

«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

НПЦ «Нефтегазовый инжиниринг»

Свидетельство № 0253-2016-5902291029-08 от 21 июня 2016 г.

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

«Строительство и обустройство скважин Бугровского месторождения»

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

2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.5

Том 4.3.5

Договор №

2021/354/ДС5

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

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

НПЦ «Нефтегазовый инжиниринг»

Свидетельство № 0253-2016-5902291029-08 от 21 июня 2016 г.

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

«Строительство и обустройство скважин Бугровского месторождения»

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

2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.5

Том 4.3.5

Договор №

2021/354/ДС5

Главный инженер

Д.Г. Малыхин

Главный инженер проекта

И.Ю. Байдин

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

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

Обозначение	Наименование	Примечание
2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.5.S	Содержание тома 4.3.5	2
2021/354/ДС5-PD-SP	Состав проектной документации	3
2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.5.TCH	Текстовая часть	4
2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.5.GCH	Графическая часть	
2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.5.GCH-01	Принципиальная технологическая схема	

Согласовано		

Взам. инв. №	
Подл. и дата	

Инв. № подл.	

						2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.5.S			
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				
Разраб.		Ладыгина			08.22	СОДЕРЖАНИЕ ТОМА	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Коротаева			08.22		П	1	1
Нач.отд.		Сивкова			08.22		НПЦ «Нефтегазовый инжиниринг»		
Н.контр.		Коротаева			08.22				
ГИП		Байдин			08.22				

Содержание

1 Основание для разработки проектной документации. Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции, характеристика принятой технологической схемы производства в целом и характеристика отдельных параметров технологического процесса, требования к организации производства, данные о трудоемкости изготовления продукции3

2 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд.....5

3 Описание мест расположения приборов учета используемых в производственном процессе энергетических ресурсов и устройств сбора и передачи данных от таких приборов5

4 Описание источников поступления сырья и материалов.....5

5 Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции7

6 Обоснование показателей и характеристик (на основе сравнительного анализа) принятых технологических процессов и оборудования7

7 Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования.....25

8 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах для объектов производственного назначения25

9 Сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешений на применение используемого на работах технологического оборудования и технических устройств.....26

10 Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности27

11 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непромышленных объектов капитального строительства.....30

12 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе30

13 Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники31

14 Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду32

15 Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов 33

16 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных

Согласовано		

Взам. инв. №	

Ивл. № подл.	

						2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.5.TCH			
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				
Разраб.		Ладыгина			08.22	ТЕКСТОВАЯ ЧАСТЬ	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Коротасва			08.22		П	1	Ошибка!
Нач.отд.		Сивкова			08.22		НПЦ «Нефтегазовый инжиниринг»		
Н.контр.		Коротасва			08.22				
ГИП		Байдин			08.22				

требований энергоэффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в технологическом процессе..... 34

17 Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов 36

18 Список литературы..... 37

19 Приложение А..... 39

Таблица регистрации изменений 40

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.5.TCH

2 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд

Для обеспечения транспорта нефти и газа требуются:

- электроэнергия для насосного оборудования и других электроприемников;
- горячая нефть для промывки нефтегазосборного трубопровода от АСПО;
- деэмульгатор для снижения вязкости пластового флюида.

Расчет потребления электроэнергии приведен в томе 4.3.1 (2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.1).

Количество горячей нефти для промывки выкидных и нефтегазосборных трубопроводов от АСПО определено исходя из протяженности трубопроводов и опыта эксплуатации трубопроводов. Ориентировочно для промывки потребуется 11 м³ горячей нефти в год. Горячую нефть доставляют в цистернах с УППН «Суханово».

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

Для учета электроэнергии, потребляемой электроприемниками проектируемого объекта, питающая КТП укомплектована счетчиком типа ПСЧ-4ТМ.

4 Описание источников поступления сырья и материалов

Промышленно-нефтеносным является пласт Бш для добывающих скважин №№ 600, 601, 809 куста №5а; пласт Тл+Бш – для добывающей скважины №808 куста №14.

Физико-химические свойства и состав нефти и попутного газа приведены в Таблицах 4.1 и 4.2.

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.5.TCH							5
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Таблица 4.1 – Физико-химические свойства и состав разгазированной нефти Бугровского нефтяного месторождения

Показатель	Ед. изм.	Значение	
		пласт Гл	пласт БШ
Плотность, при 20°C	кг/м ³	900	882
Вязкость динамическая при 20°C	мПа*с	47,75	20,68
при 50°C		13,11	7,47
Температура застывания	°С	–	-1,0÷-2,9
Содержание:	% масс.		
– серы		2,94	2,10
– смол силикагелевых		18,84	16,66
– асфальтенов		4,41	3,94
– парафина		3,43	5,29
Температура плавления парафинов	°С	53,9	52,8
Газосодержание	м ³ /т	13,1	12,9
Давление насыщения пластовой нефти	МПа	9,7	5,05

Таблица 4.2 – Физико-химические свойства и состав газа Бугровского нефтяного месторождения

Компонент	% моль (разгазирование в рабочих условиях)	
	пласт Гл	пласт БШ
1	2	3
– сероводород	0,00	0,00
– двуокись углерода	0,62	0,30
– азот+редкие	39,74	64,0
в т.ч. гелий	–	0,059
– метан	6,50	9,20
– этан	12,31	5,30
– пропан	25,60	11,30
– изобутан	4,22	2,90
– норм. бутан	6,61	4,30
– изопентан	2,37	1,60
– норм. пентан	1,27	0,80
– гексан	0,76	0,30
Плотность газа, кг/м ³	1,558	1,350

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.5.TCH	Лист
							6

5 Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции

В настоящей проектной документации не регламентируются качественные характеристики продукции.

6 Обоснование показателей и характеристик (на основе сравнительного анализа) принятых технологических процессов и оборудования

Применяемое в настоящем проекте технологическое оборудование в блочном исполнении (штанговые насосы с приводом от станка-качалки, УБПР и т.д.) является оборудованием полной заводской готовности, монтируемым на проектируемое основание и подключаемое к проектируемым коммуникациям. Разработка конструкторской и технической документации на оборудование и устройства заводского изготовления настоящей проектной документацией не предусматривается.

Технологическое оборудование по качеству изготовления соответствует требованиям нормативных документов, технической документации, а также ТР ТС 010/2011.

Применяемое оборудование подлежит сертификации и декларированию соответствия требованиям ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования», ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах», ТР ТС 016/2011 «О безопасности аппаратов, работающих на газообразном топливе», ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением».

Все технологическое оборудование имеет разрешительную документацию в соответствии со ст. 7 Федерального закона №116-ФЗ (с изм.), а также сертификаты соответствия требованиям промышленной безопасности, сертификаты соответствия требованиям пожарной безопасности, декларации соответствия на оборудование пожарной безопасности. На все технологическое оборудование заводами – изготовителями будут предоставлены паспорта установленной формы согласно российским нормам и правилам.

Пропускная способность, расчетные параметры и материальное исполнение оборудования обеспечивают ведение нормального технологического процесса.

Технологическое оборудование по надежности и конструктивным особенностям выбрано с учетом физико-химических свойств перемещаемых продуктов и параметров технологического процесса, а также с учетом климатических условий.

Выбор оборудования осуществлен, исходя из задания на проектирование, дебита скважины, климатических условий, а также категории наружных установок «Ан» по пожарной опасности согласно СП 12.13130.2009.

Состав проектируемых технологических сооружений приведен в таблице 6.1.

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

							2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.5.TCH	Лист
								7
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			

Таблица 6.1 – Состав проектируемых технологических сооружений

№ п/п	Наименование	Ед.изм.	Кол.	Характеристика			
Этап 1. Обустройство куста №5а							
1	Скважины добывающие, обустраиваемые на 1 способ эксплуатации (скв. №№600, 601, 809)	шт.	3				
1.1	Насосные агрегаты добывающих скважин	шт.	3	Станок-качалка ПШСН-80-3-40; N=30 кВт, в комплекте с рамой, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов.			
1.2	Штанговращатель и штанги с полиамидными скребками (способ эксплуатации ШГН)	компл.	3	ШЧ-8000М			
2	Счетчик жидкости	компл.	3	Индивидуальное замерное устройство (счетчик СКЖ-30-40М2) с обвязкой			
3	Устьевой блок подачи реагента	шт.	1	УБПР05-00-К-0,25/40-0,4-К; мощность 2,5 кВт			
4	Выкидной трубопровод	км	0,073	Труба стальная бесшовная горячедеформированная Ø89x5,0 мм по ГОСТ 8732-78/ГОСТ 8731-98, материал – сталь 20 группы В с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием, зона без покрытия не более 30-50 мм, с втулками для внутренней защиты сварных соединений.			
5	Нефтегазосборный трубопровод	км	0,091 (в том числе лин часть 0,036)	Труба стальная бесшовная горячедеформированная Ø114x5,0 мм по ГОСТ 8732-78/ГОСТ 8731-98, материал – сталь 20 группы В с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием, зона без покрытия не более 30-50 мм, с втулками для внутренней защиты сварных соединений. Запорная арматура: – Задвижка клиновья DN100, PN4,0 МПа; – Обратный клапан DN 100 PN4,0 МПа.			
6	Дренажная емкость	компл.	1	ЕП 5-1600-1700-2, V=5 м³			
Этап 2. Обустройство куста №14							
1	Скважины добывающие, обустраиваемые на 1 способ эксплуатации (скв. № 808)	шт.	1				
Взам. инв. №							
Подл. и дата							
Инв. № подл.							
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.5.TCH	Лист
							8

№ п/п	Наименование	Ед.изм.	Кол.	Характеристика
1.1	Насосные агрегаты добывающих скважин	шт.	1	Станок-качалка ПШСН-80-3-40; N=30 кВт, в комплекте с рамой, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов.
1.2	Штанговращатель и штанги с полиамидными скребками (способ эксплуатации ШГН)	компл.	1	ШЧ-8000М
2	Выкидной трубопровод	км	0,182	Труба стальная бесшовная горячедеформированная Ø89x5,0 мм по ГОСТ 8732-78/ГОСТ 8731-98, материал – сталь 20 группы В с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием, зона без покрытия не более 30-50 мм, с втулками для внутренней защиты сварных соединений.

Предусматривается применение привода штангового скважинного насоса 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 – 80 кН;
- максимальная длина хода устьевого штока – 3 м;
- номинал. крутящий момент на выходном вале редуктора – не менее 40 кНм;
- передаточное число редуктора – 37;
- количество качаний балансира – 4÷8 в минуту;
- мощность двигателя – 30 кВт;
- синхронная частота вращения электродвигателя – 1000 мин⁻¹.

Электрооборудование станка-качалки принято в пожарозащищенном исполнении IP54 (согласно ст.22 п.1 Федерального закона от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ). Взрывозащищенное исполнение электрооборудования станка-качалки не предусмотрено, так как оно размещается на расстоянии не менее 3 м от устьевого арматуры и фланцевых соединений в обвязке скважин (согласно Приложению 5 ФНиП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»).

Настройка станка-качалки производится с помощью комплекта сменных шкивов и установки числа качаний после определения фактических параметров скважин.

Проектом предусмотрен автоматический останов станка-качалки при превышении и понижении давления в трубопроводе (порыв трубопровода, защита оборудования обвязки скважин от превышения давления в системе), а также защиты двигателя станка-качалки (повышение, понижение напряжения, короткое замыкание и т.п.).

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.5.TCH	Лист
							9

Обустройство устьев скважин при способе эксплуатации ШГН предусмотрено комплектом устьевого оборудования (типа КУ-65х14 К1 УХЛ1) в комплекте с колонной обвязкой КОС 21-168х245 К1 УХЛ1.

Комплект устьевого оборудования предназначен для:

- герметизации устья насосных скважин, эксплуатируемых погружными штанговыми насосами;

- для контроля и регулирования отбора нефти;

- для консервации скважин;

- проведения технологических, исследовательских и ремонтных работ.

Техническая характеристика комплекта устьевого оборудования:

- диаметр условного прохода ствола – 65 мм;

- диаметр условного прохода в боковых отводах – 65 мм;

- рабочее давление – 14 МПа;

- климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69 – УХЛ1 (минимальная температура эксплуатации – минус 60°C);

- температура скважинной среды – до +120°C;

- стойкость к воздействию скважинной среды по ГОСТ 13846-89 – К1;

- срок службы – не менее 15 лет.

- способ подвешивания скважинного трубопровода – в переводнике трубной головки НКТ73 ГОСТ 633-80;

- тип соединения в комплекте устьевого оборудования – фланцевое по ГОСТ 28919-91;

Устьевая арматура оснащена надежными, легкоуправляемыми и высокогерметичными задвижками типа ЗД. Минимальные свободные объемы в задвижках данного типа обеспечивают гарантию от попадания и замерзания жидкости.

Для предотвращения АСПО в ГНО проектируемой скважины при способе эксплуатации ШГН предусматриваются штанговращатели и штанги с полиамидными скребками, а также профилактические тепловые обработки.

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

- теоретическая подача – до 35 м³/сут.;

- напор до 1500 м.

Станция управления станка-качалки принята в общепромышленном исполнении, вследствие этого она размещена не ближе 3 м от устьевой арматуры скважин.

Расчет максимальной нагрузки на головку балансира при способе эксплуатации ШГН выполнен с помощью программного обеспечения «АВТОТЕХНОЛОГ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина ЦОН и К. Результаты расчета приведены в таблице Таблица 6.2.

Взам. инв. №							2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.5.TCH	Лист
	Подл. и дата							10
		Инв. № подл.						
	Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Таблица 6.2 – Результаты расчета максимальной нагрузки на головку балансира при способе эксплуатации ШГН

Скважина №600 площадь: Бугровская месторождение: Бугровское ЦДНГ №7		
Примечание:		
Результат подбора штангового насоса(Qж=9.1куб.м/сут)		
использовалась поправка 'Вогель+вода'(PVT:стандарт)		
Суточное потребление электроэнергии	75,6	кВт
Насос: НН2Б-32		
Длина подвески насоса	1200	м
Св. газ на приеме	7,77	%
Забойное давление	4,06	МПа
Газосепаратор: ЯГ-1 (Ксеп.=0.8)		
Хвостовик: не установлен		
Станок-качалка: ПНШ8-3-40(максимально допустимая нагрузка 80кН)		
Длина хода	3	м
Число качаний	3,19	1/мин
Крутящий момент на валу кривошипа		
Уравновешивание: m=1;R=2,71м m=2;R=1,36м m=3;R=0,85м m=4;R=0,68м Мур=97,5 кН*м		
Колонна штанг. Удлинение:281мм Сталь 15Х2ГМФ(D) 98МПа		
№ секции	Диаметр	Длина
тяжелый низ	22мм	48м
1	19мм	727м
2	22мм	425м
Центраторы		
Козф.трения[Интервал,м]		
0,15 [371-1371]		
Примечание:		
Исходные данные		
Планируемый дебит жидкости, куб.м/сут:	9,1	
Дебит по нефти, т/сут:	4,91	
Длина до верхней границы перфорации, м:	1318	
Динамический уровень, м:	927	
Давление буферное, МПа:	1,4	
Давление затрубное, МПа:	1,4	
Обводненность, %:	38	
Внутренний диам. обс. кол.(секция 1 2 3), мм:	154 101 	
Длина(секция 1 2 3), м:	528 844 	
Мин. наружный диаметр НКТ, мм:	73	
Толщина стенки НКТ, мм:	5,5	
Коэффициент продуктивности, куб.м/Мпа*сут:	1,05	
Название пласта		
Бш		
Газовый фактор, куб.м/куб.м:	10,3	
Содержание мех.примесей, мг/л:	100	
Динамическая вязкость нефти, Па*с:	0,01	
Плотность нефти в н.у., кг/куб.м:	871	
Плотность воды в н.у., кг/куб.м:	1171	
Плотность газа в н.у., кг/куб.м:	1,2	
Пластовое давление, МПа:	12,8	
Давление насыщения, МПа:	5,05	
Степень кривой разгазирования:	2,5	
Температура пласта, °С:	25,7	
Температурный градиент, °/м:	0,01	
Содержание АСПО, %:	25,9	

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.5.TCH	Лист
							11

Температура выпадения АСПО, °С:	20	
Объемный коэф. нефти:	1,03	

Скважина №601 площадь: Бугровская месторождение: Бугровское ЦДНГ №7

Примечание:

Результат подбора штангового насоса(Qж=12.1куб.м/сут)

использовалась поправка 'Вогель+вода'(PVT:стандарт)

Суточное потребление электроэнергии 105 кВт

Насос: НН2Б-44

Длина подвески насоса 1200 м

Св. газ на приеме 10,3 %

Забойное давление 3,34 МПа

Газосепаратор: ЯГ-1 (Ксеп.=0.8)

Хвостовик: не установлен

Станок-качалка: ПНШ8-3-40(максимально допустимая нагрузка 80кН)

Длина хода 2,5 м

Число качаний 3,06 1/мин

Крутящий момент на валу кривошипа

Уравновешивание: m=1;R=2,62м m=2;R=1,31м m=3;R=0,82м m=4;R=0,65м Myp=95 кН*м

Колонна штанг. Удлинение:431мм Сталь 15Х2ГМФ(D) |98МПа

№ секции	Диаметр	Длина
тяжелый низ	22мм	48м
1	19мм	652м
2	22мм	500м

Центраторы

Коэф.трения[Интервал,м]

0,15 [371-1371]

Примечание:

Исходные данные

Планируемый дебит жидкости, куб.м/сут: 12,1

Дебит по нефти, т/сут: 6,53

Длина до верхней границы перфорации, м: 1318

Динамический уровень, м: 1008

Давление буферное, МПа: 1,4

Давление затрубное, МПа: 1,4

Обводненность, %: 38

Внутренний диам. обс. кол.(секция 1|2|3), мм: 154|101|

Длина(секция 1|2|3), м: 528|844|

Мин. наружный диаметр НКТ, мм: 73

Толщина стенки НКТ, мм: 5,5

Коэффициент продуктивности, куб.м/Мпа*сут: 1,31

Название пласта Бш

Газовый фактор, куб.м/куб.м: 10,3

Содержание мех.примесей, мг/л: 100

Динамическая вязкость нефти, Па*с: 0,01

Плотность нефти в н.у., кг/куб.м: 871

Плотность воды в н.у., кг/куб.м: 1171

Плотность газа в н.у., кг/куб.м: 1,2

Пластовое давление, МПа: 12,8

Давление насыщения, МПа: 5,05

Степень кривой разгазирования: 2,5

Температура пласта, °С: 25,7

Температурный градиент, °/м: 0,01

Содержание АСПО, %: 25,9

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.5.TCH	Лист
							12

Температура выпадения АСПО, °С:	20	
Объемный коэф. нефти:	1,03	

Скважина №808 площадь: Бугровская месторождение: Бугровское ЦДНГ №7		
Примечание:		
Результат подбора штангового насоса(Qж=23.8куб.м/сут)		
использовалась поправка 'Вогель+вода'(PVT:стандарт)		
Суточное потребление электроэнергии	193	кВт
Насос: НН2Б-44		
Длина подвески насоса	1400	м
Св. газ на приеме	6,72	%
Забойное давление	7,36	МПа
Газосепаратор: ЯГ-1 (Ксеп.=0.8)		
Хвостовик: не установлен		
Станок-качалка: ПНШ8-3-40(максимально допустимая нагрузка 80кН)		
Длина хода	3	м
Число качаний	4,89	1/мин
Крутящий момент на валу кривошипа		
Уравновешивание: m=1;R=3,63м m=2;R=1,82м m=3;R=1,14м m=4;R=0,91м Myp=121,5 кН*м		
Колонна штанг. Удлинение:539мм Сталь 15X2ГМФ(D) 98МПа		
№ секции	Диаметр	Длина
тяжелый низ	22мм	48м
1	19мм	769м
2	22мм	583м
Центраторы		
Кэф.трения[Интервал,м]		
0,15 [528-1848]		
Примечание:		
Исходные данные		
Планируемый дебит жидкости, куб.м/сут:	23,8	
Дебит по нефти, т/сут:	17	
Длина до верхней границы перфорации, м:	1533	
Динамический уровень, м:	537	
Давление буферное, МПа:	1,4	
Давление затрубное, МПа:	1,4	
Обводненность, %:	20	
Внутренний диам. обс. кол.(секция 1 2 3), мм:	154 101 	
Длина(секция 1 2 3), м:	1268 589 	
Мин. наружный диаметр НКТ, мм:	73	
Толщина стенки НКТ, мм:	5,5	
Коэффициент продуктивности, куб.м/Мпа*сут:	2,4	
Название пласта		
Бш+Тл		
Газовый фактор, куб.м/куб.м:	11,1	
Содержание мех.примесей, мг/л:	100	
Динамическая вязкость нефти, Па*с:	0,02	
Плотность нефти в н.у., кг/куб.м:	895	
Плотность воды в н.у., кг/куб.м:	1171	
Плотность газа в н.у., кг/куб.м:	1,2	
Пластовое давление, МПа:	16,1	
Давление насыщения, МПа:	9,7	
Степень кривой разгазирования:	2,5	
Температура пласта, °С:	31	
Температурный градиент, °/м:	0,01	

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

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

Содержание АСПО, %:	26,7	
Температура выпадения АСПО, °С:	20	
Объемный коэф. нефти:	1,02	

Скважина №809 площадь: Бугровская месторождение: Бугровское ЦДНГ №7		
Примечание:		
Результат подбора штангового насоса(Qж=7.3куб.м/сут)		
использовалась поправка Вогеля(PVT:стандарт)		
Суточное потребление электроэнергии	67,3	кВт
Насос: НН2Б-32		
Длина подвески насоса	1300	м
Св. газ на приеме	10,5	%
Забойное давление	2,49	МПа
Газосепаратор: ЯГ-1 (Ксеп.=0.8)		
Хвостовик: не установлен		
Станок-качалка: ПНШ8-3-40(максимально допустимая нагрузка 80кН)		
Длина хода	2,5	м
Число качаний	3,31	1/мин
Крутящий момент на валу кривошипа		
Уравновешивание: m=1;R=2,38м m=2;R=1,19м m=3;R=0,74м m=4;R=0,59м Мур=88,75 кН*м		
Колонна штанг. Удлинение:314мм Сталь 15Х2ГМФ(D) 98МПа		
№ секции	Диаметр	Длина
тяжелый низ	22мм	48м
1	19мм	818м
2	22мм	434м
Центраторы		
Козф.трения[Интервал,м]		
0,15 [371-1371]		
Примечание:		
Исходные данные		
Планируемый дебит жидкости, куб.м/сут:	7,3	
Дебит по нефти, т/сут:	6,29	
Длина до верхней границы перфорации, м:	1318	
Динамический уровень, м:	1088	
Давление буферное, МПа:	1,4	
Давление затрубное, МПа:	1,4	
Обводненность, %:	1	
Внутренний диам. обс. кол.(секция 1 2 3), мм:	154 101 	
Длина(секция 1 2 3), м:	528 844 	
Мин. наружный диаметр НКТ, мм:	73	
Толщина стенки НКТ, мм:	5,5	
Коэффициент продуктивности, куб.м/Мпа*сут:	0,75	
Название пласта		
Газовый фактор, куб.м/куб.м:	10,3	
Содержание мех.примесей, мг/л:	100	
Динамическая вязкость нефти, Па*с:	0,01	
Плотность нефти в н.у., кг/куб.м:	871	
Плотность воды в н.у., кг/куб.м:	1171	
Плотность газа в н.у., кг/куб.м:	1,2	
Пластовое давление, МПа:	12,8	
Давление насыщения, МПа:	5,05	
Степень кривой разгазирования:	2,5	
Температура пласта, °С:	25,7	

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.5.TCH

Лист

14

Температурный градиент, °/м:	0,01	
Содержание АСПО, %:	25,9	
Температура выпадения АСПО, °С:	20	
Объемный коэф. нефти:	1,03	

Замер дебита проектируемых добывающих скважин куста №5а (скв. №№ 600, 601, 809) производится счетчиком СКЖ-30-40М2 с вычислителем, устанавливаемом на площадке каждой скважины.

Счетчик устанавливается в обвязке скважины.

Счетчик СКЖ предназначен для измерения при постоянных и переменных расходах:

- массового расхода вещества;
- общей массы вещества.

Техническая характеристика счетчика СКЖ:

- верхний предел измерений – до 30 м³/сут.
- рабочее давление – 4,0 МПа;
- предел допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси – $\pm 2,0\%$.

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.

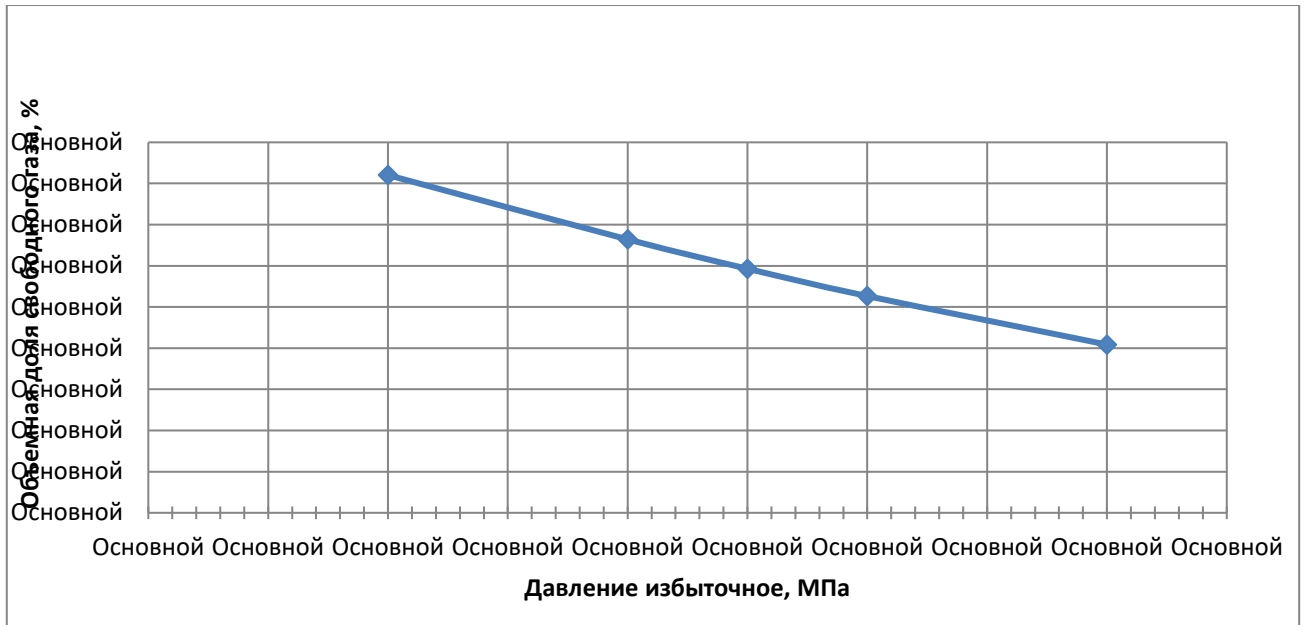
Датчики импульсов счетчика СКЖ имеет взрывозащиту – «взрывонепроницаемая оболочка» по ГОСТ Р 51330.1-99, уровень взрывозащиты – «взрывобезопасный» по ГОСТ Р 51330.0-99, маркировку взрывозащиты IExdПВТ4. Степень защиты датчиков импульсов от попадания пыли и воды – IP67 по ГОСТ 14254-96.

Данная система учета запроектирована на основании задания на проектирование ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», в соответствии с требованиями п. 5, 6.1 ПНСТ 360-2019 «Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования», а также исходя из условий экономической целесообразности обустройства скважин.

Выбор прибора для замера дебита проектируемых скважин куста №5а осуществлен на основании сравнительного анализа средств измерения с учетом физико-химических свойств пластового флюида. Объемная доля свободного газа в нефтяной эмульсии с проектируемых скважин при расчетных давлениях в системе сбора изменяется от 40 % до 83 % (см. рисунок 6.1).

Рисунок 6.1 – График изменения объемной доли газа в потоке смеси в зависимости от давления в точке измерения

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



Для счетчика СКЖ при расходе жидкости 10-30 м³/сут допустимая объемная доля свободного газа составляет более 70%, в то время как для расходомеров кольцевых РИНГ при тех же условиях – не более 50 %, а для расходомеров Promass – не более 2 %.

УБПР рекомендуется во взрывозащищенном исполнении и может применяться во взрывоопасной зоне В-1а в соответствии с гл. 7.3 «ПУЭ». УБПР изготовлен во взрывозащищенном исполнении. Категория УБПР по пожарной и взрывопожарной опасности по № 123-ФЗ – ВН, класс пожароопасных и взрывоопасных зон по № 123-ФЗ – 2.

Уровень взрывозащищенности по ГОСТ 12.2.020-76 – Ex-e.

С целью исключения передозировок реагента в систему сбора необходимо проводить в промышленных условиях корректировку расхода, исходя из замера давления в начале трубопровода, в который подается деэмульгатор, и контроля степени разрушения эмульсии по агрегативной устойчивости в конце трубопровода.

УБПР (устьевой блок подачи реагента) подобран согласно количеству подаваемого реагента и давления закачки.

Рекомендуемый изготовитель: ООО «Синергия – Лидер» г. Пермь.

Устьевой блок подачи реагента – утепленный, с металлическим каркасом, с негорючим теплоизоляционным материалом.

Так как помещений для пребывания людей в блоке нет, не предусматривается освещение и вытяжная вентиляция.

Техническая характеристика УБПР:

- объем бака – 0,4м³;
- количество насосов – 1;
- подача насоса – от 0,2 до 0,5 л/час;
- установленная мощность – в зависимости от насоса-дозатора, мощность подогревателя – 2,3 кВт.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Для сбора загрязненных промливневых стоков и возможных утечек нефти при эксплуатации и аварийных ситуациях приустьевые площадки скважин предусматриваются с бордюром и ливневой канализацией. Согласно п. 6.2.2.2 ГОСТ Р 58367-2019 «Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование» для сбора возможных разливов нефти при ремонтных работах предусматриваются инвентарные поддоны и ёмкости, которыми оснащаются ремонтные бригады. Стоки отводятся в канализационную емкость с последующим вывозом на очистные сооружения УППН «Суханово».

При обустройстве куста скважин №5а предусматривается установка новой дренажной емкости $V=5\text{м}^3$ вблизи сущ. БИУС, так как после выполнения генплана существующая дренажная емкость оказалась расположенной на площадке для установки передвижных приемных мостков проектируемой скважины №600. Перенос существующей емкости нецелесообразен, так как дренажная емкость практически выработала свой ресурс, поэтому принято решение об установке новой дренажной емкости для сущ. БИУС.

Техническая характеристика емкости:

- тип емкости – емкость подземная горизонтальная дренажная ЕП 5-1600-1700-2, без теплообменного устройства (подогревателя), без насоса;
- объем – 5 м³;
- давление расчетное – 0,07 МПа;
- температура среды – до +40°С;
- внутренний диаметр – 1,6 м;
- высота горловин – 1,7 м;
- марка стали – 16ГС-6;
- минимальная температура эксплуатации – минус 40°С.

Дренажная емкость предусматривается без термообработки, с внутренним антикоррозионным покрытием из лакокрасочных материалов. Покрытие наносится не менее чем в 2 слоя на предварительно очищенную стальную поверхность по технологии разработчика лакокрасочного материала. Толщина антикоррозионного покрытия принята в пределах 300÷500 мкм. Количество слоев и толщина покрытия принимаются в зависимости от выбранного материала. Антикоррозионное покрытие имеет гарантированный срок службы в сырой нефти с температурой +40°С не менее 10 лет. Проектной документацией рекомендуется использование материала Hempadur 85671 – 2 слоя по 150 мкм. Наружное антикоррозийное покрытие емкости: для защиты от почвенной коррозии предусматривается ленточная полимерная антикоррозионная изоляция усиленного типа согласно ГОСТ 9.602-2016. Структура изоляционного покрытия усиленного типа:

- лента изоляционная «Полилен-40-ЛИ-63» ТУ 2245-003-1297859-99, 2 слоя;
- праймер НК-50 ТУ 5775-001-1297859-94;
- наружная обертка «Полилен-ОБ-63» ТУ 2245-004-1297859-99, 1 слой.

В соответствии с требованиями п. 134 «Руководства по безопасности "Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» от 27.12.2012г., дренажная емкость оборудуется дыхательным клапаном типа КДМ-ОТР-150/100-ХЛ1 со встроенным огнепреградителем.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.5.TCH	Лист
							17

Опорожнение дренажной емкости производится с помощью автоцистерны. Автоцистерна предназначена для перевозки нефтепродуктов и оборудована насосом для откачки жидкости.

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 СТП 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.

На подключении проектируемого нефтегазосборного трубопровода от куста №5а в существующий трубопровод «ГЗУ-7606–ГЗУ-7605» предусматривается установка секущей полнопроходной задвижки (DN 100 PN 4,0 МПа). Для предотвращения обратного перетока жидкости перед секущей задвижкой по направлению потока предусматривается установка обратного клапана (DN 100 PN4,0 МПа).

Запорная арматура принята в ручном исполнении соответственно параметрам транспортируемой среды и условиям эксплуатации:

- температура рабочей среды, °С – от +5 до +130 (при пропарке);
- температура окружающей среды, °С – от минус 60 до +40;
- присоединение к трубопроводу – фланцевое;
- давление номинальное, МПа – 4,0;
- герметичность затвора, класс «А» по ГОСТ 9544-2015;
- срок службы, лет – 30;
- климатическое исполнение – УХЛ1.

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.5.TCH			

Технологические трубопроводы

Для транспортировки продукции скважины № 808 куста № 14 предусматривается строительство выкидного трубопровода от скважины № 808 до существующей АГЗУ-7614. Протяженность выкидного трубопровода составляет 182 м.

Для транспортировки продукции скважин №№ 600, 601, 809 куста № 5а предусматривается строительство выкидных трубопроводов общей протяженностью 73 м, а также нефтегазосборного трубопровода от куста №5а до существующего трубопровода «ГЗУ-7606–ГЗУ-7605» протяженностью 56 м.

Согласно п. 5.6 СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ» границей технологической и линейной части трубопровода: для куста №5а – задвижка, расположенная на выходе с куста.

Для площадочных объектов и технологических трубопроводов проектная документация разработана на основании следующих нормативных документов:

– ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах»;

– ГОСТ Р 58367-2019 «Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование».

Расчетный и назначенный срок эксплуатации для технологических трубопроводов составляет не менее 25 лет.

Выкидные трубопроводы в пределах приустьевых площадок скважин размещены надземно, на опорах.

Теплоизоляция надземных участков трубопровода не предусматривается ввиду его малой протяженности.

Расчетное давление в технологических трубопроводах принято 4,0 МПа, так как максимальное давление, развиваемое насосом при закрытой запорной арматуре со стороны нагнетания составляет 4,0 МПа (на выкидном трубопроводе в обвязке скважины до отключающей задвижки установлен электроконтактный манометр, по сигналу которого при достижении $P=4,0$ МПа останавливается привод станка-качалки).

Категории технологических трубопроводов определены согласно п. 5.1 ГОСТ 32569-2013 и указаны в таблице 6.3

Таблица 6.3 – Категории технологических трубопроводов

№ пп	Наименование трубопровода	Параметры		Группа (класс)	Категория	Обозначение документа
		Давление расчетное, МПа	Температура, °С			
Этап 1. Обустройство куста №5а						
1	Выкидной трубопровод (технологическая часть)	4,0	5...15	Б(а)	I	ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.5.TCH	Лист
							19

2	Трубопровод обвязки СКЖ	4,0	5...15	Б(а)	I	взрывопожароопасных и химически опасных производствах»
3	Нефтегазосборный трубопровод (технологическая часть)	4,0	5...15	Б(а)	I	
4	Дренажные трубопроводы	1,6	5...15	Б(а)	II	
5	Трубопровод откачки из дренажной емкости	1,6	5...15	Б(а)	II	
6	Газопровод на дыхательную трубу	1,6	5...15	Б(а)	II	

Этап 2. Обустройство куста №14

1	Выкидной трубопровод (технологическая часть)	4,0	5...15	Б(а)	I	ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах»
---	--	-----	--------	------	---	--

Результаты гидравлического расчета представлены в томе 3.1.1 2021/354/ДС5-PD-ТКР1.1.

После выполнения гидравлического расчета системы сбора и транспорта нефти давление на устьях добывающих скважин №№ 600, 601, 809 куста №5а составляет 0,915/0,911 МПа; на устье скважины №808 куста №14 – 0,466 МПа.

Объем контроля сварных соединений согласно п.12.3.5 ГОСТ 32569-2013 составляет 20% радиографическим методом от общего количества стыков, заваренных одним сварщиком, но не менее одного стыка.

Согласно п.13.2 ГОСТ 32569-2013 гидравлическое испытание трубопровода на прочность выполняется давлением $P_{пр} = 1,43 \cdot P_{расч}$. Трубопроводная система выдерживается при этом испытательном давлении не менее 30 мин. Затем давление уменьшается до расчетного давления и проводится испытание на плотность, во время которого все поверхности элементов, сварных соединений и сами сварные соединения подвергаются тщательному визуальному осмотру. Время проведения испытания на плотность определяется временем осмотра трубопровода. Если во время осмотра на трубопроводе отсутствуют следы пластической деформации, трубопровод прошел испытание.

Согласно п. 13.5 ГОСТ 32569-2013 для технологических трубопроводов выполняется дополнительное пневматическое испытание на герметичность давлением, равным рабочему, с определением падения давления не более 0,2 % в час, в течение 24 часов. Параметры испытания технологических трубопроводов на прочность и плотность и дополнительного испытания на герметичность приведены в таблице..

Таблица 6.4 – Параметры испытания технологических трубопроводов на прочность, плотность и дополнительного испытания на герметичность

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

								2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.5.TCH	Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				20

Трубопровод	Рабочее давление, МПа	Испытательное давление, МПа		Время выдержки, мин	Дополнительное испытание на герметичность, МПа	Допустимое падение давления, МПа/час	Время выдержки, час	Требуемое количество воды, м ³
		На прочность	На плотность					

Этап 1. Обустройство куста №5а

Выкидной трубопровод	4,0	5,72	4,0*	30	4,0	0,004	24	См. том 5.1 2021/354/ДС 5-PD-POS1
Нефтегазосборный трубопровод	4,0	5,72	4,0*	30	4,0	0,004	24	См. том 5.1 2021/354/ДС 5-PD-POS1
Дренажный трубопровод	1,6	2,29	1,6	Не менее 30	1,6	0,0032	24	См. том 5.1 2021/354/ДС 5-PD-POS1
Трубопровод откачки из дренажной емкости	1,6	2,29	1,6	Не менее 30	1,6	0,0032	24	См. том 5.1 2021/354/ДС 5-PD-POS1
Дыхательный трубопровод из дренажной емкости	1,6	-	-	-	-	-	-	См. том 5.1 2021/354/ДС 5-PD-POS1

Этап 2. Обустройство куста №14

Выкидной трубопровод	4,0	5,72	4,0*	30	4,0	0,004	24	См. том 5.1 2021/354/ДС 5-PD-POS1
----------------------	-----	------	------	----	-----	-------	----	-----------------------------------

*Испытательное давление принято в соответствии с техническими условиями ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Для надземных участков стальных трубопроводов и 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 5 лет. Подготовка стальной поверхности под окрашивание выполняется абразивно-струйной очисткой.

Гарантируемый срок службы лакокрасочного покрытия – не менее 5 лет. 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.

Расчет толщины стенки технологических трубопроводов

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.5.TCH	Лист
							21

$$S_R = \frac{4 \cdot 0,114}{2 \cdot 0,8 \cdot 163 + 4,0} = 0,00172 \text{ м} = 1,72 \text{ мм};$$

Номинальную толщину стенки технологических трубопроводов s определяем из условий (5.7) и (5.9) ГОСТ 32388-2013:

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

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

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

где C_1 – технологическая прибавка, принимаемая равной минусовому отклонению толщины стенки по стандартам и техническим условиям: для труб $\varnothing 57$, $\varnothing 89$ и $\varnothing 114$ эта величина составляет 15% (п.5 ГОСТ 8732-78), т.е. 0,75 мм и 0,9 мм в зависимости от толщины стенки трубопровода;

C_2 – прибавка на коррозию и износ, принимаемая по нормам проектирования или отраслевым нормативным документам с учетом расчетного срока эксплуатации, принимается равной 1,6 мм (при ориентировочной скорости коррозии 0,08 мм/год и сроке службы технологических трубопроводов 20 лет);

s_{min} – наименьшая отбраковочная толщина стенки труб. Согласно табл.5.6. ГОСТ 32388-2013 s_{min} для труб $\varnothing 57$ составляет 1,5 мм; для труб $\varnothing 89$ – 2,0 мм; для труб $\varnothing 114$ – 2,0 мм.

Результаты расчета толщины стенки представлены в таблице 6..

Таблица 6.5 – Результаты расчета толщины стенки и ресурса технологических трубопроводов

Наименование трубопровода	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм							Рраб/Ррасч., МПа	Ресурс трубопровода, лет
		Расчетная S_R , мм	C_1	C_2	Расчетная (номинальная), S_H , мм	Наименьшая отбраковочная S_{min} , мм	Принятая s отбраковочная, мм	Принятая s (номинальная), мм		
Этап 1. Обустройство куста №5а										
Выкидные трубопроводы	57	0,86	0,75	1,6	3,21	1,5	1,61	5,0	4,0/4,0	42,3
	89	1,3	0,75	1,6	3,65	2,0	2,05	5,0	4,0/4,0	36,8
	89	1,3	0,90	1,6	3,80	2,0	2,20	6,0	4,0/4,0	47,5
Нефтегазосборный трубопровод	114	1,72	0,75	1,6	4,07	2,0	2,47	5,0	4,0/4,0	31,625
Этап 2. Обустройство куста №14										
Выкидной	57	0,86	0,75	1,6	3,21	1,5	1,61	5,0	4,0/4,0	42,3

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.5.TCH	Лист
							23

Наименование трубопровода	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм							Рраб/Ррасч., МПа	Ресурс трубопровода, лет
		Расчетная S_R , мм	C_1	C_2	Расчетная (номинальная), S_H , мм	Наименьшая отбраковочная S_{min} , мм	Принятая s отбраковочная, мм	Принятая s (номинальная), мм		
Этап 1. Обустройство куста №5а										
трубопровод	89	1,3	0,75	1,6	3,65	2,0	2,05	5,0	4,0/4,0	36,8
	89	1,3	0,90	1,6	3,80	2,0	2,20	6,0	4,0/4,0	47,5

Согласно техническим условиям ОТТ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» от 01.09.2021 г. необходимо предусмотреть нормативный срок эксплуатации трубопроводов не менее 25 лет, следовательно, для строительства выкидного и нефтегазосборного трубопроводов рекомендуются трубы:

– для надземных участков технологических трубопроводов на приустьевых площадках скважин предусматриваются стальные бесшовные горячедеформированные трубы 57х5,0, 89х6,0 мм по ГОСТ 8732-78, материал сталь 20 группы В (класс прочности К42) ГОСТ 8731-74.

– для остальных надземных участков технологических трубопроводов – стальные бесшовные горячедеформированные трубы Ø89х5,0 мм и Ø114х5,0 мм по ГОСТ 8732-78, материал сталь 20 группы В (класс прочности К42) ГОСТ 8731-74 с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием с применением защитных втулок.

Расчет срока службы технологических трубопроводов

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 , s_R – номинальная (принятая) и расчетная толщины стенки элемента;

c_1 – прибавка на утонение стенки;

V_C – скорость коррозии, мм/год, скорость коррозии – 0,08 мм/год.

Назначенный ресурс технологических трубопроводов – 20 лет.

Результаты расчета ресурса трубопроводов приведены в таблице 6.5

По окончании срока назначенного ресурса трубопроводов, эксплуатация трубопровода должна быть прекращена для оценки его остаточной прочности.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.5.TCH	Лист
							24

7 Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования

Сведения об оборудовании, грузоподъемных, транспортных средствах и механизмах, используемых в процессе строительства, приведены в том 5.1 2021/354/ДС5-PD-POS1.

8 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах для объектов производственного назначения

В составе проектной документации предусматривается разработка опросных листов на оборудование. Опросные листы на применяемое оборудование представлены в графической части настоящего тома. В опросных листах указаны показатели оборудования (объем, расчетное давление, производительность и др.), параметры среды, параметры технологического процесса, требования к конструкции, рекомендуемые материалы (марка стали), требования к изготовлению, оснащенность средствами КИПиА, требования к средствам защиты от коррозии, климатические условия строительства, расчетный срок службы, комплектность поставки.

С учетом требований технического задания предприятие-изготовитель разрабатывает конструкторскую документацию. Чертежи общего вида оборудования согласовываются с заказчиком и проектной организацией до начала изготовления. Изготовление оборудования выполняется предприятием-изготовителем с соблюдением требований нормативно-технической документации на конкретные виды оборудования (ТУ, ОСТ, ГП, ГОСТ). В процессе изготовления осуществляется контроль качества соответствующими службами предприятия-изготовителя и с участием представителей заказчика.

Запорная арматура испытывается на предприятии-изготовителе на герметичность перекрытия. Запорная арматура для нефти и газа имеет класс герметичности А – отсутствие видимых протечек.

Номенклатура труб (наружный диаметр, длина) принята в соответствии с ГОСТ 8732-78. Предельные отклонения труб от номинальных размеров соответствуют СП 36.13330.2010 (актуализированная версия СНиП 2.05.06-85*):

- предельные отклонения по наружному диаметру не превышают $\pm 1\%$;
- предельные отклонения по толщине стенки не превышают $+10\%$;
- овальность концов труб (отношение разности между наибольшим и наименьшим диаметром в одном сечении к номинальному диаметру) не превышает 1% ;
- кривизна труб не превышает $1,5$ мм на 1 м длины, а общая кривизна – не более $0,2\%$ длины трубы.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.5.TCH	Лист
							25

9 Сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешений на применение используемого на работах 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 ход;
- 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;
- 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»;
- разрешение на применение.

Трубопроводная арматура, трубы и материалы имеют паспорта и сертификаты, подтверждающие качество изготовления и соответствие нормативно-технической документации.

Взам. инв. №	Подл. и дата	Инв. № подл.							Лист
			2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.5.TCH						26
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

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

Настоящей проектной документацией предусматривается обустройство проектируемых добывающих скважин, расположенных на существующих кустах №№5а, 14 Бугровского месторождения, сбор и транспорт нефти и газа с данных скважин.

Количество рабочих мест определено согласно «Типовым нормативам численности рабочих нефтегазодобывающих управлений нефтяной промышленности», утвержденным Министерством нефтяной промышленности СССР 10.08.1987. Количество рабочих мест определено, исходя из количества применяемого оборудования, территории обслуживания, с учетом сменности производства, категорий и специализации работающих.

Численность и состав существующего обслуживающего персонала с разбивкой по профессиям, приведен в таблице 10.1.

Таблица 10.1 – Численность обслуживающего персонала (существующая)

Профессии	Численность всего, чел.	Максим. смена			Группа по СП 44.13330.2011
		Всего	в том числе		
			муж.	жен.	
Мастер по добыче нефти, газа и конденсата	1	1	1	–	1а
оператор по добыче нефти, газа 6 разряда	1	1	1	–	2г
оператор по добыче нефти, газа 5 разряда	5	4	4	–	2г
оператор по добыче нефти, газа 4 разряда	14	9	9	–	2г
Итого:	21	15	15	–	

Строительство и обустройство скважин Бугровского месторождения находится в зоне ответственности бригады по добыче нефти и газа № 0704. Ввода дополнительной численности для обслуживания не требуется.

Бригада по добыче нефти и газа №0704 базируется в опорном пункте на ОПБ-0702. Опорный пункт бригады оборудован бытовыми помещениями и устройствами (душевые сетки, умывальники, гардеробы, шкафы) с учетом производственной группы в соответствии с численностью обслуживающего персонала бригады по добыче нефти и газа №0704, дополнительных бытовых помещений и устройств не требуется.

Горячее питание для сотрудников ЦДНГ №7 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» организовано в столовой ООО «ЛЮКОЛЬ», располагающейся на территории АБК ЦДНГ №7 (Частинский район, м-с «Суханово»), или в комнате приема пищи опорного пункта бригады.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.5.TCH	Лист
							27

Постоянные рабочие места операторов по добыче нефти и газа не предусматриваются. Временные рабочие места (зоны обслуживания) – устья скважин.

Основными обязанностями операторов является периодическое наблюдение за ходом технологического процесса, снятие показаний приборов. Оснащение операторов инструментом и оборудованием соответствует «Табелю оснащенности рабочих мест в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Дополнительное оснащение рабочих мест не предусматривается.

Выполнение мелких слесарно-механических работ предусматривается в существующих ремонтно-механических мастерских ЦДНГ-7. Там же размещаются склады для хранения запаса материалов и запасных частей.

К площадкам скважин предусмотрены автодороги для проезда техники, на территории скважин предусмотрены проезды и площадки обслуживания.

Обслуживающий персонал снабжается переносными газоанализаторами, при помощи которых производится контроль рабочей среды во время обслуживания оборудования и при производстве ремонтных работ.

В период эксплуатации скважин при работе преимущественно в помещениях с периодическим обходом сооружений, расположенных на открытом воздухе стационарные бытовые помещения (санузлы, душевые, помещения для обогрева) размещаются на опорном пункте бригады.

Персонал, обслуживающий непостоянные рабочие места на площадки скважин №№600, 601, 809 куста №5а и на площадку скважины №808 куста №14 приезжает на специальном транспорте с утепленным и обогреваемым кузовом закрытого фургонного типа, оборудованным складным столом, системой отопления, биотуалетом, запасом бутилированной питьевой воды и влажными одноразовыми салфетками, обеспечивающим соблюдение санитарно-гигиенических условий для персонала. Применение данного спецтранспорта обеспечивает доступность туалетов (не далее 150 м), запас питьевой воды и помещение для обогрева при обслуживании объектов проектирования.

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.5.TCH							29
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

- световая сигнализация об аварийной остановке насоса;
- подключение внешних переносных потребителей.

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

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при эксплуатации проектируемых сооружений приведен в таблице 13.1.

Таблица 13.1 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при эксплуатации

Загрязняющее вещество		ПД Км. р. мг/м ³	ПД Кс. с. мг/м ³	ПД Кс.г. мг/м ³	ОБУВ мг/м ³	Класс опасности	КУСТ № 5 а				КУСТ №14 (расширение)				Итого по проекту			
код	наименование						Существующие сооружения		Проектируемые сооружения		Существующие сооружения		Проектируемые сооружения		КУСТ № 5 а		КУСТ № 14	
							г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
1	2				3	4	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
0410	Метан	-	-	-	50	-	0,00 2748 1	0,08 6664 2	0,04 9571 1	0,10 9209 3	0,00 6844 9	0,54 9263 2	0,00 1605 3	1,30 9999 1	0,052 3191 9	0,19 5873 5	0,008 4501 9	1,85 92 62
0415	Смесь пред. углевод. С ₁ Н ₄ -С ₃ Н ₁₂	200	50	-	-	4	0,05 6085 6	1,76 8714 2	1,13 6302 3	2,48 0704 9	0,05 7958 7	2,06 1002 8	0,01 3592 8	4,03 9393	1,192 3878 8	4,24 9419 1	0,071 5514 9	6,10 03 96
0416	Смесь пред. углевод. С ₆ Н ₁₄ -С ₁₀ Н ₂₂	50	5	-	-	3	0,00 1506 8	0,04 7519 5	0,03 1076 7	0,06 7756 1	0,00 1197 7	0,38 2241 8	0,00 0280 9	0,41 4103 7	0,032 5835 8	0,11 5275 6	0,001 4785 8	0,79 63 46
0602	Бензол	0,3	0,06	0,005	-	2	0,00 0324	0,01 0218 4	0,00 6158 9	0,01 3511 5	0,00 0601	0,36 4595 4	0,00 0141	0,02 2707 1	0,006 4829 5	0,02 3729 9	0,000 742	0,38 73 03
0616	Ксилол	0,2	-	0,1	-	3	0,00 0012	0,00 0370 2	0,00 1935 7	0,00 4246 5	0,00 0188 9	0,35 2405 9	4,43 Е-05	0,00 7136 7	0,001 9474	0,00 4616 7	0,000 2332	0,35 95 43
0621	Толуол	0,6	-	0,4	-	3	0,00 0203 7	0,00 6423	0,00 3871 3	0,00 8492 9	0,00 0377 8	0,35 7992 8	8,86 Е-05	0,01 4273 4	0,004 075	0,01 4915 9	0,000 4664	0,37 22 66
1052	Метанол	1	0,5	0,2	-	3	-	-	5,11 3Е-07	1,61 2Е-05	-	-	-	-	0,000 001	1,61 2Е-05	-	-
	Итого						0,06 0879 9	1,91 9909 6	1,22 8916 6	2,68 3937 3	0,06 7169	4,06 7502	0,01 5752 9	5,80 7613	1,289 797	4,60 3846 9	0,082 9219	9,87 51 15

Таблица 13.2 - Максимальные приземные концентрации, создаваемые выбросами загрязняющих веществ в расчетной точке рабочей зоны

Код	Вещество	Значение	Наибольшая расчетная концентрация, См
		ПДК _{р.з.}	
		ОБУВ _{р.з.}	

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.5.TCH	Лист 31
-----	--------	------	-------	-------	------	--------------------------------	------------

		мг/м ³	мг/м ³	доля ПДК для рабочей зоны
Куст 15 а				
410	Метан	7000,00	2,21	0,000316
415	Смесь пред. углеводов. C1H4-C5H12	7000,00	25,803	0,003686
416	Смесь пред. углеводов. C6H14- C10H22	900,00	1,745	0,001939
602	Бензол	15,00	0,172	0,011467
616	Ксилол	150,00	0,054	0,000360
621	Толуол	150,00	0,22	0,001467

Код	Вещество	Значение		
		ПДК _{р.з.} ,	Наибольшая расчетная концентрация, См	
		ОБУВ _{р.з.} ,		
		мг/м ³	мг/м ³	доля ПДК для рабочей зоны
Куст 14				
410	Метан	7000,00	1,215	0,000174
415	Смесь пред. углеводов. C1H4-C5H12	7000,00	2,79	0,000399
416	Смесь пред. углеводов. C6H14- C10H22	900,00	1,114	0,001238
602	Бензол	15,00	0,048	0,003200
616	Ксилол	150,00	0,015	0,000100
621	Толуол	150,00	0,142	0,000947

Результаты расчета рассеивания загрязняющих веществ при эксплуатации проектируемых сооружений приведены в разделе 7 «Мероприятия по охране окружающей среды», Часть 2 «Текстовые приложения».

Выводы: Максимальные приземные концентрации, создаваемые выбросами загрязняющих веществ, в рабочей зоне не превышают ПДК_{м.р.} для воздуха рабочей зоны

14 Перечень мероприятий 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 или присоединения к оборудованию;

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.5.TCH	Лист
							32

- переносные газоанализаторы, при помощи которых производится контроль рабочей среды во время обслуживания оборудования и при производстве ремонтных работ;
- устройство бордюра по периметру площадок с технологическим оборудованием для сбора проливов нефти при эксплуатации и текущем ремонте;
- сбор производственно-ливневых стоков в закрытую систему, исключаящую сброс вредных веществ в окружающую среду.
- герметизированная система опорожнения технологического оборудования перед ремонтом и в случае аварийной ситуации;
- максимальная автоматизация технологического процесса.

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

Проектной документацией предусмотрены следующие способы обращения с отходами, образующимися в процессе эксплуатации проектируемых сооружений:

- отходы минеральных масел промышленных, передаются по договору ООО «Буматика»;
- ленты конвейерные, приводные ремни, утратившие потребительские свойства, незагрязненные; отходы прочих изделий из вулканизированной резины незагрязненные в смеси передаются на полигон ТБО ЗАТО Звездный, эксплуатируемый ООО «Транспортная компания «Орион».
- лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные передаются в ООО «МетОптТорг».

Количество и состав отходов при эксплуатации оборудования и трубопроводов приведены в разделе 7 «Мероприятия по охране окружающей среды»

Наименование и количество отходов приведены в таблице 15.1
Таблица 15.1 - Наименование и количество отходов

Наименование отхода	Процесс, при котором образовался отход	Класс опасности	Агрегатное состояние	Условие накопления отхода	Количество, т/год	Способ обращения с отходом
Площадка куста скважин №5а (при ремонте и обслуживании)						
Отходы минеральных масел промышленных	ремонт скважины, замена масла	III	жидкое в жидком (эмульсия)	накопление не осуществляется	0,016	обезвреживание
Асфальтосмолопарафиновые отложения при зачистке нефтепромыслового оборудования	ремонт скважины	III	прочие формы твердых веществ	накопление не осуществляется	2,967	утилизация
Асфальтосмолопарафиновые отложения при	зачистка дренажной	III	прочие формы твердых	накопление не осуществляется	0,164	утилизация

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.5.TCH	Лист
							33

зачистке нефтепромыслового оборудования	емкости		веществ			
Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные	ремонт скважины	V	твердое	накопление не осуществляется	1,035	передача
Ленты конвейерные, приводные ремни, утратившие потребительские свойства, незагрязненные	ремонт скважины	V	прочие формы твердых веществ	накопление не осуществляется	0,006	размещение
Отходы прочих изделий из вулканизированной резины незагрязненные в смеси	ремонт скважины	V	прочие формы твердых веществ	накопление не осуществляется	0,0003	размещение
Площадка куста скважин №14 (при ремонте и обслуживании)						
Отходы минеральных масел промышленных	ремонт скважины, замена масла	III	жидкое в жидком (эмульсия)	накопление не осуществляется	0,005	обезвреживание
Асфальтосмолопарафиновые отложения при зачистке нефтепромыслового оборудования	ремонт скважины	III	прочие формы твердых веществ	накопление не осуществляется	0,989	утилизация
Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные	ремонт скважины	V	твердое	накопление не осуществляется	0,345	передача
Ленты конвейерные, приводные ремни, утратившие потребительские свойства, незагрязненные	ремонт скважины	V	прочие формы твердых веществ	накопление не осуществляется	0,002	размещение
Отходы прочих изделий из вулканизированной резины незагрязненные в смеси	ремонт скважины	V	прочие формы твердых веществ	накопление не осуществляется	0,0001	размещение

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

16 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергоэффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в технологическом процессе

Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергоэффективности к устройствам, технологиям и материалам,

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.5.TCH	Лист
							34

используемым в технологическом процессе, приведены в томе 4.4 (2021/354/ДС5-PD-ILO.EE4).

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.5.TCH		Лист
						35			
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

18 Список литературы

1. Федеральный закон № 116-ФЗ от 21.07.97 г. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
2. Федеральный закон РФ №123-ФЗ от 22.07.2008 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
3. Федеральный закон № 125-ФЗ от 24.07.1998 «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний»;
4. Федеральный закон № 384-ФЗ от 30.12.2009 г. «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
5. СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы»;
6. СП 48.13330.2019 «Свод правил. Организация строительства. Актуализированная редакция СНиП 12-01-2004»;
7. ГОСТ Р 58367-2019 «Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование»;
8. СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ»;
9. Правила по охране труда в строительстве, утвержденные приказом Минтруда РФ №883н от 11.12.2020 г.;
10. СП 52.13330.2016 «Свод правил. Естественное и искусственное освещение»;
11. Федеральные нормы и правила «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Ростехнадзора РФ №534 от 15.12.2020 г.;
12. ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии;
13. ГОСТ 12.1.007-76* ССБТ «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»;
14. НПБ 105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной опасности»;
15. Приказ Министерства здравоохранения и социального развития РФ №970н от 09.12.2009 «Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением»;
16. ВСН 005-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Технология и организация»;
17. ВСН 006-89 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка»;
18. ВСН 008-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция»;
19. ВСН 011-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание»;

Взам. инв. №		Подл. и дата	Инв. № подл.							Лист
				Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.5.TCH

20. ВСН 012-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ»;
21. СП 1.1.1058-01 «Организация и проведение производственного контроля за соблюдением санитарных правил и выполнением санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий»;
22. ПУЭ «Правила устройства электроустановок» (М., 2007 г.);
23. Инструкции по монтажу и эксплуатации отдельных видов оборудования;
24. «Типовые нормативы численности рабочих нефтегазодобывающих управлений нефтяной промышленности», М., ВНИИОЭНГ, 1987 г.;
25. Р 2.2.2006-05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда»;
26. Приказ Ростехнадзора от 08.12.2020 №503 «Порядок проведения технического расследования причин аварий, инцидентов и случаев утраты взрывчатых материалов промышленного назначения на объектах, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору»;
27. Положение об особенностях расследования несчастных случаев на производстве в отдельных отраслях и организациях, утверждено постановлением Министерства труда и социального развития РФ от 24.10.02 №73;
28. ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах».

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.5.TCH						
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				



ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ ДЕКЛАРАЦИЯ О СООТВЕТСТВИИ

Заявитель Акционерное общество «Технология».

Основной государственный регистрационный номер: 1021801064548.

Место нахождения: 427430, Российская Федерация, Республика Удмуртская, город Воткинск, улица Торфозаводская, дом 14, помещение 40

Телефон: 3414541325, адрес электронной почты: info@prod-oil.ru

в лице Директора Александра Васильевича Артеменко

заявляет, что

ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ: Арматуры фонтанные типа АФ, нагнетательные типа АН

Продукция изготовлена в соответствии с ТУ 3660-004-43662384-99 «Устьевое оборудование нефтепромысловое»

Технические условия

изготовитель Акционерное общество «Технология».

Место нахождения: 427430, Российская Федерация, Республика Удмуртская, город Воткинск, улица Торфозаводская, дом 14, помещение 40

код ТН ВЭД ЕАЭС 8481 80 599 0

Серийный выпуск

соответствует требованиям

Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 010/2011 "О безопасности машин и оборудования"

Декларация о соответствии принята на основании

протоколов испытаний №№ 1321-05/07-ЭСТ, 1322-05/07-ЭСТ от 29.05.2018 года, выданных испытательной лабораторией

«ЭС-Тест» Общества с ограниченной ответственностью «Эксперт-Сертификация», регистрационный № РОСС

RU.31485.04ИДЮ0.005; обоснования безопасности; руководства по эксплуатации; паспорта

Схема декларирования: 1д

Дополнительная информация

Условия хранения продукции в соответствии с требованиями ГОСТ 15150-69. Срок хранения (службы, годности) указан в

прилагаемой к продукции эксплуатационной документации. Стандарты, обеспечивающие соблюдение требований

Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 010/2011 "О безопасности машин и оборудования": ГОСТ 13846-2003

"Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции";

ГОСТ Р 51365-2009 "Нефтяная и газовая промышленность. Оборудование для бурения и добычи. Оборудование устья

скважины и фонтанное устьевое оборудование. Общие технические требования" раздел 4

Декларация о соответствии действительна с даты регистрации по 28.05.2023 включительно.

(подпись)



Александр Васильевич Артеменко

(Ф.И.О. заявителя)

Регистрационный номер декларации о соответствии: ЕАЭС № RU Д-RU.HA10.B.00457

Дата регистрации декларации о соответствии 29.05.2018

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Таблица регистрации изменений

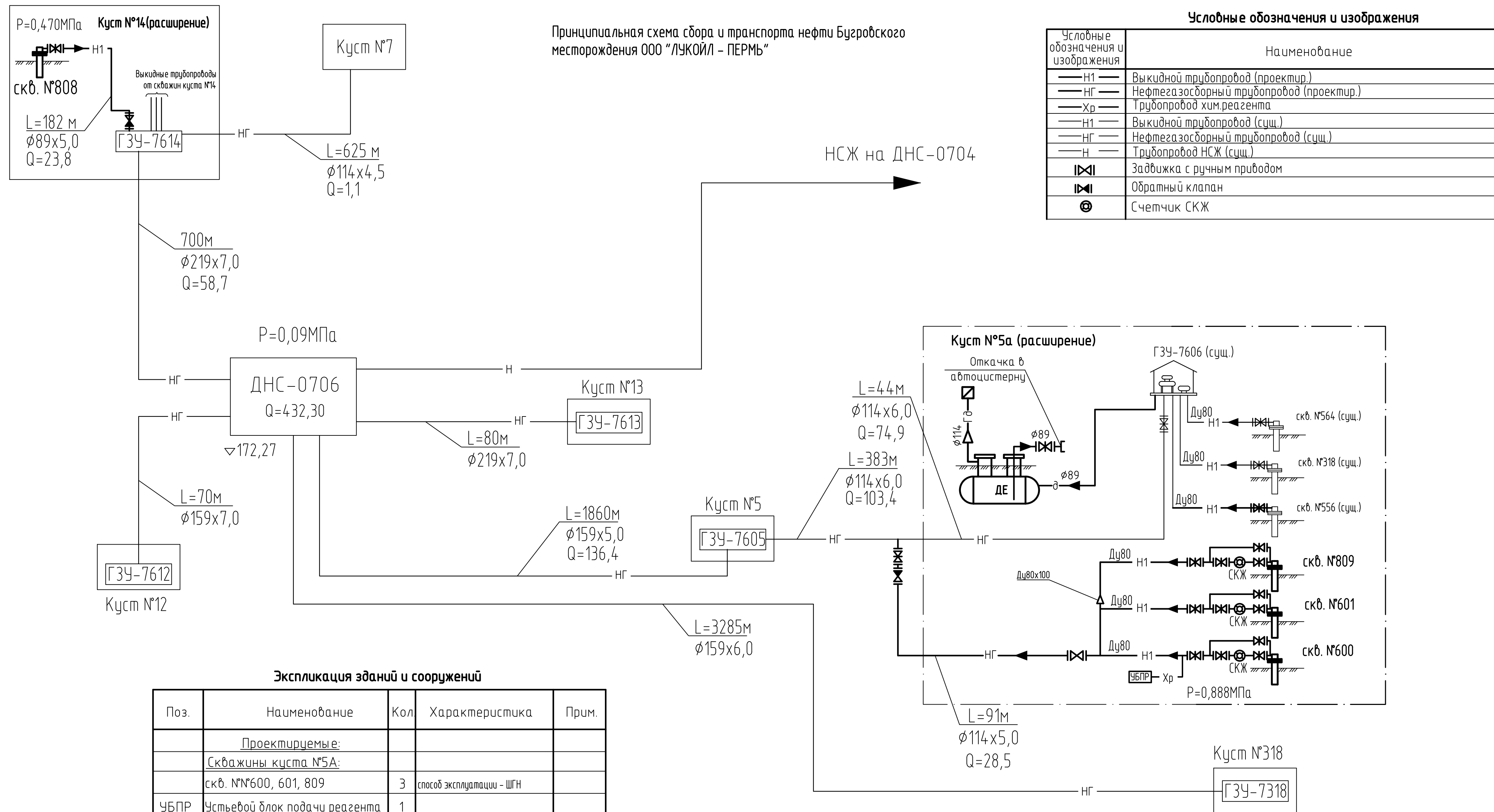
Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подпись	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных				

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

Принципиальная схема сбора и транспорта нефти Бугровского месторождения ООО "ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ"

Условные обозначения и изображения

Условные обозначения и изображения	Наименование
— Н1 —	Выкидной трубопровод (проектир.)
— НГ —	Нефтегазосборный трубопровод (проектир.)
— Хр —	Трубопровод хим.реагента
— Н1 —	Выкидной трубопровод (сущ.)
— НГ —	Нефтегазосборный трубопровод (сущ.)
— Н —	Трубопровод НСЖ (сущ.)
⊗	Задвижка с ручным приводом
⊘	Обратный клапан
⊙	Счетчик СКЖ



Экспликация зданий и сооружений

Поз.	Наименование	Кол.	Характеристика	Прим.
Проектируемые:				
Скважины куста №5А:				
	скв. №600, 601, 809	3	способ эксплуатации - ШГН	
УБПР	Устьевой блок подачи реагента	1		
ДЕ	Дренажная емкость	1	ЕП5-1600-1700-2, V=5м³	
Скважины куста №14:				
	скв. №808	1	способ эксплуатации - ШГН	
Существующие:				
ДНС-0706	Дожимная насосная станция	1		
ГЗУ-7605	Автоматизированные	6		
ГЗУ-7606	групповые замерные			
ГЗУ-7612	установки			
ГЗУ-7613				
ГЗУ-7614				
ГЗУ-7318				

1. Проектируемые трубопроводы и арматура выделены основной линией.

					2021/354/ДС5-PD-IL0.IOS3.5.GCH		
					Строительство и обустройство скважин Бугровского месторождения		
Изм.	Колуч.	Лист	Индок	Подпись	Дата	Стадия	Лист
Разраб.	Коротаева				11.22	П	1
Проверил	Марфицин				11.22		
Н. контр.	Марфицин				11.22	НПЦ "Нефтегазовый инжиниринг"	
Нач.отд.	Сувцова				11.22		