

**Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»
«Научно-проектный институт обустройства нефтяных и газовых месторождений»**

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

**Строительство и обустройство скважин Гавринского месторождения
(модуль 141)»**

Проектная документация

**Раздел 10 Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными
законами**

**Часть 4 Требование к обеспечению безопасной эксплуатации объектов
капитального строительства**

2021/354/ДС88-PD-ТВЕ

Том 10.4

Договор №

2021/354/ДС88

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2024

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»
«Научно-проектный институт обустройства нефтяных и газовых месторождений»

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

«Строительство и обустройство скважин Гавринского месторождения
(модуль 141)»

Проектная документация

Раздел 10 Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными зако-
нами

Часть 4 Требование к обеспечению безопасной эксплуатации объектов
капитального строительства

2021/354/ДС88-PD-TBE

Том 10.4

Договор №

2021/354/ДС88

Заместитель директора

В.А. Войтенко

Главный инженер проекта

Д.Ю. Минин

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2024

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

Обозначение	Наименование	Примечание
2021/354/ДС88-PD-TBE.S	Содержание тома 10.4	2
2021/354/ДС88-PD-SP	Состав проектной документации	3
2021/354/ДС88-PD-TBE.TCH	Текстовая часть	4

Согласовано		

Взам. инв. №	
--------------	--

Подп. и дата	
--------------	--

Инв. № подл.	
--------------	--

						2021/354/ДС88-PD-TBE.S			
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				
Разраб.			Богданов		01.2024	СОДЕРЖАНИЕ ТОМА	Стадия	Лист	Листов
Проверил			Сивкова		01.2024		П	1	1
Нач.отд.			Сивкова		01.2024		НПИ ОНГМ		
Н.контр.			Сивкова		01.2024				
ГИП			Минин		01.2024				

Содержание

1	Основание для разработки проектной документации. Исходные данные и условия для проектирования	3
2	Перечень зданий и сооружений.....	4
3	Характеристика объекта капитального строительства	15
3.1	Технологические здания и сооружения.....	15
3.2	Электрические нагрузки.....	18
3.3	Строительные конструкции	18
4	Перечень мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации объекта капитального строительства	21
4.1	Мероприятия по обеспечению безопасной эксплуатации технологических трубопроводов и оборудования.....	21
4.1.1	Мероприятия по обеспечению промышленной безопасности при совмещении во времени различных по характеру работ на кустах скважин	24
4.1.2	Мероприятия по обеспечению промышленной безопасности насосного оборудования.....	25
4.2	Мероприятия по обеспечению безопасной эксплуатации промышленных трубопроводов.....	27
4.2.1	Мероприятия по обеспечению промышленной безопасности средств ЭХЗ промышленных трубопроводов	29
4.3	Мероприятия по обеспечению безопасной эксплуатации сетей и сооружений водоотведения	31
4.4	Мероприятия по обеспечению безопасной эксплуатации электротехнических объектов	32
4.4.1	Электротехнические объекты.....	32
4.4.1.1	Общие требования	32
4.4.1.2	Распределительное устройство (РУ).....	33
4.4.2	Релейная защита и автоматика	34
4.4.3	КТП-6(10)/0,4кВ (силовые трансформаторы).....	37
4.4.4	Электродвигатели	38
4.4.5	Заземляющие устройства	39
4.5	Мероприятия по обеспечению безопасной эксплуатации оборудования системы связи, пожарной сигнализации и технических средств охраны.....	41
4.6	Мероприятия по безопасной эксплуатации систем автоматизации	43
4.7	Мероприятия по обеспечению безопасной эксплуатации строительных конструкций.....	46
5	Требования по уходу за трассами	47
5.1	Трассы трубопроводов	47
5.2	Линии электропередач, токопроводы и кабельные линии	52

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

2021/354/ДС88-PD- ТВЕ.ТСН

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Текстовая часть	Стадия	Лист	Листов
								П	1
Разраб.		Богданов			01.2024	ТЕКСТОВАЯ ЧАСТЬ	НПИ ОНГМ		
Проверил		Сивкова			01.2024				
Нач.отд.		Сивкова			01.2024				
Н.контр.		Сивкова			01.2024				
ГИП		Минин			01.2024				

5.2.1 ВЛ-6(10) кВ и токопроводы.....	52
5.2.2 Кабельные линии (КЛ)	55
6 Установление периодичности осмотров и мониторинга состояния объекта капитального строительства	56
6.1 Технологические здания и сооружения.....	56
6.2 Электротехнические объекты.....	59
6.2.1 Распределительное устройство (РУ).....	59
6.2.2 КТП–6(10)/0,4кВ (силовые трансформаторы)	59
6.2.3 Электродвигатели	60
6.2.4 Заземляющие устройства	60
6.2.5 Кабельные линии (КЛ)	61
6.3 Сооружения и сети водоотведения	62
7 Список использованной нормативной литературы.....	63
Таблица регистрации изменений	66

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС88-PD- ТВЕ.ТСН	Лист
								2
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док		Подп.

2 Перечень зданий и сооружений

Состав проектируемых технологических сооружений приведен в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Состав проектируемых технологических сооружений

№, п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
Куст №1 (расширение)				
1	Скважины добывающие, обустроенные способ эксплуатации ШГН (№№69,70,19,66,81,62,15,65,14,64, 63):	шт.	11	
1.1.1	ШГН (№№63,66):	шт.	2	Станок-качалка ПШСН-80-3-40; N=15 кВт, в комплекте с рамой, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов.
1.1.2	ШГН (№№69,70,62,65,14,64):	шт.	6	Станок-качалка ПШСН-80-3-40; N=22 кВт, в комплекте с рамой, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов.
1.1.3	ШГН (№№81,15):	шт.	2	Станок-качалка ПШСН-80-3-40; N=30 кВт, в комплекте с рамой, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов.
1.1.4	ШГН (№19):	шт.	1	Станок-качалка ПШСН-80-3-40; N=45 кВт, в комплекте с рамой, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов.
1.2	Штанговращатель и штанги с полиамидными скребками (способ эксплуатации ШГН)	компл.	11	ШЧ-8000М
1.3	Счетчик жидкости для проектируемых скважин	компл.	11	Индивидуальное замерное устройство (счетчик СКЖ-30-40М2) с обвязкой.
1.4	Устьевая арматура АУШГНК-15-65/50-14-Ф-180/230-Г73-К2-ЕЕ-2-ВУС-КВ-2/3х16-КОР-СУС-УХЛ на давление 14МПа, с нижним фланцем трубной головки 230х35, с колонной обвязкой ОКР1-230х35[168ВС]-В-245/ВС-К2-ЕЕ-2-УХЛ на давление 21МПа с верхним фланцем 230х35	компл	11	Диаметр условного прохода ствола – 65мм; Диаметр условного прохода боковых струн – 50мм; Рабочее давление: - устьевой арматуры – 14,0МПа - колонной головки - 21,0МПа
2	Скважины добывающие,	шт.		

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-РД-ТВЕ.ТСН	Лист
							4

№, п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
	обустраиваемые способ эксплуатации ЭЦН (№№47,46):		2	
2.1	Насосный агрегат добывающих скважин №№47,46	шт.	2	Центробежный насос ЭЦН 5-40 с электроприводом, со станцией управления с частотным регулированием, - номинальная подача –40 м³/сут; - напор – 1500 м
2.2	Механизм депарафинизации скважин механическим способом с аналоговой станцией управления и лубрикатором	компл.	2	Л65-21-01
2.3	Счетчик жидкости для проектируемых скважин	компл.	2	Индивидуальное замерное устройство (счетчик СКЖ-30-40М2) с обвязкой.
2.4	Устьевая арматура АФК-3-65/65-14-Ф-180/230-Г73-К2-ЕЕ-2-3Д-КВ-1/3х16-КОР-УХЛ на давление 14МПа, с нижним фланцем трубной головки 230х35, с колонной обвязкой ОКР1-230×35[168ВС]-В-245/ВС-К2-ЕЕ-2-УХЛ на давление 21МПа с верхним фланцем 230х35	компл	2	Диаметр условного прохода ствола – 65мм; Диаметр условного прохода боковых струн – 65мм; Рабочее давление: - устьевой арматуры – 14,0МПа - колонной головки - 21,0МПа
3	Выкидные трубопроводы	м	310	Ø89х5, ГОСТ 8732-78 из стали 20 ГОСТ 8731-74, с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием
4	Нефтегазосборный трубопровод «Куст №1 – т.вр. в трубопровод «Скв. №№1,4 – т.вр. в нефтегазосборный трубопровод «ГЗУ-0231 – ГЗУ-0229»	км	0,02 (линейная часть отсутствует)	
4	Устьевой блок подачи реагента	шт.	1	УБПР05-00-К-0,25/40-0,4-К; мощность 2,5 кВт

Куст №2 (расширение)

1	Скважины добывающие, обустраиваемые на 1 способ эксплуатации (скв. №№24,49,75,23,22,73,48,71,18):	шт.	9	
1.1.1	ШГН (скв. №22)	шт.	1	Станок-качалка ПШСН-80-3-40; N=15 кВт, в комплекте с рамой, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов.
1.1.2	ШГН (скв. №№24,75,48,71,49,23)	шт.	6	Станок-качалка ПШСН-80-3-40; N=22 кВт, в комплекте с рамой, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов.
1.1.3	ШГН (скв. №№73,18)	шт.	2	Станок-качалка ПШСН-80-3-40; N=30 кВт, в

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-ТВЕ.ТСН	Лист 5
-----	--------	------	-------	-------	------	--------------------------	-----------

№, п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
				комплекте с рамой, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов.
1.2	Штанговращатель и штанги с полиамидными скребками (способ эксплуатации ШГН)	компл.	9	ШЧ-8000М
1.3	Счетчик жидкости	компл.	9	Индивидуальное замерное устройство (счетчик СКЖ-30-40М2) с обвязкой.
1.4	Устьевая арматура АУШГНК-15-65/50-14-Ф-180/230-Г73-К2-ЕЕ-2-ВУС-КВ-2/3х16-КОР-СУС-УХЛ на давление 14МПа, с нижним фланцем трубной головки 230х35, с колонной обвязкой ОКР1-230×35[168ВС]-В-245/ВС-К2-ЕЕ-2-УХЛ на давление 21МПа с верхним фланцем 230х35	компл	9	Диаметр условного прохода ствола – 65мм; Диаметр условного прохода боковых струн – 50мм; Рабочее давление: - устьевой арматуры – 14,0МПа - колонной головки - 21,0МПа
2	Выкидные трубопроводы	м	232	Ø89х5, ГОСТ 8732-78 из стали 20 ГОСТ 8731-74, с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием.
3	Нефтегазосборный трубопровод «Куст №2 – т.вр. в трубопровод «Скв. №2 – т.вр. в нефтегазосборный трубопровод от скв. №№1,4»»	км	0,209	
4	Устьевой блок подачи реагента	шт.	1	УБПР05-00-К-0,25/40-0,4-К; мощность 2,5 кВт

Куст №3 (расширение)

1	Скважины добывающие, обустроенные способ эксплуатации ШГН (№№11,13,44,45,42,40,6,60,41,43):	шт.	10	
1.1.1	ШГН (№60):	шт.	1	Станок-качалка ПШСН-80-3-40; N=30 кВт, в комплекте с рамой, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов.
1.1.2	ШГН (№№11,40,42,13,44,6,41,43,45):	шт.	9	Станок-качалка ПШСН-80-3-40; N=45 кВт, в комплекте с рамой, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов.
1.2	Штанговращатель и штанги с полиамидными скребками (способ эксплуатации ШГН)	компл.	10	ШЧ-8000М
1.3	Счетчик жидкости для проектируемых скважин	компл.	10	Индивидуальное замерное устройство (счетчик СКЖ-30-40М2) с обвязкой.
1.4	Устьевая арматура	компл	10	Диаметр условного прохода ствола – 65мм;

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-TBE.TCH	Лист
							6

№, п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
	АУШГНК-15-65/50-14-Ф-180/230-Г73-К2-ЕЕ-2-ВУС-КВ-2/3х16-КОР-СУС-УХЛ на давление 14МПа, с нижним фланцем трубной головки 230х35, с колонной обвязкой ОКР1-230×35[168ВС]-В-245/ВС-К2-ЕЕ-2-УХЛ на давление 21МПа с верхним фланцем 230х35			Диаметр условного прохода боковых струн – 50мм; Рабочее давление: - устьевой арматуры – 14,0МПа - колонной головки - 21,0МПа
2	Скважины добывающие, обустроенные способ эксплуатации ЭЦН (№№7,10):	шт.	2	
2.1	Насосный агрегат добывающих скважин №№7,10	шт.	2	Центробежный насос ЭЦН 5-40 с электроприводом, со станцией управления с частотным регулированием, - номинальная подача –40 м³/сут; - напор – 2000 м
2.2	Механизм депарафинизации скважин механическим способом с аналоговой станцией управления и лубрикатором	компл.	2	Л65-21-01
2.3	Счетчик жидкости для проектируемых скважин	компл.	2	Индивидуальное замерное устройство (счетчик СКЖ-30-40М2) с обвязкой.
2.4	Устьевая арматура АФК-3-65/65-14-Ф-180/230-Г73-К2-ЕЕ-2-ЗД-КВ-1/3х16-КОР-УХЛ на давление 14МПа, с нижним фланцем трубной головки 230х35, с колонной обвязкой ОКР1-230×35[168ВС]-В-245/ВС-К2-ЕЕ-2-УХЛ на давление 21МПа с верхним фланцем 230х35	компл	2	Диаметр условного прохода ствола – 65мм; Диаметр условного прохода боковых струн – 65мм; Рабочее давление: - устьевой арматуры – 14,0МПа - колонной головки - 21,0МПа
3	Выкидные трубопроводы	м	306	Ø89х5, ГОСТ 8732-78 из стали 20 ГОСТ 8731-74, с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием
4	Нефтегазосборный трубопровод «Куст №1 – т.вр. в трубопровод «СКВ. №3 – т.вр. в нефтегазосборный трубопровод от скв. №№1,4»»	км	0,132	
5	Устьевой блок подачи реагента	шт.	1	УБПР05-00-К-0,25/40-0,4-К; мощность 2,5 кВт
Куст №4				
1	Скважины добывающие, обустроенные на 1 способ эксплуатации (скв. №№27,50,76,26,77):	шт.	5	
1.1.1	ШГН (скв. №№76,77)	шт.	2	Станок-качалка ПШСН-80-3-40; N=15 кВт, в комплекте с рамой, станцией

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС88-PD-TBE.TCH

Лист

7

№, п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
				управления, ограждением и комплектом сменных шкивов.
1.1.2	ШГН (скв. №№27,26)	шт.	2	Станок-качалка ПШСН-80-3-40; N=30 кВт, в комплекте с рамой, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов.
1.1.3	ШГН (скв. №50)	шт.	1	Станок-качалка ПШСН-80-3-40; N=45 кВт, в комплекте с рамой, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов.
1.2	Штанговращатель и штанги с полиамидными скребками (способ эксплуатации ШГН)	компл.	5	ШЧ-8000М
1.3	Счетчик жидкости	компл.	5	Индивидуальное замерное устройство (счетчик СКЖ-30-40М2) с обвязкой.
1.4	Устьевая арматура АУШГНК-15-65/50-14-Ф-180/230-Г73-К2-ЕЕ-2-ВУС-КВ-2/3х16-КОР-СУС-УХЛ на давление 14МПа, с нижним фланцем трубной головки 230х35, с колонной обвязкой ОКР1-230х35[168ВС]-В-245/ВС-К2-ЕЕ-2-УХЛ на давление 21МПа с верхним фланцем 230х35	компл	5	Диаметр условного прохода ствола – 65мм; Диаметр условного прохода боковых струн – 50мм; Рабочее давление: - устьевой арматуры – 14,0МПа - колонной головки - 21,0МПа
2	Выкидные трубопроводы	м	110	Ø89х5, ГОСТ 8732-78 из стали 20 ГОСТ 8731-74, с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием.
3	Нефтегазосборный трубопровод «Куст №4 – т.вр. в трубопровод «Скв. №3 – т.вр. в нефтегазосборный трубопровод от скв №№1,4»»	км	1,159	
4	Устьевой блок подачи реагента	шт.	1	УБПР05-00-К-0,25/40-0,4-К; мощность 2,5 кВт
5	Устройство пуска очистных устройств	компл.	1	Тип III-УПП1-80-4,0
6	Устройство приема очистных устройств	компл.	1	Тип III-УПП2-80-4,0
Куст №5				
1	Скважины добывающие, обустроенные на 1 способ эксплуатации (скв. №5):	шт.	1	
1.1	ШГН (скв. №5)	шт.	1	Станок-качалка ПШСН-80-3-40; N=22 кВт, в комплекте с рамой, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

№, п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
1.2	Штанговращатель и штанги с полиамидными скребками (способ эксплуатации ШГН)	компл.	1	ШЧ-8000М
1.3	Счетчик жидкости	компл.	1	Индивидуальное замерное устройство (счетчик СКЖ-30-40М2) с обвязкой.
1.4	Устьевая арматура АУШГНК-15-65/50-14-Ф-180/230-Г73-К2-ЕЕ-2-ВУС-КВ-2/3х16-КОР-СУС-УХЛ на давление 14МПа, с нижним фланцем трубной головки 230х35, с колонной обвязкой ОКР1-230×35[168ВС]-В-245/ВС-К2-ЕЕ-2-УХЛ на давление 21МПа с верхним фланцем 230х35	компл.	1	Диаметр условного прохода ствола – 65мм; Диаметр условного прохода боковых струн – 50мм; Рабочее давление: - устьевой арматуры – 14,0МПа - колонной головки - 21,0МПа
2	Выкидные трубопроводы	м	13	Ø89х5, ГОСТ 8732-78 из стали 20 ГОСТ 8731-74, с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием.
3	Нефтегазосборный трубопровод «Куст №5 – т.вр. в трубопровод «Куст №2 – т.вр. в трубопровод «Скв. №2 – т.вр. в нефтегазосборный трубопровод от скв. №№1,4»»»	км	1,210	
4	Устьевой блок подачи реагента	шт.	1	УБПР05-00-К-0,25/40-0,4-К; мощность 2,5 кВт
5	Устройство пуска очистных устройств	компл.	1	Тип III-УПП1-80-4,0
6	Устройство приема очистных устройств	компл.	1	Тип III-УПП2-80-4,0

Таблица 2.2 – Состав проектируемых линейных сооружений системы ППД

Таблица 2.2

Наименование и краткая характеристика	Ед. изм.	Количество
Этап 1.2. Обустройство куста № 1		
- Нагнетательный водовод «ВРП-0217 – ВРП на кусте № 1» Рраб.=13,8 МПа, труба 114×8 ГОСТ 8732-78* гр.В ст 20, с трехслойным наружным покрытием усиленного типа на основе экструдированного полиэтилена, футерованная изнутри полиэтиленовой трубой	км	4,280
Этап 2.2. Обустройство куста № 2		
- нагнетательный водовод «Т. врезки в водовод «ВРП-0217 – ВРП на кусте № 1» - ВРП на кусте № 2» Рраб.=13,8 МПа, труба 89×8 ГОСТ 8732-78* гр.В ст 20, с трехслойным наружным покрытием усиленного типа на основе экструдированного полиэтилена, футерованная изнутри полиэтиленовой трубой	км	0,278

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

Состав внутриплощадочных сооружений для системы ППД приведен в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Состав внутриплощадочных проектируемых сооружений системы ППД

№п/п	Наименование	Ед.изм.	Кол.	Характеристика
Обустройство куста № 1				
1	Блок гребенки открытого типа на 8 подключений	шт.	1	БГ-8х21.0000-Д-3Д(2)-1,3-65х65(0)-Л
2	Нагнетательный водовод «ВРП на кусте № 1 - скв. № 72»	км	0,058	труба Ø89×8, ГОСТ 8732-78* гр.В ст 20, с наружным и внутренним антикоррозионным покрытием
3	Нагнетательный водовод «ВРП на кусте № 1 - скв. № 20»	км	0,102	труба Ø89×8, ГОСТ 8732-78* гр.В ст 20, с наружным и внутренним антикоррозионным покрытием
4	Нагнетательный водовод «ВРП на кусте № 1 - скв. № 79»	км	0,112	труба Ø89×8, ГОСТ 8732-78* гр.В ст 20, с наружным и внутренним антикоррозионным покрытием
5	Нагнетательный водовод «ВРП на кусте № 1 - скв. № 90»	км	0,133	труба Ø89×8, ГОСТ 8732-78* гр.В ст 20, с наружным и внутренним антикоррозионным покрытием
6	Нагнетательный водовод «ВРП на кусте № 1 - скв. № 17»	км	0,169	труба Ø89×8, ГОСТ 8732-78* гр.В ст 20, с наружным и внутренним антикоррозионным покрытием
7	Нагнетательный водовод «ВРП на кусте № 1 - скв. № 67»	км	0,174	труба Ø89×8, ГОСТ 8732-78* гр.В ст 20, с наружным и внутренним антикоррозионным покрытием
8	Нагнетательный водовод «ВРП на кусте № 1 - скв. № 16»	км	0,200	труба Ø89×8, ГОСТ 8732-78* гр.В ст 20, с наружным и внутренним антикоррозионным покрытием
9	Нагнетательный водовод «ВРП на кусте № 1 - скв. № 68»	км	0,231	труба Ø89×8, ГОСТ 8732-78* гр.В ст 20, с наружным и внутренним антикоррозионным покрытием
10	Скважина нагнетательная, в т.ч. оборудование:			
10.1	Колонная головка	шт.	8	ОКР1-230х35[168ВС]-В-245/ВС-К1-ВВ-1-УХЛ
10.2	Арматура нагнетательная	шт.	8	АНК-12-65/65-21-Ф-180/230-Г73-К1-ВВ-1-3Д-3ДШ-КОТ-УХЛ
Обустройство куста № 2				
1	Блок гребенки открытого типа на 3 подключения	шт.	1	БГ-3х21.0000-Д-3Д(2)-1,3-65х65(0)-Л
2	Нагнетательный водовод «ВРП на кусте № 2 - скв. № 21»	км	0,043	труба Ø89×8, ГОСТ 8733-74 гр.В ст. 20, с наружным и внутренним антикоррозионным покрытием

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

№п/п	Наименование	Ед.изм.	Кол.	Характеристика
3	Нагнетательный водовод «ВРП на кусте № 2 - скв. № 74»	км	0,057	труба Ø89×8, ГОСТ 8733-74 гр.В ст. 20, с наружным и внутренним антикоррозионным покрытием
4	Нагнетательный водовод «ВРП на кусте № 2 - скв. № 25»	км	0,155	труба Ø89×8, ГОСТ 8733-74 гр.В ст. 20, с наружным и внутренним антикоррозионным покрытием
5	Скважина нагнетательная, в т.ч. оборудование:			
5.1	Колонная головка	шт.	3	ОКР1-230х35[168ВС]-В-245/ВС-К1-ВВ-1-УХЛ
5.2	Арматура нагнетательная	шт.	3	АНК-12-65/65-21-Ф-180/230-Г73-К1-ВВ-1-3Д-3ДШ-КОТ-УХЛ
Обустройство расширяемого куста № 3				
1	Площадка водозаборной скважины, в т.ч. оборудование:			
1.1	Блок-бокс водозаборной скважины	шт.	1	Блок-бокс типа БВА 3,0х3,0
1.2	Насосный агрегат	шт.	2 (1раб., 1 рез.)	ЭЦВ 4-4-80 Q=75 м³/сут, P=0,80 МПа
2	Низконапорный водовод «Блок водозаборной скважины – ШНС»	км	0,015	труба Ø89×5, ГОСТ 8732-78 гр.В ст 20, с наружным и внутренним антикоррозионным покрытием
3	Площадка шурфовой насосной станции, в т.ч. оборудование:			
3.1	Насосный агрегат	шт.	1	ЭЦН5-80-1650 (3,5+5) Q=80 м³/сут, P=13,0 МПа
3.2	Головка колонная	шт.	1	ОКР1-230х35[168ВС]-В-245/ВС-К1-ВВ-1-УХЛ
3.3	Арматура фонтанная	шт.	1	АФК-3а-65/65-21-Р-180-Г73-К1-ВВ-1-3Д-КВ-1/3х16-КОР-УХЛ-ЭК168
4	Высоконапорный водовод «ШНС - ВРП»	км	0,018	Труба Ø89×8, ГОСТ 8733-74 гр. В ст. 20, с наружным и внутренним антикоррозионным покрытием
5	Блок гребенки закрытого типа на 3 подключения	шт.	1	БГ-3х21.СТ20-Д-3Д(2)-1,3-65х65(1)-Л
6	Нагнетательный водовод «ВРП на кусте № 3 - скв. № 12»	км	0,058	труба Ø89×8, ГОСТ 8733-74 гр.В ст. 20, с наружным и внутренним антикоррозионным покрытием
7	Нагнетательный водовод «ВРП на кусте № 3 - скв. № 8»	км	0,143	труба Ø89×8, ГОСТ 8733-74 гр.В ст. 20, с наружным и внутренним антикоррозионным покрытием
8	Нагнетательный водовод «ВРП на кусте № 3 - скв. № 9»	км	0,171	труба Ø89×8, ГОСТ 8733-74 гр.В ст. 20, с наружным и внутренним антикоррозионным покрытием
9	Скважина нагнетательная, в т.ч. оборудование:			
9.1	Колонная головка	шт.	3	ОКР1-230х35[168ВС]-В-245/ВС-К1-ВВ-1-УХЛ
9.2	Арматура нагнетательная	шт.	3	АНК-12-65/65-21-Ф-180/230-Г73-К1-ВВ-1-3Д-3ДШ-КОТ-УХЛ

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС88-PD-TBE.TCH

Лист

11

Состав сооружений для системы водоотведения приведен в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Состав проектируемых сооружений системы водоотведения

№ пп	Наименование	Единица измерения	Кол-во	Характеристика
Этап 1.2. Обустройство куста № 1				
1	Дождеприемный колодец	шт.	6	Сталь Ø1020 мм
2	Колодец с гидрозатвором	шт.	6	Сталь Ø 1020 мм
3	Сеть дождевой канализации	м	285,75	Труба стальная 219х6 по ГОСТ 10704-91 ст.20 гр. В
4	Дренаж	м	46,20	Труба стальная 57х6 по ГОСТ 8732-78 ст.20 гр. В
5	Канализационная емкость для сбора дождевых и талых вод типа ЕП	шт.	1	V=8 м ³
Этап 2.2. Обустройство куста № 2				
1	Дождеприемный колодец	шт.	12	Сталь Ø1020 мм
2	Колодец с гидрозатвором	шт.	4	Сталь Ø 1020 мм
3	Сеть дождевой канализации	м	272,60	Труба стальная 219х6 по ГОСТ 10704-91 ст.20 гр. В
4	Канализационная емкость для сбора дождевых и талых вод типа ЕП	шт.	1	V=8 м ³
Этап 3.2. Обустройство куста № 3				
1	Дождеприемный колодец	шт.	15	Сталь Ø1020 мм
2	Колодец с гидрозатвором	шт.	5	Сталь Ø 1020 мм
3	Сеть дождевой канализации	м	468,30	Труба стальная 219х6 по ГОСТ 10704-91 ст.20 гр. В
4	Дренаж	м	15,40	Труба стальная 57х6 по ГОСТ 8732-78 ст.20 гр. В
5	Канализационная емкость для сбора дождевых и талых вод типа ЕП	шт.	1	V=8 м ³
Этап 4.2. Обустройство куста № 4				
1	Дождеприемный колодец	шт.	6	Сталь Ø1020 мм
2	Колодец с гидрозатвором	шт.	2	Сталь Ø 1020 мм
3	Сеть дождевой канализации	м	187,80	Труба стальная 219х6 по ГОСТ 10704-91 ст.20 гр. В
4	Канализационная емкость для сбора дождевых и талых вод типа ЕП	шт.	1	V=8 м ³
Площадка устройства приема очистных устройств				
1	Дождеприемный колодец	шт.	6	Сталь Ø1020 мм
2	Сеть дождевой канализации	м	12,70	Труба стальная 219х6 по ГОСТ 10704-91 ст.20 гр. В
3	Колодец канализационный для сбора дождевых и талых вод	шт.	1	Сталь Ø1420 мм
Этап 5.2. Обустройство куста № 5				
1	Дождеприемный колодец	шт.	2	Сталь Ø1020 мм
2	Колодец с гидрозатвором	шт.	1	Сталь Ø 1020 мм

Взам. инв. №

Подш. и дата

Инв. № подл.

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

2021/354/ДС88-PD-TBE.TCH

Лист

12

№ п/п	Сооружение	Оборудование	Параметр	Значение предельное
2	Выкидные трубопроводы	Ø89x5, Сталь 20	Давление, МПа	4,0
3	Нефтегазосборный трубопровод	Ø89x5, Сталь 20	Давление, МПа	4,0
Куст №3 (расширение)				
1	Скважина добывающая	Насос ШГН	Расход, м ³ /сут	До 40
		Насос ЭЦН		
2	Выкидные трубопроводы	Ø89x5, Сталь 20	Давление, МПа	4,0
3	Нефтегазосборный трубопровод	Ø89x5, Сталь 20	Давление, МПа	4,0
Куст №4				
1	Скважина добывающая	Насос ШГН	Расход, м ³ /сут	До 40
2	Выкидные трубопроводы	Ø89x5, Сталь 20	Давление, МПа	4,0
3	Нефтегазосборный трубопровод	Ø89x5, Сталь 20	Давление, МПа	4,0
Куст №5				
1	Скважина добывающая	Насос ШГН	Расход, м ³ /сут	До 40
2	Выкидные трубопроводы	Ø89x5, Сталь 20	Давление, МПа	4,0
3	Нефтегазосборный трубопровод	Ø89x5, Сталь 20	Давление, МПа	4,0

Таблица 3.2– Допустимые эксплуатационные нагрузки на сооружения системы ППД

Наименование водовода	Диаметр, мм	Протяженность, км	Расход воды, м ³ /сут	Р _{раб} , МПа
1	2	3	4	5
Этап 1.2. Обустройство куста № 1				
Нагнетательный водовод «ВРП-0217 – ВРП на кусте № 1»	114×8	2,473	315,40	13,8
	114×8	1,807	233,4	13,8
Этап 2.2. Обустройство куста № 2				
Нагнетательный водовод «Т. врезки в водовод «ВРП-0217 – ВРП на кусте № 1» - ВРП на кусте № 2»	89×8	0,278	82,0	13,8

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-TBE.TCH	Лист
							16

№ п/п	Сооружение	Оборудование	Параметр	Значение
Обустройство куста № 1				
1	Блок гребенки открытого типа на 8 подключений	БГ-8x21.0000-Д-3Д(2)-1,3-65x65(0)-Л	Давление, МПа	21,0
2	Нагнетательные водоводы	Ст. Ø89×8	Давление, МПа	13,8
3	Нагнетательные скважины	АНК-12-65/65-21-Ф-180/230-Г73-К1-ВВ-1-3Д-ЗДШ-КОТ-УХЛ ОКР1-230x35[168ВС]-В-245/ВС-К1-ВВ-1-УХЛ	Давление, МПа	13,0
Обустройство куста № 2				
1	Блок гребенки открытого типа на 3 подключения	БГ-3x21.0000-Д-3Д(2)-1,3-65x65(0)-Л	Давление, МПа	21,0
2	Нагнетательные водоводы	Ст. Ø89×8	Давление, МПа	13,8
3	Нагнетательные скважины	АНК-12-65/65-21-Ф-180/230-Г73-К1-ВВ-1-3Д-ЗДШ-КОТ-УХЛ ОКР1-230x35[168ВС]-В-245/ВС-К1-ВВ-1-УХЛ	Давление, МПа	13,0
Обустройство куста № 3				
1	Блок-бокс водозаборной скважины	Насос ЭЦВ 4-4-80	Подача, м ³ /сут Давление, МПа	75,0 0,80
2	Низконапорный водовод	Ст. Ø89×5	Давление, МПа	0,80
3	Шурфовая насосная станция	Насос ЭЦН5-80-1650	Давление, МПа Подача, м ³ /сут	13,0 75,0
4	Высоконапорный водовод	Ст. Ø89×8	Давление, МПа	13,0
5	Блок гребенки закрытого типа на 3 подключения	БГ-3x21.СТ20-Д-3Д(2)-1,3-65x65(1)-Л	Давление, МПа	21,0
6	Нагнетательные водоводы	Ст. Ø89×8	Давление, МПа	13,0
7	Нагнетательные скважины	АНК-12-65/65-21-Ф-180/230-Г73-К1-ВВ-1-3Д-ЗДШ-КОТ-УХЛ ОКР1-230x35[168ВС]-В-245/ВС-К1-ВВ-1-УХЛ	Давление, МПа	13,0

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС88-PD-TBE.TCH

Лист

17

щебня марки 600 фракции 10-20 толщиной 750 мм по утрамбованному грунту основания. Отметка верха блока относительно уровня земли +0,600.

С двух сторон подстанции устраиваются металлические подходы к распределительным устройствам размерами 0,92х2,0м, оборудованные лестницами. Подходы и лестницы изготовлены из швеллера 14 с покрытием из стальных просечно-вытяжных листов.

Стойка для шкафа ПРС-М монтируется на бетонный блок. Устанавливаются блоки на щебеночное основание толщиной 300мм.

Опоры ВЛ 6кВ выполняются с использованием железобетонных стоек СВ-110-5. Устанавливаются стойки опор в сверленные котлованы Ø 350мм глубиной 2,5 метра. Подкосы опор также устанавливаются в сверленные котлованы с доработкой грунта в соответствии с углом наклона подкоса (глубина 2,05м). Обратная засыпка котлованов выполнена в распор песчано-гравийной смесью. Вокруг опор ВЛ выполняется грунтовая отмостка из связного местного сухого грунта, перекрывающего границы котлованов.

Узел подключения нефтегазосборного трубопровода. Ограждение высотой 2,3м. Стойки ограждения выполнены из стальной квадратной трубы 50х50х3. Горизонтальные элементы ограждения приняты из уголка 45х5. Расположены уголки через 600 мм по высоте ограждения. Решетка 150х150мм выполнена из круглого стержня Ø10мм. Основанием ограждения служит труба Ø325х8, расположенная по периметру. Труба укладывается на подготовку из щебня толщиной 300мм.

Узел подключения нагнетательного водовода. Ограждение высотой 2,3м. Стойки ограждения выполнены из стальной квадратной трубы 50х50х3. Горизонтальные элементы ограждения приняты из уголка 45х5. Расположены уголки через 600 мм по высоте ограждения. Решетка 150х150мм выполнена из круглого стержня Ø10мм. Основанием ограждения служит труба Ø325х8, расположенная по периметру. Труба укладывается на подготовку из щебня толщиной 300мм.

Опора в месте врезки нефтегазосборного трубопровода выполнена из трубы Ø114х5, установленной в бетонное основание, устроенное на 650 мм ниже дна траншеи трубопровода с последующим бетонированием. После набора прочности бетоном обратная засыпка опоры выполняется местным сухим грунтом с послойным уплотнением.

Опоры ВЛ 6кВ выполняются с использованием железобетонных стоек СВ110-5 и приставки ПТ 45 ТУ 5863-006-00113557-94 (в случае опор повышенного типа).

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
								20
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-TBE.TCH		

4 Перечень мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации объекта капитального строительства

4.1 Мероприятия по обеспечению безопасной эксплуатации технологических трубопроводов и оборудования

В период эксплуатации трубопроводов следует осуществлять постоянный контроль над состоянием трубопроводов и их элементов (сварных швов, фланцевых соединений, арматуры), антикоррозионной защиты и изоляции, дренажных устройств, компенсаторов, опорных конструкций и т.д. с ежемесячными записями результатов в эксплуатационном журнале.

Основным методом контроля за надежной и безопасной эксплуатацией трубопроводов является периодическая ревизия (освидетельствование), которая проводится в установленном порядке.

Сроки проведения ревизии трубопроводов на давление до 10 МПа (100 кгс/см²) устанавливает предприятие-владелец в зависимости от скорости коррозионно-эрозионного износа трубопроводов, опыта эксплуатации, результатов предыдущего наружного осмотра и ревизии. Сроки должны обеспечивать безопасную, безаварийную эксплуатацию трубопровода в период между ревизиями. Согласно ГОСТ 32569-2013, приложение К, для сред группы А периодичность проведения ревизий не реже 1 раза в 2 года.

Для трубопроводов свыше 10 МПа (100 кгс/см²) установлены следующие виды ревизии: выборочная и полная. Сроки выборочной ревизии устанавливает администрация предприятия в зависимости от условий эксплуатации, но не реже одного раза в 4 года.

При проведении ревизии особое внимание следует уделять участкам, работающим в особо сложных условиях, где наиболее вероятен максимальный износ трубопровода вследствие коррозии, эрозии, вибрации и других причин. К таким участкам могут быть отнесены те участки, где изменяется направление потока (колена, тройники, врезки, дренажные устройства, а также участки трубопроводов перед арматурой и после нее) и где возможно скопление влаги, веществ, вызывающих коррозию (тупиковые и временно не работающие участки).

Ревизия подземных технологических трубопроводов, согласно ГОСТ 32569-2013, п.15.2, подразумевает вскрытие и выемку грунта на отдельных участках длиной не менее 2 м каждый с последующим снятием изоляции, осмотром антикоррозионной и протекторной защиты, осмотром трубопровода, измерением толщины стенок, а при необходимости - с вырезкой отдельных участков.

Число участков, подлежащих вскрытию для ревизии, в зависимости от условий эксплуатации трубопровода устанавливаются, исходя из следующих условий:

- при контроле сплошности изоляции трубопровода с помощью приборов вскрытие производят в местах выявленных повреждений изоляции;
- при отсутствии инструментального контроля подземных трубопроводов вскрытие проводят из расчета один участок на длину трубопровода не более 250 м.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-ТВЕ.ТСН	Лист
							21
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

- для строительства выкидных и нефтегазосборного трубопроводов приняты трубы с внутренним и наружным защитным покрытием;
- устройство подъездов ко всем технологическим объектам для производства монтажных и ремонтных работ с применением средств механизации, исключаящее неорганизованное передвижение по территории площадок;
- в целях обеспечения пожарной безопасности предусматриваются автоподъезды, обеспечивающие подъезд пожарной техники ко всем проектируемым сооружениям;
- запрещается движение транспорта без искрогасителя по территории площадок;
- оснащение объектов знаками безопасности в соответствии с СТП 09-001-2013 «Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» предупредительными знаками безопасности и надписями» и ГОСТ 12.4.026-2015;
- снятие кожухов, ограждений, ремонт оборудования проводятся только после его отключения, сброса давления, остановки движущихся частей и принятия мер, предотвращающих случайное приведение их в движение под действием силы тяжести или других факторов, на пусковом устройстве вывешивается плакат «Не включать, работают люди»;
- устройство бордюров по периметру технологических площадок для локализации разлива нефти;
- сбор производственно-ливневых стоков с площадок в канализационные емкости для исключения сброса вредных веществ в окружающую среду;
- обвалование площадок кустов скважин с целью локализации возможных разливов нефти;
- оснащение проектируемых объектов первичными средствами пожаротушения; первичные средства пожаротушения рекомендуется разместить по согласованию с органами местной пожарной охраны непосредственно на площадках, огнетушители на зимний период необходимо переносить в отапливаемое помещение; первичные средства пожаротушения должны содержаться в соответствии с паспортными данными на них. Не допускается использование средств пожаротушения, не имеющих соответствующих сертификатов;
- предусматривается автоматическая система регулирования и противоаварийной защиты (блокировка оборудования, сигнализация), предупреждающая образование взрывоопасной среды и другие аварийные ситуации при отклонении от предусмотренных проектом предельно допустимых параметров во всех режимах работы и обеспечивающие безопасную остановку или перевод процесса в безопасное состояние;
- автоматизация объектов исключает необходимость постоянного пребывания обслуживающего персонала на проектируемых объектах, обеспечивает полноту сбора информации об их работе в пунктах управления технологическим процессом;
- автоматическое отключение скважин при недопустимом отклонении давления в выкидных трубопроводах от заданных значений;

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-TBE.TCH	Лист
							23
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

- защита от проявлений статического электричества предусматривается установкой электроперемычек на задвижках и фланцевых соединениях на трубопроводах для отвода потенциала статического электричества в землю через защитное заземление и устройство молниезащиты; заземляющее устройство, используемое для заземления, удовлетворяет всем требованиям, предъявляемым к заземлению: защиты людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции, условиям режимов работы сетей, защиты электрооборудования от перенапряжения и т. д. в течение всего периода эксплуатации;

- фундаменты рассчитаны на нагрузку, обеспечивающую безопасность оборудования и трубопроводов;

- обязательное выполнение правил безопасности и инструкций по безопасному ведению работ рабочими и ИТР, все работники организаций, в том числе их руководители, обязаны проходить обучение, проверку знаний по охране труда и аттестацию по промышленной безопасности;

- для отключения участков нефтегазопроводов для ремонта или в аварийных ситуациях предусмотрена запорная арматура;

- безопасность прокладки выкидных трубопроводов обеспечивается расположением их на требуемой глубине и на соответствующих расстояниях от сооружений и инженерных сетей;

- в качестве природоохранных мероприятий осуществляется рекультивация по всей трассе трубопровода, включающая следующие виды работ:

- формирование по строительной полосе слоя плодородной почвы, уборка строительного мусора, остатков труб, строительных и горюче-смазочных материалов, проведение противоэрозионных мероприятий;

- увеличенный объем контроля сварных соединений выкидных нефтепроводов;

- по всей поверхности труб перед укладкой стального трубопровода в траншею контролируется сплошность антикоррозионного покрытия;

- на законченных строительстве стальных трубопроводов осуществляется контроль антикоррозионного покрытия методом катодной поляризации.

4.1.1 Мероприятия по обеспечению промышленной безопасности при совмещении во времени различных по характеру работ на кустах скважин

Согласно ФНИП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», пп.527-529, в целях обеспечения промышленной безопасности на расширяемых кустовых площадках при совмещении во времени различных по характеру работ (бурение, освоение, эксплуатация, монтаж нефтегазодобывающего оборудования и других работах) пользователь недр (заказчик) или его представитель разрабатывает и утверждает положение о порядке организации безопасного производства работ. Эти мероприятия обязательны к выполнению всеми участниками производственного процесса.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-TBE.TCH	Лист
							24
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

Пользователем недр (заказчиком) или его представителем назначается ответственный руководитель работ, наделенный необходимыми полномочиями.

Положение о порядке организации безопасного производства работ предусматривает:

- последовательность работ и операций, порядок их начала при совмещении во времени;
- оперативное и территориальное разграничение полномочий и ответственности всех участников производственных процессов;
- систему оперативного контроля за ходом и качеством работ, соблюдением требований промышленной безопасности;
- порядок и условия взаимодействия организаций между собой и ответственным руководителем работ.

Согласно ФНИП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», п.530, порядок эвакуации людей, транспорта, спецтехники, необходимые действия и распределение обязанностей среди обслуживающего персонала в аварийных ситуациях предусмотрены «Планом мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварии на опасном производственном объекте ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (далее – ПМЛА)», утвержденным руководителем предприятия. Все работники подразделений на своих рабочих местах знакомятся с планами ликвидации возможных аварий.

При передвижке вышечно-лебедочного блока на новую точку (позицию), а также при испытании вышек и ведении сложных аварийных работ на скважине прекращаются все работы на соседних объектах. Люди из опасной зоны (высота вышки плюс 10 м) должны быть удалены (кроме работников, занятых непосредственно производством работ).

Производство опасных работ проводится по нарядам-допускам, выдаваемым ответственным руководителем работ на кустовой площадке.

Сдача очередной скважины буровым подрядчиком и приемка ее заказчиком производятся после предварительных исследований качества выполнения работ и оформляется актом, подписанным обеими сторонами.

4.1.2 Мероприятия по обеспечению промышленной безопасности насосного оборудования

Мероприятия по обеспечению безопасной эксплуатации насосного оборудования приняты согласно ФНИП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», п.п. 779-793 и ГОСТ 31839-2012, п.5.11.

Монтаж, эксплуатация и ремонт насоса и насосного агрегата производятся в соответствии с техническими и эксплуатационными документами предприятия-изготовителя.

Для насосов, перекачивающих горючие продукты, трубопроводы на нагнетании и всасывании насоса оснащаются запорной арматурой.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-TBE.TCH	Лист	
							25	
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						

- комплексное обследование (диагностирование) промышленных трубопроводов;
- техническое диагностирование участков повышенной опасности промышленных трубопроводов (1 раз в год);
- внутритрубное обследование (диагностирование) промышленных трубопроводов.

Комплексное обследование (диагностирование) и техническое диагностирование участков повышенной опасности промышленных трубопроводов проводится по программе диагностирования, разработанной на основании технического задания.

Периодичность диагностики устанавливается Отделом технического надзора в зависимости от местных условий, сложности рельефа и условий пролегания трасс, а также экономической целесообразности и приурочивается к ревизии участков промышленных трубопроводов, но не реже:

- для трубопроводов I (B) категории - 1 раза в год;
- для трубопроводов II (C) категории - 1 раза в 2 года;
- для трубопроводов III (H, H1) категории - 1 раза в 4 года;
- для трубопроводов IV (H2) категории - 1 раза в 8 лет.

Периодичность технического диагностирования участков повышенной опасности - 1 раз в год.

Срок последующего контроля уточняется в зависимости от результатов предыдущего контроля.

Оценка состояния контролируемого участка трубопровода осуществляется с обязательным использованием одного или нескольких методов технической диагностики с учетом конкретных условий, ответственности контролируемого объекта и требуемой надежности контроля. Основными методами контроля трубопроводов являются:

- традиционные (ультразвуковой, радиографический, акустический, магнитопорошковый);
- акустико-эмиссионный;
- внутритрубная диагностика;
- метод магнитной памяти металла;
- твердометрия;
- электрометрия;
- комбинация предыдущих методов.

Оптимальные сочетания, выбор и порядок применения методов неразрушающего контроля определяется в каждом конкретном случае с учетом разрешающей способности, выявляемости дефектов и производительности контроля.

Результаты контроля фиксируются в паспортах (эксплуатационных журналах) трубопроводов и соответствующих заключениях (актах) диагностической организации. Форма заключения (акта) устанавливается отделом технического надзора управления МЭМО ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ". В заключениях диагностической организации фиксируются следующие сведения:

- паспортно-эксплуатационные данные о трубопроводе (наименование, назначение, категория, протяженность, диаметр и толщина стенки, рабочее и

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-TBE.TCH	Лист
							28
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

- проверку состояния контура защитного заземления (повторного заземления нулевого провода) и питающих линий (внешним осмотром проверяется надежность видимого контакта проводника заземления с корпусом электрозащитной установки, отсутствие обрыва питающих проводов на опоре воздушной линии и надежность контакта нулевого провода с корпусом электрозащитной установки);

- осмотр состояния всех элементов оборудования катодной защиты в целях установления исправности предохранителей, надежности контактов, отсутствия следов перегревов и подгаров;

- очистку оборудования и контактных устройств от пыли, грязи, снега, проверку наличия и соответствия привязочных знаков, колодцев контактных устройств;

- измерение напряжения, величины тока на выходе преобразователя, потенциала на защищаемом трубопроводе в точке подключения при включенной и отключенной установке ЭХЗ (в случае несоответствия параметров электрозащитной установки данным пуско-наладочных работ следует произвести регулировку ее режима работы);

- устранение обрывов дренажных линий;

- измерение потенциала протектора относительно земли при отключенном протекторе;

- измерение потенциала "трубопровод-земля" при включенном и отключенном протекторе;

- измерение величины тока в цепи "протектор - защищаемое сооружение".

Состояние регулируемых и нерегулируемых переключателей должно быть проверено измерением разности потенциалов "сооружение-земля" в местах подключения переключки (или в ближайших измерительных пунктах на подземных сооружениях), а также измерением величины и направления тока (на регулируемых и разъемных переключках).

При проверке эффективности работы установок ЭХЗ кроме работ, выполняемых при техническом осмотре, должно быть произведено измерение потенциалов на защищаемом трубопроводе в опорных точках (на границах зоны защиты) и в точках, расположенных по трассе трубопровода, установленных в проектной и технологической документации.

Результаты контроля ЭХЗ должны быть занесены в журнал контроля ЭХЗ с указанием минимально допустимого потенциала.

В процессе эксплуатации трубопроводов необходим постоянный контроль за состоянием изоляционного покрытия и нормальным функционированием средств ЭХЗ. Периодический контроль состояния изоляционного покрытия трубопроводов проводится методами, позволяющими выявлять повреждения изоляции без вскрытия грунта, или осмотром изоляционного покрытия и поверхности металла труб в шурфах, отрывааемых в наиболее опасных местах. Обслуживание и ремонт систем ЭХЗ должны осуществляться согласно договору и приложению к договору «Положение по взаимодействию ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и подрядных сервисных организаций, при проведении работ по техническому обслуживанию и текущему ремонту нефтепромыслового оборудования и трубопроводов».

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-ТВЕ.ТСН	Лист
							30
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

Эффективность работы средств ЭХЗ обеспечивается их периодическими осмотрами и контрольными замерами. Замер потенциалов на контактных устройствах должен производиться не реже одного раза в месяц. По результатам должен быть составлен соответствующий акт и вложен в паспорт трубопровода. Контроль состояния электрохимической защиты в процессе эксплуатации трубопроводов осуществляется в соответствии с требованиями и методиками, изложенными в ГОСТ Р 51164-98. Ремонт средств ЭХЗ должен проводиться по графику ППР.

4.3 Мероприятия по обеспечению безопасной эксплуатации сетей и сооружений водоотведения

Безопасность сетей и сооружений водоотведения согласно требованиям ст.36 Федерального закона от 30.12.2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» обеспечивается посредством технического обслуживания, периодических осмотров и контрольных проверок и (или) мониторинга состояния сетей и сооружений водоотведения, а также посредством текущего ремонта сетей и сооружений системы водоотведения.

Безопасную эксплуатацию сооружений и сетей водоотведения осуществляют операторы по добыче нефти и газа под руководством мастеров.

Основными задачами по эксплуатации сооружений и сетей водоотведения являются:

- обеспечение бесперебойной, надежной и эффективной работы всех элементов систем канализации, канализационных сетей и сооружений на них. - осуществление лабораторно-производственного контроля;

- технический надзор за строительством, капитальным ремонтом, ревизией и реконструкцией объектов канализации и ввод их в эксплуатацию.

Служба эксплуатации сетей водоотведения осуществляет:

- проведение количественного и качественного учета сетевого хозяйства - инвентаризацию и паспортизацию сооружений;

- организацию работы диспетчерской, осуществляющей круглосуточное оперативное руководство всеми эксплуатационными работами;

- проведение технических осмотров, выполнение текущих и капитальных ремонтов и ликвидацию аварий;

- сбор, хранение и систематизацию данных по всем повреждениям и авариям на сети и сооружениях на ней, оценку и контроль показателей надежности;

- надзор за состоянием и сохранностью сети, устройств и оборудования на ней, техническое содержание сети;

- устранение засоров и разлива сточных вод на поверхность;

- предупреждение возможных аварийных ситуаций (просадки, повреждения труб, колодцев, и т.п.) и их ликвидацию;

- надзор за эксплуатацией сети и сооружений водоотведения;

- надзор за строительством сети, приемку в эксплуатацию новых и реконструируемых объектов;

- ведение отчетной и технической документации.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.	2021/354/ДС88-PD-TBE.TCH				Лист
													31

Техническое обслуживание сети предусматривает наружные осмотры сети и сооружений на ней - колодцев, самотечных трубопроводов (коллекторов), а так же ревизия.

Наружный осмотр имеет цель обнаружить и своевременно предупредить нарушения нормальной работы сети, выявить условия, угрожающие ее сохранности.

Основным методом контроля за надежной и безопасной эксплуатацией трубопроводов водоотведения является периодическая ревизия (освидетельствование), которая проводится в установленном порядке.

Результаты ревизии служат основанием для оценки состояния трубопровода и возможности его дальнейшей эксплуатации.

На основании актов ревизии и отбраковки выполняется ремонт.

4.4 Мероприятия по обеспечению безопасной эксплуатации электротехнических объектов

4.4.1 Электротехнические объекты

4.4.1.1 Общие требования

Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей электрической энергии (приказ Минэнерго РФ от 12.08.2022 №811) являются общими для всех электроустановок и распространяются на организации, независимо от форм собственности и организационно-правовых форм, индивидуальных предпринимателей и граждан - владельцев электроустановок напряжением выше 1000 В (далее - Потребители).

Эксплуатацию электроустановок Потребителей должен осуществлять подготовленный электротехнический персонал.

Потребитель обязан обеспечить содержание электроустановок в работоспособном состоянии и их эксплуатацию в соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей электрической энергии, Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок и других нормативно-технических документов (далее - НТД).

Потребители должны обеспечить проведение технического обслуживания и ремонтов оборудования и устройств электроустановок.

Техническое обслуживание, планирование, подготовка, производство ремонта и приемка из ремонта электроустановок, которые являются оборудованием объектов по производству электрической энергии, или объектов электро-сетевого хозяйства должны осуществляться в соответствии с требованиями к обеспечению надежности энергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок "Правил организации технического обслуживания и ремонта объектов

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-ТВЕ.ТСН	Лист
							32

и ниже, должна испытываться напряжением 1000 В переменного тока в течение 1 мин.

Кроме того, напряжением 1000 В в течение 1 мин должна быть испытана изоляция между жилами контрольного кабеля тех цепей, где имеется повышенная вероятность замыкания с серьезными последствиями (цепи газовой защиты, цепи конденсаторов, используемых как источник оперативного тока, и т.п.).

В последующей эксплуатации изоляцию цепей РЗАиТ, за исключением цепей напряжением 60 В и ниже, допускается испытывать при профилактических испытаниях как напряжением 1000 В переменного тока в течение 1 мин, так и выпрямленным напряжением 2500 В с использованием мегаомметра или специальной установки.

Испытания изоляции цепей РЗА напряжением 60 В и ниже и цепей телемеханики производятся в процессе измерения ее сопротивления мегаомметром 500 В.

Все случаи правильного и неправильного срабатывания устройств РЗАиТ, а также выявленные в процессе их оперативного и технического обслуживания дефекты (неисправности) обслуживающий персонал должен тщательно анализировать. Все дефекты персонал должен устранять.

Устройства РЗАиТ и вторичные цепи должны проходить техническое обслуживание, объем и периодичность которого определяются в установленном порядке.

При наличии быстродействующих устройств РЗА и устройств резервирования в случае отказа выключателей (далее - УРОВ) все операции по включению линий, шин и электрооборудования после их ремонта или отключения, а также операции с разъединителями и воздушными выключателями должны осуществляться после ввода в действие устройства РЗА. При невозможности их ввода необходимо ввести ускорение на резервных защитах либо выполнить временную защиту (в том числе и неселективную).

Работы в устройствах РЗАиТ должен выполнять персонал, обученный и допущенный к самостоятельному техническому обслуживанию соответствующих устройств, с соблюдением правил безопасности труда при эксплуатации электроустановок.

При работе на панелях (в шкафах) и в цепях управления, релейной защиты, электроавтоматики и телемеханики должны быть приняты меры против ошибочного отключения оборудования. Работы должны выполняться только изолированным инструментом.

Выполнение этих работ без исполнительных схем, а для сложных устройств РЗАиТ - без программ с заданными объемами и последовательностью работ не допускается.

По окончании работ должны быть проверены исправность и правильность присоединения цепей тока, напряжения и оперативных цепей. Оперативные цепи РЗА и цепи управления должны быть проверены, как правило, путем опробования в действии.

Работы в устройствах РЗАиТ, которые могут вызвать их срабатывание на отключение присоединений (защищаемого или смежных), а также другие

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-ТВЕ.ТСН	

заземляющего устройства должно оцениваться по результатам измерений и в соответствии

Измерения параметров заземляющих устройств - сопротивление заземляющего устройства, напряжение прикосновения, проверка наличия цепи между заземлителями и заземляемыми элементами - производятся также после реконструкции и ремонта заземляющих устройств, при обнаружении разрушения или перекрытия изоляторов ВЛ электрической дугой.

При необходимости должны приниматься меры по доведению параметров заземляющих устройств до нормативных.

Для проверки соответствия токов плавления предохранителей или уставок расцепителей автоматических выключателей току короткого замыкания в электроустановках должна проводиться проверка срабатывания защиты при коротком замыкании.

После каждой перестановки электрооборудования и монтажа нового (в электроустановках до 1000 В) перед его включением необходимо проверить срабатывание защиты.

Использование земли в качестве фазного или нулевого провода в электроустановках до 1000 В не допускается.

При использовании в электроустановке устройств защитного отключения (далее - УЗО) должна осуществляться его проверка в соответствии с рекомендациями завода-изготовителя и нормами испытаний электрооборудования

4.5 Мероприятия по обеспечению безопасной эксплуатации оборудования системы связи, пожарной сигнализации и технических средств охраны

Для обеспечения безопасной эксплуатации систем связи, пожарной сигнализации и технических средств охраны должны производиться техническое обслуживание и ремонт оборудования и кабельных линий, направленные на обеспечение их надежной работы. Техническую поддержку, обслуживание, ремонт и замену оборудования осуществляет эксплуатирующая организация или специализированная организация по договору на техническое обслуживание.

Техническое обслуживание систем связи, пожарной сигнализации и технических средств охраны должно проводиться не реже 1 раза в месяц и должно включать следующие мероприятия:

- Внешний осмотр оборудования;
- Проверка состояния оборудования, измерение параметров с помощью измерительных приборов;
- Диагностика неисправностей, их локализация и устранение;
- Контроль параметров работы оборудования по окончании работ.

При эксплуатации систем пожарной сигнализации необходимо использовать следующие уровни доступа дежурного персонала:

1 уровень доступа для выполнения следующих функций:

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-ТВЕ.ТСН	Лист
							41
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

- контроль (визуальный и звуковой) состояний и режимов работы приборов. Просмотр всех актуальных на текущий момент времени всех сообщений, с доступом к архиву событий, без возможности его изменений.

- тестирование оптической индикации, буквенно-цифрового дисплея и встроенной звуковой сигнализации;

- отключение звука встроенного звукового сигнализатора.

2 уровень доступа для выполнения следующих функций:

- выполнение функций, уровня 1;

- сброс и/или переключение между отдельными состояниями и режимами работы;

- пуск (активация) и останов (деактивация) исполнительных устройств;

- временное отключение и включение отдельных линий связи и устройств.

3 уровень доступа для выполнения следующих функций:

3 уровень доступа предназначен для осуществления технического обслуживания, программирования и настройки.

- осуществление функций 1,2 уровней доступа;

- считывание параметров;

- изменение параметров конфигурации.

4 уровень доступа для выполнения следующих функций

4 уровень доступа предназначен для сервисного обслуживания, авторизованного производителем.

- осуществление функций 1-3 уровней доступа

- обновление или изменение программного обеспечения;

- ремонт, не требующий возврата технического средства на завод-изготовитель.

Допускается отсутствие отдельных уровней доступа только в том случае, когда в системе отсутствуют все функции, предусмотренные для данного уровня доступа.

Монтаж, эксплуатация, поверки, осмотры и обследования технического состояния приборов и средств систем связи, пожарной сигнализации и технических средств охраны выполняются в строгом соответствии с инструкцией по монтажу и руководством по эксплуатации, выпущенными изготовителем оборудования.

Проверку цепей вторичной коммутации осуществляют с помощью источника безопасного напряжения - омметра, тестера или других приборов с питанием от сухих элементов напряжения до двенадцати Вольт. Проверяемые цепи должны быть полностью обесточены.

Измерение сопротивления изоляции, испытание электрической прочности изоляции повышенным напряжением производится только на полностью отключенных средствах автоматизации.

Для организации подготовки и проведения технического обслуживания рекомендуется ведение «Журнала технического обслуживания». Журнал технического обслуживания формируется для учета планово-предупредительных работ. Журнал брошюруется, заверяется печатью и подписью ответственного.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-TBE.TCH	Лист
							42
Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

4.6 Мероприятия по безопасной эксплуатации систем автоматизации

Безопасность труда при эксплуатации приборов и средств автоматизации обеспечивается системой организационно-технических мероприятий. Ее основу составляют система стандартов безопасности (ССБТ) и требования техники безопасности (ТБ), положения которые должен знать и выполнять персонал, обеспечивающий техническое обслуживание и персонал, контролирующий выполнение этих работ. При работе с устройствами автоматизации необходимо пользоваться специальным инструментом с изолированными ручками.

Монтаж кабельных линий систем автоматизации выполняется с учетом требований главы 2.3 ПУЭ.

Проверку цепей вторичной коммутации осуществляют с помощью источника безопасного напряжения - омметра, тестера или других приборов с питанием от сухих элементов напряжения до двенадцати Вольт. Проверяемые цепи должны быть полностью обесточены.

Измерение сопротивления изоляции, испытание электрической прочности изоляции повышенным напряжением производится только на полностью отключенных средствах автоматизации.

В качестве мероприятий по предотвращению облучения электромагнитными излучениями (радиоволнами) предусматривают использование отдельных помещений для настройки и регулировки приборов и средств автоматизации, ограждение опасных зон предупредительными знаками и надписями, включением в технологические карты ремонта указаний по применению средств индивидуальной защиты.

При наладке, монтаже, поверке и ремонте руководствуются требованиями раздела 5 ГОСТ Р 54101-2010, используют защитные средства, приборы, аппараты, приспособления и устройства, которые служат для защиты работающего персонала от поражения электрическим током, воздействия электроучасток дуги и продуктов ее горения. Перед применением защитного средства проверяют возможность его использования для конкретных условий и исправность.

Все операции, по установке и присоединению измерительных приборов следует производить осторожно, при этом во время измерений касаться включенных приборов, трансформаторов, сопротивлений и других элементов системы автоматизации запрещается. Монтаж, эксплуатация, поверки, осмотры и обследования технического состояния приборов и средств автоматизации выполняются в строгом соответствии с инструкцией по монтажу и руководством по эксплуатации, выпущенными изготовителем оборудования.

Переносные приборы располагают таким образом, чтобы можно было снимать их показания, не прикасаясь к частям находящимся под напряжением.

Работники цехов КИП и А при эксплуатации действующих установок должны знать и соблюдать допуски по значениям токов и напряжений. Безопасным напряжением в сухих помещениях считается 42 В, в сырых помещениях 36 В, в особо опасных помещениях 12 В. Уровни допуска по току следующие: осязательный - 2 мА, не отпускающий - 10 - 15 мА, опасный - 50 мА, смертельный - 100 мА.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-ТВЕ.ТСН	Лист
							43
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

4.7 Мероприятия по обеспечению безопасной эксплуатации строительных конструкций

В процессе эксплуатации объектов обустройства скважин необходимо выполнять требования по обеспечению сохранности строительных конструкций и их техническому обслуживанию. Сооружения в процессе эксплуатации должны находиться под систематическим наблюдением инженерно-технических работников, ответственных за сохранность объекта.

Для безопасной эксплуатации необходимо:

1. Проведение плановых и внеочередных технических осмотров.
2. Своевременное проведение ремонтов.
3. Соблюдение правил эксплуатации сооружений, прописанных в техническом паспорте.
4. Не допускать перегруза несущих конструкций сооружений свыше проектных.
5. Следить за исправным состоянием подземных и надземных технологических сетей.
6. Не допускать складирования материалов и отходов вблизи сооружений.
7. Своевременно удалять снег от сооружений.
8. Поддерживать в надлежащем состоянии планировку территории около сооружений для отвода атмосферных вод.
9. Выполнять утепление колодцев в предзимний период.
10. Следить за состоянием спусков в колодцы, наличием ходовых скоб.
11. Своевременно выполнять проверку колодцев, емкости на случай переполнения.
12. Постоянно следить за состоянием швов и соединений металлических конструкций (сварных, болтовых).
13. Следить за состоянием стыков сборных железобетонных конструкций.
14. Следить за вертикальностью опор. Обращать особое внимание на места соединения токоведущих элементов молниезащиты.
15. Проверить механизмы открывания и целостность открывающихся конструкций, дверей, створок и элементов калиток.
16. Следить за состоянием антикоррозийного покрытия стальных конструкций.

При эксплуатации объектов должна быть отлажена четкая организация обслуживания и система планово-предупредительного ремонта. Неисправности аварийного порядка должны быть устранены немедленно. Все работы должны производиться с соблюдением действующих правил техники безопасности, охраны труда, правил противопожарной охраны и производственной гигиены. Установленные периодичности осмотров и мониторинга состояния.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-TBE.TCH	Лист
							46

трубопроводов. Переходы трубопроводов через автомобильные дороги выполняются в защитных футлярах.

По всей трассе в процессе эксплуатации должны поддерживаться глубины заложения трубопровода, измеряемые от поверхности земли до верхней образующей трубопровода, не менее:

- 0,8 м – на непахотных землях вне постоянных проездов, в болотистой местности при отсутствии проезда автотранспорта и сельскохозяйственных машин;
- 1,0 м – на пахотных и орошаемых землях;
- 1,4 м – при пересечении местных (промысловых) автомобильных дорог.

Фактическая глубина заложения должна контролироваться:

- визуально – 2 раза в год (весной, осенью);
- трассоискателем или шурфованием – 1 раз в 3 года.

Уход за трассой, периодический осмотр трассы и сооружений трубопровода, выявление утечек нефти, газа и других нарушений и неисправностей, контроль над состоянием переходов через естественные и искусственные преграды должны осуществлять операторы по добыче нефти и газа под руководством мастеров. Обо всех неполадках на трассе персонал, обслуживающий трубопровод, должен немедленно сообщать ОПС ЦДНГ, посредством носимой или мобильной радиостанций.

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения трубопровода установлены охранные зоны по аналогии с магистральными трубопроводами в соответствии с требованиями действующих нормативно-технических документов:

- вдоль трассы трубопровода – в виде участка земли, ограниченного условными линиями, находящимися в 25 м от оси трубопровода с каждой стороны.

В охранной зоне трубопровода предусмотрены плакаты с запретительными надписями против всякого рода действий, которые могут нарушить нормальную эксплуатацию трубопровода либо привести к его повреждению, в том числе запрещающие:

- перемещать и производить засыпку и поломку опознавательных и сигнальных знаков, контрольно-измерительных приборов;
- открывать двери и калитки ограждений узлов запорной арматуры, других линейных устройств, открывать и закрывать задвижки;
- устраивать всякого рода свалки, выливать растворы солей, кислот и щелочей;
- разрушать берегоукрепительные сооружения, земляные и иные сооружения (устройства), предохраняющие трубопроводы от разрушения, а прилегающую территорию от аварийного разлива транспортируемого продукта;
- производить дноуглубительные и землечерпательные работы;
- размещать какие-либо открытые или закрытые источники огня.

В охранных зонах трубопроводов сторонними организациями без письменного согласия организации, их эксплуатирующей, запрещается:

- возводить любые постройки и сооружения;

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-ТВЕ.ТСН	Лист
							48

При эксплуатации трубопроводов основной обязанностью обслуживающего персонала является наблюдение за состоянием их трасс, элементов линейных сооружений и их деталей, находящихся на поверхности земли. Осмотр трубопроводов должен осуществляться путем обхода или объезда в зависимости от местных условий, времени года и срока эксплуатации в соответствии с графиком наружных осмотров нефтепромысловых трубопроводов ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Внеочередные осмотры проводятся после стихийных бедствий, в случае визуального обнаружения утечки нефти, газа и воды, обнаружения по показаниям манометров падения давления в трубопроводах, отсутствия баланса транспортируемого продукта.

При осмотре трасс должно быть обращено особое внимание на:

- выявление возможных утечек транспортируемого продукта;
- выявление и предотвращение производства посторонних работ и нахождение посторонней техники;
- выявление оголений, размывов, оползней, оврагов и т. п.;
- состояние подводных переходов через реки, ручьи, овраги;
- состояние пересечений с железными и автомобильными дорогами;
- появление не узаконенных переездов;
- состояние вдоль трассовых сооружений (линейных колодцев, защитных сооружений, вдоль трассовых дорог, указательных знаков).

При осмотре наружной поверхности трубопроводов и их деталей (сварных швов, фланцевых соединений, включая крепеж арматуры, изоляции, опорных конструкций) следует обращать внимание:

- на показания приборов, по которым осуществляется контроль над давлением в трубопроводах;
- герметичность незаглубленных участков трубопроводов, мест выхода из земли трубопроводных узлов, сварных и фланцевых соединений на запорной арматуре, воздушных переходов через реки, ручьи, овраги;
- утечки транспортируемой продукции из кожухов пересечений с железными и автомобильными дорогами.

Трубопроводы должны подвергаться, также, контрольным осмотрам лицами, назначенными приказом по Обществу, не реже одного раза в год. Контрольные осмотры должны проводиться в соответствии с графиком контрольных осмотров, ревизии и диагностики нефтепромысловых трубопроводов ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», согласованным с управлением МЭМО, утверждаемым начальником ЦДНГ №2 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Контрольные осмотры должны быть приурочены к планово-предупредительным ремонтам отдельных участков и узлов трубопроводов. При контрольных осмотрах особое внимание должно быть уделено:

- состоянию зон выхода трубопроводов из земли;
- состоянию сварных швов;
- состоянию зон возможного скопления пластовой воды и твердых осадков;
- состоянию фланцевых соединений, правильности работы опор;
- состоянию и работе компенсирующих устройств;
- состоянию уплотнений арматуры;
- вибрации трубопроводов;
- состоянию изоляции и антикоррозионных покрытий;

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-TBE.TCH	Лист
							50
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

- состоянию гнутых отводов, сварных тройников, переходов и других фасонных деталей.

При контрольном осмотре наружный осмотр трубопровода проводится путем вскрытия и выемки грунта, снятия с трубопровода изоляции на длине 2 м. Наиболее подверженные коррозии участки устанавливаются отделом технического надзора управления МЭМО ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», из расчета два участка на 1 км длины трубопровода. Контрольные осмотры мест выхода трубопровода из земли, допускается проводить без снятия изоляции. Однако при наличии каких-либо сомнений в состоянии стенок или сварных швов трубопровода (наружные потеки, отслаивание или вздутие изоляции) изоляция должна быть полностью или частично удалена по указанию специалиста отдела технического надзора управления МЭМО.

При контрольных осмотрах трубопроводов необходимо замерять толщину стенок труб и глубину язв на теле труб и в сварных швах (внутренняя коррозия) с помощью ультразвукового или радиоизотопного толщиномера. Если при контрольном осмотре обнаружены неплотности разъемных соединений, давление в трубопроводе должно быть снижено до атмосферного, а дефекты устранены с соблюдением необходимых мер по технике безопасности. Если для устранения дефекта необходимо проведение огневых работ, трубопровод должен быть остановлен, подготовлен к производству ремонтных работ в соответствии с указаниями «Инструкции №4 по охране труда при проведении огневых работ», а дефекты устранены. За своевременное устранение дефектов отвечает лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию трубопроводов. Досрочному осмотру трубопроводы подвергаются при обнаружении повышенной скорости коррозии по образцам-свидетелям или с помощью зонда-коррозиметра.

По результатам осмотров и замеров даются заключения о состоянии трубопроводов. Если обнаружено, что толщина стенки труб или другой детали под действием коррозии или эрозии уменьшилась, возможность дальнейшей работы трубопровода должна быть проверена расчетом. При наличии на поверхности металла или в зонах сварных швов трещин, вздутий, язв, раковин должна быть проведена выборочная ревизия этого трубопровода. При толщине стенки менее 2 мм для трубопроводов диаметром не более 114 мм, менее 2,5 мм для трубопроводов диаметром не более 219 мм, менее 3,0 мм для трубопроводов диаметром не более 325 мм, трубопроводы должны быть подвергнуты ремонту.

Результаты осмотров и контрольных осмотров трубопроводов должны фиксироваться в вахтенном журнале. По результатам контрольных осмотров должны составляться соответствующие акты и вкладываться в паспорта ответственных трубопроводов или эксплуатационные журналы трубопроводов, не являющихся ответственными.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
			2021/354/ДС88-PD-TBE.TCH					51
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док		

За защитными устройствами на КЛ должно быть установлено наблюдение в соответствии с местными инструкциями.

Раскопки кабельных трасс или земляные работы вблизи них должны производиться только после получения соответствующего разрешения руководства организации, по территории которой проходит КЛ, и организации, эксплуатирующей КЛ. К разрешению должен быть приложен план (схема) с указанием размещения и глубины заложения КЛ. Местонахождение КЛ должно быть обозначено соответствующими знаками или надписями как на плане (схеме), так и на месте выполнения работ. При этом исполнитель должен обеспечить надзор за сохранностью кабелей на весь период работ, а вскрытые кабели укрепить для предотвращения их провисания и защиты от механических повреждений. На месте работы должны быть установлены сигнальные огни и предупреждающие плакаты.

Перед началом раскопок должно быть произведено шурфление (контрольное вскрытие) кабельной линии под надзором электротехнического персонала Потребителя, эксплуатирующего КЛ, для уточнения расположения кабелей и глубины их залегания.

При обнаружении во время разрытия земляной траншеи трубопроводов, неизвестных кабелей или других коммуникаций, не указанных на схеме, необходимо приостановить работы и поставить об этом в известность ответственного за электрохозяйство. Рыть траншеи и котлованы в местах нахождения кабелей и подземных сооружений следует с особой осторожностью, а на глубине 0,4 м и более - только лопатами.

Владелец (балансодержатель) КЛ и эксплуатирующая организация должны периодически оповещать организации и население района, где проходят кабельные трассы, о порядке производства земляных работ вблизи этих трасс.

КЛ должны периодически подвергаться профилактическим испытаниям повышенным напряжением постоянного тока в соответствии с нормами испытания электрооборудования

Необходимость внеочередных испытаний КЛ, например, после ремонтных работ или раскопок, связанных со вскрытием трасс, а также после автоматического отключения КЛ, определяется руководством Потребителя, в ведении которого находится кабельная линия. Для предотвращения электрических пробоев на вертикальных участках кабелей напряжением 20-35 кВ вследствие осушения изоляции необходимо их периодически заменять или устанавливать стопорные муфты.

6 Установление периодичности осмотров и мониторинга состояния объекта капитального строительства

6.1 Технологические здания и сооружения

Регламентные работы по обслуживанию и ремонту технологического оборудования проводить в соответствии с указаниями заводов-изготовителей оборудования. Работы должны выполняться с привлечением представителей заводов-

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-ТВЕ.ТСН	Лист
							56

изготовителей (если это предусмотрено договором) либо с привлечением специализированных организаций, имеющих лицензии на проведение данного вида работ.

Сроки проведения ревизий трубопроводов устанавливаются администрацией Общества посредством графика ревизий и диагностики, утверждаемым заместителем генерального директора по общим вопросам ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», в зависимости от скорости коррозионно-эрозионных процессов с учетом опыта эксплуатации трубопроводов, результатов наружных осмотров предыдущих ревизий и диагностики, от местных условий, сложности рельефа и условий пролегания трасс, а также экономической целесообразности и должны обеспечивать безопасную и безаварийную эксплуатацию трубопроводов в период между ревизиями. Ревизии должны быть приурочены к планово-предупредительным ремонтам отдельных участков и узлов трубопроводов.

Оценка состояния контролируемого участка трубопровода должна осуществляться с обязательным использованием методов технической диагностики с учетом конкретных условий и требуемой надежности контроля. Работы по техническому диагностированию проводятся в соответствии с «Программой технического диагностирования при ревизиях промысловых трубопроводов». Основными методами контроля трубопроводов являются:

- традиционные (ультразвуковой, радиографический, акустический, магнитопорошковый);
- акустико-эмиссионный;
- внутритрубная диагностика;
- метод магнитной памяти металла;
- твердометрия;
- электрометрия;
- комбинация предыдущих методов.

Оптимальные сочетания, выбор и порядок применения методов неразрушающего контроля должны определяться специализированной диагностической организацией имеющей аттестованную лабораторию и соответствующую лицензию на выполнение данного вида работ в каждом конкретном случае с учетом разрешающей способности, выявляемости дефектов и производительности контроля.

Результаты контроля должны быть зафиксированы в паспортах (эксплуатационных журналах) трубопроводов и соответствующих заключениях (актах) диагностической организации. Форма заключения (акта) устанавливается отделом технического надзора управления МЭМО ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». В заключениях диагностической организации должны фиксироваться следующие сведения:

- паспортно-эксплуатационные данные о трубопроводе (наименование, назначение, категория, протяженность, диаметр и толщина стенки, рабочее и технологическое давления, марка стали и ГОСТ, тип изоляции, год ввода в эксплуатацию);
- план и профиль трассы с расположением трубопровода на местности и нанесенными потенциально опасными участками трубопровода, местами расположения шурфов (с привязкой к пикетам);
- заключение о глубине заложения трубопровода с указанием наземных и оголенных участков;

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-TBE.TCH	Лист
							57
Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

6.2 Электротехнические объекты

6.2.1 Распределительное устройство (РУ)

Осмотр РУ без отключения должен проводиться:

- на объектах с постоянным дежурством персонала - не реже 1 раза в 1 сутки; в темное время суток для выявления разрядов, коронирования – не реже 1 раза в месяц;
- на объектах без постоянного дежурства персонала - не реже 1 раза в месяц, а в трансформаторных и распределительных пунктах - не реже 1 раза в 6 месяцев.

При неблагоприятной погоде (сильный туман, мокрый снег, гололед и т.п.) или сильном загрязнении на ОРУ должны быть организованы дополнительные осмотры.

Обо всех замеченных неисправностях должны быть произведены записи в журнал дефектов и неполадок на оборудовании и, кроме того, информация о них должна быть сообщена ответственному за электрохозяйство.

Замеченные неисправности должны устраняться в кратчайший срок.

Капитальный ремонт оборудования РУ должен производиться в сроки:

- выключателей нагрузки, разъединителей и заземляющих ножей - 1 раз в 4-8 лет (в зависимости от конструктивных особенностей);
- воздушных выключателей - 1 раз в 4-6 лет;
- отделителей и короткозамыкателей с открытым ножом и их приводов – 1 раз в 2-3 года;
- вакуумных выключателей - 1 раз в 10 лет;
- токопроводов 1 раз - в 8 лет;
- всех аппаратов и компрессоров - после исчерпания ресурса независимо от продолжительности эксплуатации.

Первый капитальный ремонт установленного оборудования должен быть проведен в сроки, указанные в технической документации завода-изготовителя.

Разъединители внутренней установки следует ремонтировать по мере необходимости.

Ремонт оборудования РУ осуществляется также по мере необходимости с учетом результатов профилактических испытаний и осмотров.

Периодичность ремонтов может быть изменена, исходя из опыта эксплуатации, решением технического руководителя Потребителя.

Внеочередные ремонты выполняются в случае отказов оборудования, а также после исчерпания коммутационного или механического ресурса.

6.2.2 КТП–6(10)/0,4кВ (силовые трансформаторы)

Осмотр трансформаторов без их отключения должен производиться в следующие сроки:

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-TBE.TCH	Лист
							59

6.3 Сооружения и сети водоотведения

Наружный осмотр сети производят не реже одного раза в два месяца путем обходов сети и осмотров внешнего состояния устройств и сооружений на сети без опускания людей в колодцы и камеры.

Регламентные работы по обслуживанию и ремонту сооружений водоотведения проводить в соответствии с указаниями заводов-изготовителей оборудования.

Сроки проведения ревизий трубопроводов водоотведения устанавливаются администрацией Общества посредством графика ревизий и диагностики, утверждаемым заместителем генерального директора по общим вопросам ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», в зависимости от результатов наружных осмотров, предыдущих ревизий и диагностики, от местных условий, а также экономической целесообразности и должны обеспечивать безопасную и безаварийную эксплуатацию трубопроводов в период между ревизиями. Ревизии должны быть приурочены к планово-предупредительным ремонтам отдельных участков трубопроводов.

Оценка состояния контролируемого участка трубопровода должна осуществляться с обязательным использованием методов технической диагностики с учетом конкретных условий и требуемой надежности контроля. Результаты контроля должны быть зафиксированы в паспортах (эксплуатационных журналах) трубопроводов и соответствующих заключениях (актах) диагностической организации. Форма заключения (акта) устанавливается отделом технического надзора управления МЭМО ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-TBE.TCH	Лист
							62
Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

7 Список использованной нормативной литературы

- Федеральный закон № 116-ФЗ от 21.07.97 г. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- Федеральный закон РФ №123-ФЗ от 22.07.2008 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- Федеральный закон № 125-ФЗ от 24.07.1998 «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний»;
- Федеральный закон № 384-ФЗ от 30.12.2009г. «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
- СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;
- СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования»;
- СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство»;
- СП 52.13330.2016 «Свод правил. Естественное и искусственное освещение. Актуализированная версия СНиП 23–05–95*»;
- ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования»;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждены приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534;
- ППБО-85 «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности», утв. Министерством нефтяной промышленности 25 ноября 1985 года;
- Правила противопожарного режима в Российской Федерации, утверждены постановлением Правительства РФ от 16.09.2020 № 1479;
- НПБ 105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной опасности»;
- РД 10-290-99 «Типовое положение об ответственном за осуществление производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности при эксплуатации сосудов, работающих под давлением», утверждено постановлением Госгортехнадзора России от 18.06.99 №41;
- Инструкции по монтажу и эксплуатации отдельных видов оборудования;
- Федеральный закон от 03.08.2018г. № 342-ФЗ «О внесении изменений в Градостроительный кодекс Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской Федерации»;
- Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей электрической энергии. Приказ Минэнерго РФ от 12.08.2022 г. № 811;
- СП 116.13330.2012 «Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от опасных геологических процессов. Основные положения»;
- СП 48.13330.2019 «Организация строительства»;

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-TBE.TCH	Лист
							63
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

- ГОСТ 17375-2001 ÷ ГОСТ 17380-2001 «Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали»;
- ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»;
- ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;
- Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Приказ Минтруда от 15.12.2020г. №903;
- 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, утвержден Приказ Ростехнадзора от 08.12.2020 N 503;
- Стандарт ПАО «ЛУКОЙЛ» СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1-2015 «Автоматизированная система управления технологическими процессами добычи нефти и газа. Общие требования»;
- Стандарт ПАО «ЛУКОЙЛ» СТО ЛУКОЙЛ 1.19.1-2012 «Система технического обслуживания, контроля технического состояния и ремонта нефтегазового оборудования в нефтегазодобывающих организациях Группы «ЛУКОЙЛ»»;
- СП 3.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожарах. Требования пожарной безопасности»;
- СП 484.1311500.2020 «Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения. Нормы и правила проектирования»;
- СП 18.13330.2019 «Планировочная организация земельного участка (Генеральные планы промышленных предприятий)»;
- СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций»;
- ИБТВ 1-087-81 «Отраслевая инструкция по контролю воздушной среды на предприятиях нефтяной промышленности»;
- РД 01-001-2002 «Порядок эксплуатации, ревизии и ремонта пружинных предохранительных клапанов в дочерних нефтегазодобывающих, нефтехимических, газоперерабатывающих обществах и обществах нефтепродуктообеспечения ОАО «ЛУКОЙЛ». Утверждено Президентом ОАО «ЛУКОЙЛ» В.Ю. Алекперовым 16.04.2003;
- РД 25-964-90 «Система технического обслуживания и ремонта автоматических установок пожаротушения, дымоудаления, охранной, пожарной и охранно-пожарной сигнализации»;
- РД 39Р-00147105-020-01 «Руководящий документ по организации эксплуатации оборудования насосных станций систем сбора, подготовки нефти и ППД на предприятиях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», введен в действие 05.10.01;
- РД 09-251-98 «Положение о порядке разработки и содержания раздела «Безопасная эксплуатация производств» технологического регламента». Утверждено постановлением Госгортехнадзора России от 18.12.1998 № 77;
- РД 07-04-005-06 «Руководство по интегрированной системе управления окружающей средой и промышленной безопасностью ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»;

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-ТВЕ.ТСН	Лист
							64
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

- ГОСТ Р 8.596-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Общие положения»;
- ГОСТ 12.0.004-2015 «Система стандартов безопасности труда ОРГАНИЗАЦИЯ ОБУЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ТРУДА Общие положения»;
- ГОСТ 12.1.004-91 «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования»;
- ГОСТ 12.1.007-76* «ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»;
- ГОСТ 12.1.2005-88 «ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»;
- ГОСТ 12.4.026-2015 «ССБТ. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний (с изменением №1»;
- ГОСТ 12.2.037-78 «ССБТ. Техника пожарная. Требования безопасности»;
- ГОСТ 12.2.003-91 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности»;
- ГОСТ 12.4.009-83 «Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание»;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасного ведения газоопасных, огневых и ремонтных работ";
- «Инструкция по режиму работы и безопасному обслуживанию сосудов, работающих под давлением»;
- «Инструкция по оповещению при внештатных ситуациях на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»;
- «Инструкция по эксплуатации технологических трубопроводов»
- «Типовые нормы 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», утвержденные приказом Минздравсоцразвития России от 09.12.2009 №970Н;
- И-07-04.1-005-23 «Сборник инструкций по охране труда для работников ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (по видам работ)»;
- «Инструкция по эксплуатации, ревизии и ремонту пружинных предохранительных клапанов»;
- «Сборник инструкций по охране труда для работников ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (по профессиям) (И-07-04.1-004-18);
- И-07-04.1-008-19 Положение о порядке организации и проведении работ повышенной опасности на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» с использованием АС «ПБ» (Приказ от 30.07.2019 №а-525)
- Инструкции заводов-изготовителей на используемое оборудование.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-TBE.TCH	Лист
							65
Индв. № подл.	Подш. и дата	Взам. инв. №					

