для строительства дыхательного трубопровода и трубопровода откачки из дренажной емкости - трубы с толщиной стенки 6,0 мм без покрытия.
- для дренажного трубопровода - трубы с толщиной стенки 6,0 мм с наружным трехслойным покрытием усиленного типа.

8.6.2 Характеристика технологических трубопроводов

Согласно п. 1460 и Таблице №1 Приложения №4 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утв. приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534, для оборудования, подверженного воздействию сернистого сероводорода, при абсолютном давлении более 18,6 кгс/см² и объемной концентрации сероводорода более 0,075% должно применяться оборудование и материалы, стойкие к СКР.

Строительство надземных участков выкидных трубопроводов на приустьевых площадках скважин предусматривается из стальных бесшовных горячедеформированных труб 89х6 мм по ГОСТ 8732-78, материал сталь 20 группы В (класс прочности К42) ГОСТ 8731-74 без покрытия и стальных бесшовных горячедеформированных труб 89х5 мм по ГОСТ 8732-78, материал сталь 20 группы В (класс прочности К42) ГОСТ 8731-74 с внутренним эпоксидным покрытием с защитой внутренней зоны сварного шва втулками.

Строительство подземных участков выкидных трубопроводов скважин предусматривается из стальных бесшовных горячедеформированных труб 89х5 мм по ГОСТ 8732-78, материал сталь 20 группы В (класс прочности К42) ГОСТ 8731-74 с наружным трехслойным покрытием усиленного типа из экструдированного полиэтилена, с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками.

Строительство надземных участков нефтегазосборных трубопроводов предусматривается из труб стальных прямошовных предусматривается по ГОСТ 20295-85 из стали 20, класса прочности К42 (труба тип 1 114х5-К42) и из стальных бесшовных горячедеформированных труб 89х5 мм по ГОСТ 8732-78, материал сталь 20 группы В (класс прочности К42) ГОСТ 8731-74 с внутренним эпоксидным покрытием с защитой внутренней зоны сварного шва втулками.

Строительство подземных участков нефтегазосборных трубопроводов предусматривается из труб стальных прямошовных предусматривается по ГОСТ 20295-85 из стали 20, класса прочности К42 (труба тип 1 114х5-К42) и из стальных бесшовных горячедеформированных труб 89х5 мм по ГОСТ 8732-78, материал сталь 20 группы В (класс прочности К42) ГОСТ 8731-74 с наружным трехслойным покрытием усиленного типа из экструдированного полиэтилена, с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Строительство дренажного трубопровода предусматривается из стальных бесшовных горячедеформированных труб 89х6 мм по ГОСТ 8732-78, материал сталь 20 группы В (класс прочности К42) ГОСТ 8731-74 с наружным трехслойным покрытием усиленного типа из полиэтилена высокой плотности (Конструкция №1 по ГОСТ 51164-98).

Строительство трубопровода откачки из дренажной емкости из стальных бесшовных горячедеформированных труб 89х6 мм по ГОСТ 8732-78, материал сталь 20 группы В (класс прочности К42) ГОСТ 8731-74 без покрытия.

Строительство дыхательного трубопровода предусматривается из стальных бесшовных горячедеформированных труб 114х6 мм по ГОСТ 8732-78, материал сталь 20 группы В (класс прочности К42) ГОСТ 8731-74 без покрытия.

Фасонные части стальных трубопроводов приняты по ГОСТ 17375-2001 (отводы), ГОСТ 17376-2001 (тройники) и ГОСТ 17378-2001 (переходы) с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием. Материал – сталь 20. Для установки защитных втулок CPS на концах деталей трубопроводов привариваются катушки длиной 100 мм для трубопроводов $\varnothing 89 \times 5$ мм и 115 мм для трубопроводов $\varnothing 114 \times 5$ мм.

Наружная изоляция подземных деталей трубопроводов предусматривается термоусаживающимися материалами «ТИАЛ-Л». Наружная изоляция подземных сварных стыков предусматривается термоусаживающимися манжетами «ТИАЛ-М80».

Прокладка технологических трубопроводов принята надземно на несгораемых опорах и подземно в соответствии с «Правилами безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утвержденных приказом Ростехнадзора от 21.12.2021г. №444 и ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные». Расстояние между осями трубопроводов и расстояние от трубопровода до строительных конструкций принято в соответствии с требованиями п. 10.1.9 ГОСТ 32569-2013 и п.34 «Правил безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утвержденных приказом Ростехнадзора от 21.12.2021г. №444.

На приустьевых площадках трубопроводы прокладываются надземно с уклоном не менее 0,002, что обеспечивает возможность опорожнения трубопроводов при остановке.

Надземные участки трубопроводов электрически изолированы от опор. Общее сопротивление изоляции при нормальных условиях должно быть не менее 100 кОм на одной опоре. При монтаже между трубопроводами и хомутовыми опорами прокладываются изолирующие прокладки из паронита.

Для дренажа, продувки, пропарки и промывки горячим теплоносителем трубопроводов на кустовых площадках в обвязке устьевой арматуры предусмотрен патрубок с шаровым краном. Дренаж из трубопроводов обвязки скважин предусмотрен в металлические поддоны, размещаемые на площадках, с последующим вывозом и утилизацией.

По трубопроводам «Куст №399 – ДНС-1005», «Куст №806 (расш.) – т.вр. в тр-д «ГЗУ-1477 - ДНС-1028», «Куст №7008 – ДНС-1006», «Куст №7005 – т.вр.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2019/206/ДС190-PD-ILO.IOS3.TCH

Лист

33

в тр-д «Куст №7008 – ДНС-1006»», «Куст №7001 – т.вр. в тр-д «Куст №7008 – ДНС-1006»» транспортируется продукт с температурой застывания 5°C. Для исключения замерзания продукта во время простоев для данных трубопроводов предусматривается теплоизоляция надземных участков в обвязке скважин, на узлах запорной арматуры и обвязке устройств запуска и приема очистных устройств. Для труб применяются изделия теплоизоляционные из негорючего материала – базальтового волокна на синтетическом связующем, для механической защиты теплоизоляции используется оцинкованное железо толщиной не менее 0,7 мм. Толщина теплоизоляции – 60 мм. В теплоизоляции труб предусмотрены окна для проведения диагностирования трубопроводов. На арматуру устанавливают короб-бокс съемный (на защелках) из стали тонколистовой оцинкованной (толщиной 0,7 мм), с внутренним утеплителем из базальтового волокна (толщиной 50 мм) на синтетическом связующем.

Для остальных трубопроводов теплоизоляция надземных участков трубопроводов не предусматривается в виду его малой протяженности. Подземная часть нефтегазосборного трубопровода защищается от почвенной коррозии катодными установками ЭХЗ.

Для неизолированных надземных участков трубопроводов предусматривается окраска согласно СТП 09-001-2013 "Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" материалом с гарантийным сроком не менее 5 лет. Подготовка стальной поверхности под окрашивание выполняется абразивно-струйной очисткой.

Гарантируемый срок службы лакокрасочного покрытия – не менее 5 лет. Рекомендуемое покрытие - двухупаковочная эмаль "OLITECH-УР(УФ) в 1 слой (1x60 мкм) по слою эпоксидной грунт-эмали "OLITECH-Mastic" в 1 слой (1x140 мкм).

Для обеспечения удобства и безопасности эксплуатации технологических трубопроводов на кусте скважин, а также для возможности проведения ремонтных работ, технологические трубопроводы на кусте скважин прокладываются подземно (согласно СП 231.1311500.2015, п. 6.3.1, 6.3.23, п. 10.1.32 ГОСТ 32569-2013).

Глубина заложения трубопроводов в пределах обвалования площадок скважин согласно ГОСТ 32569-2013 п.10.1.34 и п.54 «Правил безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утвержденных приказом Ростехнадзора от 21.12.2021г. №444, принята не менее 0,6 м до верха образующей трубы. При пересечении выкидных трубопроводов с другими проектируемыми трубопроводами выдержать расстояние в свету не менее 0,35 м. При пересечении с проектируемыми кабелями ЭХЗ выдержать расстояние в свету не менее 0,5 м.

Подземная часть трубопроводов защищается от почвенной коррозии катодными установками ЭХЗ.

Для защиты оборудования и неизолированных трубопроводов от блуждающих токов, в местах опусков трубопроводов в землю в начале и конце трассы предусмотрена установка изолирующих монолитных муфт.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			2019/206/ДС190-PD-ILO.IOS3.TCH						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

Освобождение от воды предусмотрено через специальные обвязочные узлы-коверы, конструкция которых приведена в томе 5.3 2021/354/ДС6-PD-POS3.

Для технологических трубопроводов, согласно ГОСТ 32569-2013 п. 13.5, выполняется дополнительное пневматическое испытание на герметичность давлением, равным рабочему, с определением падения давления не более 0,2 % в час, в течение 24 час.

Параметры испытания технологических трубопроводов на прочность и плотность приведены в Таблица 8.6.2.2

Таблица 8.6.2.2 - Параметры испытания технологических трубопроводов на прочность, плотность и дополнительного испытания на герметичность

Трубопровод	Расчетное давление, МПа	Испытательное давление, МПа		Время выдержки, мин	Дополнительное испытание на герметичность, МПа	Допустимое падение давления, МПа/час	Время выдержки, час
		На прочность	На плотность				
Выкидные трубопроводы	4,0	5,72	4,0	Не менее 30	4,0	0,0080	24
Нефтегазосборные трубопроводы	4,0	5,72	4,0	Не менее 30	4,0	0,0080	24

Объем контроля сварных соединений радиографическим методом (от общего количества стыков, заваренных одним сварщиком, но не менее одного стыка) согласно ГОСТ 32569-2013 п.12.3.5:

- для трубопроводов I категории – 20%;

Согласно паспортным данным заводов-изготовителей, срок службы запорной арматуры – не менее 30 лет. Расчетный срок службы труб и деталей – 25 лет.

Запорная арматура принята соответственно параметрам транспортируемой среды и условиям эксплуатации:

- температура рабочей среды, °С - от минус 40 до +150;
- температура окружающей среды, °С - от минус 40 до +40;
- присоединение к трубопроводу – фланцевое;
- давление номинальное, МПа – 4,0;

Материал задвижек принят согласно типовому альбому индивидуальных параметров арматуры категории №1 (Задвижки стальные для промышленных и технологических трубопроводов), утвержденному Вице-президентом ПАО «ЛУКОЙЛ» по добыче нефти и газа в России С.А. Кочкуровым 27.08.2021 г.

Монтаж, контроль сварных соединений и испытания трубопроводов выполнить согласно требованиям следующих нормативных документов:

- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

атомному надзору №534 от 15.12.2020;

- [ГОСТ 32569-2013](#) «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах»;

- Федеральными нормами и правилами «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утвержденными приказом Ростехнадзора РФ №444 от 21.12.2021 г.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-ILO.IOS3.TCH			37

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

Вспомогательное оборудование в технологическом процессе не участвует. Грузоподъемное оборудование и транспортные средства приведены в томе 5 (2019/206/ДС190С-PD-POS).

10 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, сооружениям на опасном производственном объекте

Требования, предъявляемые к технологическому оборудованию, соответствуют федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Для обеспечения надежной и безопасной эксплуатации технологических установок, а также для предупреждения возникновения чрезвычайных ситуаций проектной документацией предусмотрены следующие мероприятия:

- учитывая климатические условия, все материалы приняты климатического исполнения (УХЛ1);
- предусмотрены молниезащита и заземление трубопроводов и технологического оборудования;
- проектируемые объекты и сооружения размещаются на безопасном расстоянии от смежных предприятий и при аварии, взрыве или пожаре не могут для них представлять серьезной опасности;
- в соответствии с заданием на проектирование для технологических трубопроводов принят расчётный срок эксплуатации, соответствующий 25 годам;
- толщина стенки технологических трубопроводов определена путём проведения расчёта на прочность;
- все технологические трубопроводы подвергаются гидравлическому испытанию на прочность и плотность;
- технологические трубопроводы всех категорий, помимо обычных испытаний на прочность и плотность, подвергаются дополнительному пневматическому испытанию на герметичность с определением падения давления во время испытания;
- прокладка технологических трубопроводов обеспечивает наименьшую протяжённость коммуникаций, исключает провисание и образование застойных зон;
- фланцевые соединения на технологических трубопроводах предусмотрены только в местах установки арматуры или подсоединения трубопроводов к аппаратам;

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2019/206/ДС190-PD-ILO.IOS3.TCH

Лист

38

- размещение технологического оборудования и трубопроводной арматуры на открытых площадках обеспечивает удобство и безопасность эксплуатации, возможность проведения ремонтных работ и выполнения оперативных мероприятий по предотвращению аварийных ситуаций;

- размещение технологического оборудования и трубопроводов на наружных установках выполнено с учётом возможности проведения визуального контроля над состоянием трубопроводов, выполнения работ по обслуживанию, ремонту и замене;

- к работам в условиях возможного выделения сероводорода в воздухе рабочей зоны допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медосмотр при приеме на работу и периодические осмотры в соответствии с Приказом Минздрава России от 28.01.2021 № 29н, прошедшие соответствующее обучение, инструктаж и проверку знаний по безопасному ведению работ. Не допускается пребывание на газоопасных объектах лиц, не прошедших инструктаж и без СИЗОД.

- работы в условиях возможного выделения и скопления в воздухе рабочей зоны сероводорода должны проводиться не менее чем двумя исполнителями, один из которых должен страховать другого. Руководитель работ должен вести учет всех присутствующих людей.

- бригады, работающие в СЗЗ, должны быть обеспечены надежной двухсторонней телефонной или радиосвязью (с постоянным вызовом) с диспетчером предприятия, а работающие непосредственно на газоопасном объекте - дополнительной независимой связью с дежурным ПФВЧ или ВГСЧ и транспортным средством для эвакуации. Бригады, работающие на газоопасном объекте и в его СЗЗ, должны быть обеспечены приборами контроля концентрации сероводорода в воздухе и средствами для оказания первой доврачебной помощи пострадавшим. Каждый член бригады должен быть обеспечен изолирующим противогазом.

- отбор проб продукции должен проводиться с использованием штатных пробоотборных устройств в предусмотренных проектом местах. При этом работники должны быть в изолирующих противогазах. Отбор проб сероводородсодержащих сред открытой струей запрещается.

- скважины и должны осматриваться ежедневно объездом мобильной бригады в составе не менее двух операторов с наличием СЗР и средствами связи. Результаты осмотров должны регистрироваться в специальном журнале. При обнаружении утечки нефти, газа, содержащих сероводород, в устьевой арматуре или трубопроводах скважину необходимо немедленно закрыть с помощью соответствующей задвижки или приустьевого клапана-отсекателя и об этом сообщить руководителю объекта.

- при обнаружении сероводорода в воздухе рабочей зоны выше ПДК необходимо немедленно надеть изолирующий противогаз, оповестить руководителя работ (объекта) и находящихся в опасной зоне людей, принять первоочередные меры по ликвидации загазованности в соответствии с ПЛА до прибытия ПФВЧ и ВГСЧ. Лицам, не связанным с принятием первоочередных

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

11 Сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешений на применение технологического оборудования и технических устройств

Всё технологическое оборудование, применяемое в проектной документации, изготовлено в соответствии с техническими требованиями и опросными листами.

Обязательным условием для всех заводов-изготовителей технологического оборудования, которое оговорено в этих документах, является наличие сертификатов соответствия.

Всё оборудование, поставляемое на площадки скважин, комплектуется необходимой технической документацией: заводским паспортом на оборудование, инструкцией завода-изготовителя по ремонту, техническому обслуживанию, эксплуатации и монтажу оборудования, технологическими и монтажными схемами.

Импортное оборудование дополнительно имеет следующую документацию:

- сертификат о происхождении оборудования, заверенный Торгово-промышленной палатой страны происхождения оборудования;
- российский сертификат соответствия по системе ГОСТ Р;
- техническое описание оборудования, подтверждающее таможенный код;
- счёт-фактуру на полную стоимость блока.

В обязанность Поставщика оборудования входит получение необходимых сертификатов, Росстандарта, Госпожнадзора, Роспотребнадзора, разрешения Ростехнадзора на применение изделия.

Поставка оборудования заказчику сопровождается пакетом документации на оборудование, в состав которой входят:

- паспорт;
- инструкция (руководство) по эксплуатации и техническому обслуживанию;
- декларация о соответствии требованиям технических регламентов ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования», ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» по схеме 5д либо сертификат соответствия требованиям технических регламентов ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования», ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» по эквивалентной схеме;
- разрешение на применение.

Трубы и материалы имеют паспорта и сертификаты, подтверждающие качество изготовления и соответствие нормативно-технической документации.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

12 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе

Проектной документацией предусматривается оснащение технологического оборудования приборами для местного и дистанционного контроля параметров процесса, средствами предупредительной и аварийной сигнализации, автоматического регулирования, блокировок (защит), дистанционного управления.

Проектом предусмотрено автоматическое отключение глубинно-насосного оборудования добывающих скважин при падении давления ниже 0,3 МПа или повышении давления свыше 3,9 МПа в проектируемой системе нефтесбора от скважин. Работа оборудования автоматизации обеспечивается в круглосуточном режиме

Для насосного оборудования предусмотрено выполнение следующих основных функций:

- местное включение и отключение насоса;
- контроль за силой тока электродвигателя и напряжением сети;
- автоматическое защитное отключение электродвигателя:
 - а) при обрыве, перекосе фаз;
 - а) при перегрузке по току;
 - б) при недогрузке по току;
 - в) при токах короткого замыкания;
 - г) при поступлении сигнала о понижении ниже допустимого или превышении давления в начале выкидной линии;
- автоматическое включение электродвигателя при восстановлении напряжения сети после его отсутствия через установленное время задержки самозапуска;
- возможность настройки на месте эксплуатации защиты от перегрузки и недогрузки электродвигателя по току и выбора рабочей зоны по напряжению сети;
- световая сигнализация об аварийной остановке насоса;
- подключение внешних переносных потребителей.

Объем автоматизации и телемеханизации по каждому объекту рассматривается отдельно и подробно приведен в томе 4.3.5 (2019/206/ДС190-PD-ILO.IOS5).

Закладные детали для приборов, устанавливаемых непосредственно на технологическом оборудовании и трубопроводах, предусматриваются и учитываются в технологической части проекта.

Контроль состояния трубопровода осуществляется наружным осмотром и по показаниям приборов, измеряющих давление.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

13 Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов, выбросы в атмосферу, сточные воды

АСПО относятся к III классу опасности в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 и «Федеральным классификационным каталогом отходов», утвержденным Министерством природных ресурсов РФ 2.12.2002. Нефтеотходы собираются в инвентарные поддоны и вывозятся автотранспортом на специализированное предприятие, где подлежат утилизации.

Выбросы в атмосферу возможны через неплотности фланцевых соединений. Количество и состав выбросов в атмосферу от проектируемых сооружений приведен в томе 6.1 (2019/206/ДС190-PD-OOS1) и 6.2 (2019/206/ДС190-PD-OOS2).

Сточными водами являются ливневые стоки с приустьевых площадок.

Количество и способы утилизации ливневых стоков приведены в томе 4.3.2 2019/206/ДС190-PD-ILO.IOS2.

Максимальные приземные концентрации, создаваемые выбросами загрязняющих веществ на расчетной площадке указаны в томе 6.1 (2019/206/ДС190-PD-OOS1) и 6.2 (2019/206/ДС190-PD-OOS2).

14 Проектные решения, направленные на соблюдение требований технических регламентов, мероприятия по предотвращению и сокращению выбросов вредных веществ в окружающую среду

Настоящей проектной документацией рассмотрены вопросы по обеспечению техники безопасности производства, мероприятия, направленные на снижение степени риска предприятия, по предотвращению и сокращению выбросов вредных веществ в окружающую среду.

Безопасные условия труда обеспечиваются соблюдением проектных решений, а также требований действующих нормативных документов Российской Федерации, правил техники безопасности и пожарной безопасности.

С целью создания нормальных санитарно-гигиенических условий, соблюдения правил промышленной безопасности, охраны труда и снижения степени риска предприятия предусматриваются следующие мероприятия:

- герметизированная схема технологического процесса: соединение труб между собой осуществляется на сварке, трубопроводы не имеют фланцевых или других разъемных соединений, кроме мест установки арматуры или присоединения к оборудованию, исключаются прямые выбросы вредных веществ в атмосферу и открытые сбросы загрязняющих стоков как в рабочем, так и в аварийном режимах работы оборудования;
- все трубопроводы, оборудование и арматура приняты стальные на давление, превышающее технологическое рабочее;
- установленная запорная арматуры обеспечивает надежное отключение каждого агрегата или технологического аппарата от технологического процесса;

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

- запорная арматура оснащена указателями положений «Открыто», «Закрыто»;

- арматура и трубопроводы приняты в соответствии с рабочими параметрами и свойствами транспортируемой среды и климатическими условиями работы;

- на кратковременно работающих пропарочных, продувочных вентилях, имеющих открытый выход в атмосферу, устанавливаются стационарные межфланцевые заглушки, что исключает утечку жидкости и газа при нарушении герметичности запорной арматуры;

- принятая повышенная толщина стенки трубопроводов относительно расчетной, обеспечивает необходимый расчетный срок службы трубопровода;

- повышенное давление испытания трубопроводов;

- подземные трубопроводы приняты с заводским внутренним и наружным противокоррозионным покрытием;

- противокоррозионная защита сварных стыков промышленных трубопроводов;

- предусмотренное проектной документацией заводское оборудование и арматура имеют сертификаты соответствия требованиям промышленной безопасности;

- предусматривается система неразрушающего контроля сварных соединений стальных трубопроводов и несущих конструкций, которая включает в себя следующие операции:

а) пооперационный контроль;

б) внешний осмотр и измерения;

в) радиографический (ультразвуковой) контроль;

г) механические испытания;

д) гидравлические испытания.

- неразрушающему контролю подвергаются наихудшие по результатам внешнего осмотра сварные швы по всему периметру трубы, количество контролируемых стыков определено в соответствии с категорией трубопровода;

- контроль сварных соединений радиографическим (ультразвуковым) методом производится после устранения дефектов, выявленных внешним осмотром и измерениями;

- расположение проектируемых сооружений и трубопроводов относительно друг друга принято с учетом требований действующих норм и правил;

- размещение оборудования на открытых канализованных площадках;

- устройство подъездов ко всем технологическим площадкам для производства монтажных и ремонтных работ с применением средств механизации;

- оснащение проектируемых объектов первичными средствами пожаротушения; первичные средства пожаротушения рекомендуется разместить по согласованию с органами местной пожарной охраны непосредственно на площадках, огнетушители на зимний период необходимо переносить в

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			2019/206/ДС190-PD-ILO.IOS3.TCH						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

отапливаемое помещение; первичные средства пожаротушения должны содержаться в соответствии с паспортными данными на них и с учетом положений, изложенных в «Правилах противопожарного режима в Российской Федерации». Не допускается использование средств пожаротушения, не имеющих соответствующих сертификатов;

- оснащение объектов знаками безопасности;

- защита от проявлений статического электричества предусматривается установкой электроперемычек на задвижках и фланцевых соединениях на трубопроводах для отвода потенциала статического электричества в землю через защитное заземление и устройство молниезащиты; заземляющее устройство, используемое для заземления, удовлетворяет всем требованиям, предъявляемым к заземлению: защиты людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции, условиям режимов работы сетей, защиты электрооборудования от перенапряжения и т. д. в течение всего периода эксплуатации;

- контроль рабочей среды во время периодического осмотра и обслуживания при производстве ремонтных работ осуществляется переносными газоанализаторами;

- периодический контроль состояния изоляционного покрытия трубопроводов существующими методами диагностирования, позволяющими выявлять повреждения изоляции без вскрытия грунта (по утвержденному графику);

- при монтаже трубопроводов осуществляется входной контроль качества материалов, деталей трубопроводов и арматуры на соответствие их сертификатам, стандартам, техническим условиям и другой технической документации, а также операционный контроль качества выполненных работ; по результатам оформляется акт с приложением всех документов, подтверждающих качество изделий и материалов;

- изделия и материалы, на которые истекли расчетные сроки, указанные в документации, передаются в монтаж только после проведения ревизии, устранения дефектов, испытания и других работ, обеспечивающих их качество и безопасность применения;

- обязательный контроль качества выполнения строительно-монтажных работ: процессе строительства не допускаются отклонения от проектной документации, при обнаружении отступлений от проекта, порядка и качества выполнения работ, заказчик обязан приостановить строительно-монтажные работы и дать необходимые указания исполнителям работ (подрядчику) об исправлении обнаруженных дефектов.

В целях обеспечения промышленной безопасности на расширяемых кустовых площадках при совмещении во времени различных по характеру работ (бурение, освоение, эксплуатация, монтаж нефтегазодобывающего оборудования и других работах) пользователь недр (заказчик) или его представитель разрабатывает и утверждает положение о порядке организации безопасного

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

производства работ. Эти мероприятия обязательны к выполнению всеми участниками производственного процесса.

Пользователем недр (заказчиком) или его представителем назначается ответственный руководитель работ, наделенный необходимыми полномочиями.

Положение о порядке организации безопасного производства работ 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, соблюдением требований промышленной безопасности;
- порядок и условия взаимодействия организаций между собой и ответственным руководителем работ.

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

Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности приведены в томе 3.4 2019/206/ДС190-PD-ТКР4.

16 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда

Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации проектируемых объектов приведен в томе 3.4 (2019/206/ДС190-PD-ТКР4) «Организация и условия труда работников».

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

Описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов приведено в томе 10.3

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.							Лист
			2019/206/ДС190-PD-ILO.IOS3.TCH						
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

(2019/206/ДС190-PD-РТА)
террористическим актам».

«Мероприятия по противодействию

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-ILO.IOS3.TCH			47

18 Список литературы

- Постановление Правительства Российской Федерации N 87 от 16.02.2008 года «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» (с изменениями на 15 июля 2021 года);
- [ГОСТ Р 21.1101-2013](#) «Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации»;
- Федеральный закон [№ 116-ФЗ от 21.07.1997](#) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- Федеральный закон [№ 384-ФЗ от 30.12.2009](#) «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
- Федеральный закон [№123 -ФЗ от 22.07.2008](#) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- Федеральные нормы и правила (ФНиП) «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Ростехнадзора №534 от 15.12.2020 г.;
- [ГОСТ 32569-2013](#) «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах»;
- Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов, утв. Приказом Ростехнадзора №444 от 21.12.2021 г.
- Правила по охране труда при строительстве, реконструкции и ремонте» утв. Приказом Минтруда России от 11.12.2020 № 883н;
- [СП 45.13330. 2017](#) «Земляные сооружения. Основания и фундаменты. Актуализированная редакция [СНиП 3.02.01-87](#)».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-ILO.IOS3.TCH			48

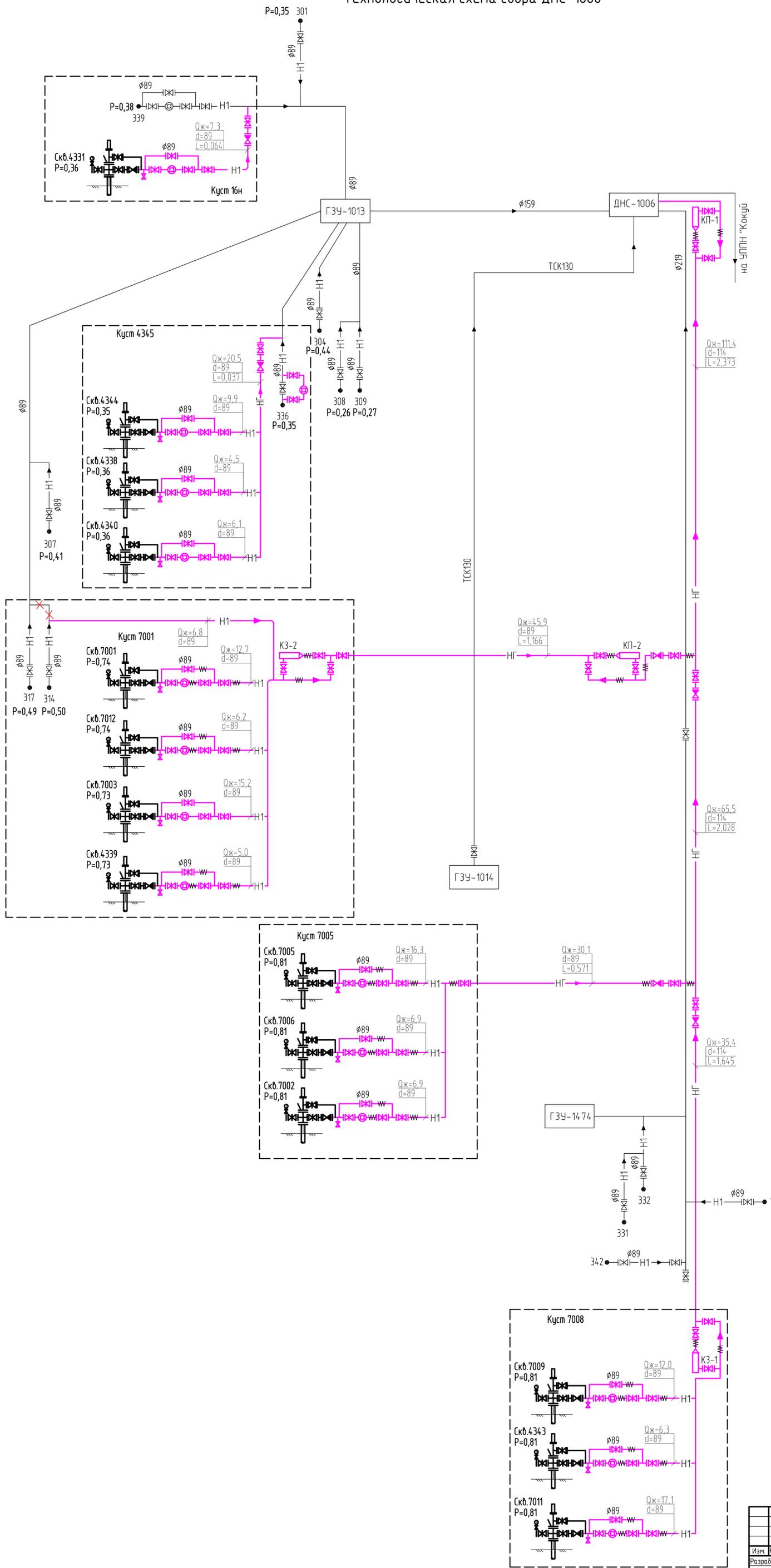
Таблица регистрации изменений

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подпись	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных				

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									49
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-ILO.IOS3.TCH			

Технологическая схема сбора ДНС-1006



Экспликация зданий и сооружений

Поз.	Наименование	Кол.	Характеристика	Прим.
Проектируемые:				
	Куст №7008			
	Скважины добывающие	3	ШГН (7009,4343,7011)	
СКЖ	Счетчик жидкости	3		
КЗ-1	Устройство пуска	1	III-УПП-1-100-4.0-УХЛ1	
КП-1	Устройство приема	1	III-УПП-2-100-4.0-УХЛ1	
Куст №7005				
	Скважины добывающие	3	ШГН (7005,7006,7002)	
СКЖ	Счетчик жидкости	3		
Куст №7001				
	Скважины добывающие	4	ШГН (7001,7012,7003,4339)	
СКЖ	Счетчик жидкости	4		
КЗ-1	Устройство пуска	1	III-УПП-1-100-4.0-УХЛ1	
КП-1	Устройство приема	1	III-УПП-2-100-4.0-УХЛ1	
Куст №4345				
	Скважины добывающие	3	ШГН (4344,4338,4340)	
СКЖ	Счетчик жидкости	3		при вар.1
СКЖ	Счетчик жидкости	4		при вар.2
Куст №16н				
	Скважины добывающие	1	ШГН (4331)	
СКЖ	Счетчик жидкости	1		
Существующие:				
ГЗУ	Групповая замерная установка			
ДНС	Дожимная насосная станция			

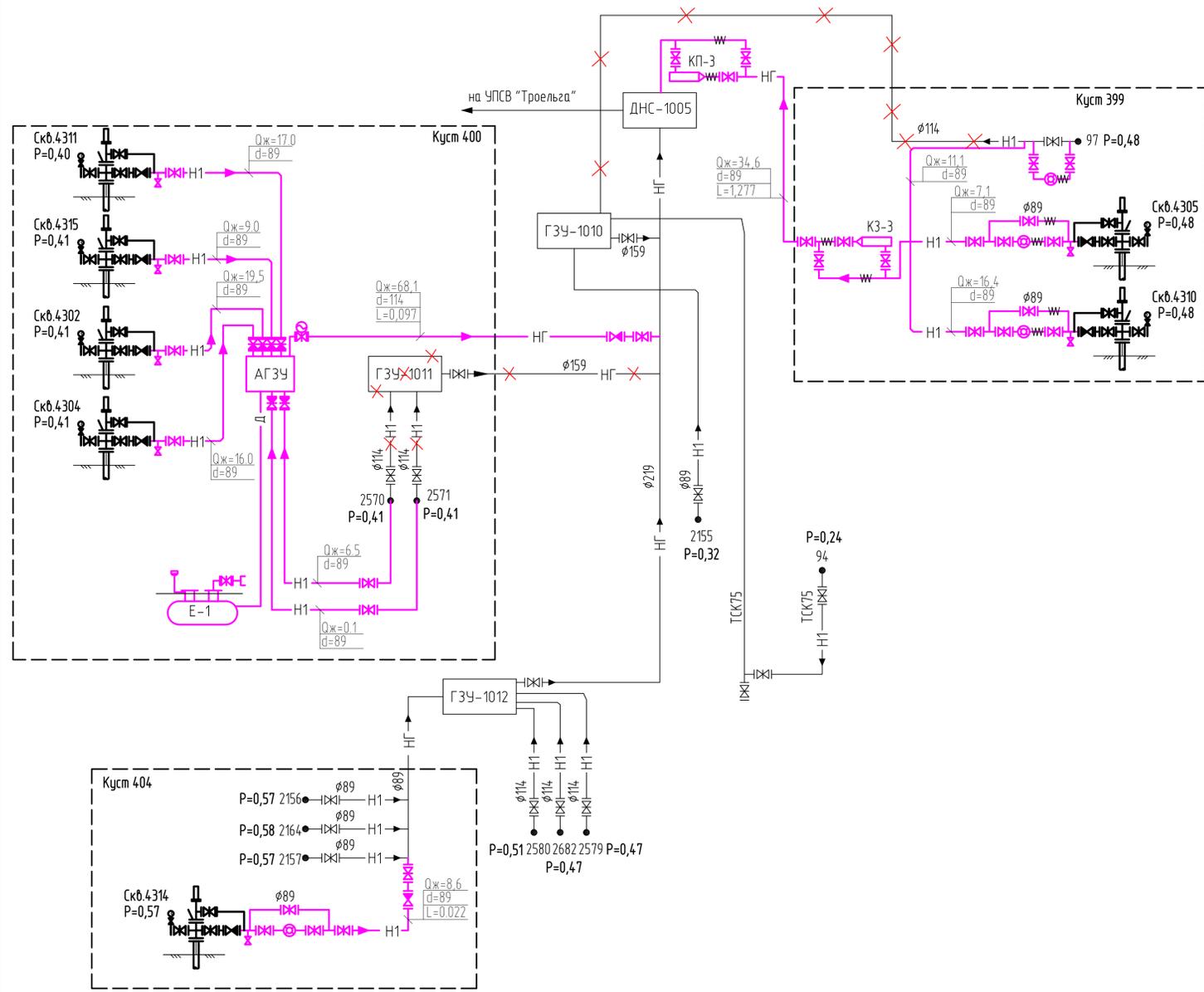
Условные обозначения и изображения

Условные обозначения и изображения	Наименование
Проектируемые:	
	Выкидной трубопровод
	Нефтегазосборный трубопровод (вариант 1)
	Трубопровод в теплоизоляции
	Клапан обратный поворотный
	Запорная арматура
	Счетчик жидкости
	Устройство запуска очистных устройств
	Устройство приема очистных устройств
Существующие:	
	Выкидной трубопровод
	Нефтегазосборный трубопровод
	Запорная арматура
	Счетчик жидкости

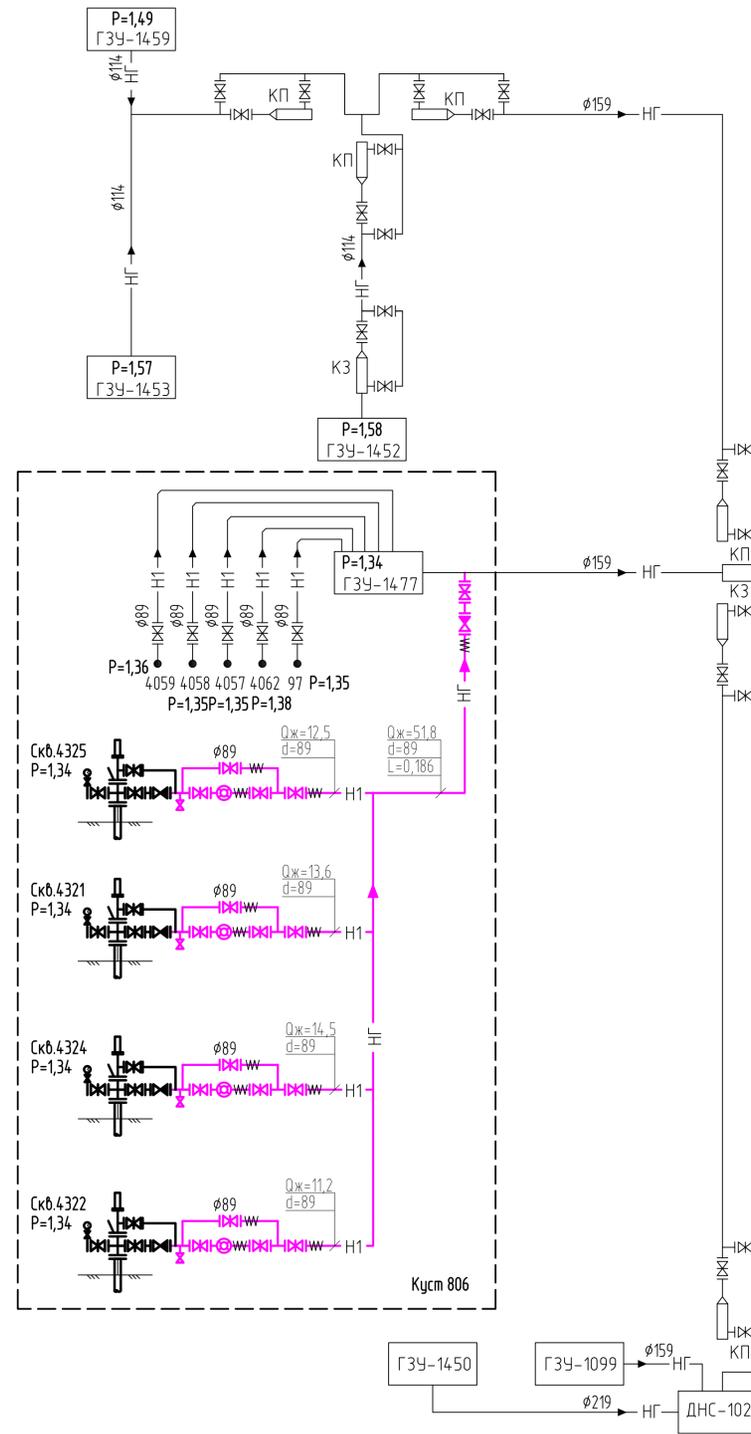
Изм. №, Подп., Дата, Взам. инв. №

2019/206/ДС190-PD-IL0.IOS3.GCH				Страница	Лист	Листов
Строительство и обустройство скважин Кокуйского месторождения (модуль 150)				П	1	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Схема сбора ДНС-1006 Кокуйского месторождения
Разработал	Озерова				05.23	
Проверил	Субкова				05.23	
Гл.спец.	Озерова				05.23	
Нач. отд.	Субкова				05.23	
Н. контроль	Субкова				05.23	
						НПИ ОНГМ

Технологическая схема сбора ДНС-1005



Технологическая схема сбора ДНС-1028



Экспликация зданий и сооружений

Поз.	Наименование	Кол	Характеристика	Прим.
Проектируемые:				
	Куст №399 (расширение)			
	Скважины добывающие	2	ШГН (4305,4310)	
СКЖ	Счетчик жидкости	2		при вар.1
СКЖ	Счетчик жидкости	3		при вар.2
Существующие:				
	Куст №400 (расширение)			
	Скважины добывающие	4	ШГН (4311,4315,4302,4304)	
АГЗУ	Измерительная установка	1		
Е-1	Дренажная емкость V=8м³	1		
Прочие:				
	Куст №404 (расширение)			
	Скважины добывающие	1	ШГН (4339)	
СКЖ	Счетчик жидкости	1		
ГЗУ	Групповая замерная установка			
ДНС	Дожимная насосная станция			

Условные обозначения и изображения

Условные обозначения и изображения	Наименование
Проектируемые:	
	Выкидной трубопровод
	Нефтегазосборный трубопровод
	Трубопровод в теплоизоляции
	Клапан обратный поворотный
	Запорная арматура
	Счетчик жидкости
	Устройство запуска очистных устройств
	Устройство приема очистных устройств
Существующие:	
	Выкидной трубопровод
	Нефтегазосборный трубопровод
	Запорная арматура
	Счетчик жидкости
	Устройство запуска очистных устройств
	Устройство приема очистных устройств
	Демонтируемые трубопроводы, сооружения

Имя, № подл. / Подл. и дата / Взам. инв. №

2019/206/ДС190-PD-TKR1.GCH					Строительство и обустройство скважин Кокуйского месторождения (модуль 150)		
Изм.	Кол-во	Лист N док	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разработал	Овсобо			05.23	П	2	
Проверил	Субкова			05.23			
Гл. спец.	Овсобо			05.23			
Нач. отд.	Субкова			05.23	Схема сбора ДНС-1005, ДНС-1028 Кокуйского месторождения		НПИ ОНГМ
Н. контроль	Субкова			05.23			