

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

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

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

2021/354/ДС38-PD-ILO.IOS3.5

Том 4.3.5

Договор №

2021/354/ДС38

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

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

Проектная документация

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

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

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

2021/354/ДС38-PD-ILO.IOS3.5

Том 4.3.5

Договор №

2021/354/ДС38

Главный инженер

Д.Г. Малыхин

Главный инженер проекта

А.А. Чемус

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2022

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

Обозначение	Наименование	Примечание
2021/354/ДС38-PD-ILO.IOS3.5.S	Содержание тома 4.3.5	2
2021/354/ДС38-PD-SP	Состав проектной документации	3
2021/354/ДС38-PD-ILO.IOS3.5.TCH	Текстовая часть	4
2021/354/ДС38-PD-ILO.IOS3.5.GCH	Графическая часть	
2021/354/ДС38-PD-ILO.IOS3.5.GCH-01	Принципиальная технологическая схема	

Согласовано		

Взам. инв. №	
Подл. и дата	

Инв. № подл.	

						2021/354/ДС38-PD-ILO.IOS3.5.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 Основание для разработки проектной документации. Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции, характеристика принятой технологической схемы производства в целом и характеристика отдельных параметров технологического процесса, требования к организации производства, данные о трудоемкости изготовления продукции ..... 3

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

3 Описание мест расположения приборов учета используемых в производственном процессе энергетических ресурсов и устройств сбора и передачи данных от таких приборов ..... 5

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

5 Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции ..... 7

6 Обоснование показателей и характеристик (на основе сравнительного анализа) принятых технологических процессов и оборудования ..... 7

7 Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования..... 29

8 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах для объектов производственного назначения ..... 30

9 Сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешений на применение используемого на работах технологического оборудования и технических устройств..... 31

10 Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности ..... 32

11 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непромышленных объектов капитального строительства..... 35

12 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе ..... 35

13 Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники ..... 36

14 Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду ..... 37

15 Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов 37

16 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных

Согласовано		

Взам. инв. №	

Подп. и дата	

Инв. № подл.	
--------------	--

						2021/354/ДС38-PD-ILO.IOS3.5.TCH			
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				
Разраб.		Коковин			08.22	ТЕКСТОВАЯ ЧАСТЬ	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Коротасва			08.22		П	1	Ошибка!
Нач.отд.		Сивкова			08.22		НПЦ «Нефтегазовый инжиниринг»		
Н.контр.		Коротасва			08.22				
ГИП		Чемус			08.22				

требований энергоэффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в технологическом процессе.....38

17 Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов .....39

18 Список литературы.....41

19 Приложение А.....43

Таблица регистрации изменений .....44

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

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

Основанием для разработки проектной документации является среднесрочная инвестиционная программа ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» на 2022–2024 гг.

Настоящий подраздел проектной документации разработан в соответствии с заданием на проектирование по объекту «Строительство и обустройство скважин Ножовского месторождения (модуль № 138)» Куст № 330.», утвержденное Первым заместителем Генерального директора – Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» И.И. Мазеиным 05.10.2021 г.

При разработке данного подраздела проектной документации использованы следующие материалы:

– Технический отчет по инженерным изысканиям «Строительство и обустройство скважин Ножовского месторождения (модуль № 138)» Куст № 330.», выполненный в 2022 г.;

– Акт выбор земельных участков под объект «Строительство и обустройство скважин Ножовского месторождения (модуль № 138)» Куст № 330.», выполненный в 2022 г.

Проектная документация выполнена в соответствии с требованиями ФЗ №384 «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					Лист
			2021/354/ДС38-PD-ILO.IOS3.5.TCH				
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	

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 1.1.

Таблица 1.1 – 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 <sup>3</sup> /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
<b>Итого</b>		<b>51,0</b>	<b>67,3</b>	<b>4</b>

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

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.

Технологическая схема приведена на листе 2021/354/ДС38-PD-ILO.IOS3.5.GCH-01.

В соответствии с заданием на проектирование:

– для скважины №330 предусматривается два способа эксплуатации – ЭЦН (электропогружным центробежным насосом) и ШГН (штанговым глубинным плунжерным насосом) с приводом от станка-качалки;

– для скважин №№ 333, 332, 331 предусматривается один способ эксплуатации – ШГН (штанговым глубинным плунжерным насосом) с приводом от станка-качалки.

При способе эксплуатации ШГН для предотвращения асфальтосмолопарафиноотложений (АСПО) в стволах скважин предусмотрены штанги с полиамидными скребками и штанговращатели.

При способе эксплуатации ЭЦН для предотвращения АСПО в стволе скважины №330 предусматривается автоматическая депарафинизационная установка типа «Лебедка Сулейманова» МДС-010.

Для очистки полости от отложений АСПО нефтегазосборного трубопровода предусмотрена периодическая промывка растворителем.

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

										Лист
										4
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-ILO.IOS3.5.TCH				





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

Показатель	Ед. изм.	Значение	
		пласт Т	пласт БШ
Плотность, при 20°C	кг/м <sup>3</sup>	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 <sup>3</sup> /т	11,68	21,4
Давление насыщения пластовой нефти	МПа	9,20	9,45

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

Компонент	% моль (разгазирование в рабочих условиях)	
	пласт Тл	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
Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>	1,338	1,533

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-ILO.IOS3.5.TCH	Лист
							6



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

Состав проектируемых технологических сооружений приведен в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Состав проектируемых технологических сооружений

№ п/п	Наименование	Ед.изм.	Кол.	Характеристика
<b>Обустройство куста №330</b>				
1	Скважина добывающая, обустраиваемая на 2 способа эксплуатации (скв.330):			
1.1	ЭЦН	шт.	1	Электропогружные насосы с вентильным электроприводом со станцией управления с частотным регулированием, - номинальная подача – 25м³/сут; - напор – 2000 м.
1.1.2	Механизм депарафинизации скважин	компл.	1	Максимальная глубина спуска – 1500 м; Тип рабочей проволоки – 2-180-В ГОСТ 7372-79 Максимальное тяговое усилие – 600 Н; Мощность электродвигателя – 0,37 кВт; Исполнение привода – взрывозащищенное.
1.2	ШГН	шт.	1	Станок-качалка ПШСН-80-3-40; N=30 кВт, в комплекте с рамой, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов.
1.2.2	Штанговращатель и штанги с полиамидными скребками (способ эксплуатации ШГН)	компл.	1	ШЧ-8000М
2	Скважины добывающие, обустраиваемые на 1 способ эксплуатации (скв. №№ 333, 332, 331)	шт.	3	
2.1	ШГН	шт.	3	Станок-качалка ПШСН-80-3-40; N=30 кВт, в комплекте с рамой, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов.
2.2	Штанговращатель и штанги с полиамидными скребками (способ эксплуатации ШГН)	компл.	3	ШЧ-8000М
3	Устьевой блок подачи реагента	шт.	1	УБПР05-00-К-0,25/40-0,4-К; мощность 2,5 кВт
4	Измерительная установка АГЗУ	компл.	1	Измерительная установка на 8 подключений, P=4,0 МПа
5	Емкость дренажная	компл.	1	V=8 м³, габаритные размеры LxD=2,9x2,016 м
6	Выкидной трубопровод	км	0,225	Труба стальная бесшовная горячедеформированная Ø89x5,0 мм

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





- срок службы – не менее 15 лет.
- способ подвешивания скважинного трубопровода – в переводнике трубной головки НКТ ГОСТ 633-80;
- тип соединения в комплекте устьевого оборудования – фланцевое по ГОСТ 28919-91;

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

Арматура комплектуется сальником штангового насоса СШН для способа эксплуатации ШГН или лубрикаторной задвижкой – для способа эксплуатации ЭЦН.

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

Для предотвращения АСПО в стволе скважины №330, при способе ЭЦН, предусматриваются автоматическая депарафинизационная установка типа «Лебедка Сулейманова» МДС-010.

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист
									11
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-ILO.IOS3.5.TCH

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

<b>Скважина №331,332,333 площадь: Ножовская месторождение: Ножовское ЦДНГ №7</b>		
<b>Примечание:</b>		
<b>Результат подбора штангового насоса(Qж=15куб.м/сут)</b>		
использовалась поправка 'Вогель+вода'(PVT:стандарт)		
<b>Суточное потребление электроэнергии</b>	<b>149</b>	<b>кВт</b>
<b>Насос: НН2Б-32</b>		
Длина подвески насоса	<b>1450</b>	м
Св. газ на приеме	<b>8,74</b>	%
Забойное давление	<b>7,72</b>	МПа
<b>Газосепаратор: не установлен (Kсеп.=0.55)</b>		
<b>Хвостовик: не установлен</b>		
<b>Станок-качалка: ПШСН8-3-4000(максимально допустимая нагрузка 80кН)</b>		
Длина хода	<b>3</b>	м
Число качаний	<b>5,55</b>	1/мин
Крутящий момент на валу кривошипа		
Уравновешивание: m=1;R=3,29м m=2;R=1,64м m=3;R=1,03м m=4;R=0,82м Мур=112,5 кН*м		
<b>Колонна штанг. Удлинение:393мм Сталь 15Х2ГМФ(D)  98МПа</b>		
<b>№ секции</b>	<b>Диаметр</b>	<b>Длина</b>
тяжелый низ	<b>22мм</b>	48м
1	<b>19мм</b>	979м
2	<b>22мм</b>	423м
<b>Центраторы</b>		
<b>Козф.трения[Интервал,м]</b>		
0,15 [269-1628]		
<b>Примечание:</b>		
<b>Исходные данные</b>		
Планируемый дебит жидкости, куб.м/сут:	<b>15</b>	
Дебит по нефти, т/сут:	<b>11</b>	
Длина до верхней границы перфорации, м:	<b>1579</b>	
Динамический уровень, м:	<b>581</b>	
Давление буферное, МПа:	<b>1,4</b>	
Давление затрубное, МПа:	<b>1,4</b>	
Обводненность, %:	<b>20</b>	
Внутренний диам. обс. кол.(секция 1 2 3), мм:	<b>154 101 </b>	
Длина(секция 1 2 3), м:	<b>1055 574 </b>	
Мин. наружный диаметр НКТ, мм:	<b>73</b>	
Толщина стенки НКТ, мм:	<b>5,5</b>	
Коэффициент продуктивности, куб.м/Мпа*сут:	<b>1,69</b>	
<b>Название пласта</b>		
Газовый фактор, куб.м/куб.м:		
	<b>8,4</b>	
Содержание мех.примесей, мг/л:		
	<b>100</b>	
Динамическая вязкость нефти, Па*с:		
	<b>0,07</b>	
Плотность нефти в н.у., кг/куб.м:		
	<b>915</b>	
Плотность воды в н.у., кг/куб.м:		
	<b>1176</b>	
Плотность газа в н.у., кг/куб.м:		
	<b>1,2</b>	
Пластовое давление, МПа:		
	<b>16,7</b>	
Давление насыщения, МПа:		
	<b>9,2</b>	
Степень кривой разгазирования:		
	<b>2,5</b>	
Температура пласта, °С:		
	<b>29,3</b>	
Температурный градиент, °/м:		
	<b>0,01</b>	
Содержание АСПО, %:		
	<b>36,3</b>	

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-ILO.IOS3.5.TCH	Лист
							12













Требуемый объем сепараторов составляет:

$$V = \frac{V_{ж} \cdot t}{f} = \frac{41,83 \cdot 2,0}{0,8} = 104,6 \text{ м}^3$$

Требуемый объем сепараторов с 20% запасом составляет:

$$V = \frac{V_{ж} \cdot 1,2 \cdot t}{f} = \frac{41,83 \cdot 1,2 \cdot 2,0}{0,8} = 125,49 \text{ м}^3$$

Т.е., для обеспечения бесперебойной работы ДНС-0711 по приему проектного количества жидкости имеющихся сосудов Е-1,2, общим объемом 200 м<sup>3</sup> достаточно.

## 2. Проверочный расчет насосных агрегатов.

Исходные данные для расчета

- поступление жидкости на ДНС-0711 непрерывно:

$V_{ж}$  – поступление жидкости = 41,83 м<sup>3</sup>/час;

- производительность насоса – 105 м<sup>3</sup>/час;

Давление откачки колеблется в диапазоне 1,8 – 2,15 МПа, при паспортном для насоса 2,45 МПа.

Режим откачки циклический – 40-50 минут за 2 часа.

Производительность насоса в 2,1 раза превышает объем поступающей жидкости, с учетом 20% запаса, что обеспечивает бесперебойную работу ДНС-0711.

## 3 Проверочный расчет факельной установки Ф-1

### Расчет производительности

Диаметр факельного оголовка должен удовлетворять условию, что скорость истечения сбросного газа принимаем 80 м/с, согласно п. 4 Приложения №5 Руководства по безопасности факельных систем.

Скорость истечения сбросного газа находим по формуле:

$$V = \frac{4 \sum (W_i \cdot T_i) \gamma}{3600 \pi D^2 T_0}, \text{ где}$$

$W$  – объемный расход сбросного газа при расчетном варианте, м<sup>3</sup>/ч. За расчетный вариант принимаем часовое поступление газа с запасом 20%.

$$W = 280,6 \times 1,2 = 336,7 \text{ м}^3/\text{ч};$$

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					Лист	
			2021/354/ДС38-PD-ILO.IOS3.5.TCH					18
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док		

$T$  – температура газа,  $T=278$  К;

$\gamma$  – коэффициент сжимаемости газа,  $\gamma=0,98$ ;

$D$  – диаметр факельной трубы; принимаем по диаметру оголовка  $D=0,1$  м;

$T_0$  – температура при стандартных условиях,  $T_0=293$  К.

Скорость истечения сбросного газа составляет при диаметре факела 100 мм:

$$V = \frac{4WT\gamma}{3600\pi D^2 T_0} = \frac{4 \cdot 336,7 \cdot 278 \cdot 0,98}{3600 \cdot 3,14 \cdot 0,1^2 \cdot 293} = 11,08 \text{ м/с}$$

Скорость истечения сбросного газа меньше допустимой скорости 80 м/с.

Таким образом, существующая факельная установка обеспечит утилизацию перспективных объемов попутного нефтяного газа.

Проверка безопасной эксплуатации выполнена на диаметр факела 100 мм.

Расчет высоты факельного ствола по допустимым тепловым воздействиям выполнен в соответствии с приложением № 7 «Руководства по безопасности факельных систем».

Плотность теплового потока в расчетной точке  $q$  (кВт/м<sup>2</sup>) определяется по формуле:

$$q = q_n + q_c, \text{ где}$$

$q_n$  – плотность теплового потока от пламени, кВт/м<sup>2</sup>;

$q_c$  – прямая солнечная радиация, кВт/м<sup>2</sup>, определяется для 11-12 ч. Согласно ТСН 23-301-04/8 «Строительная климатология Пермской области»  $q_c=0,71$  кВт/м<sup>2</sup>.

Плотность теплового потока от пламени определяется по формуле:

$$q_n = \frac{\varepsilon Q}{4\pi[(X - Z \sin \alpha)^2 + (H - h + Z \cos \alpha)^2]} \text{ при } \mu < 0,2,$$

$$q_n = \frac{\varepsilon Q}{4\pi[X^2 + (H - h + Z)^2]} \text{ при } \mu \geq 0,2, \text{ где}$$

$\varepsilon$  – коэффициент излучения пламени;

$Q$  – количества тепла, выделяемое пламенем, кВт;

$X$  – расстояние от факельного ствола, м;

$Z$  – расстояние от центра излучения пламени до верха ствола, м;

$\alpha$  – угол отклонения пламени (угол между вертикалью и осью пламени), градусы;

$H$  – высота факельного ствола, м,  $H=10$  м;

$h$  – высота объекта, м, для человека принимаем  $h=1,9$  м;

$\mu$  – отношение скорости истечения к скорости звука в сбрасываемом газе,

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-ILO.IOS3.5.TCH	Лист
							19

$$\mu = V / V_{зв}, \text{ где}$$

$V$  – скорость истечения сбросного газа, м/с;

$V_{зв}$  – скорость звука в сбросном газе, м/с.

Скорость звука в сбросном газе определяется по формуле:

$$V_{зв} = 91,5\sqrt{kT/M}, \text{ где}$$

$k$  – показатель адиабаты,  $k=1,29$ ;

$M$  – молекулярная масса,  $M=25,8$  кг/кмоль.

Скорость звука в сбросном газе составляет:

$$V_{зв} = 91,5\sqrt{kT/M} = 91,5 \cdot \sqrt{1,29 \cdot 278 / 25,8} = 341,1 \text{ м/с}$$

Коэффициент  $\mu$  составляет:

$$\mu = V / V_{зв} = 11,08 / 341,1 = 0,032 ,$$

$$\mu < 0,2$$

Коэффициент излучения пламени находим по формуле «Методики расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при сжигании попутного нефтяного газа на факельных установках», утвержденной приказом Госкомэкологии России от 08.04.1998 № 199, п. 8.3.3:

$$\varepsilon = 0,048 M^{0,5}$$

Коэффициент излучения пламени составляет:

$$\varepsilon = 0,048 M^{0,5} = 0,048 \cdot 25,8^{0,5} = 0,244$$

Количество тепла, выделяемое пламенем, находим по формуле:

$$Q = \frac{Q_n \cdot \sum W_i}{3600}, \text{ где}$$

$Q_n$  – низшая теплота сгорания сбросного газа,

$$Q_n = 3107 \text{ ккал/м}^3 = 13000 \text{ кДж/м}^3.$$

$$W_i = 280,6 \text{ м}^3/\text{час}$$

Количество тепла, выделяемое пламенем, составляет:

$$Q = \frac{Q_n W}{3600} = \frac{13000 \cdot 280,6}{3600} = 1013,3 \text{ кВт}$$

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата





- у основания факельного ствола – 9,4 кВт/м<sup>2</sup>;
  - у основания факельного ствола (при условии, что персонал может покинуть опасную зону в течение 30 с) - 4,8 кВт/м<sup>2</sup>;
  - у ограждения факела - 2,8 кВт/м<sup>2</sup>;
  - неограниченное время пребывания персонала – 1,4 кВт/м<sup>2</sup>.
- Таким образом, принятая высота факела 10 м обеспечивает плотность теплового потока меньше допустимого.

#### 4. Расчет размеров конденсатосборника.

Расход газа согласно составляет 9806 тыс.м<sup>3</sup>/год или 280,6 м<sup>3</sup>/час.

Расчет диаметра конденсатосборника выполнен из условия обеспечения скорости газа, достаточной для выпадения из потока газа капелек жидкости.

Диаметр газосепаратора  $D$  (м) рассчитывается по формуле:

$$D = \sqrt{\frac{4}{\pi \cdot (1 - f)} \cdot \frac{Q}{3600 \cdot w} \cdot \frac{P_0 \cdot T \cdot Z}{(P + 0,1013) \cdot T_0}};$$

где

$f$  – степень заполнения аппарата,  $f=0$ ;

$Q$  – максимальный расход газа,  $Q=336,7$  м<sup>3</sup>/ч с 20% запасом;

$w$  – требуемая скорость газа в аппарате, м/с:

$$w = 0,775 \cdot \frac{1}{\sqrt{\frac{P + 0,1013}{P_0}}};$$

$P_0$  – абсолютное давление при стандартных условиях,  $P_0=0,1013$  МПа;

$T$  – рабочая температура,  $T=+5^\circ\text{C} = 278$  К;

$Z$  – коэффициент сжимаемости газа,  $Z=0,98$ ;

$P$  – рабочее избыточное давление,  $P=0,1$  МПа;

$T_0$  – температура при стандартных условиях,  $T_0=+20^\circ\text{C} = 293$  К.

Требуемая скорость газа в аппарате составляет:

$$w = 0,775 \cdot \frac{1}{\sqrt{\frac{0,1 + 0,1013}{0,1013}}} = 0,55;$$

Диаметр конденсатосборника должен составлять не менее, м:

$$D = \sqrt{\frac{4}{3,14 \cdot (1 - 0)} \cdot \frac{336,7}{3600 \cdot 0,55} \cdot \frac{0,1013 \cdot 278 \cdot 0,98}{(0,1 + 0,1013) \cdot 293}} = 0,32 \text{ м}$$

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

										Лист
										22
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-ILO.IOS3.5.TCH				





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

Параметры испытания технологических трубопроводов на прочность и плотность и дополнительного испытания на герметичность приведены в таблице 6.4 – Параметры испытания технологических трубопроводов на прочность, плотность и дополнительного испытания на герметичность

Трубопровод	Расчетное давление, МПа	Испытательное давление, МПа		Время выдержки, мин	Дополнительное испытание на герметичность, МПа	Допустимое падение давления, МПа/час	Время выдержки, час	Требуемое количество воды, м <sup>3</sup>
		На прочность	На плотность					
Выкидные трубопроводы	4,0	5,72	4,0	Не менее 30	4,0	0,0080	24	см. том 6 «Проект организации строительства».
Дренажный трубопровод	1,6	2,29	1,6	Не менее 30	1,6	0,0032	24	
Трубопровод откачки из дренажной емкости	1,6	2,29	1,6	Не менее 30	1,6	0,0032	24	
Дыхательный трубопровод из дренажной емкости	1,6	-	-	-	-	-	-	

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

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

Трубопровод	Расчетное давление, МПа	Испытательное давление, МПа		Время выдержки, мин	Дополнительное испытание на герметичность, МПа	Допустимое падение давления, МПа/час	Время выдержки, час	Требуемое количество воды, м <sup>3</sup>
		На прочность	На плотность					
Выкидные трубопроводы	4,0	5,72	4,0	Не менее 30	4,0	0,0080	24	см. том 6 «Проект организации строительства».
Дренажный трубопровод	1,6	2,29	1,6	Не менее 30	1,6	0,0032	24	
Трубопровод откачки из	1,6	2,29	1,6	Не менее 30	1,6	0,0032	24	

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-ILO.IOS3.5.TCH	Лист
							25





электроконтактный манометр, по сигналу которого при достижении 4,0 МПа останавливается привод станка-качалки.

Допускаемое напряжение при расчете соединений элементов на статическую прочность принимаем по формуле 5.1 согласно ГОСТ 32388-2013:

$$[\sigma] = \left[ \frac{\sigma_m}{2,4}, \frac{\sigma_p}{1,5} \right],$$

где  $\sigma_m$  – временное сопротивление разрыву, МПа; принят по сертификату на трубу из Стали В 20  $R_b=412$  МПа;

$\sigma_p$  – предел текучести, МПа; принят согласно сертификату на трубу из Стали 20  $R_{o,z}=245$  МПа.

$$[\sigma] = \frac{412}{2,4} = 172 \text{ МПа};$$

$$[\sigma] = \frac{245}{1,5} = 163 \text{ МПа};$$

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			2021/354/ДС38-PD-ILO.IOS3.5.TCH							28
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		





### Расчет срока службы технологических трубопроводов

Расчет срока службы технологического трубопровода выполнен в соответствии с Приложением Д ГОСТ 32388-2013 «Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия», формула Д.8:

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

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

$c_1$  – прибавка на утонение стенки;

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

Назначенный ресурс технологических трубопроводов – 20 лет.

Результаты расчета ресурса трубопроводов представлены в таблице 6..

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

### 7 Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования

Сведения об оборудовании, грузоподъемных, транспортных средствах и механизмах, используемых в процессе строительства, приведены в томе 5.1 2021/354/ДС38-PD-POS1.

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист
									30
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-ILO.IOS3.5.TCH

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

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

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

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

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

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

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			2021/354/ДС38-PD-ILO.IOS3.5.TCH							31
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		







Организация и оснащение рабочих мест соответствует требованиям нормативных и правовых актов по охране труда и обеспечивает удобство, оперативность и надежность обслуживания сооружений месторождения.

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.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			2021/354/ДС38-PD-ILO.IOS3.5.TCH							35
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		





- возможность настройки на месте эксплуатации защиты от перегрузки и недогрузки электродвигателя по току и выбора рабочей зоны по напряжению сети;
- световая сигнализация об аварийной остановке насоса;
- подключение внешних переносных потребителей.

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

По данному проекту источниками загрязнения атмосферного воздуха при эксплуатации проектируемых сооружений в рабочем режиме являются нефтедобывающие скважины №№ 330, 333, 332, 331, неплотности фланцевых соединений. Источники выбросов – неорганизованные.

Количество и состав выбросов в атмосферу от проектируемых сооружений приведен в таблице 13.1.

Таблица 13.1 – Количество и состав выбросов в атмосферу при эксплуатации

Наименование вещества	Код вещества	ПДК м.р. мг/м <sup>3</sup>	ПДК с.с. мг/м <sup>3</sup>	ПДК с.г. мг/м <sup>3</sup>	ОБ УВ мг/м <sup>3</sup>	Клас с опасности	Количество выбрасываемых веществ			
							Способ эксплуатации ЭЦН и ШГН		Способ эксплуатации ШГН	
							г/с	т/год	г/с	т/год
<b>Ножовское месторождение</b>										
Метан	0410	-	-	-	50	-	0,08510563	0,07679165	0,08572563	0,09635865
Смесь предельных углеводородов С1Н4-С5Н12	0415	200	50	-	-	4	0,56374248	1,21587562	0,57745948	1,64845662
Смесь предельных углеводородов С6Н14-С10Н22	0416	50	5	-	-	3	0,01075407	0,02466108	0,01115307	0,03724008
Бензол	0602	0,3	0,06	0,005	-	2	0,00621761	0,01263921	0,00629561	0,01508521
Ксилол	0616	0,2	-	0,1	-	3	0,00195431	0,00397538	0,00197831	0,00474438
Толуол	0621	0,6	-	0,4	-	3	0,00390968	0,00795676	0,00395768	0,00949376
Метанол	1052	1	0,5	0,2	-	3	0,000001	0,000032	0,000001	0,000032
<b>Итого:</b>							<b>0,67168478</b>	<b>1,3419317</b>	<b>0,68657078</b>	<b>1,8114107</b>

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

Сточными водами являются ливневые стоки с приустьевых площадок. Количество и способы утилизации ливневых стоков приведены в томе 4.3.3 2021/354/ДС38-PD-ILO.IOS3.3.

Сбросы в водные источники отсутствуют.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-ILO.IOS3.5.TCH	Лист
							37









## 18 Список литературы

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

Взам. инв. №	Подл. и дата	Инв. № подл.							Лист
			2021/354/ДС38-PD-ILO.IOS3.5.TCH						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

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

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС38-PD-ILO.IOS3.5.TCH	Лист
								43
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док		Подп.



**ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ  
ДЕКЛАРАЦИЯ О СООТВЕТСТВИИ**

**Заявитель** Акционерное общество «Технология».  
Основной государственный регистрационный номер: 1021801064548.  
Место нахождения: 427430, Российская Федерация, Республика Удмуртская, город Воткинск, улица Торфозаводская, дом 14, помещение 40

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

**в лице** Директора Александра Васильевича Артеменко

**заявляет, что**

**ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ:** Арматуры фонтанные типа АФ, нагнетательные типа АН  
Продукция изготовлена в соответствии с ТУ 3660-004-43662384-99 «Устьевое оборудование нефтепромысловое»  
Технические условия

**изготовитель** Акционерное общество «Технология».

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

код ТН ВЭД ЕАЭС 8481 80 599 0

Серийный выпуск

соответствует требованиям

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

**Декларация о соответствии принята на основании**

протоколов испытаний №№ 1321-05/07-ЭСТ, 1322-05/07-ЭСТ от 29.05.2018 года, выданных испытательной лабораторией «ЭС-Тест» Общества с ограниченной ответственностью «Эксперт-Сертификация», регистрационный № РОСС RU.31485.04ИДЮ0.005; обоснования безопасности; руководства по эксплуатации; паспорта

Схема декларирования: 1д

**Дополнительная информация**

Условия хранения продукции в соответствии с требованиями ГОСТ 15150-69. Срок хранения (службы, годности) указан в прилагаемой к продукции эксплуатационной документации. Стандарты, обеспечивающие соблюдение требований Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 010/2011 "О безопасности машин и оборудования": ГОСТ 13846-2003 "Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции"; ГОСТ Р 51365-2009 "Нефтяная и газовая промышленность. Оборудование для бурения и добычи. Оборудование устья скважины и фонтанное устьевое оборудование. Общие технические требования" раздел 4

Декларация о соответствии действительна с даты регистрации по 28.05.2023 включительно.

(подпись)



Александр Васильевич Артеменко

(Ф.И.О. заявителя)

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

Дата регистрации декларации о соответствии 29.05.2018

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС38-PD-ILO.IOS3.5.TCH

Лист

44



## 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

Взам. инв. №

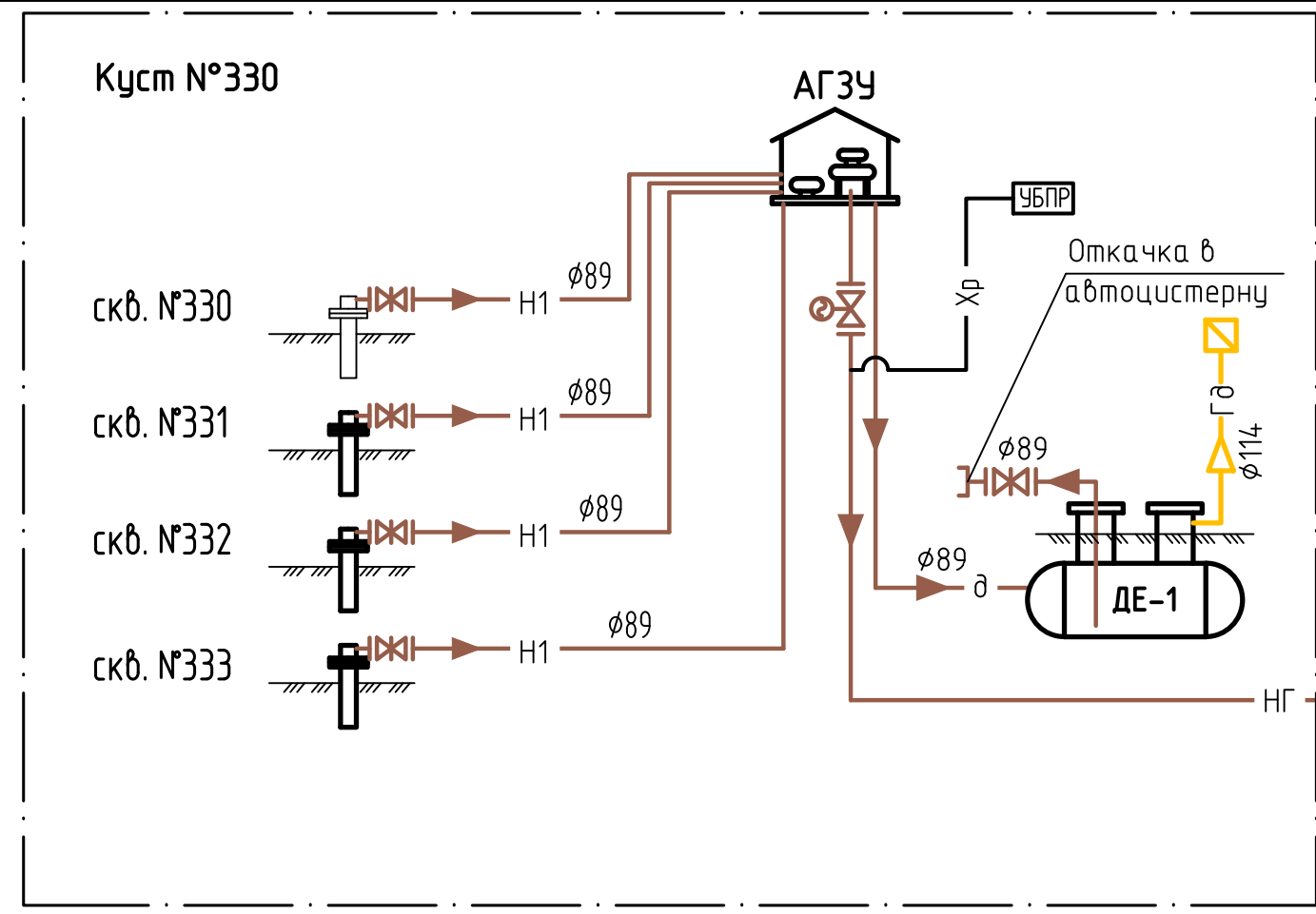
Подп. и дата

Изм. № подл.

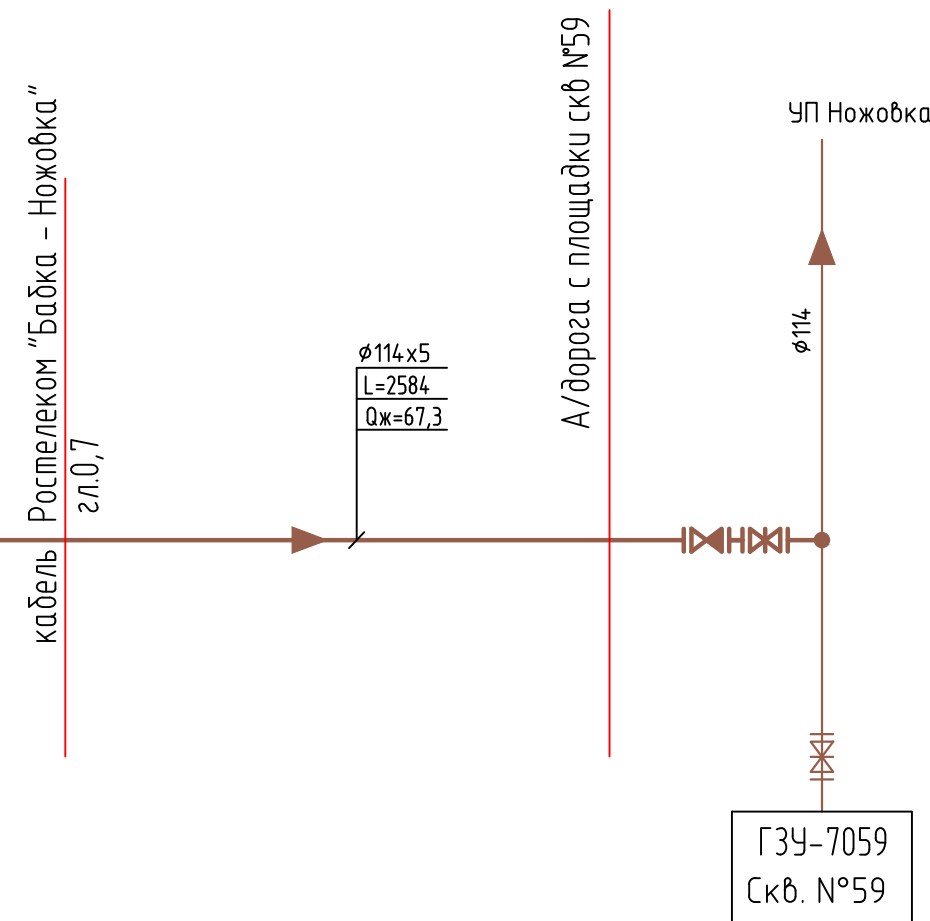
21z0121-PD-ILO.IOS3.3.TCH

Лист

45



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.

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

2021/354/ДС38-РД-ИЛО.10S3.5.GCH					
Строительство и обустройство скважин Ножовского месторождения (модуль № 138) Куст №330.					
Изм.	Кол.уч.	Лист	И док.	Подпись	Дата
Разработал	Наберухин				10.22
Проверил	Коротаева				10.22
Нач. отд.	Субкова				10.22
Н. контроль	Субкова				10.22
				Стадия	Лист
				П	1
Принципиальная технологическая схема				НПЦ «Нефтегазовый инжиниринг»	