

«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 3 Технологические и конструктивные решения линейного объекта.  
Искусственные сооружения.

Часть 1 Технологические решения

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

2021/354/ДС5-PD-ТКР1.1

Том 3.1.1

Договор №

2021/354/ДС5

Инд. № 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 3 Технологические и конструктивные решения линейного объекта.  
Искусственные сооружения.

Часть 1 Технологические решения

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

2021/354/ДС5-PD-TKR1.1

Том 3.1.1

Договор №

2021/354/ДС5

Главный инженер

Д.Г. Малыхин

Главный инженер проекта

И.Ю. Байдин

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2022

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

Обозначение	Наименование	Примечание
2021/354/ДС5-PD- TKR1.1.S	Содержание тома 3.1.1	2
2021/354/ДС5-PD-SP	Состав проектной документации	3
2021/354/ДС5-PD- TKR1.1.TCH	Текстовая часть	4
2021/354/ДС5-PD- TKR1.1.GCH	Графическая часть	
2021/354/ДС5-PD- TKR1.1.GCH-01	Принципиальная технологическая схема	
2021/354/ДС5-PD- TKR1.1.GCH-02	Схема гидравлического расчета	

Согласовано		

Взам. инв. №	
Подл. и дата	

Инв. № подл.	

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-TKR1.1.S			
Разраб.		Ладыгина			08.22	СОДЕРЖАНИЕ ТОМА	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Коротасва			08.22		П	1	1
Нач.отд.		Сивкова			08.22		НПЦ «Нефтегазовый инжиниринг»		
Н.контр.		Коротасва			08.22				
ГИП		Байдин			08.22				



## Содержание

1	Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта .....	3
2	Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта .....	4
3	Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта .....	5
4	Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта .....	5
5	Сведения о категории и классе линейного объекта .....	6
6	Сведения о проектной мощности линейного объекта .....	6
7	Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта .....	8
7.1	Расчёты.....	8
7.1.1	Гидравлический расчет .....	8
7.1.2	Расчет толщины стенки нефтегазосборного трубопровода (линейная часть) .	9
7.2	Обоснование материального исполнения и противокоррозионной защиты труб	10
7.3	Технологическая характеристика линейного объекта. Обеспечение надежности и устойчивости трубопровода .....	12
7.4	Расположение запорной арматуры по трассе нефтегазосборного трубопровода	14
7.5	Очистка и гидравлическое испытание трубопровода .....	16
7.6	Сведения о резервной пропускной способности трубопровода и резервном оборудовании и потенциальной необходимости в них .....	18
7.7	Система диагностики состояния трубопровода .....	19
8	Количество и состав вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники.....	20
9	Мероприятия по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду .....	20
10	Перечень мероприятий по энергосбережению .....	20
11	Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта.....	20
12	Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест .....	21

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

2021/354/ДС5-PD-ТКR1.1.ТСН

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.		Ладыгина			08.22
Проверил		Коротасва			08.22
Нач.отд.		Сивкова			08.22
Н.контр.		Коротасва			08.22
ГИП		Байдин			08.22

ТЕКСТОВАЯ ЧАСТЬ

Стадия	Лист	Листов
П	1	<b>Ошибка!</b>
НПЦ «Нефтегазовый инжиниринг»		

13	Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта.....	24
14	Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта	24
15	Решения по организации ремонтного хозяйства.....	24
16	Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях.....	25
17	Перечень проектных и организационных мероприятий по ликвидации последствий аварий .....	26
18	Список литературы.....	28
	Таблица регистрации изменений .....	30

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									2
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-TKR1.1.TCH			

## 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 Частинского муниципального округа Пермского края, Бугровское месторождение, ЦДНГ-7. На землях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», землях ООО «УралАгро», землях Абатурова А.П., землях Качиной Е.В., на неразграниченных землях государственной собственности в границах Частинского муниципального округа. В кадастровом квартале 59:38:0860101.

Ближайшие населенные пункты: Теребиловка, Пермяковка, Бабка

Проезд к объектам осуществляется в любое время года по асфальтированным дорогам «Пермь–Казань», «Б.Соснова–Частые», по гравийной дороге «Частые–Бабка» далее по проселочным и промысловым дорогам.

Местность в районе работ спокойная. Углы наклона поверхности не превышают 6°.

В геоморфологическом отношении участок изысканий (площадка куста скважин №14 (сущ.), приурочен к левобережному склону долины реки Степановка; участок изысканий (площадка куста скважин №5а (сущ.), приурочен к водораздельному пространству рек Козловка и Орехов Лог.

По схематической карте климатического районирования территории Российской Федерации для строительства район работ относится к строительно-климатической зоне I В.

Согласно СП 50.13330.2012, район работ относится к нормальной зоне влажности.

Климат рассматриваемой территории континентальный, с холодной, продолжительной зимой, теплым, но сравнительно коротким летом, ранними осенними и поздними весенними заморозками. Зимой на Урале часто наблюдается антициклон с сильно охлажденным воздухом. Охлаждение воздуха в антициклонах происходит, главным образом, в нижних слоях, одновременно уменьшается влагосодержание этих слоев. С высотой температура воздуха в зимнее время обычно возрастает.

Средняя годовая температура воздуха в районе составляет плюс 2,8°С. Самым холодным месяцем в году является январь.

Средняя температура января составляет минус 14,0°С. Абсолютный минимум температуры по МС Чернушка составил минус 52,0°С.

Самым теплым месяцем является июль. Средняя температура июля составляет плюс 19,0°С. Абсолютный максимум температуры составил плюс 39,0°С.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-TKR1.1.TCH	Лист
							3

## 2 Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта

Согласно приложению Г СП 47.13330.2016 категория сложности инженерно-геологических и гидрогеологических условий района работ по данным проведенных изысканий – II (средней сложности).

Фактором, осложняющим строительство проектируемых сооружений, является сезонное пучение грунтов в пределах глубины промерзания.

Согласно табл. 5.1 СП 115.13330 категория опасности выявленных природных процессов (пучение) – умеренно опасные; землетрясения – опасные.

При проектировании рекомендуется предусмотреть противопучинные мероприятия: инженерно-мелиоративные (тепломелиорация и гидромелиорация); конструктивные; физико-химические (гидрофобизация грунтов, добавки полимеров, засоление и др.); комбинированные, при необходимости в проекте следует предусмотреть проведение наблюдений (мониторинга) для обеспечения надежности и эффективности, применяемых противопучинных мероприятий (п. 12 СП 116.13330.2012).

В пределах района работ грунты в зоне сезонного промерзания (до глубины 1,58 м) грунты проявляют пучинистые свойства.

Согласно таблицам В.6, В.7 Приложения В СП 34.13330.2012 по степени пучинистости при замерзании по трассе подъездной автодороги к кусту скв. №5а суглинки тяжелые пылеватые твердые (ИГЭ-2) относятся к сильнопучинистым грунтам.

При проектировании рекомендуется предусмотреть мероприятия для защиты от морозного пучения грунтов: инженерно-мелиоративные (тепломелиорация и гидромелиорация); конструктивные; физико-химические (гидрофобизация грунтов, добавки полимеров, засоление и др.); комбинированные, при необходимости в проекте следует предусмотреть проведение наблюдений (мониторинга) для обеспечения надежности и эффективности применяемых противопучинных мероприятий (п.12 СП 116.13330.2012).

Согласно общему сейсмическому районированию территории Российской Федерации ОСР-2015 и карты ОСР-2015-В (СП 14.13330.2018) район расположен в пределах зоны с интенсивностью и повторяемостью 6 баллов по шкале MSK-64 с 5% вероятностью возможного превышения в течение 50 лет указанных на карте значений интенсивности сейсмических воздействий, что соответствует повторяемости сейсмических сотрясений в среднем один раз в 1000 лет.

Согласно СП 14.13330.2018 по сейсмическим свойствам категория алевролитов сильновыветрелых, техногенных грунтов (суглинков твердых), суглинков твердых, полутвердых, тугопластичных при коэффициенте пористости  $e < 0.9$  – II, суглинков тугопластичных при коэффициенте пористости  $e \geq 0.9$  – III.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-TKR1.1.TCH	Лист
							4



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

На основании данных бурения, результатов полевых и лабораторных исследований грунтов в геолого-литологическом разрезе изысканной территории, согласно ГОСТ 20522-2012, ГОСТ 25100-2020, выделено 4 инженерно-геологических элемента (ИГЭ):

ИГЭ-1 – Техногенный грунт: суглинок (tQ);

ИГЭ-2 – Суглинок легкий песчанистый, легкий пылеватый, тяжелый пылеватый твердый (dQ)

ИГЭ-2а – Суглинок легкий пылеватый, тяжелый пылеватый тугопластичный (dQ);

ИГЭ-3 – Алевролит очень низкой прочности, сильновыветрелый, размягчаемый (P).

Нормативные и расчетные значения характеристик грунтов выделенных ИГЭ приведены в томе 2 2021/354/ДС5-ИГИ-Т.

Согласно СП 22.13330.2016 нормативная глубина промерзания глинистых грунтов (суглинков) под оголенной от снега поверхностью составляет 1,58 м.

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

В соответствии с СП 116.13330.2012 Приложением В в Пермском крае присутствуют карстовые процессы. Согласно ТСН 11-301-2004 ПО («Инженерно-геологические изыскания на закарстованных территориях Пермской области», 2004 г.), участок работ не относится к карстовому району.

В результате рекогносцировочного обследования поверхностных форм карста не зафиксировано. В процессе инженерно-геологических работ карстующиеся породы не встречены. В соответствии с таблицей 5.1 СП 11-105-97 Часть II, район работ относится к 6 категории устойчивости относительно интенсивности образования карстовых провалов (провалообразование исключается).

Подземные воды на период изысканий (июнь 2022 года) инженерно-геологическими скважинами до глубины 4,0-10,0м не встречены.

В процессе строительства и эксплуатации проектируемых сооружений при организованном поверхностном стоке формирование горизонта подземных вод типа «верховодка» маловероятно вследствие геоморфологических условий (поверхностный сток обеспечен) и особенностей геологического строения (наличие с поверхности слабоводопроницаемых глинистых грунтов).

Согласно Приложению И СП 11-105-97 Часть II по подтопляемости территории участок работ относится к III-A типу (неподтопляемые в силу геологических, топографических и других естественных причин) по подтопляемости территории.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-TKR1.1.TCH	Лист
							5



Показатель	Ед. изм.	Значение	
		пласт Гл	пласт БШ
– 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 <sup>3</sup> /т	13,1	12,9
Давление насыщения пластовой нефти	МПа	9,7	5,05

Таблица 6.2.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	7	

Таблица 6.1 – Физико-химические свойства и состав разгазированной нефти Бугровского нефтяного месторождения

Показатель	Ед. изм.	Значение	
		пласт Гл	пласт БШ
Плотность, при 20°C	кг/м <sup>3</sup>	900	882
Вязкость динамическая	мПа*с		
при 20°C		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 <sup>3</sup> /т	13,1	12,9
Давление насыщения пластовой нефти	МПа	9,7	5,05

Таблица 6.2 – 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 <sup>3</sup>	1,558	1,350

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Режим работы системы сбора и транспорта продукции скважины – непрерывный, круглосуточный.

Принципиальная технологическая схема сбора и транспорта нефти и газа со скважин №№ 600, 601, 809 куста №5а приведена на листе 2021/354/ДС5-PD-TKR1.1.GCH-01.

Начало, конец, а также протяженность линейной части нефтегазосборного трубопровода указана в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Протяженность линейной части выкидного и нефтегазосборного трубопроводов

№ п/п	Наименование трубопровода	Пикеты ПК		Протяженность, км
		Начало	Конец	
<b>Этап 1. Обустройство куста №5а</b>				
1	«НГТ от площадки куста скважин №5а до т. вр. в сущ. тр. «ГЗУ-7606–ГЗУ-7605»	ПК0+40,77 (Задвижка с куста скважин №5а)	ПК0+77,17 (т.вр. в сущ. тр. ГЗУ-7606–ГЗУ-7605)	0,036

Сбор и транспорт нефти предусматривается по однетрубной герметизированной схеме, принятой исходя из существующей ситуации на месторождении.

## 7 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта

### 7.1 Расчёты

#### 7.1.1 Гидравлический расчет

Продукция проектируемых добывающих скважин куста №5а Бугровского нефтяного месторождения под давлением, создаваемым глубинно-насосным оборудованием, по выкидным трубопроводам поступает в проектируемый нефтегазосборный трубопровод через счетчики СКЖ (где производится замер дебита добывающих скважин), после чего транспортируется до точки врезки в существующий трубопровод «ГЗУ-7606–ГЗУ-7605». Далее продукция скважин куста №5а по системе промысловых трубопроводов поступает на ДНС-0706.

Гидравлический расчет системы сбора и транспорта нефти и газа Бугровского месторождения выполнен НОЦ «ГиРНГМ» в программном комплексе «ИСТП». Отчет по гидравлическому расчету представлен в Приложении 1 2021/354/ДС5-PD-PZ2. Схема гидравлического расчета приведена в 2021/354/ДС5-PD-TKR1.1.GCH-02.

Для строительства нефтегазового трубопровода рекомендуются трубы с условным диаметром DN=100 мм.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-TKR1.1.TCH	Лист
							9

### 7.1.2 Расчет толщины стенки нефтегазосборного трубопровода (линейная часть)

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

Согласно 13.2 СП 284.1325800.2016 расчетное значение толщины стенки промышленного трубопровода, транспортирующего продукты, содержащие сероводород, рассчитывается по формуле (7):

$$t = \frac{\gamma_f \cdot \eta \cdot p_n \cdot d_e}{2 \cdot (R + 0,6 \cdot \gamma_f \cdot p_n)}, \text{ где}$$

$t$  – расчетная толщина стенки, мм;

$\gamma_f$  – коэффициент надежности по нагрузке, принимается по табл. 6 СП 284.1325800.2016. Для труб, у которых определяющей является нагрузка от внутреннего давления транспортируемой жидкой среды,  $\gamma_f = 1,15$ ;

$\eta$  – коэффициент несущей способности, принимаемый согласно п. 13.2 СП 284.1325800.2016, для труб  $\eta = 1$ ;

$p_n$  – рабочее (нормативное) давление транспортируемой среды,  $p_n = 4,0$  МПа;

$d_e$  – наружный диаметр трубы нефтегазового трубопровода  $d_e = 114$  мм;

$R$  – напряжение материала стенки трубы, МПа

Для трубопровода, транспортирующего не содержащие сероводород продукты Бугровского месторождения,  $R$  определяется по формуле (9):

$$R = \min \left\{ \frac{R_{un} \cdot \gamma_c}{\gamma_m \gamma_n}; \frac{R_{yn} \cdot \gamma_c}{0,9 \cdot \gamma_n} \right\}, \text{ где}$$

$R_{yn}$  – минимальное значение предела текучести металла трубы; согласно сертификату на трубу из Стали В 20  $R_{yn} = 245$  МПа;

$R_{un}$  – минимальное значение временного сопротивления материала труб, принято по сертификату на трубу из Стали В 20  $R_{un} = 412$  МПа;

$\gamma_c$  – коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый по табл. 4 СП 284.1325800.2016 (для трубопровода III категории  $\gamma_c = 0,9$ );

$\gamma_n$  – коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимается по табл. 3 СП 284.1325800.2016; для трубопровода  $DN < 300$  мм и  $p_n < 7,5$  МПа,  $\gamma_n = 1,00$ ;

$\gamma_m$  – коэффициент надежности по материалу труб, принимаемый по табл. 5 СП 284.1325800.2016,  $\gamma_m = 1,47$ .

Расчетная толщина стенки нефтегазосборного трубопровода (линейная часть) равна:

$$t = \frac{1,15 \cdot 1,4 \cdot 4,0 \cdot 114}{2 \cdot (245 + 0,9 \cdot 1,15 \cdot 4,0)} = 1,05 \text{ мм};$$

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-TKR1.1.TCH	Лист
							10



Строительство надземных частей нефтегазосборного трубопровода предусматривается из стальных бесшовных горячедеформированных труб Ø114x5,0 по ГОСТ 8732-78, материал сталь 20 группы В (класс прочности К42) ГОСТ 8731-74 с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием с применением защитных втулок.

Строительство подземных участков предусматриваются из стальных бесшовных горячедеформированных труб Ø114x5,0 по ГОСТ 8732-78, материал сталь 20 группы В (класс прочности К42) ГОСТ 8731-74 с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98 (Конструкция №1 по таблице №1) и с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием с применением защитных втулок.

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

- предельные отклонения по наружному диаметру не превышают  $\pm 1\%$ ;
- предельные отклонения по толщине стенки не превышают плюс 12,5% и минус 15,0%;
- овальность концов труб (отношение разности между наибольшим и наименьшим диаметром в одном сечении к номинальному диаметру) не превышает 1%.

Сведения о нагрузках, физические характеристики стали труб и коэффициенты надежности по материалу, назначению трубопровода, по нагрузке, принятых для расчета, приведены в расчете толщины стенки труб.

Потребность в трубах, расчетная толщина стенки, характеристика рекомендуемых труб приведены в таблице 7.2.2.

Таблица 7.2.2 – Характеристика рекомендуемых труб

Наименование трубопровода	Характеристика рекомендуемых труб							Протяженность, км	Примечание
	ГОСТ, марка стали	Предел текучести, $R_{up}$ МПа	Временное сопротивление $R_1$ , МПа	Рабочее давление, $p_n$ , МПа	Наружный диаметр $d_e$ , мм	Расчетная толщина стенки $t$ , мм	Принятая толщина стенки $t$ , мм		
<b>Этап 1. Обустройство куста №5а</b>									
«НГТ от площадки куста скважин №5а до т. вр. в сущ. тр. «ГЗУ-7606–ГЗУ-7605»	ГОСТ 8732-78, сталь В20 ГОСТ 8731-74	245	412	4,0	114	0,82	5,0	0,091	с наружным и внутренним покрытием
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-TKR1.1.TCH			
									Лист 12

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.



### 7.3 Технологическая характеристика линейного объекта. Обеспечение надежности и устойчивости трубопровода

Прохождение нефтегазосборного трубопроводов принято согласно техническим условиям ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и актом выбора земельных участков.

Основной способ укладки труб – подземный.

Глубина заложения нефтегазосборного трубопровода принята исходя из свойств грунта и согласно п.9.3.1 СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ»:

– при прокладке в пучинистых грунтах из условия прохождения трубопровода ниже глубины промерзания пучинистого грунта – не менее 1,7 м от поверхности земли до верха трубы (для глинистых грунтов).

В остальных случаях трубопровод укладывается 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.

При пересечении проектируемого трубопровода с существующими коммуникациями расстояние между ними в свету должно приниматься не менее 350 мм, а пересечение выполняться под углом не менее 60°.

Пересечение нефтегазосборного трубопровода с куста №5а с проектируемой автодорогой предусматривается открытым способом преимущественно с углом пересечения 90°, в защитных кожухах. Глубина заложения – не менее 1,4 м до верха кожуха. Концы кожуха выводятся на расстояние не менее 5 м от бровки земляного полотна, но не менее 2 м от подошвы насыпи.

Кожухи предусматриваются из стальных сварных труб 325x10,0 из стали 10 по ГОСТ 10704-91. Для механической защиты полиэтиленового покрытия трубопровода при прокладке в кожухе применяются предохранительные изолирующие диэлектрические кольца «спейсеры» по ТУ 2291-034-00203803-2005, рекомендуемый завод-изготовитель – ООО «МЕТАФРАКС» г. Губаха.

Для защиты подземных кожухов от коррозии предусматривается антикоррозионное ленточное покрытие усиленного типа согласно ГОСТ Р 51164-98, конструкция № 19.

Пересечения проектируемого трубопровода с водными преградами отсутствуют, поэтому расчет на всплытие не производился.

Для соединения труб применяется электродуговая сварка. Сварка труб и контроль сварных соединений выполняются согласно СП 284.1325800.2016 и ВСН 012-88. Применяемые сварочные материалы должны обеспечивать равнопрочность сварного шва и основного металла трубы.

Объем контроля сварных соединений нефтегазосборного трубопровода физическими методами составляет 100% (п.19.8.5 СП 284.1325800.2016).

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-TKR1.1.TCH	Лист
							13

Подземная часть нефтегазосборного трубопровода защищается от почвенной коррозии катодными установками ЭХЗ. Для исключения повреждения внутреннего изоляционного покрытия труб высокими температурами термитной сварки, приварка кабелей ЭХЗ на наружной поверхности труб предусматривается в зоне перекрытия защитной втулкой.

Для защиты оборудования и неизолированного трубопровода от блуждающих токов в местах опусков трубопровода в землю предусмотрена установка изолирующих фланцевых соединений.

Для очистки от АСПО полости нефтегазосборного трубопровода предусматривается промывка трубопровода горячей нефтью. Горячую нефть доставляют в цистернах с УППН «Суханово».

Подключение проектируемого нефтегазосборного трубопровода от куста № 5а в сущ. трубопровод «ГЗУ-7606–ГЗУ-7605» предусматривается подземным способом врезкой через стальной тройник. Узлы подключения предусматривается выполнить из стальных бесшовных труб с внутренним покрытием.

Трасса на местности закрепляется предупреждающими знаками согласно п. 71, 955, 956, 957 ФНиП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Предупреждающий знак с указанием всех параметров трубопровода устанавливается в начале и конце трассы трубопровода, углах поворота, переходы через искусственные и естественные препятствия, подземные коммуникации. Знак содержит информацию о местоположении оси трубопровода, километре и пикете трассы, а также номер телефона эксплуатирующей организации.

Изоляцию сварных стыков в полевых условиях выполнить манжетами «ТИАЛ-М» по ТУ 2293-002-58210788-2004 и комплектами термоусаживающихся материалов «ТИАЛ» по ТУ 2293-004-58210788-2005. Рекомендуемый завод-изготовитель – ООО ПКФ «Техпрокомплект», г. Москва.

Для надземных участков стального трубопровода 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 6 лет. Подготовка стальной поверхности под окрашивание выполняется абразивно-струйной очисткой.

Теплоизоляция надземных участков трубопроводов не предусматривается ввиду их малой протяженности.

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения трубопровода согласно п. 910 ФНиП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» установлена охранная зона вдоль трассы проектируемого трубопровода в виде участка земли шириной по 25 м в каждую сторону от оси трубопровода.

Надежность и устойчивость проектируемого трубопровода обеспечивается следующими проектными решениями:

- свойства исходных материалов для сооружения трубопровода (труб, соединительных деталей, арматуры, изоляционных покрытий) приняты в соответствии с требованиями нормативных документов (СП 284.1325800.2016, ГОСТ, ТУ на эти изделия).

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	2021/354/ДС5-PD-TKR1.1.TCH	Лист
									14	

– конструктивные характеристики трубопровода (толщина стенки труб 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 (СП 284.1325800.2016).

– устанавливаются требования к качеству строительства, которое определяется 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.

Трубопровод испытывает 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;
- 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.

#### **7.4 Расположение запорной арматуры по трассе нефтегазосборного трубопровода**

Расположение запорной арматуры по трассе нефтегазосборного трубопровода приведено в таблице 7.4.1.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-TKR1.1.TCH	Лист
							15
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

Таблица 7.4.1 – Расположение запорной арматуры на выкидном и нефтегазосборном трубопроводах

№ п/п	Трубопровод	Пикеты ПК	Назначение
<b>Этап 1. Обустройство куста №5а</b>			
1	«НГТ от площадки куста скважин №5а до т. вр. в сущ. тр. «ГЗУ-7606–ГЗУ-7605»	ПК0+40,77	Задвижка на выходе с куста №5а
		ПК0+77,17 (точка врезки)	Узел подключения нефтегазосборного трубопровода от куста №5а к существующему трубопроводу «ГЗУ-7606–ГЗУ-7605» (задвижка + обратный клапан)

Согласно п. 9.2.1 СП 284.1325800.2016 в точке подключения проектируемого нефтегазосборного трубопровода от куста №5а в существующий трубопровод «ГЗУ-7606–ГЗУ-7605» предусматривается отключающая задвижка с ручным управлением и обратный клапан.

Для предотвращения движения продукции обратным потоком из АГЗУ-7614 в проектируемый выкидной трубопровод на нем предусматривается установка обратного клапана.

С обеих сторон запорной арматуры устанавливаются манометры. Подключение проектируемого трубопровода к существующему трубопроводу предусмотрено подземно через тройник.

Надземная часть узлов врезок предусматривается из стальных труб, с последующим заземлением труб и арматуры.

Узлы задвижек размещаются в ограждениях.

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

Согласно паспортным данным заводов-изготовителей срок службы запорной арматуры – не менее 20 лет. Расчетный срок службы труб и деталей – 25 лет.

Запорная арматура и обратный клапан приняты соответственно параметрам транспортируемой среды и условиям эксплуатации:

- температура рабочей среды, °С – до +80 °С, кратковременно до +130 °С;
- климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69 – УХЛ1 (минимальная температура эксплуатации – минус 60°С);
- присоединение к трубопроводу – фланцевое;
- давление номинальное, МПа – 4,0;
- герметичность затвора – класс «А» по ГОСТ 9544-2015;
- срок службы, лет – 30.

Для надземных участков стального трубопровода 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.

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

										2021/354/ДС5-PD-TKR1.1.TCH	Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата						16

Гарантируемый срок службы лакокрасочного покрытия – не менее 5 лет. Рекомендуемое покрытие – двухупаковочная эмаль «OLITECH-УР (УФ)» в 1 слой (1х60 мкм).

Теплоизоляция надземных участков трубопровода не предусматривается ввиду их малой протяженности.

Уклоны поверхности в местах расположения узлов задвижек не превышают 50%, при данных уклонах вертикальная планировка под узлы задвижек не предусматривается.

## 7.5 Очистка и гидравлическое испытание трубопровода

Очистку и гидравлическое испытание трубопровода выполнить в соответствии с требованиями раздела XXXIII «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», и требованиями ВСН 011-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание».

Испытание трубопровода предусматривается гидравлическое.

Расчетное давление выкидного трубопровода принято 4,0 МПа на основании технических условий ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и превышает максимальные давления, полученные при гидравлическом расчете.

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

Давление гидравлического испытания на прочность см. таблицу 7.5.1.

На основании ВСН 011-88 п. 3.14 время выдержки под испытательным давлением при испытании на прочность – 24 часа.

Давление испытания на герметичность равно рабочему давлению, время выдержки – не менее 12 часов.

Очистка внутренней полости нефтегазосборного трубопровода предусматривается промывкой водой без пропуска очистного поршня.

Необходимый объем воды для промывки и гидравлического испытания трубопровода предусматривается привозной, из существующих водоводов УППН «Суханово».

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.

Для подачи воды по трассе трубопровода предусматривается задвижка с ковером (см. том 5.3 2021/354/ДС5-PD-POS3).

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-TKR1.1.TCH	Лист
							17

Промывка считается законченной, когда из сливного патрубка после очистных устройств вода выходит без примеси грунта (глины, песка, торфа).

Для слива воды в пониженных местах по трассе выкидного трубопровода предусмотрена 1 задвижка с ковером.

После проведения испытания, из трубопровода удаляется вода, путем двукратной продувкой воздухом.

Вода после промывки и испытания трубопроводов перекачивается в автомобиль-цистерну марки АЦ-42-53А и вывозится на УППН «Суханово», где закачивается в очистные сооружения.

Необходимый объем воды для гидравлического испытания –  $V=2,00 \text{ м}^3$ .

Проверку на герметичность участка или трубопровода в целом проводят после испытания на прочность при снижении испытательного давления до проектного рабочего ( $P_{\text{раб}} = 4,0 \text{ МПа}$ ) и выдержки трубопровода в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 12 ч.

Параметры испытания нефтегазосборного трубопровода на прочность приведены в таблице 7.5.1.

Таблица 7.5.1 – Параметры испытания выкидного трубопровода на прочность

№ п/п	Наименование участков трубопроводов	Категории участков	Этапы испытания на прочность	Параметры испытания на прочность	
				Давление, МПа	Продолжительность (час)
				Гидравлическим способом в верхней точке (не менее)	гидравлическим способом
1	Узлы подключения трубопровода к межпромысловому коллектору и примыкающие к ним участки длиной не менее 15м в каждую сторону от границ монтажного узла	II	Первый этап – после укладки	$1,5 \cdot P_{\text{раб}} = 6,0$	12
			Второй этап – одновременно с прилегающими участками трубопровода	$1,1 \cdot P_{\text{раб}} = 4,4$	12
2	Остальные участки, не указанные выше	II	В один этап одновременно со всем трубопроводом	$1,1 \cdot P_{\text{раб}} = 4,4$	12

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-TKR1.1.TCH	Лист
							18

Если при испытательном давлении не произойдет разрыв труб или стыков, а при рабочем давлении не будет обнаружено утечек воды, то трубопровод выдержал гидравлического испытания на прочность.

Гидравлическое испытание трубопровода необходимо выполнять по наряд-допуску.

При гидравлическом испытании необходимо выполнять требования раздела ХХХІІІ «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

На период проведения работ по очистке полости и испытанию трубопровода за пределами опасной зоны устанавливаются предупредительные и запрещающие знаки, определяются места и условия безопасного пребывания лиц, занятых в работах. В процессе испытаний люди, механизмы и оборудование, за исключением опрессовочных агрегатов, должны находиться за пределами опасной зоны.

Согласно таблице №2 Приложения №7 ФНиП №534, граница опасной зоны при испытании трубопровода диаметром 114 мм составляет 75 м от оси проектируемого трубопровода. Радиус опасной зоны в направлении возможного отрыва заглушки от торца трубопровода составляет 600 м.

Для предотвращения проникновения в зону проведения испытаний трубопровода посторонних лиц и транспортных средств за пределами опасной зоны выставляются охранные посты. Число постов и их расстановка определяются в инструкции по очистке и испытанию трубопроводов.

По завершении строительства, испытания на прочность и проверки на герметичность, для трубопровода осуществляется комплексное опробование. Заполнение трубопроводов транспортируемой средой и его работа после заполнения в течение 72 часов считаются комплексным опробованием трубопровода.

Расчет потребности строительства в основных строительных машинах, механизмах и транспортных средствах выполнен в Разделе 5 «Проект организации строительства» в соответствии с требованиями СНиП 12-01-2004, 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 трубопровода принята согласно прогнозируемым максимальным уровнем добычи жидкости и нефти на Бугровском месторождении, при этом резервная пропускная способность не предусматривается. Для трубопровода не предусматривается резервное оборудование, резервная нитка, поскольку обеспечена возможность остановки трубопровода без создания аварийной ситуации.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-TKR1.1.TCH	Лист
							19

## 7.7 Система диагностики состояния трубопровода

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-эрозионных процессов с учетом опыта эксплуатации 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 толщинометрию 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.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС5-PD-ТКR1.1.ТСН

Лист

20





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

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 122.1.

Таблица 122.1 – 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.

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



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 площадках скважин №№600, 601, 809 куста №5а 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.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-TKR1.1.TCH	

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

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

- применение регулирующей арматуры;
- устройство подъездов ко всем технологическим объектам;
- ремонт оборудования производится только после его отключения и сброса давления;
- автоматизированная система управления технологическим процессом;
- блокировка оборудования и сигнализация при отклонении от технологического режима;
- устройство стационарных лестниц, площадок и переходов для обслуживания оборудования и арматуры;
- переносные газоанализаторы, при помощи которых производится контроль рабочей среды во время обслуживания оборудования и при производстве ремонтных работ.

### 14 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 не предусматриваются автоматизированные системы управления. Контроль состояния трубопроводов осуществляется наружным осмотром и по показаниям приборов, измеряющих давление и температуру. Контроль технологических параметров работы нефтепровода осуществляется круглосуточно оператором пульта управления добычи нефти и газа ЦДНГ-7.

### 15 Решения по организации ремонтного хозяйства

В данном проекте организация ремонтного хозяйства не предусматривается. Необходимые ремонтные работы после ввода в эксплуатацию проектируемых объектов будут выполняться на существующей ремонтной базе ЦДНГ-7 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-TKR1.1.TCH	25

## 16 Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях

Согласно Приложению Г СП 47.13330.2016, категория сложности инженерно-геологических и гидрогеологических условий района работ по данным проведенных изысканий – II (средней сложности).

Согласно п.1 СП 116.13330.2012 к проявлениям опасных геологических процессов на исследуемой территории следует отнести сезонное пучение грунтов в пределах глубины промерзания.

Согласно табл. 5.1 СП 115.13330, категория опасности выявленных природных процессов (пучение) – умеренно опасные; землетрясения – опасные.

В пределах района работ грунты в зоне сезонного промерзания (до глубины 1,58 м) грунты проявляют пучинистые свойства.

Согласно таблицам В.6, В.7 Приложения В СП 34.13330.2012 по степени пучинистости при замерзании по трассе подъездной автодороги к кусту скв. №5а суглинки тяжелые пылеватые твердые (ИГЭ-2) относятся к сильнопучинистым грунтам.

По относительной деформации морозного пучения, согласно лабораторным исследованиям (приложение Л) и табл. Б.24 ГОСТ 25100-2020 суглинки тяжелые пылеватые твердые (ИГЭ-1), суглинки тяжелые пылеватые твердые (ИГЭ-2) являются слабопучинистыми ( $\epsilon_{fn} - 0.011-0.013$  д.е.), суглинки тяжелые пылеватые тугопластичные (ИГЭ-2а) – среднепучинистыми грунтами ( $\epsilon_{fn} - 0,037$  д.е.).

На основании данных бурения, результатов полевых и лабораторных исследований грунтов в геолого-литологическом разрезе изысканной территории, согласно ГОСТ 20522-2012, ГОСТ 25100-2020, выделено 4 инженерно-геологических элемента (ИГЭ):

ИГЭ-1 – Техногенный грунт: суглинок (tQ);

ИГЭ-2 – Суглинок легкий песчанистый, легкий пылеватый, тяжелый пылеватый твердый (dQ)

ИГЭ-2а – Суглинок легкий пылеватый, тяжелый пылеватый тугопластичный (dQ);

ИГЭ-3 – Алевролит очень низкой прочности, сильновыветрелый, размягчаемый (P).

Нормативные и расчетные значения характеристик грунтов выделенных ИГЭ приведены в томе 2 2021/354/ДС5-ИГИ-Т.

Согласно СП 22.13330.2016 нормативная глубина промерзания глинистых грунтов (суглинков) под оголенной от снега поверхностью составляет 1,58 м.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС5-PD-TKR1.1.TCH	Лист
								26
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			

## 17 Перечень проектных и организационных мероприятий по ликвидации последствий аварий

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 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 Бугровского 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;

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-TKR1.1.TCH	Лист
							27

- 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 согласно ПЛА.

При разгерметизации проектируемого нефтегазосборного трубопровода оператор останавливает насосное оборудование скважин, на месте или дистанционно закрывает задвижки на нефтегазосборном 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.

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
2021/354/ДС5-PD-TKR1.1.TCH						28	
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 30.12.2009г. «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. СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ»;
8. Правила по охране труда в строительстве» утвержденные приказом Минтруда РФ №883н от 11.12.2020 г;
9. СП 52.13330.2016 «Свод правил. Естественное и искусственное освещение»;
10. Федеральные нормы и правила «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Ростехнадзора РФ №534 от 15.12.2020 г.;
11. ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии;
12. ГОСТ 12.1.007-76\* ССБТ «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»;
13. НПБ 105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной опасности»;
14. 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»;
15. ВСН 005-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Технология и организация»;
16. ВСН 006-89 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка»;
17. ВСН 008-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция»;
18. ВСН 011-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание»;
19. ВСН 012-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ»;

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

						2021/354/ДС5-PD-TKR1.1.TCH	Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		29

20. СП 2.2.3670-20 Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда»;
21. ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;
22. Инструкции по монтажу и эксплуатации отдельных видов оборудования;
23. «Типовые нормативы численности рабочих нефтегазодобывающих управлений нефтяной промышленности», М., ВНИИОЭНГ, 1987 г;
24. Р 2.2.2006-05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда»;
25. Приказ Ростехнадзора от 08.12.2020 №503 «Порядок проведения технического расследования причин аварий, инцидентов и случаев утраты взрывчатых материалов промышленного назначения»;
26. 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.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-TKR1.1.TCH	30

## Таблица регистрации изменений

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

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

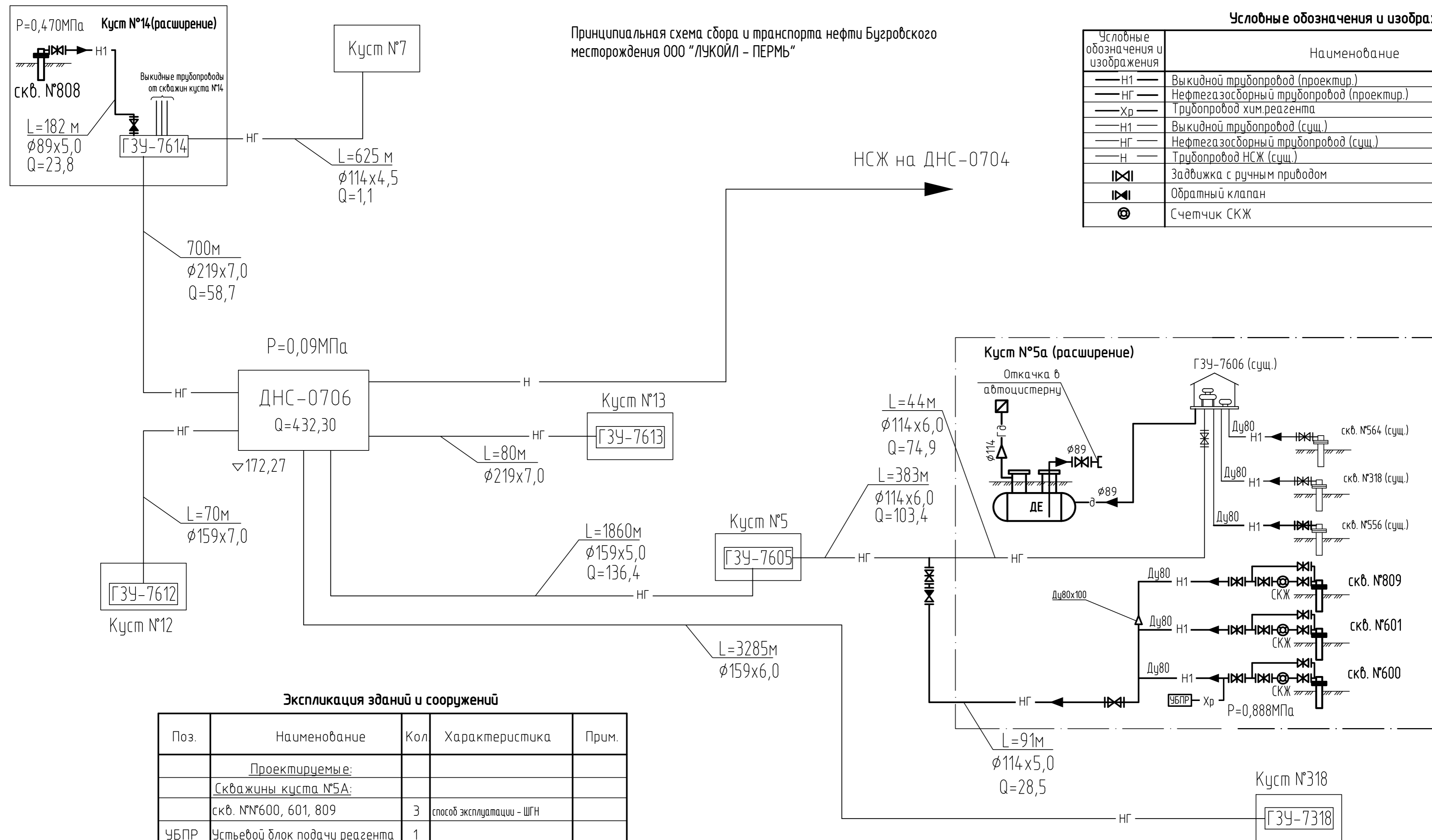
2021/354/ДС5-PD-TKR1.1.TCH					
Лист					
31					

Лист
31

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

Условные обозначения и изображения

Условные обозначения и изображения	Наименование
	Выкидной трубопровод (проектир.)
	Нефтегазосборный трубопровод (проектир.)
	Трубопровод хим.реагента
	Выкидной трубопровод (сущ.)
	Нефтегазосборный трубопровод (сущ.)
	Трубопровод НСЖ (сущ.)
	Задвижка с ручным приводом
	Обратный клапан
	Счетчик СКЖ



Экспликация зданий и сооружений

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

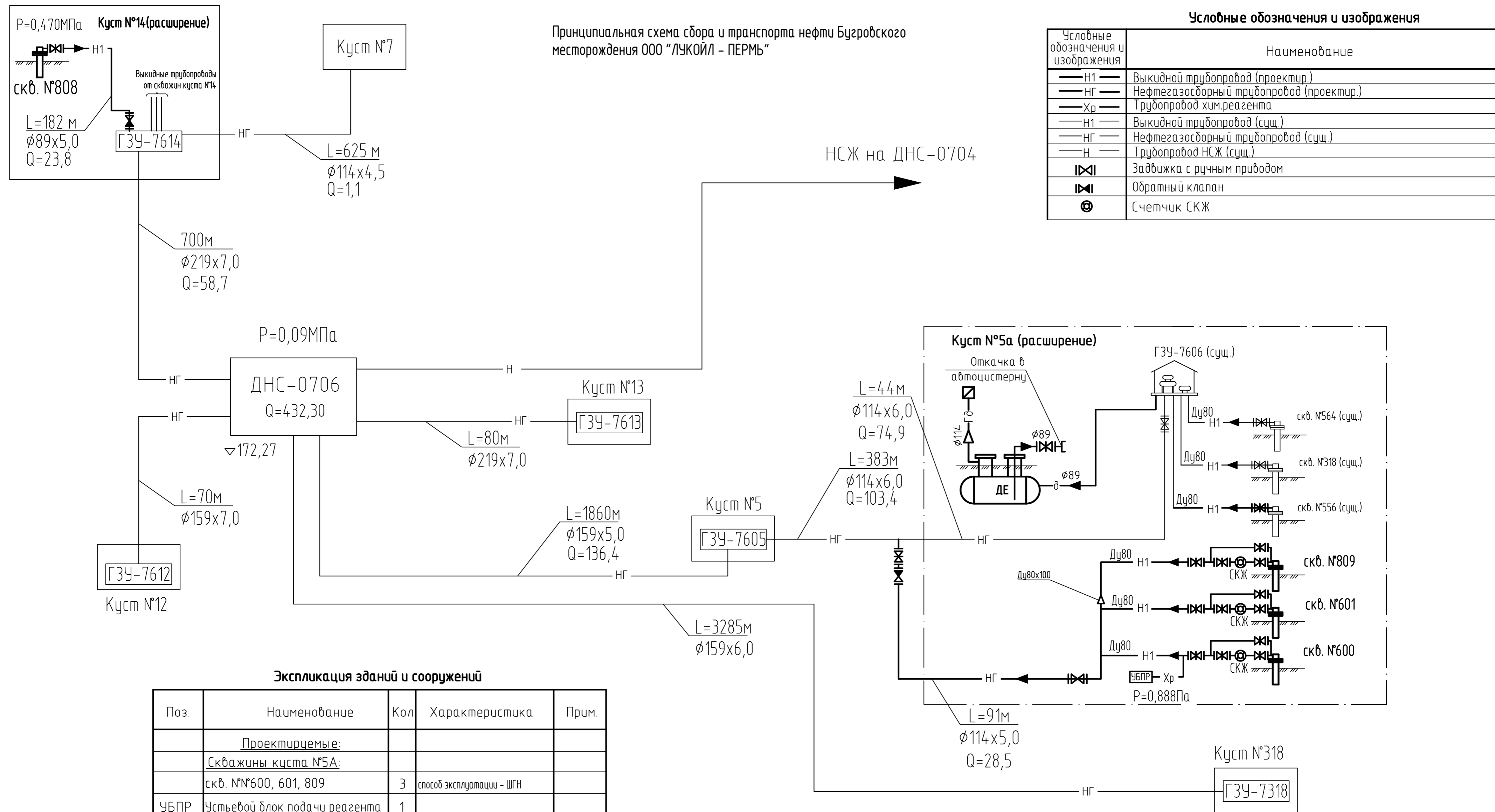
1. Проектируемые трубопроводы и арматура выделены основной линией.

<b>2021/354/ДС5-PD-TKR1.GCH</b>				
Строительство и обустройство скважин Бугровского месторождения				
Изм.	Колуч.	Лист	Индок	Подпись
Разраб.	Коротаева			02.22
Проверил	Марфицин			02.22
Н. контр.	Марфицин			02.22
Нач.отд.	Сивкова			02.22
Принципиальная технологическая схема			НПЦ "Нефтегазовый инжиниринг"	
Стадия		Лист		
П		1		

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.
<b>Проектируемые:</b>				
<b>Скважины куста №5А:</b>				
	скв. №600, 601, 809	3	способ эксплуатации - ШГН	
УБПР	Устьевой блок подачи реагента	1		
ДЕ	Дренажная емкость	1	ЕП5-1600-1700-2, V=5м³	
<b>Скважины куста №14:</b>				
	скв. №808	1	способ эксплуатации - ШГН	
<b>Существующие:</b>				
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.

<b>2021/354/ДС5-РД-ТКР1.GCH</b>				
Строительство и обустройство скважин Бугровского месторождения				
Изм.	Колуч.	Лист	Индок	Подпись
Разраб.	Коротаева			02.22
Проверил	Марфицин			02.22
Н. контр.	Марфицин			02.22
Нач.отд.	Субкова			02.22
Схема гидравлического расчета				НПЦ "Нефтегазовый инжиниринг"
Стадия		Лист		
П		2		