

Свидетельство № П-113-147-7707717910-2012.3 от 16 апреля 2012 г.

Заказчик – ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

**Строительство и обустройство скважин Касибского месторождения (кусты
№№ 104, 111)**

Проектная документация

**Раздел 3 Технологические и конструктивные решения линейного объекта.
Искусственные сооружения**

Часть 1 Технологические решения

Книга 1 Технологические решения. Система сбора и транспорта нефти и газа

19z2015-PD-ТКР1.1

Том 3.1.1

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2020

Общество с ограниченной ответственностью
«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ПермНИПИнефть» в г.Перми

Свидетельство № П-113-147-7707717910-2012.3 от 16 апреля 2012 г.

**Строительство и обустройство скважин Касибского месторождения (кусты
№№ 104, 111)**

Проектная документация

Раздел 3 Технологические и конструктивные решения линейного объекта.
Искусственные сооружения

Часть 1 Технологические решения

Книга 1 Технологические решения. Система сбора и транспорта нефти и газа

19z2015-PD-ТКР1.1

Том 3.1.1

Заместитель директора филиала по
проектированию

А.А.Югов

Главный инженер проекта

К.Э.Кельберг

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2020

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

Обозначение	Наименование	Примечание
19z2015-PD-TKR1.1.C	Содержание тома 3.1.1	2
19z2015-PD-СП	Состав проектной документации	3
19z2015-PD-TKR1.1.ТЧ	Текстовая часть	4
19z2015-PD-TKR1.1. GCH-1	Принципиальная технологическая схема	
19z2015-PD-TKR1.1. GCH-2	Схема гидравлического расчета	

Согласовано		

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Инв. № подл.	
--------------	--

						19z2015-PD-TKR1.1.C			
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				
Разраб.	Сухова					СОДЕРЖАНИЕ ТОМА	Стадия	Лист	Листов
Проверил	Токсубаев						П	1	1
Нач.отд.	Токсубаев						ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» Филиал		
Н.контр.	Токсубаев						ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» ПермНИПИнефть в г.Перми		
ГИП	Кельберг								

Состав проектной документации приведен в томе 19z2015-PD-СП

Согласовано												
Взам. инв. №												
Подп. и дата												
Инв. № подл.												
	Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-СП					
	Разраб.	Кельберг					СОСТАВ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ	Стадия	Лист	Листов		
	Проверил	Перина				П		1	1			
	Нач.отд.	Перина				ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» Филиал						
	Н.контр.	Перина				ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» ПермНИПИнефть в г.Перми						
	ГИП	Кельберг										

Содержание

1	Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта	2
2	Сведения об особых природно-климатических условиях участков строительства	3
3	Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта	4
4	Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта	7
5	Сведения о категории и классе линейного объекта	7
6	Сведения о проектной мощности линейного объекта	9
7	Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта	10
7.1	Описание технологии процесса транспортирования продукта	10
7.2	Характеристика параметров трубопроводов	10
7.3	Расчет толщины стенки нефтегазосборных трубопроводов	12
7.4	Расчет трубопроводов на устойчивость против всплытия	14
7.5	Очистка и гидравлическое испытание трубопроводов.....	16
7.6	Сведения о резервной пропускной способности трубопровода и резервном оборудовании и потенциальной необходимости в них	18
7.7	Система диагностики состояния трубопроводов	18
7.8	Количество и состав вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники.....	19
7.9	Мероприятия по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду	20
7.10	Перечень проектных и организационных мероприятий по ликвидации последствий аварии	20
7.11	Описание проектных решений по прохождению трасс трубопроводов. Надежность и устойчивость трубопроводов. Нагрузки, действующие на трубопроводы.	22
8	Перечень мероприятий по энергосбережению	25
9	Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта	26
10	Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест	26

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

19z2015-PD-TKR1.1.ТЧ

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ТЕКСТОВАЯ ЧАСТЬ

Стадия	Лист	Листов
П	1	28
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» ПермНИПИнефть в г.Перми		

11	Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта.....	26
12	Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта	26
13	Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность	27
	Таблица регистрации изменений	28
1	Список литературы	Ошибка! Закладка не определена.
	Таблица регистрации изменений	Ошибка! Закладка не определена.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	
19z2015-PD-TKR1.1.TЧ						2	

1 Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта

В административном положении район работ расположен на территории Соликамского городского округа Пермского края. Изыскиваемые трассы расположены на территории Касибского нефтяного месторождения ЦДНГ-12 «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Ближайшие населенные пункты – д. Лызиб, д. Сорвино и село Касиб. Участок работ расположен в 20-25км к западу от центра муниципального образования «Город Соликамск».

Транспортная сеть в районе изысканий хорошо развита и представлена автодорогами общего пользования Березники-Левино-Касиб, промышленными дорогами на куст №501 и ППСН «Касибский». Имеются лесные дороги.

В геоморфологическом отношении участок изысканий расположен на правом склоне долины р. Лысьва, осложненный поймами и долинами водотоков более мелкого порядка. Объекты гидрографии на участке работ представлены ручьем без имени. Расстояние до р. Лысьва 0,5-4,5км к северу, северо-востоку.

Болота на участке работ низинные, I типа по проходимости (8.7 СП 86.13330.2014 [40]), сложены торфами лесотопяными, сильноразложившимися, мощность торфов изменяется от 0,1 до 5,7м. Тип торфяного основания - А.

В геологическом строении района изысканий до глубины 5,0-15,0м по данным бурения инженерно-геологических скважин, с учетом материалов изысканий прошлых лет принимают участие четвертичные техногенные (*tQiv*) насыпные грунты, биогенные (*bQ*) торфы сильноразложившиеся, аллювиальные (*aQ*) пески мелкие, суглинки туго- и полутвердой консистенции и элювиальные (*eQ*) суглинки дресвяные полутвердые. Четвертичные отложения подстилаются нижнепермскими (*P₁*) алевролитами низкой прочности, породы размягчаемые.

Поверхность на изучаемой территории практически повсеместно поросла почвенно-растительным слоем мощностью 0,2м, на участках переходов через болото мхом мощностью 0,2м. На участках переходов через дороги поверхность покрыта асфальтом мощностью 0,2м.

Район работ относится к строительному климатической зоне IV.

Климатическая характеристика района строительства приведена по метеостанции г. Березники

Большую роль в формировании климата района работ играют Уральские горы, которые задерживают влажные массы воздуха, приходящие с Атлантического океана. Климат рассматриваемой территории континентальный, с холодной продолжительной зимой, теплым, но сравнительно коротким летом, ранними осенними и поздними весенними заморозками. Зимой часто наблюдаются антициклоны с сильно охлажденным воздухом.

Среднегодовая температура воздуха в районе изысканий 1,5°C. Самым холодным месяцем в году является январь, со средней температурой воздуха -

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

17,6°С (средняя минимальная температура- -19,2 °С), самым тёплым – июль со средней температурой +18,3°С (средняя максимальная температура +23,2°С). Абсолютный минимум температуры воздуха достигает -48°С, абсолютный максимум +34°С. Среднегодовое количество осадков по данным МС Березники составляет 651 мм, по данным АМСГ Березники – 676 мм. Максимум осадков за месяц наблюдается в июле (91мм), минимум – в феврале-марте (26мм). Наибольшая высота снежного покрова за зиму составляет: средняя - 64 см, максимальная – 81 см, минимальная – 48 см.

2 Сведения об особых природно-климатических условиях участков строительства

Согласно общему сейсмическому районированию территории Российской Федерации ОСР-2015 и карты ОСР-2015-А (СП 14.13330.2018) [21] район работ расположен в пределах зоны с интенсивностью и повторяемостью 5 баллов по шкале MSK-64 с 10% вероятностью превышения в течение 50 лет интенсивности сейсмических воздействий, указанных на картах, что соответствует повторяемости сейсмических сотрясений в среднем один раз в 500 лет (карта А).

Согласно табл. 1 СП 14.13330.2014 категория грунтов по сейсмичности – III.

В исследуемом районе характерными инженерно-геологическими процессами являются процессы заболачивания, подтопления и пучинистость грунтов.

По подтопляемости территории участки трассы нефтегазосборного трубопровода «Куст №111- ППСН «Касибский» на ПК0-ПК7+23.9, ПК38+92.1-ПК39+6.5, ПК56+57.3-ПК56+82.2 а также площадка куста №111 относятся к I области – подтопленная, по условиям развития процесса к району I-A – подтопленный в естественных условиях, по времени развития процесса к участку I-A-1- постоянно подтопленный.

Остальные участки трасс относятся ко II области – потенциально подтопляемая, по условиям развития процесса к району II-Б – потенциально подтопляемая в результате ожидаемых техногенных воздействий, по времени развития процесса к участку II-Б-1- медленное повышение уровня грунтовых вод.

Болота и заболоченные земли в изысканном районе встречены на ПК0-ПК7+23.9 трассы нефтегазосборного трубопровода «Куст №111- ППСН «Касибский» и повсеместно на площадке куста №111. Болота низинные, I типа по характеру передвижения строительной техники. Тип торфяного основания – А.

На исследуемой территории грунты обладают пучинистыми свойствами. По степени пучинистости пески мелкие ИГЭ-3 относятся к слабопучинистым грунтам; насыпной грунт: суглинок щебенистый твердый ИГЭ-1, насыпной грунт: суглинок тугопластичный ИГЭ-1б, суглинки тугопластичные ИГЭ-5,

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

							19z2015-PD-TKR1.1.ТЧ	Лист
Изм.	Кодуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата			3

суглинки полутвердые ИГЭ-6, суглинки дресвяные полутвердые ИГЭ-7 относятся к сильнопучинистым грунтам.

Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов под оголенной от снега поверхностью в данном районе составила:

- для глинистых грунтов - 1,67м;
- для песчаных грунтов - 2,04м.

По глубине промерзания торфы не нормируются. Для получения достоверных значений необходимо проводить ежегодный мониторинг в зимний период времени.

Другие опасные инженерно-геологические и техногенные процессы и явления в процессе инженерно-геологических изысканий не выявлены.

3 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта

На основании материалов бурения скважин, результатов лабораторных исследований проб грунтов, с учётом их происхождения, текстурно-структурных особенностей, с учетом материалов изысканий прошлых лет в геолого-литологическом разрезе изысканного района, согласно ГОСТ 20522-2012 [8], ГОСТ 25100-2011 [7], выделены следующие инженерно-геологические элементы:

- ИГЭ-1 – насыпной грунт: суглинок щебенистый твердый (tQiv);
- ИГЭ-1а – насыпной грунт: щебень известняка (tQiv);
- ИГЭ-1б – насыпной грунт: суглинок тугопластичный (tQiv);
- ИГЭ-2 – торф сильноразложившийся (bQ);
- ИГЭ-3 – песок мелкий (aQ);
- ИГЭ-5 – суглинок тугопластичный (aQ);
- ИГЭ-6 – суглинок полутвердый (aQ);
- ИГЭ-7 – суглинок дресвяный полутвердый (eQ);
- ИГЭ-8 – алевролит низкой прочности, размягчаемый (P1).

Глинистые грунты на площадке изысканий просадочными и набухающими свойствами не обладают.

Нормативные и расчетные значения характеристик грунтов выделенных ИГЭ приведены в таблице 1.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			19z2015-PD-TKR1.1.ТЧ						
			Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

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

Таблица 1 - Нормативные и расчетные характеристики грунтов

Изм.	Код	Лист	№ Док.	Подпись	Дата	Расчетные значения характеристик грунтов													Модуль деформации, МПа	Расчетное сопротивление грунта, R ₀ , кПа	Предел прочности на одноосное сжатие, R _c , МПа	
						Нормативные значения характеристик грунтов			Для расчетов по деформациям						Для расчетов по несущей способности							
						Плотность грунта, г/см ³	Удельное сцепление, МПа	Угол внутреннего трения, град	Коэффициент надежности по грунту	Плотность грунта, г/см ³	Удельное сцепление, МПа	Угол внутреннего трения, град	Коэффициент К, зависящий от метода определения расчетных характеристик грунта	Показатель текучести для выбора коэффициентов условий работы	Коэффициент надежности по грунту	Плотность грунта, г/см ³	Удельное сцепление, МПа	Угол внутреннего трения, град				
																						Наименование ИГЭ
1972015-PD-ТКР1.1.ТЧ						Насыпной грунт: суглинок щебенистый твердый (tQiv) ИГЭ-1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	180	-		
						Насыпной грунт: щебень известняка (tQiv), ИГЭ-1а	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	250	-		
						Насыпной грунт: суглинок тугопластичный (tQiv) ИГЭ-1б	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	180	-		
						Торф сильноразложившийся (bQ), ИГЭ-2	1,09	-	-	-	1,08	удельное сопротивление срезу τ=0,004МПа; сопротивление зондированию q _c =0,248МПа; коэффициент бокового давления ξ = 0,50; коэффициент консолидации C _v = 1 м ² /год			1,07	-	-	1,74	-	-		
						Песок мелкий (aQ), ИГЭ-3	2,01	0,002	34	γ _g (c)=1,114 γ _g (φ)=1,025	2,00	0,002	33	1,0	-	γ _g (c)=1,207 γ _g (φ)=1,043	1,99	0,002	33	27,91	-	-
						Суглинок тугопластичный (aQ), ИГЭ-5	1,94	0,021	20	γ _g (c)=1,106 γ _g (φ)=1,047	1,92	0,019	19	1,0	0,25<I _L ≤0,5	γ _g (c)=1,199 γ _g (φ)=1,084	1,91	0,018	18	12,02	-	-

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

Изм.	Код.уч.	Лист	№ Док.	Подпись	Дата	1972015-PD-ТКР1.1.Тч	Лист	
								6

Наименование ИГЭ	Нормативные значения характеристик грунтов			Расчетные значения характеристик грунтов											Модуль деформации, МПа	Расчетное сопротивление грунта, R ₀ , кПа	Предел прочности на одноосное сжатие, R _c , МПа
	Плотность грунта, г/см ³	Удельное сцепление, МПа	Угол внутреннего трения, град	Для расчетов по деформациям						Для расчетов по несущей способности							
				Коэффициент надежности по грунту	Плотность грунта, г/см ³	Удельное сцепление, МПа	Угол внутреннего трения, град	Коэффициент K, зависящий от метода определения расчетных характеристик грунта	Показатель текучести для выбора коэффициентов условий работы	Коэффициент надежности по грунту	Плотность грунта, г/см ³	Удельное сцепление, МПа	Угол внутреннего трения, град				
														γ _g (c)=1,058 γ _g (φ)=1,023			
Суглинок полутвердый (aQ), ИГЭ-6	1,99	0,027	22	γ _g (c)=1,058 γ _g (φ)=1,023	1,99	0,025	22	1,0	0,0 ≤ I _L ≤ 0,25	γ _g (c)=1,100 γ _g (φ)=1,039	1,99	0,024	21	16,64	-	-	
Суглинок дресвяный полутвердый (eQ), ИГЭ-7	2,04	0,027	22	γ _g (c)=1,041 γ _g (φ)=1,045	2,02	0,025	21	1,0	0,0 ≤ I _L ≤ 0,25	γ _g (c)=1,077 γ _g (φ)=1,083	2,01	0,025	20	17,87	-	-	
Алеврит низкой прочности, размягчаемый (P _l), ИГЭ-8	2,22	-	-	-	2,22	-	-	-	-	-	2,22	-	-	-	-	3,0* 1,7	

4 Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта

В период изысканий (февраль-март 2020г.) подземные воды вскрыты на глубине 0,2м (абс.отм.137,48-143,55м) в торфах, реже в песках мелких. Подземные воды без напора.

По химическому типу грунтовые воды характеризуется как гидрокарбонатные, кальциевые; гидрокарбонатные, магниевые-кальциевые, весьма пресные и пресные, с общей минерализацией 0,38-0,64г/литр.

Согласно химическим анализам проб воды грунтовые воды неагрессивные к бетону нормальной проницаемости (марки W4), реже обладают слабой общекислотной агрессивностью к бетону нормальной проницаемости (марки W4). Степень агрессивного воздействия содержащей сульфаты, по отношению к арматуре железобетонных конструкций устанавливается только в тех случаях, когда наряду с сульфатами присутствуют хлориды в количестве свыше 250мг/л в пересчете на Cl-. Согласно лабораторным данным содержание Cl- в воде менее 250мг/л (17,73-35,45мг/л). По отношению к металлическим конструкциям при свободном доступе кислорода среда среднеагрессивная. Подземные воды обладают низкой, средней и высокой коррозионной агрессивностью к свинцовой оболочке кабеля, при проектировании принять как высокую и средней коррозионной агрессивностью к алюминиевой оболочке.

5 Сведения о категории и классе линейного объекта

Проектная документация на промышленные трубопроводы разработана на основании:

- ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования»;
- «Правила безопасной эксплуатации промышленных трубопроводов», утвержденные приказом Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору от 30.11.2015 №515;

К промышленным трубопроводам относятся нефтегазосборные трубопроводы от проектируемых кустов скважин. В соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 границей технологической и линейной части трубопровода на кусте №104 - является задвижка, расположенная на выходе с кустовой площадки внутри обвалования, а на кусте № 111 – является задвижка, расположенная после камеры запуска.

Для классификации транспортируемой среды от кустов №№104,111 по отнесению ее к средам, содержащим или не содержащим сероводород определяется парциальное давление сероводорода в транспортируемой среде по формуле:

Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			19z2015-PD-TKR1.1.TЧ							7
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

$$P_{H_2S} = \frac{P \cdot C_{H_2S}}{100}, \text{ где}$$

P_n – максимальное рабочее давление в трубопроводе, МПа; $P_n=4,0$ МПа;

C_{H_2S} - максимальное содержание в газе сероводорода в объемных процентах; для нефти пласта Тл2б $C_{H_2S} = 0,01$ %.

$P = \frac{4,0 \times 0,01}{100} = 0,0004$ МПа или 400 Па > 300 Па, т.е. среда, транспортируемая по трубопроводам относится к сероводородосодержащей с газовым фактором менее 300 м³/т и согласно ГОСТ Р 55990-2014 относится к категории 6. Согласно ГОСТ Р 55990-2014 п.7.1.2, п.7.1.5 нефтегазосборные трубопроводы от кустов №№104,111 относятся к III классу категории С.

Категории участков трубопроводов от кустов №№ 104,111 приняты в соответствии с таблицей 5 ГОСТ Р 55990-2014 (для трубопроводов, транспортирующих токсичные продукты, содержащие сероводород) и приведены в таблице 2 и на профилях в томе 19z2015 -PD-PPO2.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			19z2015-PD-TKR1.1.TЧ							8
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Таблица 2 - Категории участков трубопроводов

Наименование участков	Категория участков по ГОСТ Р 55990-2014
	кусты №№104,111
- переходы через несудоходные водные преграды шириной зеркала воды в межень до 25 м в русловой части и прибрежные участки длиной не менее 25 м каждый (от среднемеженного горизонта воды)	В
- участки протяженностью 1000 м от ГВВ 10 % обеспеченности	С
- переходы через внутренние автомобильные дороги промышленных предприятий и организаций всех категорий, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждый от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги	С
- узлы пуска и приема очистных устройств, узлы линейной запорной арматуры, а также участки по 250 м, примыкающие к ним	В
- пересечения с подземными коммуникациями в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации	С
- трубопроводы на участках подхода к ППСН в пределах 250 м от ограждения	В

6 Сведения о проектной мощности линейного объекта

Сведения о проектной мощности промысловых трубопроводов приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Проектная мощность промысловых трубопроводов

Показатели	Ед. изм.	Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104-точка врезки»	Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111-ППСН «Касибский»
Проектная мощность по нефти	т/сут	33,5	80,0
Проектная мощность по жидкости	м ³ /сут	42,0	100,0

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									9
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-TKR1.1.TЧ

7 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта

7.1 Описание технологии процесса транспортирования продукта

Сбор и транспорт нефти с проектируемых кустов предусматривается по однотрубной герметизированной схеме.

Принципиальная технологическая схема нефтесбора приведена на листе 19z2015-PD-TKR1.GCH-1.

Продукция проектируемых добывающих скважин кустов №№104,111 под давлением, создаваемым глубинно-насосным оборудованием при способе эксплуатации ЭЦН, по выкидным трубопроводам поступает на счетчики СКЖ, размещаемые на приустьевых площадках каждой скважины.

После замера дебита нефтяная эмульсия от кустов №№104,111 по проектируемым нефтегазосборным трубопроводам транспортируется на ППСН «Касибский» ООО «УралОйл».

Подключение проектируемого нефтегазопровода в существующий нефтегазопровод на ППСН «Касибский» предусмотрено путем врезки через тройник с установкой в узле подключения задвижки с обратным клапаном и манометра для контроля давления.

Для очистки от парафина на нефтегазопроводе от куста №111 предусмотрено устройства запуска и приема очистных устройств.

Очистка выкидных трубопроводов и нефтегазопровода от куста №104 предусматривается методом периодических промывок ввиду их небольшой протяженности или недостаточной скорости для запуска очистного устройства.

7.2 Характеристика параметров трубопроводов

Строительство подземных участков нефтегазосборных трубопроводов \varnothing 114x5мм и \varnothing 159x5мм предусматривается из труб стальных бесшовных по ГОСТ 8732-78 из стали 20, группа В (класс прочности К42) по ГОСТ 8731-74 с наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками CPS.

Наружное покрытие состоит из слоя эпоксидной грунтовки, клеящего подслоя на основе термоплавкой полимерной композиции и наружного полиэтиленового слоя.

Внутреннее покрытие состоит из слоя эпоксидно-фенольного праймера и наружного слоя порошковой эпоксидной краски.

Надземные участки запроектированы из таких же труб и без наружного полиэтиленового покрытия.

Для обеспечения пропуски очистного устройства по трубопроводу от куста №111 на нем предусматриваются гнутые отводы по ТУ 51-515-91 с радиусомгиба

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-TKR1.1.ТЧ	Лист
							10

5Ду с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98 (Конструкция №1 по таблице №1) и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием.

Остальные 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 115 мм для трубопроводов Ø 114x5мм и 160мм для трубопроводов Ø 159x5мм.

Для подземных неизолированных деталей трубопровода предусмотрена изоляция в трассовых условиях термоусаживающейся лентой «ТИАЛ-Л». Изоляция сварных стыков снаружи труб предусматривается термоусаживающимися манжетами «ТИАЛ-М80». Данное изоляционное покрытие соответствует конструкции №14 по ГОСТ Р 51164-98 (таблице №1).

Контроль сварных стыков стальных трубопроводов – 100% радиографическим методом.

Рабочее давление нефтегазосборных трубопроводов принято 4,0 МПа.

Гидравлический расчет системы нефтесбора Касибского месторождения произведен в программной системе PIPESIM Schlumberger для компьютерного моделирования технологий промыслового сбора и многофазного транспорта нефти, газа и конденсата.

Исходные данные и результаты гидравлического расчета системы сбора нефти приведены в таблице 4. Результаты расчета приведены в таблице 5.

Схема гидравлического расчета приведена на листе 19z2015-PD-TKR1.GCH-2.

Таблица 4 - Исходные данные для гидравлического расчета

Наименование	Значение
Плотность безводной дегазированной нефти при 20°C, кг/м ³	835
Динамическая вязкость дегазированной нефти при температуре транспорта, сП	200
Газосодержание, м ³ /т	53,5
Средняя температура транспорта газонасыщенной смеси, °С	5
Плотность газа при 20°C, кг/м ³	1,564
Давление насыщения нефти газом, МПа (изб.)	10,95
Давление в точке подключения, МПа	0,4

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

										Лист
										11
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-TKR1.1.ТЧ				

Таблица 5 - Результаты гидравлического расчета

Начало участка	Конец участка	Расход нефти, т/сут	Расход жидкости, м ³ /сут	Скорость потока, м/с	Условный диаметр трубы, мм	Длина участка, м	Перепад отметок, м (+ подъем / - спуск)	Расчетное давление, МПа, (начало участка /конец участка)
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111-ППСН «Касибский»								
т.1	ППСН	113,5	142	0,65	150	4616,1	- 10,1	1,16/0,4
Куст 111	т.1	80	100	0,28	150	2388,9	+4	1,40/1,16
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104-точка врезки»								
Куст 104	т.1	33,5	42,0	0,09	100	175,87	0	1,21/1,16

На основании выполненных расчет видно, что существующая система сбора на Касибском месторождении обеспечит пропуск планируемых объемов жидкости.

Начало, конец, а также протяженность линейной части нефтегазосборных трубопроводов указана в таблице 6.

Таблица 6 – Протяженность линейной части нефтегазосборных трубопроводов.

Наименование трубопровода	Пикеты по трассе		Протяженность, м
	Начало	Конец	
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111-ППСН «Касибский»	(ПК0+85,83 запорная арматура после камеры запуска)	ПК69+18,95 ограждение площадки ППСН «Касибский»	6833,12
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104-точка врезки»	ПК0+30 (запорная арматура на выходе с куста)	ПК1+40,07 (т. врезки)	110,07

7.3 Расчет толщины стенки нефтегазосборных трубопроводов

При определении толщины стенки труб определяющей нагрузкой принято внутреннее давление жидкой транспортируемой среды.

Расчет толщины стенки труб для трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие продукты, выполнен по формуле ГОСТ Р 55990-2014, п. 12.2.2:

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-TKR1.1.TЧ	Лист
							12

$$t = \frac{\gamma_f p_n d_e}{2 * R}, \text{ где}$$

t – расчетная толщина стенки, см;

γ_f – коэффициент надежности по нагрузке, принимается по табл. 11

ГОСТ Р 55990-2014. Для временных длительных нагрузок, возникающих из-за внутреннего давления транспортируемой жидкой среды, $\gamma_f=1,15$;

p_n – рабочее давление трубопровода $p_n = 4,0$ МПа;

d_e – наружный диаметр трубы, $d_e = 15,9$ см, $11,4$ см;

R – расчетное сопротивление трубы, МПа.

Для трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие продукты, расчетное сопротивление трубы рассчитывается по формуле:

$$R = \frac{\gamma_{ds}}{\gamma_n \gamma_{my}} \sigma, \text{ где}$$

σ – нормативный предел текучести материала трубы, $\sigma = 245$ МПа для стали 20;

γ_{ds} – коэффициент условий работы трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие продукты, принимается по табл. 14 ГОСТ Р 55990-2014, $\gamma_{ds} = 0,76$ для участков категории С с низким содержанием сероводорода;

γ_n – коэффициент надежности по ответственности трубопровода, принимается согласно п.12.1.7 ГОСТ Р 55990-2014, $\gamma_n=1,10$.

γ_{my} – коэффициент надежности по материалу труб, принимается согласно п.12.1.9 ГОСТ Р 55990-2014, $\gamma_{my} = 1,15$.

Расчетное сопротивление трубы составляет:

$$R = \frac{0,76}{1,10 * 1,15} * 245 = 147 \text{ МПа}$$

Расчетная толщина стенки составляет для трубопровода $\varnothing 114$ мм:

$$t = \frac{1,15 \cdot 4,0 \cdot 11,4}{2 \cdot 147} = 0,178 \text{ см} = 1,78 \text{ мм};$$

Расчетная толщина стенки составляет для трубопровода $\varnothing 159$ мм:

$$t = \frac{1,15 \cdot 4,0 \cdot 15,9}{2 \cdot 147} = 0,248 \text{ см} = 2,48 \text{ мм}$$

Согласно п.12.2.2 ГОСТ Р 55990-2014 при назначении номинальной толщины стенки труб и соединительных деталей учитываются временные факторы (возможность коррозионных, сейсмических и других воздействий).

- С - добавка к толщине стенки на общую коррозию, определяемая экспериментально или расчетом, исходя из расчетной скорости коррозии трубной стали в данной среде, с учетом проектируемых средств защиты (ингибиторы, осушка газа, применение покрытий и др.), их эффективности, проектируемого срока эксплуатации трубопровода.

При отсутствии возможности определения скорости общей коррозии на заданном объекте расчетным или опытным путем допускается приближенное определение добавки (С) по аналогии с другими, ранее запроектированными

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									13
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-TKR1.1.TЧ

объектами, с близкими условиями эксплуатации труб. Во всех случаях величина такой добавки составляет не менее 2 мм.

Принимаем добавку к толщине стенки на коррозию $C=2$ мм.

С учетом принятой добавки C толщина стенки составляет:

Ø114мм:

$$T=t+C=1,78+2,0=3,78\text{мм.}$$

Ø159мм:

$$T=t+C=2,48+2,0=4,48\text{мм.}$$

7.4 Расчет трубопроводов на устойчивость против всплытия

Подземные участки проектируемого трубопровода пересекают болота и ручей.

Для определения устойчивости положения против всплытия выполнен расчет.

Устойчивость положения против всплытия трубопровода проверяется по условию:

$$Q_{act} \leq Q_{pas} / \gamma_a,$$

где Q_{act} – суммарная расчетная нагрузка на трубопровод, действующая вверх, включая упругий отпор при прокладке свободным изгибом, Н/м;

Q_{pas} – суммарная расчетная нагрузка, действующая вниз (вес трубопровода), Н/м;

γ_a – коэффициент надежности устойчивого положения, принимаемый равным 1,05 для обводненных и заливаемых участков в пределах ГВВ 1 % обеспеченности и равным 1,1 для русловых участков трассы;

$$Q_{act} = q_v + q_{изг},$$

где q_v – расчетная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод, Н/м;

$q_{изг}$ – нагрузка от упругого отпора при свободном изгибе трубопровода, Н/м;

$$q_{изг} = \frac{32EI}{9\beta^2 R^3},$$

где E – модуль упругости стали, равный $2,05 \cdot 10^{11}$ Па;

I – момент инерции поперечного сечения трубы, м^4 ;

β – угол поворота оси трубопровода в вертикальной плоскости, радиан;

R – радиус кривизны рельефа дна траншеи, м.

$$q_v = \frac{\pi D_n^2}{4} \rho_v g,$$

где D_n – наружный диаметр трубопровода, м;

ρ_v – плотность воды, принимаемая равной 1100 кг/м^3 ;

g – ускорение свободного падения, равное $9,81 \text{ м/с}^2$;

$$Q_{pas} = q_{mp} = m_{mp} g,$$

Взам. инв. №					
Подп. и дата					
Инв. № подл.					
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
19z2015-PD-TKR1.1.TЧ					Лист
					14

где m_{mp} – масса 1 п.м. трубопровода, кг.

Исходные данные и результаты расчета приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты расчета устойчивости положения

Наименование участков	$D_n \times S$ трубы (кожуха), мм	γ_a	$Q_{act},$ Н/м	$Q_{pas}/\gamma_a,$ Н/м	Условие $Q_{act} \leq Q_{pas} / \gamma_a$
Болота, обводненные и заливаемые участки в пределах ГВВ 1 % обеспеченности	159x5	1,05	215,48	177,4	не выполняется

Условие устойчивости для трубопроводов 159x5 не выполняется, поэтому проектной документацией предусматривается установка утяжелителей.

Шаг расстановки утяжелителей определяется по формуле:

$$L = (m_z g - \rho_w g V_z) / q_{б.в}^n,$$

где m_z – масса утяжелителя, кг;

V_z – объем утяжелителя, м³.

Величина нормативной интенсивности балластировки – вес в воде, Н/м, определяется по формуле:

$$q_{б.в}^n = \frac{1}{n_b} (\gamma_a q_w + q_{уз} - q_{mp}),$$

где n_b – коэффициент надежности по нагрузке, принимаемый для чугунных утяжелителей равным 1,0.

Для балластировки кожуха приняты утяжелители чугунные кольцевые.

Исходные данные и результаты расчета шага расстановки утяжелителей приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Исходные данные и результаты расчета шага расстановки утяжелителей

Наименование участков	Марка утяжелителя	$D_n \times S$ мм	Масса пригруза, а, кг	Объем пригруза, м ³	Шаг расстановки утяжелителей, м
Болота, обводненные и заливаемые участки в пределах ГВВ 1 % обеспеченности	Утяжелитель чугунный кольцевой УЧК-150	159x5	100	0,02	15

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-TKR1.1.TЧ	Лист
							15

7.5 Очистка и гидравлическое испытание трубопроводов

Очистку и гидравлическое испытание нефтегазосборного трубопровода выполнить в соответствии с требованиями раздела 13 ГОСТ Р 55990-2014.

Испытание нефтегазосборных трубопроводов предусматривается гидравлическое.

Давление на проектируемых кустах, согласно гидравлическому расчету, составляет от 1,21 до 1,40 МПа. Расчетное давление нефтегазосборных трубопроводов принято 4,0 МПа и превышает максимальное давление, полученное при гидравлическом расчете.

Рабочее давление и максимально допустимое рабочее давление нефтегазосборных трубопроводов принято 4,0 МПа - максимальное давление, при котором возможна нормальная работа подключаемого оборудования (счетчика СКЖ, запорной арматуры).

Давление гидравлического испытания на прочность трубопроводов кустов №№104,111 приведено в таблице 11.

Проверка на герметичность участка или трубопровода в целом проводится после испытания на прочность при снижении испытательного давления до рабочего и выдержки трубопровода в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 12 ч.

Очистка внутренней полости нефтегазосборных трубопроводов предусматривается промывкой водой без пропуска очистного поршня.

В состав основных работ по гидравлическому испытанию трубопровода входят:

- подготовка к испытанию,
- наполнение трубопровода водой,
- подъем давления до испытательного,
- испытание на прочность,
- сброс давления до проектного рабочего,
- проверка на герметичность,
- сброс давления до 0,1-0,2 МПа.

Полное вытеснение воды произвести путем продувки воздухом.

Испытание трубопроводов производить не ранее, чем через 24 часа после выполнения сварных работ.

Испытание нефтегазосборных трубопроводов на прочность и проверку на герметичность проводится после полной готовности участка или всего трубопровода: укладки трубопровода в траншею и его полной засыпки.

Если при испытательном давлении не произойдет разрыв труб или стыков, а при рабочем давлении не будет обнаружено утечек воды, то трубопровод выдержал гидравлическое испытание.

Гидравлическое испытание трубопроводов выполняется по наряд-допуску.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			19z2015-PD-TKR1.1.TЧ							16
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Таблица 11 – Параметры испытания нефтегазосборных трубопроводов кустов №№104,111 на прочность

Тип испытания и характеристика его этапов	Давление испытания в верхней точке, МПа		Продолжительность, ч		Категория участка	Характеристики участков
	Способ испытаний					
	гидравлический	пневматический	гидравлический	пневматический		
1 Испытание в два этапа Первый этап: - после укладки и засыпки или крепления на опорах.	1,5 <i>P</i> _{раб.} для категории В	1,25 <i>P</i> _{раб.}	6	12	В, С	Переходы через несудоходные преграды шириной зеркала воды в межень до 25 м в русловой части с поймами по ГВВ 10% обеспеченности;
	1,25 <i>P</i> _{раб.} для категории С				С	Переходы трубопроводов через автомобильные дороги IV, V категорий с прилегающими по обе стороны дороги участками, длиной 25 м каждый от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги;
Второй этап: - одновременно с испытанием трубопровода для трубопроводов категории С	1,25 <i>P</i> _{раб.}	1,25 <i>P</i> _{раб.}	12	12	В	Узлы пуска и приема очистных устройств, узлы линейной запорной арматуры, а также примыкающие к ним участки трубопроводов длиной 250 м;
					С	Пересечения с подземными трубопроводами в пределах 20 м по обе стороны от пересечения (предварительный этап испытаний гидравлическим способом)
					В	Трубопроводы на участках подхода к НС, НПС, ГПЗ в пределах 250 м от ограждения (предварительный этап испытаний гидравлическим способом).

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Тип испытания и характеристика его этапов	Давление испытания в верхней точке, МПа		Продолжительность, ч		Категория участка	Характеристики участков
	Способ испытаний					
	гидравлический	пневматический	гидравлический	пневматический		
3 Испытание в один этап одновременно с испытанием трубопровода для трубопроводов категории С	1,25 <i>P</i> _{раб.}	1,25 <i>P</i> _{раб.}	12	12	С	Участки трубопровода кроме указанных выше

Расчет потребности строительства в основных строительных машинах, механизмах и транспортных средствах выполнен в 19z2015-PD-POS2 в соответствии с требованиями СП 48.13330.2011, исходя из годовых физических объемов строительно-монтажных работ и годовой производительности машин, механизмов и транспортных средствах.

7.6 Сведения о резервной пропускной способности трубопровода и резервном оборудовании и потенциальной необходимости в них

Пропускная способность трубопроводов принята в соответствии с прогнозируемым максимальным уровнем добычи жидкости и нефти на Касибском месторождении, при этом резервная пропускная способность не предусматривается. Для трубопроводов не предусматривается резервное оборудование, резервные нитки, поскольку обеспечена возможность остановки трубопроводов без создания аварийной ситуации.

7.7 Система диагностики состояния трубопроводов

В соответствии с требованием п.723 ФНиП в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» трубопроводы, имеющие участки, относящиеся к особо опасным с точки зрения экологических последствий (пересечения с автодорогами, водными преградами, трубопроводами), после завершения строительства должны быть подвергнуты предпусковой внутритрубной приборной диагностике. Проведение внутритрубной диагностики особо ответственных участков стальных трубопроводов осуществляется диагностическими средствами, обеспечивающими выявление дефектов, оценку формы дефектов, их ориентации и взаимного расположения. При этом выявляются коррозионные, термические и усталостные трещины, каверны, язвы, потеря металла, непровары сварных швов.

Первая ревизия введенного в эксплуатацию трубопровода проводится не позднее чем через 1 год после начала эксплуатации.

Периодичность и объемы проведения последующей ревизии устанавливаются документацией эксплуатирующей организацией в зависимости от скорости коррозионно-эрозийных процессов с учетом опыта эксплуатации

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инов. № подл.								Лист 18
									19z2015-PD-TKR1.1.TЧ	
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

аналогичных трубопроводов, результатов наружного осмотра, предыдущей ревизии и необходимости обеспечения безопасной и безаварийной эксплуатации в период между ревизиями, но не реже одного раза в 8 лет.

Срок последующего контроля уточняется в зависимости от результатов предыдущего контроля.

При ревизии трубопровода необходимо выполнить:

- визуальное обследование трассы трубопровода, всех естественных и искусственных преград с привязкой к ПК трассы;
- определение глубины залегания трубопровода;
- определение мест проведения неразрушающего контроля (не менее 2 участков на 1 км. Участки выбираются в наиболее опасных местах: оголениях, застойных зонах (тупиковых и временно не работающих участках), в местах, где изменяется направление потока (отводы, тройники, врезки), узлах запорной арматуры. При необходимости производится шурфование. Размеры шурфов должны обеспечивать полный доступ к трубопроводу по всей его поверхности, включая нижнюю образующую, на протяжении не менее 1 м;
- привязку мест неразрушающего контроля к ПК трассы;
- определение технического состояния технических устройств;
- определение диаметра трубопровода;
- визуальный осмотр наружного защитного покрытия (определение наличия (отсутствия) наружных механических и коррозионных повреждений, измерение геометрических параметров обнаруженных повреждений с помощью измерительных инструментов (линейка, шаблон сварщика);
- ультразвуковую толщиномирию стенки трубопровода;
- определение целостности защитного покрытия в местах контроля;
- ультразвуковой (рентгенографический) контроль качества сварных соединений при подозрении на дефекты сварного шва по результатам ВИК;
- определение наличия или отсутствия блуждающих токов;
- определение мест повреждений изоляции;
- обследование участков пересечений трубопровода с естественными и искусственными преградами в пределах охранной зоны;
- определение отбраковочной толщины стенки трубопровода;
- определение скорости коррозионно-эрозионного износа и расчет скорости коррозии.

На основании данных, полученных по результатам ревизии, составляется акт ревизии, в котором делается вывод о техническом состоянии трубопровода. Акт ревизии прикладывается к паспорту трубопровода. В паспорт трубопровода вносится соответствующая запись.

7.8 Количество и состав вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники

По данному проекту источниками загрязнения атмосферного воздуха при эксплуатации проектируемых сооружений в рабочем режиме являются

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					Лист	
								19z2015-PD-TKR1.1.TЧ
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док		

неплотности фланцевых соединений узлов запорной арматуры. Источники выбросов - неорганизованные.

Количество и состав выбросов в атмосферу от проектируемых сооружений приведен в томе 19z2015 -PD-OOS2.1.

Сбросы в водные источники отсутствуют.

7.9 Мероприятия по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду

Для снижения выбросов вредных веществ в окружающую среду при строительстве и эксплуатации проектируемых сооружений предусматриваются следующие мероприятия:

- герметизированная схема технологического процесса;
- соединение труб между собой на сварке, трубопроводы не имеют фланцевых или других разъемных соединений, кроме мест установки арматуры;
- переносные газоанализаторы, при помощи которых производится контроль рабочей среды во время обслуживания задвижек и при производстве ремонтных работ;
- установка обратных клапанов в конце проектируемых трубопроводов, что уменьшает объем утечек жидкости при разгерметизации трубопровода.
- прокладка трубопроводов в кожухах на переходах через автодороги.

7.10 Перечень проектных и организационных мероприятий по ликвидации последствий аварии

Согласно федеральному закону №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21 июля 1997 г., по каждому факту возникновения аварии на опасном производственном объекте проводится техническое расследование ее причин.

Все аварии и инциденты подразделяются на:

- аварии, приведшие к чрезвычайным ситуациям, классификация их определена постановлением Правительства РФ от 21.05.2007 №304 «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», расследуются как чрезвычайные ситуации;
- аварии, приведшие к разрушению сооружений или технических устройств, неконтролируемому взрыву или (и) выбросу опасных веществ;
- инциденты, повлекшие за собой отказы или повреждения технических устройств, отклонения от режима технологических процессов, но не вызвавших разрушения сооружений и технических устройств.

Техническое расследование аварий направлено на установление обстоятельств и причин аварии, размера причиненного вреда, разработку мер по

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

											Лист
											20
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-TKR1.1.ТЧ					

устранению ее последствий и мероприятий для предупреждения аналогичных аварий.

Порядок и оформление материалов технического расследования причин аварий и инцидентов ведется в соответствии с «Порядком проведения технического расследования причин аварий и инцидентов на объектах, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору».

Регистрация, учет, отчетность, ведение и хранение документов по авариям и инцидентам на объекте возлагается на лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию объекта, которое назначается приказом по предприятию.

При пуске и эксплуатации объектов Касибского месторождения могут возникнуть аварийные ситуации, требующие немедленной их остановки.

Действие и распределение обязанностей среди обслуживающего персонала при ликвидации конкретных аварийных ситуаций предусмотрены «Планом мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварии на опасном производственном объекте ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (далее – ПЛА), утвержденным руководителем предприятия.

Аварии на проектируемых объектах являются в первую очередь результатом нарушения технологического режима и правил эксплуатации сооружений, а также правил техники безопасности, но могут произойти и по причинам нетехнологического характера.

Аварийная остановка технологического оборудования и трубопроводов является вынужденной операцией и производится в следующих ситуациях:

- выход из строя какого-либо узла, без которого невозможно продолжить технологический процесс;
- порыв трубопровода;
- резкое повышение давления в системе;
- резкое понижение давления в системе;
- при пожаре на площадках;
- при отключении электроэнергии.

В планах указывается порядок оповещения и сбора должностных лиц, организации и производства аварийных работ.

При возникновении аварии оператор сообщает мастеру и диспетчеру предприятия и принимает меры по ликвидации возникшей аварии в соответствии с ПЛА.

При разгерметизации проектируемых выкидного трубопровода оператор останавливает насосное оборудование скважин, на месте или дистанционно закрывает задвижки на выкидном трубопроводе; затем информирует диспетчера о принятых мерах по ликвидации аварии и делает краткую, но ясную запись о случившемся в сменном (вахтовом) журнале, фиксируя место, сущность, причину отказа, принятые меры.

Работы по ликвидации аварии на трубопроводе выполняются аварийно-восстановительными бригадами (АВБ) или другими подразделениями предприятия.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			19z2015-PD-TKR1.1.TЧ							21
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Все работники подразделений на своих рабочих местах знакомятся с планами ликвидации возможных аварий.

7.11 Описание проектных решений по прохождению трасс трубопроводов. Надежность и устойчивость трубопроводов. Нагрузки, действующие на трубопроводы.

Трассы трубопроводов приняты по оптимальному пути от кустовых площадок скважин до точки врезки в существующую систему сбора нефти. Прохождение трасс трубопроводов предусматривается согласно акту выбора земельных участков.

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения трубопроводов установлена охрannая зона вдоль трасс нефтегазосборных трубопроводов в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 25 м от оси трубопровода с каждой стороны.

Проектной документацией предусматривается подземный способ укладки трубопроводов.

Глубина заложения нефтегазосборных трубопроводов принята исходя из следующих условий:

- в местах пересечения автодорог - не менее 1,4 м от поверхности полотна дороги до верхней образующей защитного кожуха;
- при прокладке в пучинистых грунтах - не менее 1,67 м от поверхности земли до верха трубы из условия прохождения трубопровода ниже глубины промерзания пучинистого грунта;
- при пересечении проектируемых трубопроводов с существующими подземными коммуникациями расстояние в свету принято не менее 0,35 м;
- при пересечении с кабелями ЭХЗ расстояние в свету принято не менее 0,5 м;
- в остальных случаях – на глубину не менее 0,8 м от уровня земли до верха трубы.

Разработка траншеи при пересечении существующих подземных коммуникаций производится вручную по 2 м в обе стороны от пересекаемой коммуникации.

Пересечение с существующими и проектируемыми подземными коммуникациями предусматривается под углом не менее 60°.

Расстояние от проектируемых нефтегазосборных трубопроводов принято в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014:

- до параллельно проложенных существующих трубопроводов не менее 5 м между осями;
- до параллельно проложенных проектируемых и существующих автодорог не менее 10 м до подошвы насыпи;

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

										Лист
									19z2015-PD-TKR1.1.TЧ	22
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата					

Переходы трубопроводов через технологические проезды с грунтовым покрытием и автодороги с гравийным покрытием осуществляются открытым способом.

Все переходы через проектируемые внутрикустовые технологические проезды, существующие и проектируемые автодороги предусмотрены с устройством защитных кожухов из стальной трубы \varnothing 377x10мм, \varnothing 426x10 мм по ГОСТ 10704-91/ГОСТ 10705-80, сталь 10 группы В. Концы кожуха выводятся на расстояние не менее 5 м от бровки земляного полотна до края кожуха.

Для защиты наружного покрытия трубопровода от механических повреждений, при протаскивании в кожухах, применяются предохранительные изолирующие диэлектрические кольца «Спейсеры». На концах кожухов устанавливаются герметизирующие манжеты.

Защита всех кожухов от почвенной коррозии предусматривается антикоррозийной изоляцией усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98, конструкция № 17. Структура изоляционного покрытия усиленного типа:

- лента изоляционная «Полилен-40-ЛИ-63, 2 слоя;
- праймер НК-50;
- наружная обертка «Полилен-ОБ-63», 1 слой.

Пересечение с линиями электропередачи ВЛ-10кВ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» предусматривается в соответствии с п.2.5.287, 2.5.288 ПУЭ Минэнерго России. Прокладка трубопроводов при сближении и параллельном следовании с ВЛ-10кВ осуществляется на расстоянии не менее 10 м от крайнего не отклоненного провода. Расстояние от фундаментов опор ВЛ-10кВ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» до трубопроводов при их взаимном пересечении принято не менее 5 м. Угол пересечения с ВЛ- 10кВ не нормируется.

Пересечение нефтегазопровода от куста №111 с линиями электропередачи ВЛ-35 кВ ОАО «МРСК Урала» - филиал «Пермэнерго» предусматривается в соответствии с ТУ ОАО «МРСК Урала» - филиал «Пермэнерго». Расстояние по горизонтали при пересечении от заземлителя или подземной части фундаментов опоры ВЛ 35 кВ до любой части нефтегазосборного трубопровода должны быть не менее 5 метров. Угол пересечения с ВЛ-35 кВ не нормируется. Нефтегазосборный трубопровод предусматривается проложить в защитном кожухе, на длину, равную расстоянию между крайними проводами плюс 2 м с каждой стороны от крайних проводов.

При пересечении ручья прокладка проектируемого трубопровода принимается подземно на глубине не менее 1 м от естественных отметок дна ручья.

Для предотвращения всплытия трубопровода на болотах и обводненных участках предусмотрена его балластировка чугунными кольцевыми утяжелителями типа УЧК по ТУ 4834-001-71741496-2007.

Для предохранения защитного покрытия трубопроводов от повреждений при укладке в скальных, щебенистых грунтах и грунтах с твердыми включениями предусмотрена подсыпка и присыпка трубопровода мягким грунтом толщиной соответственно 20 см и 10 см.

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

										Лист
										23
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-TKR1.1.ТЧ				

По трассе предусмотрено подключение проектируемого нефтегазосборного трубопровода с куста №104 к проектируемому нефтегазосборному трубопроводу с куста №111. Подключение предусматривается надземно через узел, состоящий из отключающей задвижки на PN4,0МПа, класса герметичности затвора «А» по ГОСТ 9544-2015 и обратного клапана через тройник.

Запорная арматура принята соответственно параметрам транспортируемой среды и условиям эксплуатации:

- температура рабочей среды, °С - от минус 40 до +80;
- температура окружающей среды, °С - от минус 40 до +40;
- присоединение к трубопроводу – фланцевое;
- давление номинальное, МПа – 4,0;
- герметичность затвора, класс «А» по ГОСТ 9544-2015;
- срок службы, лет – 30.

Узел задвижек размещается в металлическом сетчатом ограждении высотой 2,2 м. Конструкция калитки исключает ударное соприкосновение деталей, что обеспечивает искробезопасность, исключение скопления на них мусора и снега обеспечивается наличием сетчатого ограждения.

На ограждении закрепляются запрещающие знаки «Запрещается пользоваться открытым огнем» и «Проход запрещен», а также предупреждающие знаки.

Для 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 6 лет.

Теплоизоляция надземных участков трубопроводов не предусматривается.

Подземная часть нефтегазосборных трубопроводов защищается от почвенной коррозии катодными установками ЭХЗ.

Для защиты оборудования и неизолированных трубопроводов от блуждающих токов, в местах опусков трубопроводов в землю, предусмотрена установка изолирующих фланцевых соединений.

Трассы нефтегазосборных трубопроводов закрепляются на местности указательными знаками в соответствии с п.9.3.13 ГОСТ Р 55990-2014. В начале, в конце трассы трубопровода, на углах поворота, на каждом километре, при переходе через естественные и искусственные препятствия установлены указательные знаки в соответствии с СТП 09-001-2013 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Щит-указатель устанавливается в 1 метре от оси подземного трубопровода.

Трубопроводы при эксплуатации испытывают нагрузки и воздействия:

- собственный вес трубопровода, арматуры;
- вес изоляции;
- вес давления грунта (для подземных участков);
- предварительное напряжение трубопровода (упругий изгиб);
- внутреннее давление газообразной и жидкой транспортируемой среды;
- вес газообразной и жидкой транспортируемой среды;
- температурный перепад металла стенок трубопровода;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	19z2015-PD-TKR1.1.TЧ

- неравномерные деформации грунта, не сопровождающиеся изменением его структуры (осадки, пучения);
- снеговая (для надземных участков);
- гололедная (для надземных участков);
- ветровая (для надземных участков);
- транспортирование отдельных секций, сооружение трубопроводов, испытание;
- нарушения технологического процесса, временные неисправности или поломки оборудования;
- неравномерные деформации грунта, сопровождающиеся изменением его структуры.

Надежность и устойчивость проектируемых нефтегазосборных трубопроводов обеспечивается следующими проектными решениями:

- свойства исходных материалов для сооружения трубопроводов (труб, соединительных деталей, арматуры, изоляционных покрытий) приняты в соответствии с требованиями нормативных документов (ГОСТ Р 55990-2014, ГОСТ, ТУ на эти изделия).

- конструктивные характеристики трубопровода (толщина стенки трубы и соединительных деталей, глубина заложения, радиус упругого изгиба, тип изоляционных покрытий) приняты в соответствии с условиями эксплуатации по давлению и температуре и требованиями нормативных документов (ГОСТ Р 55990-2014);

- тщательная планировка поверхности при строительстве, исключение скоплений поверхностных вод, строгий контроль за гидроизоляционными работами;

- устанавливаются требования к качеству строительства, которые определяются соответствием результатов контроля качества при сооружении трубопровода требованиям нормативных документов;

- обеспечивается необходимый уровень коррозионной защиты трубопровода в течение всего срока его эксплуатации путем повышения толщины стенки труб и соединительных деталей, применения наружного и внутреннего антикоррозионного покрытия, средств электрохимзащиты и других решений.

8 Перечень мероприятий по энергосбережению

Перечень требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в технологическом процессе приведен в томе 19z2015 -PD-ILO.EE4.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инов. № подл.							Лист
								19z2015-PD-TKR1.1.TЧ	25
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

9 Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта

Сведения об оборудовании, грузоподъемных, транспортных средствах и механизмах, используемых в процессе строительства, приведены в томе 19z2015 - PD-POS3.

10 Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест

Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест приведены в п.2 и 3 тома 19z2015 -PD-ТKR4.

11 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта

С целью создания нормальных санитарно-гигиенических условий, соблюдения правил охраны труда предусмотрены следующие мероприятия:

- применение запорной арматуры;
- устройство подъездов ко всем технологическим объектам;
- ремонт оборудования производится только после его отключения и сброса давления;
- блокировка оборудования и сигнализация при отклонении от технологического режима;
- устройство стационарных лестниц и площадок для обслуживания оборудования и арматуры.

Для соблюдения правил охраны труда проектируемые сооружения оснащаются приборами контроля давления и расхода.

12 Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта

По техническим условиям заказчика контроль состояния трубопровода осуществляется наружным осмотром и по показаниям приборов, измеряющих давление. Контроль технологических параметров работы нефтегазосборных трубопроводов осуществляется круглосуточно оператором пульта управления добычи нефти и газа ЦДНГ-12.

Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							19z2015-PD-ТKR1.1.ТЧ	Лист
										26
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

13 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность

В данном проекте организация ремонтного хозяйства не предусматривается.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
								19z2015-PD-TKR1.1.ТЧ
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док		

Таблица регистрации изменений

Таблица регистрации изменений

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

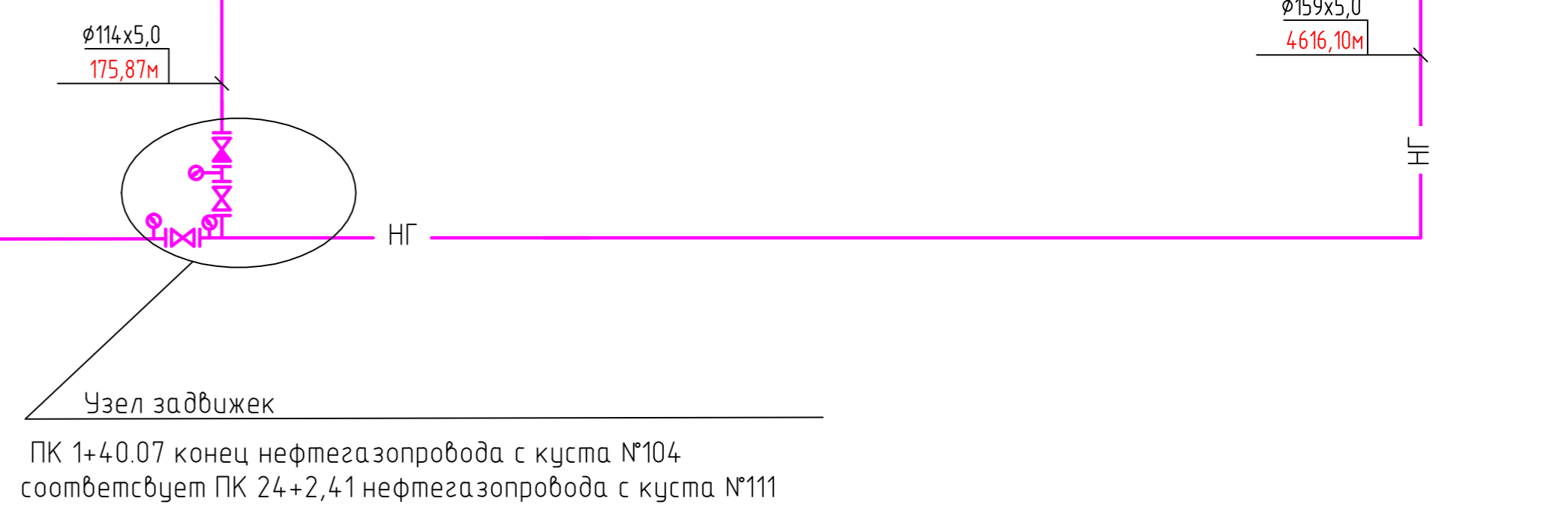
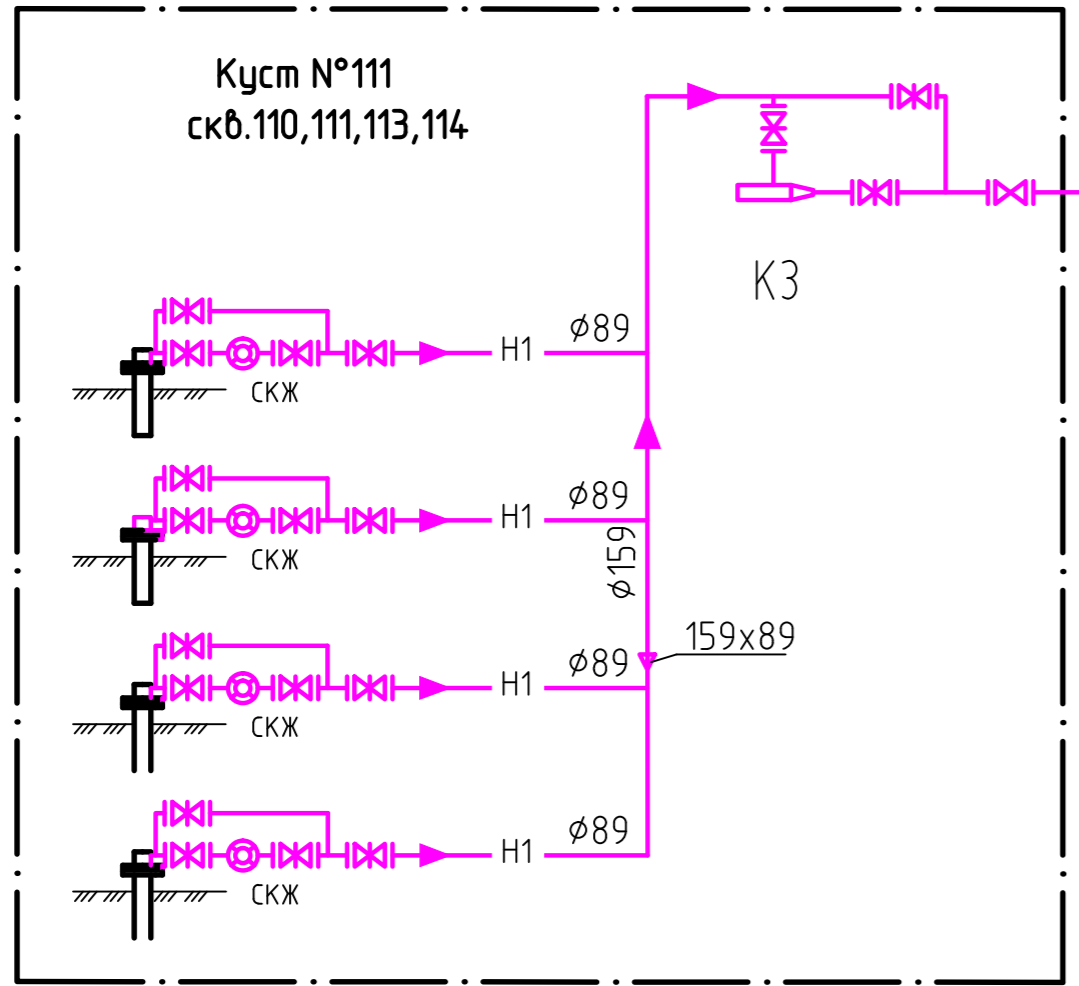
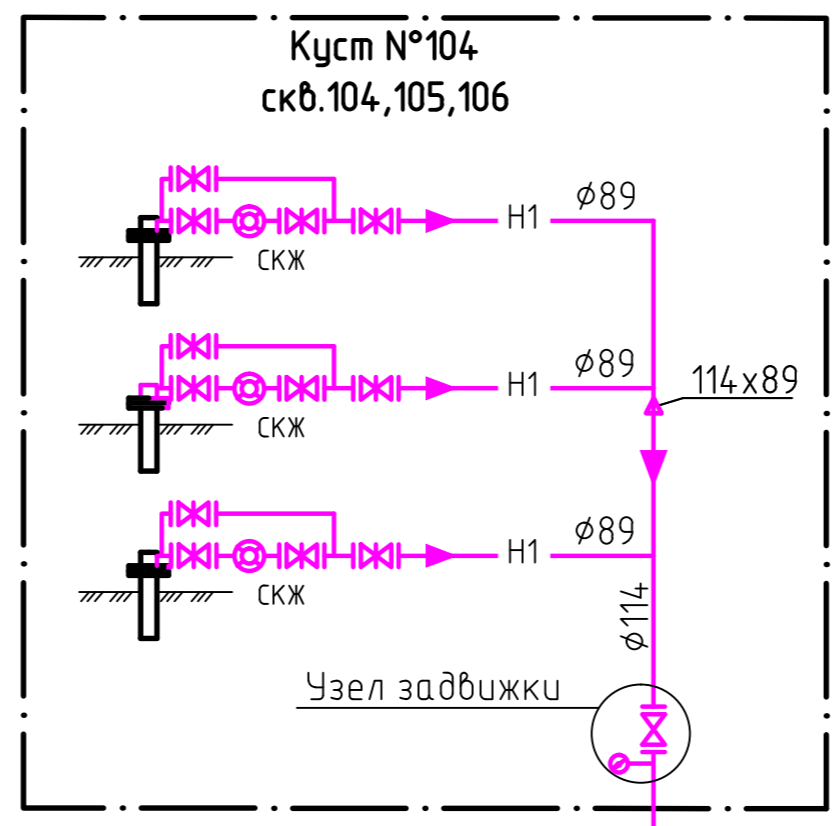
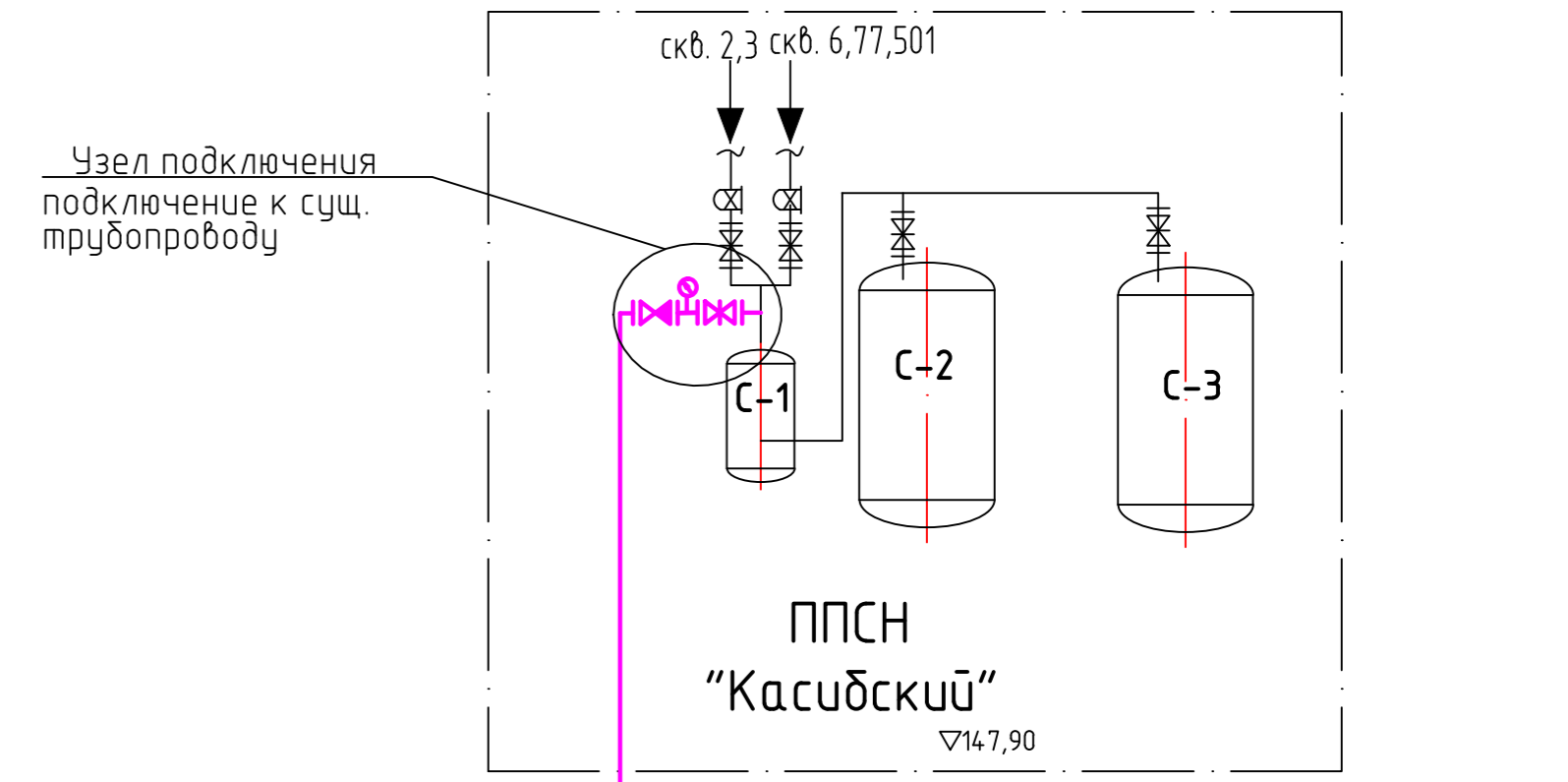
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Экспликация зданий и сооружений

Поз.	Наименование	Кол.	Характеристика	Прим.
<u>Проектируемые:</u>				
Куст №111				
	Скважины куста №111	4	ЭЦН (добывающие)	
КЗ	Камера пуска	1	III-УПП-1-150-4.0-УХЛ1-Ф	
КП	Камера приема	1	III-УПП-2-150-4.0-УХЛ1-Ф	
<u>Существующие:</u>				
	Куст №104			
	Скважины куста №104	3	ЭЦН (добывающие)	
ППСН	ППСН "Касидский"			

Условные обозначения и изображения

Условные обозначения и изображения	Наименование
	Выкидной трубопровод (проектир.)
	Нефтегазосборный трубопровод (проектир.)
	Камера пуска очистных устройств
	Камера приема очистных устройств
	Счетчик СКЖ
	Задвижка с ручным приводом
	Клапан обратный






ПК 1+40.07 конец нефтегазопровода с куста №104 соответствует ПК 24+2,41 нефтегазопровода с куста №111

19z2015 -PD- TKR1.GCH-1					
Строительство и обустройство скважин Касидского месторождения (кусты №№104, 111)					
Изм.	Кол.ч.	Лист	И.док.	Подпись	Дата
Разраб.	Сухова				10.20
Проверил	Токсубаев				10.20
Н. контр.	Токсубаев				10.20
Нач. отд.	Токсубаев				10.20
Принципиальная технологическая схема нефтесбора				Стадия	Лист
				П	1
				ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "ПермНИПИнефть" в городе Перми	

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

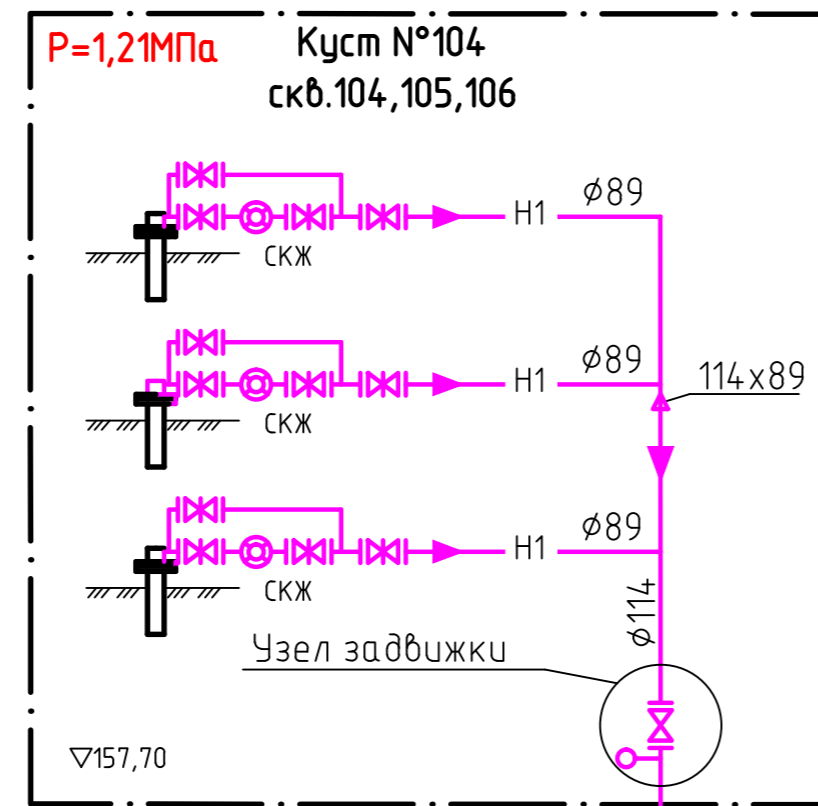
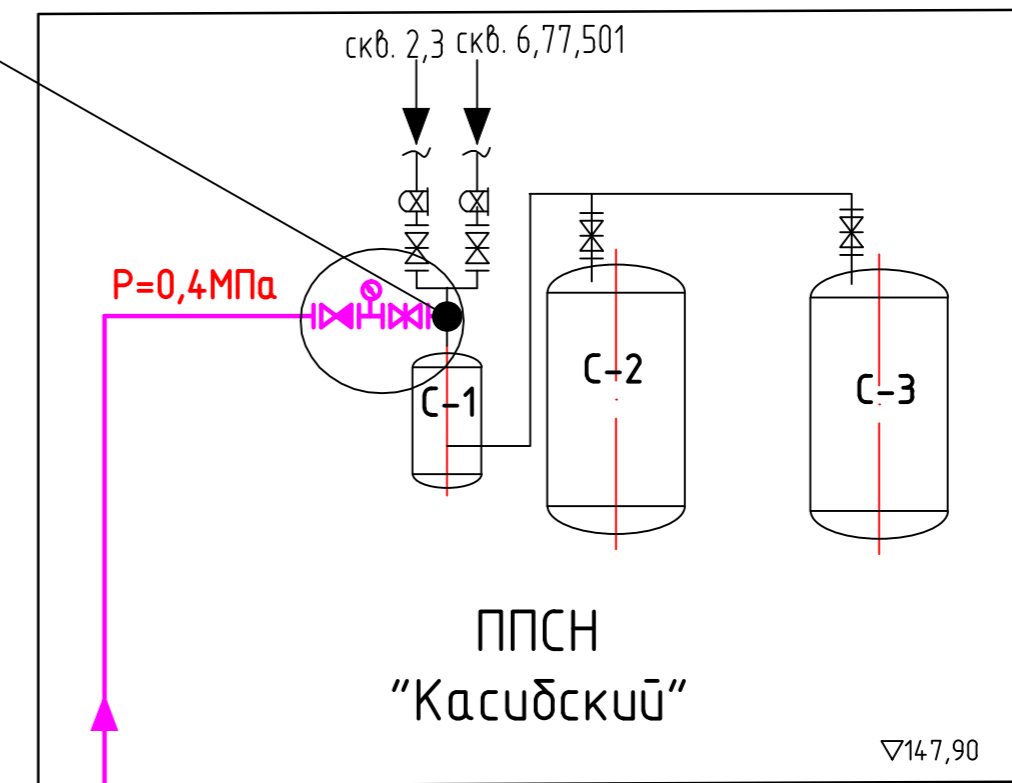
Условные обозначения:

-  Скважина добывающая (проект.)
-  Нефтегазосборный трубопровод (проект.)
-  Выкидной трубопровод (проект.)

Ключ к схеме:

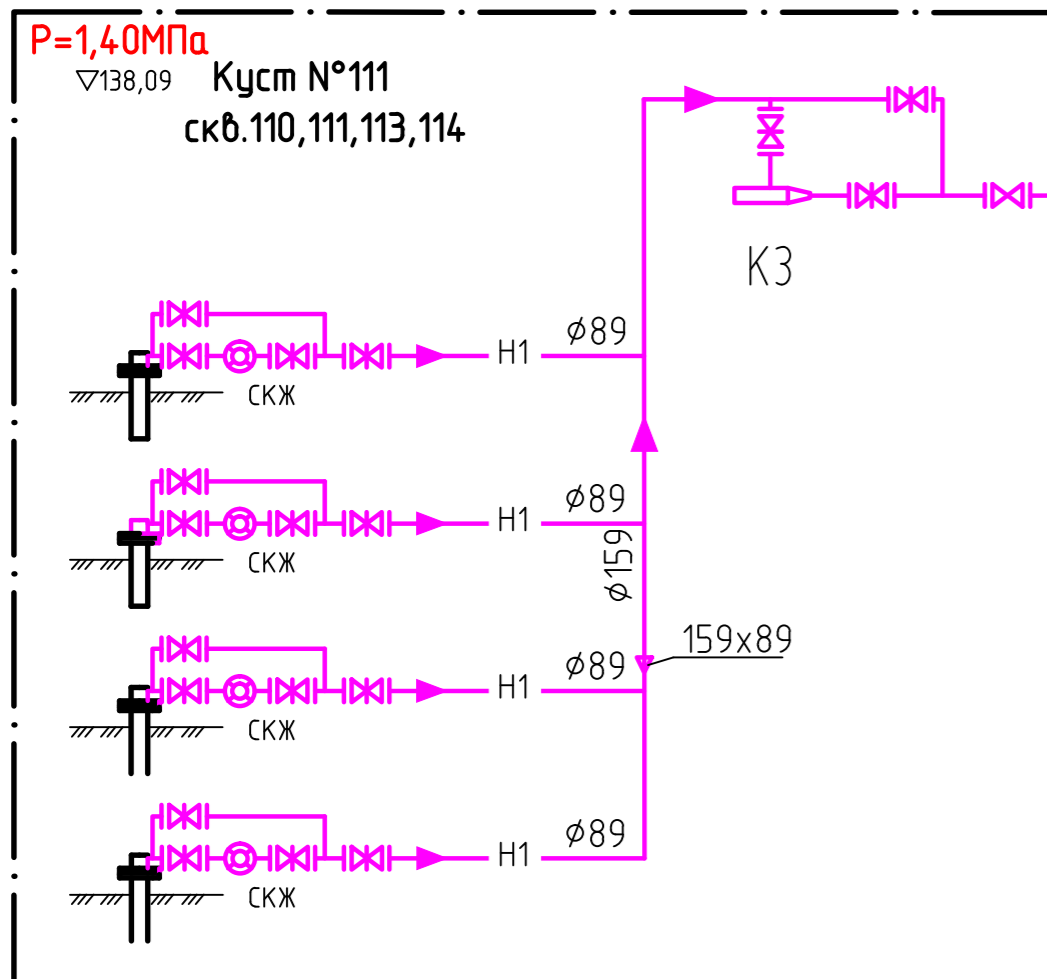
- Qн - Расход нефти, т/сут
- Qж - Расход жидкости, м³/сут
- L - Длина участка, м
- d - диаметр трубопровода, мм
- P - давление, МПа (изд.)
- ▽ - отметка земли, м

Узел подключения
подключение к сущ.
трубопроводу

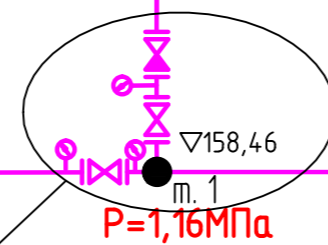


Qн=33,5
Qж=42,0
φ114x5,0
L=175,87м

Qн=113,5
Qж=142,0
φ159x5,0
L=4616,10м



Qн=80,0
Qж=100,0
φ159x5,0
L=2388,90м



Узел задвижки
ПК 1+40.07 конец нефтегазопровода с куста №104
соответствует ПК 24+2,41 нефтегазопровода с куста №111

19z2015 -PD- TKR1.GCH-2					
Строительство и обустройство скважин Касидского месторождения (кусты №№104, 111)					
Изм.	Колуч.	Лист	И док.	Подпись	Дата
Разраб.	Сухова				10.20
Проверил	Токсубаев				10.20
Н. контр.	Токсубаев				10.20
Нач. отд.	Токсубаев				10.20
Схема гидравлического расчета				Стадия	Лист
				П	2
				ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "ПермНИПИнефть" в городе Перми	
Формат А2					

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