

«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 Ножовского месторождения
(модуль № 138)» Куст № 330.

Проектная документация

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

Часть 1 Технологические решения

2021/354/ДС38-PD-TKR1

Том 3.1

Договор №

2021/354/ДС38

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

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

«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 Ножовского месторождения
(модуль № 138)» Куст № 330.

Проектная документация

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

Часть 1 Технологические решения

2021/354/ДС38-PD-TKR1

Том 3.1

Договор №

2021/354/ДС38

Главный инженер

Д.Г. Малыхин

Главный инженер проекта

А.А. Чемус

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2022

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

Обозначение	Наименование	Примечание
2021/354/ДС38-PD-TKR1.S	Содержание тома 3.1	2
2021/354/ДС38-PD-SP	Состав проектной документации	3
2021/354/ДС38-PD-TKR1.TCH	Текстовая часть	4
2021/354/ДС38-PD-TKR1.GCH	Графическая часть	
2021/354/ДС38-PD-TKR1.GCH-01	Принципиальная технологическая схема	
2021/354/ДС38-PD-TKR1.GCH-02	Схема гидравлического расчета	

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

						2021/354/ДС38-PD-TKR1.S			
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				
Разраб.		Коковин				СОДЕРЖАНИЕ ТОМА	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Коротасва					П	1	1
Нач.отд.		Сивкова					НПЦ «Нефтегазовый инжиниринг»		
Н.контр.		Коротасва							
ГИП		Чемус							

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	7
7	Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта	9
7.1	Расчёты.....	9
7.1.1	Гидравлический расчет	9
7.1.2	Расчет толщины стенки нефтегазосборного трубопровода (линейная часть).....	10
7.2	Обоснование материального исполнения и противокоррозионной защиты труб	11
7.3	Технологическая характеристика линейного объекта. Обеспечение надежности и устойчивости трубопровода	14
7.4	Расположение запорной арматуры по трассе нефтегазосборного трубопровода	17
7.5	Очистка и гидравлическое испытание трубопровода	18
7.6	Сведения о резервной пропускной способности трубопровода и резервном оборудовании и потенциальной необходимости в них	21
7.7	Система диагностики состояния трубопровода	22
8	Количество и состав вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники.....	23
9	Мероприятия по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду	23
10	Перечень мероприятий по энергосбережению	23
11	Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта.....	23
12	Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест	24

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

2021/354/ДС38-PD-TKR1.TCH

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.		Коковин			
Проверил		Коротасва			
Нач.отд.		Сивкова			
Н.контр.		Коротасва			
ГИП		Чемус			

ТЕКСТОВАЯ ЧАСТЬ

Стадия	Лист	Листов
П	1	Ошибка!
НПЦ «Нефтегазовый инжиниринг»		

13	Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта.....	27
14	Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта	27
15	Решения по организации ремонтного хозяйства.....	27
16	Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях.....	28
17	Перечень проектных и организационных мероприятий по ликвидации последствий аварий	29
18	Список литературы.....	31
	Таблица регистрации изменений	33

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС38-PD-TKR1.TCH						
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	

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, Ножовское месторождение, ЦДНГ-7. На землях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», землях ООО «Антар», землях Чепелева К.В., землях Лямина Ю.М., на неразграниченных землях государственной собственности в границах Частинского муниципального округа. В кадастровом квартале 59:38:0780101.

Ближайшие населенные пункты: Ножовка, Поздышки.

Расстояние от проектируемых трубопроводов до ближайших населенных пунктов составляет: от Ножовка – 2,2 км, от Поздышки – 2,7 км.

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 работ приурочен к склоново-водораздельному пространству реки Пьянка (приток Воткинского водохранилища).

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

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 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.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
			2021/354/ДС38-PD-TKR1.TCH					3
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док		

Вдоль трассы нефтегазосборного трубопровода от куста № 330 на ориентировочной глубине заложения трубы (2 м) высокая коррозионная агрессивность грунтов по отношению к стали наблюдается на участках трассы ПК 0 – ПК 3 и ПК 10 – ПК 19; низкая – на участке ПК 7 – ПК 9+50. На остальных участках трассы наблюдается средняя коррозионная агрессивность грунтов относительно стали.

Блуждающие токи не выявлены.

5 Сведения о категории и классе линейного объекта

Проектная документация на промышленные трубопроводы разработана на основании СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ».

Согласно табл. 1 СП 284.1325800.2016 нефтегазосборный трубопровод с куста № 330 относится к III классу категории III.

Категории участков указаны на профилях трасс в графической части тома 2.1 и в таблице 5.1.

Таблица 5.1– Категории участков трубопроводов

Наименование участков	Категория участков по СП284.1325800.2016
- узел подключения нефтегазосборного трубопровода к межпромысловому коллектору и примыкающие к ним участки длиной не менее 15 м в каждую сторону от границ монтажного узла	II
- внутренние площадочные автомобильные дороги промышленных предприятий, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждый от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги	II
- пересечения с подземными коммуникациями в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации	II

В соответствии с СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ», п.5.6, границами технологической и линейной части нефтегазосборного трубопровода являются:

- задвижка с электроприводом, расположенная на выходе с проектируемой АГЗУ куста №330.

- узел подключения к сущ. нефтегазосборному трубопроводу «ГЗУ-7059 – УП Ножовка» (ПК25+82,71).

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-TKR1.TCH	Лист
							6

6 Сведения о проектной мощности линейного объекта

Настоящей проектной документацией предусматривается обустройство скважин куста №330 Ножовского месторождения, сбор и транспорт нефти со скважин данного куста.

Фонд проектируемых добывающих скважин, планируемые объемы добычи нефти и жидкости скважин проектируемого куста №330 Ножовского нефтяного месторождения приняты на основании ТУ УРНГМ от 30.08.2021 г. и приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Фонд проектируемых скважин, планируемые объемы добычи нефти и жидкости Ножовского нефтяного месторождения

Номер куста скважин	Скважины добывающие			
	Номера скважин	Добыча нефти, т/сут	Добыча жидкости, м ³ /сут	Количество
330	330	15,0	22,3	1
	333	12,0	15,0	1
	332	12,0	15,0	1
	331	12,0	15,0	1
Итого		51,0	67,3	4

Физико-химические свойства и состав нефти и попутного газа приведены в таблицах 6.2 и свойства и состав разгазированной нефти Ножовского нефтяного месторождения

Показатель	Ед. изм.	Значение	
		пласт Т	пласт Бш
Плотность, при 20°C	кг/м ³	918	877
Вязкость динамическая	мПа*с		
при 20°C		139,61	16,07
при 50°C		33,05	6,48
Температура застывания	°C	-22,4 ÷ -6,8	-22,8 ÷ -16,7
Содержание:	% масс.		
– серы		3,05	2,41
– смол силикагелевых		26,54	19,97
– асфальтенов		7,18	3,14
– парафина		2,62	2,0
Температура плавления парафинов	°C	57,7	57,7
Газосодержание	м ³ /т	11,68	21,4
Давление насыщения пластовой нефти	МПа	9,20	9,45

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

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

2021/354/ДС38-PD-TKR1.TCH

Лист

7

Таблица 6.3.

Таблица 6.2 – Физико-химические свойства и состав разгазированной нефти Ножовского нефтяного месторождения

Показатель	Ед. изм.	Значение	
		пласт Т	пласт БШ
Плотность, при 20°C	кг/м ³	918	877
Вязкость динамическая	мПа*с		
при 20°C		139,61	16,07
при 50°C		33,05	6,48
Температура застывания	°С	-22,4 ÷ -6,8	-22,8 ÷ -16,7
Содержание:	% масс.		
– серы		3,05	2,41
– смол силикагелевых		26,54	19,97
– асфальтенов		7,18	3,14
– парафина		2,62	2,0
Температура плавления парафинов	°С	57,7	57,7
Газосодержание	м ³ /т	11,68	21,4
Давление насыщения пластовой нефти	МПа	9,20	9,45

Таблица 6.3 – Физико-химические свойства и состав газа Ножовского нефтяного месторождения

Компонент	% моль (разгазирование в рабочих условиях)	
	пласт Т	пласт БШ
1	2	3
– сероводород	0,00	0,00
– двуокись углерода	5,90	0,60
– азот+редкие	62,91	43,03
в т.ч. гелий	0,036	0,040
– метан	9,63	6,44
– этан	4,86	11,97
– пропан	8,01	22,23
– изобутан	2,85	3,77
– норм. бутан	3,75	7,36
– изопентан	1,21	2,49
– норм. пентан	0,62	1,36
– гексан	0,23	0,75

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС38-PD-TKR1.TCH

Лист

8

Компонент	% моль (разгазирование в рабочих условиях)	
	пласт Т	пласт Бш
Плотность газа, кг/м ³	1,338	1,533

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

Принципиальная технологическая схема сбора и транспорта нефти и газа с куста № 330 приведена на листе 2021/354/ДС38-PD-ТКR1.GCH-01.

Начало, конец, а также протяженность линейной части нефтегазосборного трубопровода указана в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Протяженность линейной части нефтегазосборного трубопровода

№ п/п	Наименование трубопровода	Пикеты ПК		Протяженность, км
		Начало	Конец	
Куст № 330				
1	Нефтегазосборный трубопровод от куста № 330	Задвижка с электроприводом с проект. АГЗУ	ПК25+82,71 (т.вр. в сущ. тр. ГЗУ-7059)	2,584

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 добывающих скважин под давлением, создаваемым глубинно-насосным оборудованием, со скважин №№ 330, 333, 332, 331 по проектируемым выкидным трубопроводам транспортируется до проектируемой АГЗУ, далее направляется по проектируемому нефтегазосборному трубопроводу до точки врезки в существующий трубопровод от ГЗУ-7059.

Гидравлический расчет системы сбора и транспорта нефти и газа Ножовского месторождения выполнен НОЦ «ГиРНГМ» в программном комплексе «ИСТП». Отчет по гидравлическому расчету представлен в Приложении 1 2021/354/ДС38-PD-PZ2. Схема гидравлического расчета приведена в 2021/354/ДС38-PD-ТКR1.GCH-02.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									9
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-ТКR1.TCH

Давление на проектируемом кусте скважин №330, согласно гидравлическому расчету, составляет 1,89МПа.

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

Инв. № подл.	Подш. и дата	Взам. инв. №					Лист	
								2021/354/ДС38-PD-TKR1.TCH
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док		

7.1.2 Расчет толщины стенки нефтегазосборного трубопровода (линейная часть)

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

Толщина стенки промышленных трубопроводов, транспортирующие продукты, не содержащие сероводород, определяется как большее из двух значений, каждое из которых зависит от нормативных значений, соответственно, предела текучести и предела прочности (временного сопротивления) материала труб по формуле (7) п. 13.2 СП284.1325800.2016:

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

t – расчетная толщина стенки, см;

γ_f – коэффициент надежности по нагрузке, принимается по табл. 6 СП284.1325800.2016. Для труб, у которых определяющей является нагрузка от внутреннего давления транспортируемой жидкой среды, $\gamma_f = 1,15$;

η – коэффициент несущей способности, принимается по СП284.1325800.2016, п. 13.2, для труб $\eta = 1$;

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

d_e – наружный диаметр трубы, мм;

R – напряжение материала стенки трубы, МПа

Для трубопроводов, транспортирующих несероводородсодержащие продукты Ножовского месторождения, R определяется по формуле:

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

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

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

γ_c – коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый по табл. 4 СП284.1325800.2016 для трубопроводов III категории $\gamma_c = 0,90$;

γ_n – коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимается по табл. 3 СП284.1325800.2016. Для трубопроводов $DN \leq 300$ мм и $p_n < 7,5$ МПа $\gamma_n = 1,00$.

γ_m – коэффициент надежности по материалу труб, принимаемый по табл. 5 СП284.1325800.2016, $\gamma_m = 1,47$.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-TKR1.TCH	Лист
							11

Для дальнейшего расчета принимаем меньшее из двух найденных значений, т.е. 245,0 МПа. Тогда толщина стенки нефтегазосборного трубопровода (линейная часть) равна:

$$t=(1.15 \cdot 1 \cdot 4.0 \cdot 114)/2(245+0,6 \cdot 1.15 \cdot 4.0) =1,06\text{мм}$$

Согласно техническим условиям ОТТ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» от 02.08.2021 г, необходимо предусмотреть нормативный срок эксплуатации коррозионностойкого трубопровода не менее 25 лет. Для строительства нефтегазосборного трубопровода рекомендуются трубы:

– для надземных участков трубопровода – трубы с толщиной стенки 5,0 мм, с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием с применением защитных втулок;

– для подземного участка нефтегазосборного трубопровода – трубы с толщиной стенки 5,0 мм, с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа и с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием с применением защитных втулок.

7.2 Обоснование материального исполнения и противокоррозионной защиты труб

Проектные решения приняты согласно заданию на проектирование, техническим условиям Заказчика, требованиям к охране окружающей природной среды и действующим нормам и правилам технологического проектирования.

При выборе типа труб для строительства проектируемого трубопровода учитывались следующие факторы:

- назначение и тип трубопровода;
- свойства и рабочие параметры транспортируемой среды;
- сортамент труб и соединительных деталей, выпускаемых отечественными заводами;
- требования действующих нормативных документов.

На основании задания на проектирование, технических условий ОТТ Управления МЭМО ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», гидравлического расчета и расчета толщины стенки нефтегазосборного трубопровода определен состав проектируемых сооружений и приведен в таблице 7.2.1.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
			2021/354/ДС38-PD-TKR1.TCH					12
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док		

Таблица 7.2.1 – Состав проектируемых сооружений

№ п/п	Наименование трубопровода	Единица измерения	Количество	Характеристика
Куст № 330				
1	Нефтегазосборный трубопровод от куста № 330	км	2,584	Ø114x5,0, из стали 20, с наружным и внутренним покрытием

Диаметры нефтегазосборного трубопровода и толщина стенки приняты на основании гидравлического расчета.

Строительство надземных участков нефтегазосборного трубопровода предусматривается из стальных бесшовных горячедеформированных труб 114x5,0 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 нефтегазосборного трубопровода предусматриваются из стальных бесшовных горячедеформированных труб 114x5,0 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.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							2021/354/ДС38-PD-TKR1.TCH	Лист
										13
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Таблица 7.2.2 – Характеристика рекомендуемых труб

Наименование трубопровода	Характеристика рекомендуемых труб							Протяженность, км	Примечание
	ГОСТ, марка стали	Предел текучести, $R_{уп}$ МПа	Временное сопротивление R_1 , МПа	Рабочее давление, p_n , МПа	Наружный диаметр d_e , мм	Расчетная толщина стенки t , мм	Принятая толщина стенки, мм		
Куст № 330									
Нефтегазосборный трубопровод от куста № 330	ГОСТ 8732-78, сталь В20 ГОСТ 8731-74	245	412	4,0	114	1,06	5,0	0,091	с наружным и внутренним покрытием

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС38-PD-TKR1.TCH

Лист

14

- 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/ДС38-PD-POS3).

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 нефтегазосборного 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 – $V=22,00 \text{ м}^3$.

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.

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 XXXIII «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Параметры испытания нефтегазосборного трубопровода на прочность приведены в таблице 7.5.1.

Таблица 7.5.1 – Параметры испытания нефтегазосборного трубопровода на прочность

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС38-PD-TKR1.TCH	Лист
								20
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док		Подп.

№ 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	$1,5 \cdot P_{\text{раб}} = 6,0$	6
			Второй этап – одновременно с прилегающими участками трубопровода	$1,1 \cdot P_{\text{раб}} = 4,4$	12
2	Пересечения с подземными коммуникациями (канализационными коллекторами, нефтепроводами, нефтегазопроводами, конденсатопроводами, газопроводами, силовыми кабелями и кабелями связи, подземными, наземными и надземными оросительными системами и т.п.) в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации	II	Первый этап – после укладки	$1,5 \cdot P_{\text{раб}} = 6,0$	6
			Второй этап – одновременно с прилегающими участками трубопровода	$1,1 \cdot P_{\text{раб}} = 4,4$	12
3	Остальные участки, не указанные выше	III	В один этап одновременно со всем трубопроводом	$1,1 \cdot P_{\text{раб}} = 4,4$	12

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС38-PD-TKR1.TCH

Лист

21

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 Ножовском 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.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
			2021/354/ДС38-PD-TKR1.TCH					22
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док		

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

По данному проекту источниками загрязнения атмосферного воздуха при эксплуатации проектируемых сооружений в рабочем режиме являются неплотности фланцевых соединений узлов запорной арматуры. Источники выбросов – неорганизованные.

Количество и состав выбросов в атмосферу от проектируемых сооружений приведен в томе 4.3.5 (2021/354/ДС38-PD-ILO.IOS3.5).

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

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

- герметизированная схема технологического процесса;
- соединение труб между собой на сварке, трубопроводы не имеют фланцевых или других разъемных соединений, кроме мест установки арматуры или присоединения к оборудованию;
- 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, исключающую сброс вредных веществ в окружающую среду.

10 Перечень мероприятий по энергосбережению

Перечень требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в технологическом процессе, указан в томе 4.3.2 (2021/354/ДС38-PD-ILO.IOS3.2).

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

Сведения об оборудовании, грузоподъемных, транспортных средствах и механизмах, используемых в процессе строительства, приведены в разделе 5 «Проект организации строительства» (том 5.3, 2021/354/ДС38-PD-POS3).

Взам. инв. №					
Подп. и дата					
Инв. № подл.					
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
2021/354/ДС38-PD-TKR1.TCH					Лист
					24

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 скважин куста №330 Ножовского месторождения, сбор и транспорт нефти со скважин данного куста.

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

Таблица 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	2	1	1	–	1а
Оператор по добыче нефти, газа 6 разряда	3	1	1	–	2г
Оператор по добыче нефти, газа 5 разряда	5	2	2	–	2г
Оператор по добыче нефти, газа 4 разряда	31	14	14	–	2г
Оператор по исследованию скважин 4 разряда	4	2	2	–	2г
Итого:	45	20	20	–	

Строительство объектов обустройства скважин Ножовского месторождения находится в зоне ответственности бригады по добыче нефти и газа № 0701. Ввода дополнительной численности для обслуживания не требуется.

Бригада по добыче нефти и газа №0701 базируется в опорном пункте на АБК-0701. 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 №0701, дополнительных бытовых помещений и устройств не требуется.

Горячее питание для сотрудников ЦДНГ №7 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» организовано в столовой ООО «ЛЮКОЛЬ», располагающейся на территории

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-TKR1.TCH	Лист
							25

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

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

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.

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 №№ 330, 333, 332, 3319 куста № 330 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.	Подш. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			2021/354/ДС38-PD-TKR1.TCH							27
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

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;
- переносные газоанализаторы, при помощи которых производится контроль рабочей среды во время обслуживания оборудования и при производстве ремонтных работ;
- устройство стационарных лестниц, площадок и переходов для обслуживания оборудования и арматуры.

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.	Подш. и дата	Взам. инв. №					Лист	
			2021/354/ДС38-PD-TKR1.TCH					28
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док		

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).

Факторами, осложняющими строительство проектируемых сооружений, являются пучинистость грунтов; возможное формирование «верховодки» на глубинах до 0,5 м от поверхности земли.

Согласно табл. 5.1 СП 115.13330.2018 категория опасности выявленных природных процессов (пучение) – потенциально опасная; землетрясения – умеренно опасная.

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

По степени морозной пучинистости в пределах глубины промерзания, согласно лабораторным исследованиям (приложение Е,Ж) и табл. Б.27 ГОСТ 25100-2020, техногенные глинистые грунты (ИГЭ-1), суглинки твердые, полутвердые и тугопластичные (ИГЭ-2,2а) считаются слабопучинистыми (относительная деформация пучения $\varepsilon_{\text{п}}$ – 0,012-0,019 д.е.

Глубина заложения нефтегазосборного трубопровода при прокладке в пучинистых грунтах (суглинках) из условия прохождения трубопровода ниже глубины промерзания пучинистого грунта - не менее 1,6 м от поверхности земли до верха трубы.

Инв. № подл.	Подш. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-TKR1.TCH			29

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 Ножовского 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	Инов. № подл.							Лист
			2021/354/ДС38-PD-TKR1.TCH						
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

- 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/ДС38-PD-TKR1.TCH					31
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док		

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»;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			2021/354/ДС38-PD-TKR1.TCH							32
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

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.	Подш. и дата	Взам. инв. №					Лист	
								2021/354/ДС38-PD-TKR1.TCH
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док		

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

Взам. инв. №

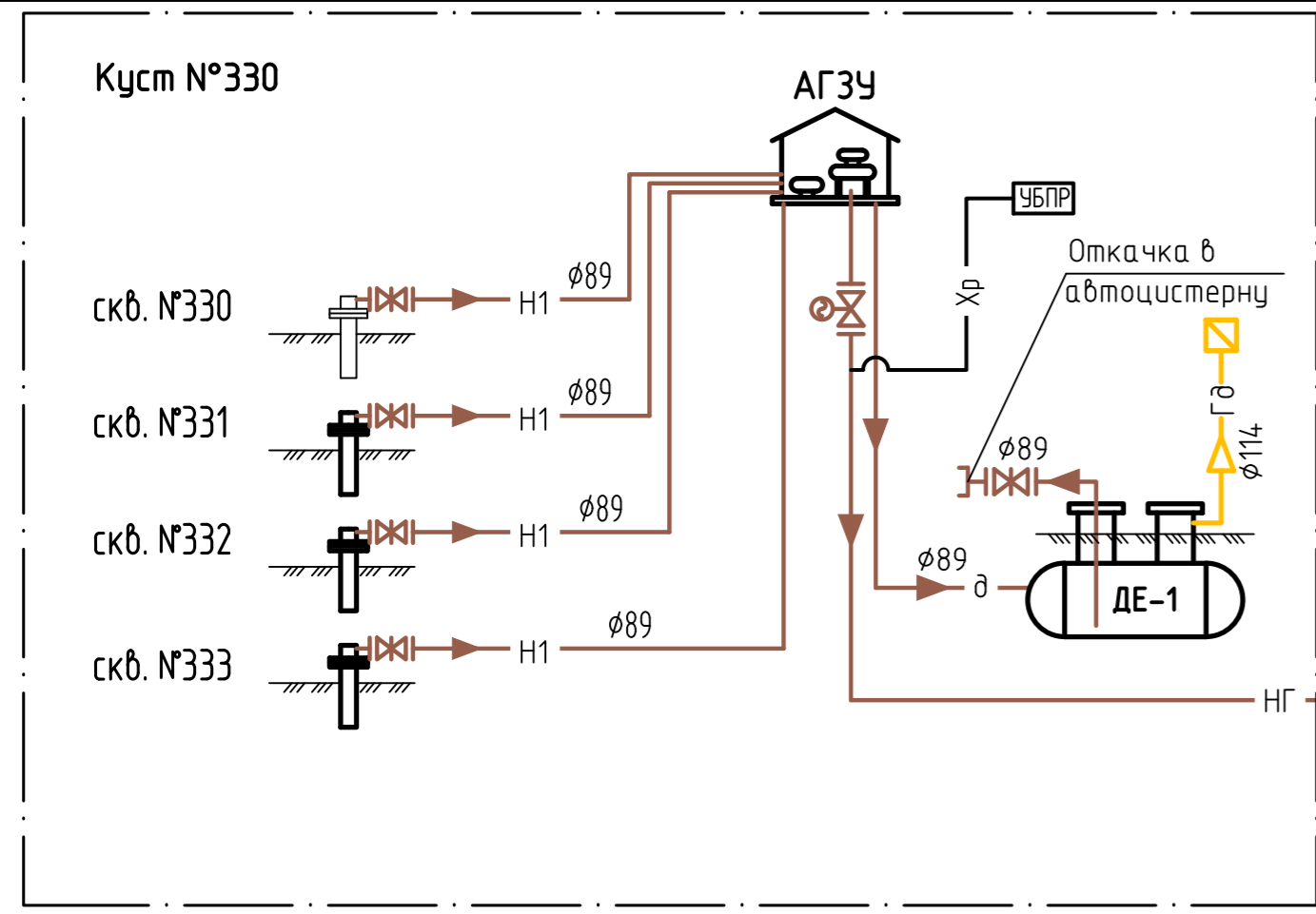
Подп. и дата

Инв. № подл.

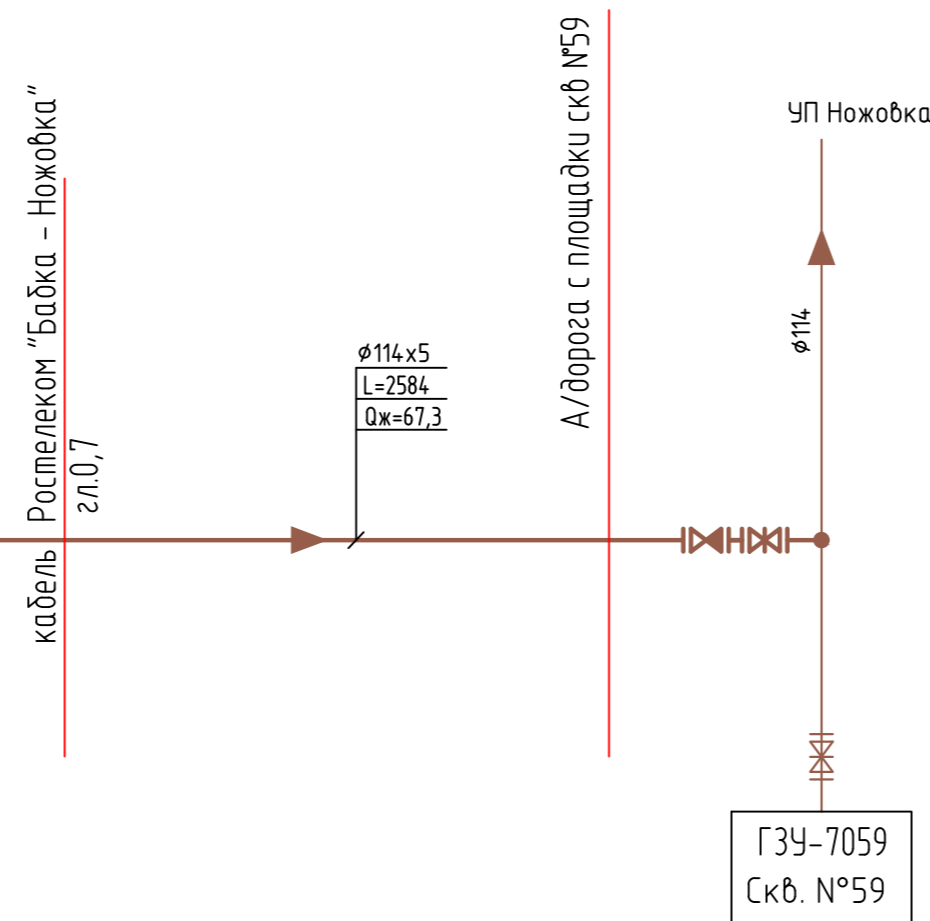
2021/354/ДС38-PD-TKR1.TCH

Лист

34



Принципиальная схема сбора и транспорта нефти с куста №330
Ножовского месторождения ООО "ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ"



Условные обозначения и изображения

Условные обозначения и изображения	Наименование
	Нефтегазосборный трубопровод (проектируемый)
	Нефтегазосборный трубопровод (существующий)
	Выкидной трубопровод (проектируемый)
	Газопровод на дыхательную трубу (проектир.)
	Трубопровод химреактента (проектируемый)
	Дренажный трубопровод (проектируемый)
	Существующие коммуникации
	Запорная арматура
	Запорная арматура (существующая)
	Обратный клапан
	Клапан дыхательный
	Задвижка с эл. приводом

Экспликация зданий и сооружений

Поз.	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
<u>Проектируемые:</u>				
<u>Куст №330</u>				
скв. №330		1	ШГН/ЭЦН (добывающая)	
скв. №331, 332, 333		3	ШГН (добывающие)	
АГЗУ	Автоматическая групповая замерная установка	1		
ДЕ-1	Дренажная емкость	1	ЕП8-2000-1300-2, V=8м³	
УБПР	Устьевой блок подачи реагента	1		
<u>Существующие:</u>				
ГЗУ - 7059	Групповая замерная установка	1		

Ключ к схеме:
Qж - Расход жидкости, м³/сут
L - Длина участка, м
φ114x5 - диаметр трубопровода, мм

1. Проектируемые трубопроводы и арматура выделены основной линией.

2021/354/ДС38-PD-TKR1.GCH					
Строительство и обустройство скважин Ножовского месторождения (модуль № 138) Куст №330.					
Изм.	Кол.уч.	Лист	И док.	Подпись	Дата
Разработал	Наберухин				08.22
Проверил	Коротаева				08.22
Нач. отд.	Субкова				08.22
Н. контроль	Субкова				08.22
Принципиальная технологическая схема				Стадия	Лист
				П	1
НПЦ «Нефтегазовый инжиниринг»					

