

Заказчик: Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Коми»
(ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»)

Генподрядчик: Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа Ухтинского государственного технического университета»
(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)

Исполнитель: Общество с ограниченной ответственностью
«Нефтегазстройпроект»
(ООО «Нефтегазстройпроект»)



**ОБУСТРОЙСТВО КУСТОВ СКВАЖИН №№1, 601 МИЧАЮСКОГО
НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**Часть II. ЛИНЕЙНЫЕ ОБЪЕКТЫ
КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 2 «Технологические и конструктивные решения линейного объекта.
Искусственные сооружения»**

35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР

Том 3

Заказчик: Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Коми»
(ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»)

Генподрядчик: Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа Ухтинского государственного технического университета»
(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)



Исполнитель: Общество с ограниченной ответственностью
«Нефтегазстройпроект»
(ООО «Нефтегазстройпроект»)

**ОБУСТРОЙСТВО КУСТОВ СКВАЖИН №№1, 601 МИЧАЮСКОГО
НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 3 «Технологические и конструктивные решения линейного объекта.
Искусственные сооружения»**

35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР

Том 3

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	13045

Главный инженер

ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Д.А. Конанов

Главный инженер проекта

ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

П.Л. Петров

Главный инженер проекта ООО

«Нефтегазстройпроект»

А.Ю. Примаков

2013

Обозначение	Наименование	Примечание	
		лист	стр.
35С-П/2012/25-01/2012-СП	Состав проектной документации	1-3	5-7
35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ	Пояснительная записка	2-83	9-87
	Графическая часть		
35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР	Технологическая схема выкидного нефтепровода от площадки куста скважины №1	1	88
35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР	Технологическая схема выкидного нефтепровода от площадки куста скважины №601	2	89
35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР	Железобетонный столб для закрепления трассы нефтепровода	3	90
35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР	Дорожный знак	4	91
35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР	Указательный знак	5	92

Инв. № подл.	13045	Взам. инв. №						Подп. и дата				
		Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.С				
		Гл.инженер		Ерохов			04.13	Обустройство кустов скважин №№1, 601 Мичаюского нефтяного месторождения. Линейные объекты капитального строительства. Пояснительная записка. Содержание тома 3		Стадия	Лист	Листов
		ГИП		Примаков			04.13			П		1
		Разработал		Зиядинов			04.13			ООО «Нефтегазстройпроект»		
		Проверил		Черевичко			04.13					
		Н.контроль		Федотов			04.13					

										3			
Номер тома		Обозначение				Наименование				Примечание			
						Часть I. Объекты капитального строительства							
						производственного назначения							
1		35С-П/2012/25-01/2012-ПЗ				Раздел 1 «Пояснительная записка»				13023			
2		35С-П/2012/25-01/2012-ПЗУ				Раздел 2 «Схема планировочной организации земельного участка»				13024			
3		35С-П/2012/25-01/2012-АР				Раздел 3 «Архитектурные решения»				Не требуется			
4		35С-П/2012/25-01/2012-КР				Раздел 4 «Конструктивные и объемно-планировочные решения»				13025			
5		35С-П/2012/25-01/2012-ИОС				Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений»							
5.1		35С-П/2012/25-01/2012-ИОС.СЭ				Подраздел 5.1 «Система электроснабжения»				13026			
		35С-П/2012/25-01/2012-ИОС.СВС				Подраздел 5.2 «Система водоснабжения»				Не требуется			
5.2		35С-П/2012/25-01/2012-ИОС.СВО				Подраздел 5.3 «Система водоотведения»				13027			
		35С-П/2012/25-01/2012-ИОС.ОВ				Подраздел 5.4 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети»				Не требуется			
		35С-П/2012/25-01/2012-ИОС.СГ				Подраздел 5.6 «Система газоснабжения»				Не требуется			
5.3		35С-П/2012/25-01/2012-ИОС.ТР				Подраздел 5.7 «Технологические решения»				13028			
5.4		35С-П/2012/25-01/2012-ИОС.СС				Подраздел 5.5 «Сети связи»				13029			
6		35С-П/2012/25-01/2012-ПОС				Раздел 6 «Проект организации строительства»				13030			
7		35С-П/2012/25-01/2012-ПОД				Раздел 7 «Проект организации работ по сносу или демонтажу объектов капитального строительства»				Не требуется			
8		35С-П/2012/25-01/2012-ООС				Раздел 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды»				13031			

Номер тома		Обозначение	Наименование	Примечание	4
9	35С-П/2012/25-01/2012-ПБ	Раздел 9 «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности»		13032	
10	35С-П/2012/25-01/2012-ОДИ	Раздел 10 «Мероприятия по обеспечению доступа инвалидов»		Не требуется	
10.1	35С-П/2012/25-01/2012-ЭО	Раздел 10.1 «Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов»		13033	
11	35С-П/2012/25-01/2012-СМ	Раздел 11 «Смета на строительство объектов капитального строительства»		13034	
12	35С-П/2012/25-01/2012-ИД	Раздел 12 «Иная документация»			
12.1	35С-П/2012/25-01/2012-ИД.ГОЧС	Подраздел 1 «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»		13035	
12.2	35С-П/2012/25-01/2012-ИД.МПБ	Подраздел 2 «Промышленная безопасность»		13036	
12.3	35С-П/2012/25-01/2012-ИД.ОТиУП	Подраздел 3 «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием»		13037	
12.4	35С-П/2012/25-01/2012-ИД.КБ	Подраздел 4 «Коррозионная безопасность»		13038	
12.5	35С-П/2012/25-01/2012-ИД.СЗЗ	Подраздел 5 «Проект санитарно-защитной зоны»		13039	
12.6	35С-П/2012/25-01/2012-ИД.ИОПП	Подраздел 6 «Идентификация и оценка производственных и профессиональных рисков»		13040	
12.7	35С-П/2012/25-01/2012-ИД.СО	Подраздел 7 «Спецификация и ведомость оборудования»		13041	
12.8	35С-П/2012/25-01/2012-ИД.ВР	Подраздел 8 «Ведомость объемов работ и расчеты (архивный)»		13042	

1	Общая часть	5
2	Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях	5
3	Сведения об особых природно-климатических условиях	7
4	Сведения о характеристиках грунта	7
5	Сведения о грунтовых водах	11
6	Сведения о категории и классе линейного объекта	13
6.1	Выкидные нефтепроводы	13
6.2	Высоконапорный водовод	13
6.3	Линии электропередач	13
7	Сведения о проектной мощности	14
7.1	Выкидные нефтепроводы	14
7.2	Высоконапорный водовод	14
7.3	Линии электропередач	14
8	Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта	15
8.1	Выкидные нефтепроводы	15
8.1.1	Технологическое оборудование нефтепроводов	15
8.1.2	Устройства нефтепроводов	15
8.2	Высоконапорный водовод	15
8.3	Линии электропередач	16
9	Перечень мероприятий по энергосбережению	17
10	Обоснование оборудования, используемого в процессе строительства линейного объекта	17
11	Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации	18
12	Обоснование принятых автоматизированных систем управления технологическими процессами	28
12.1	Выкидные нефтепроводы	28
12.2	Высоконапорный водовод	28
12.3	Линии электропередач	28
13	Описание решений по организации ремонтного хозяйства	29
13.1	Выкидные нефтепроводы	29
13.2	Высоконапорный водовод	35
13.3	Линии электропередач	35
14	Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях	36
15	Выкидные нефтепроводы	36
15.1	Технология транспортирования нефти	36
15.2	Характеристика параметров нефтепроводов	37
15.3	Давление в трубопроводах	37

Инв. № подл.	13045	Подп. и дата	Взам. инв. №	13.2 Высоконапорный водовод 35									
				13.3 Линии электропередач..... 35									
				14 Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях 36									
				15 Выкидные нефтепроводы 36									
				15.1 Технология транспортирования нефти..... 36									
				15.2 Характеристика параметров нефтепроводов 37									
				15.3 Давление в трубопроводах..... 37									
				35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ									
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
				Гл.инженер	Ерохов		04.13	Обустройство скважин №№1, 601 Мичаюского месторождения. Линейные объекты капитального строительства. Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения. Пояснительная записка			Стадия	Лист	Листов
				ГИП	Примаков		04.13				П	2	83
				Разработал	Зиядинов		04.13				ООО «Нефтегазстройпроект»		
				Проверил	Черевичко		04.13						
				Н.контр.	Федотов		04.13						

15.4	Обоснование толщины стенки труб	37
15.5	Обоснование мест установки запорной арматуры.....	39
15.6	Сведения о резервной пропускной способности трубопровода и резервном оборудовании.....	39
15.7	Обоснование выбранного количества и качества основного и вспомогательного оборудования.....	39
15.8	Сведения о числе рабочих мест и их оснащенности	39
15.9	Сведения о расходе топлива, электроэнергии, воды и других материалов на технологические нужды	40
15.10	Описание системы диагностики состояния нефтепроводов	41
15.11	Мероприятия по защите трубопроводов от снижения температуры продукта ниже допустимой.....	45
15.12	Оценка возможных аварийных ситуаций	46
15.13	Сведения об опасных участках на нефтепроводах	47
15.14	Перечень проектных и организационных мероприятий по ликвидации последствий аварий	47
15.15	Описание проектных решений по прохождению трассы линейного объекта	49
15.15.1	Выкидные нефтепроводы	49
15.15.2	Высоконапорный водовод	51
15.15.3	Линии электропередач.....	52
15.16	Описание безопасного расстояния от оси трубопроводов до населенных пунктов и инженерных сооружений	52
15.17	Нагрузки и воздействия	52
15.18	Надежность линейного объекта	54
15.18.1	Выкидные нефтепроводы	54
15.18.2	Защита нефтепроводов от коррозии	55
15.18.3	Пневматическое испытание нефтепроводов	59
15.18.4	Высоконапорный водовод	60
15.18.5	Линии электропередач.....	62
15.19	Устойчивость нефтепроводов	63
15.20	Расчетные сочетания нагрузок.....	67
15.21	Расчетные коэффициенты	71
15.22	Основные физические характеристики материала труб	72
15.23	Обоснования требований к габаритным размерам труб	72
15.24	Пространственная жесткость конструкции нефтепроводов	73
15.25	Материалы для строительства	73
15.26	Глубина заложения нефтепроводов	73
15.27	Конструктивные решения при прокладке нефтепроводов на переходах через ручьи	73
15.28	Принципиальные конструктивные решения балластировки футляра нефтепровода с применением утяжелителей.....	74
15.29	Сигнальные знаки по трассе линейного объекта	76
16	Высоконапорный водовод	77
16.1	Характеристика параметров высоконапорного водовода	77
16.2	Обоснование диаметра высоконапорного водовода	77
16.3	Обоснование толщины стенки труб	78
16.4	Обоснование мест установки запорной арматуры.....	78
16.5	Надежность высоконапорного водовода	78
16.6	Опознавательные знаки на трассе высоконапорного водовода	80

Инв.№ подл.	13045	Подп. и дата	Взам. инв.№	15.24 Пространственная жесткость конструкции нефтепроводов 73							
				15.25 Материалы для строительства 73							
				15.26 Глубина заложения нефтепроводов 73							
				15.27 Конструктивные решения при прокладке нефтепроводов на переходах через ручьи . 73							
				15.28 Принципиальные конструктивные решения балластировки футляра нефтепровода с применением утяжелителей..... 74							
				15.29 Сигнальные знаки по трассе линейного объекта 76							
				16 Высоконапорный водовод 77							
				16.1 Характеристика параметров высоконапорного водовода 77							
				16.2 Обоснование диаметра высоконапорного водовода 77							
				16.3 Обоснование толщины стенки труб 78							
				16.4 Обоснование мест установки запорной арматуры..... 78							
				16.5 Надежность высоконапорного водовода 78							
				16.6 Опознавательные знаки на трассе высоконапорного водовода 80							
				35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ							
				Лист							
				3							
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

17 Принятые сокращения 81

18 Нормативные и ссылочные документы 82

Инв. № подл.	13045	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
										4	
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ	

1 Общая часть

Настоящий раздел выполнен в составе проектной документации для линейного объекта капитального строительства «Обустройство кустов скважин №№1, 601 Мичаюского нефтяного месторождения».

2 Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях

В административном отношении трассы выкидных нефтепроводов проходят по территории Сосногорского и Вуктыльского районов Республики Коми в 125 км к северо-востоку от г. Сосногорска. Территория располагается в пределах Мичаюского нефтяного месторождения, с действующими объектами нефтедобычи.

Выкидной нефтепровод от площадки куста скважин №1:

Начальная точка – площадка куста скважин №1.

Конечная точка – существующая площадка замерной установки АГЗУ-2А.

Протяженность трассы - 1200м.

Выкидной нефтепровод от площадки куста скважин №601:

Начальная точка – площадка куста скважин №601.

Конечная точка – врезка в существующий выкидной нефтепровод Ду100 от скважины №21.

Протяженность трассы - 580м.

Трассы нефтепроводов имеют пересечения с водопроводом, нефтепроводом, грунтовыми безкатегорийные а/дорогами, ручьями, линиями электропередач 6кВ и 30кВ.

Основным землепользователем, по землям которого проходят трассы трубопроводов является ГУ «Сосногорское лесничество» Малоперского участкового лесничества.

По данным физико-географического районирования, территория Мичаюского нефтяного месторождения приурочена к Печорскому равнинному природно-территориальному комплексу.

Рельеф представляет собой полого-холмистую территорию, слабонаклоненную с юго-запада на северо-восток в сторону ручья.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ	Лист
							5

Объекты проектирования расположены на залесенной пологоволнистой поверхности, с абсолютными отметками 106,0 -118,0 м.

Территория покрыта смешанным лесом: елью, сосной, березой и осиной. Высота деревьев в среднем составляет 10-16 м. Лес по своим таксационным признакам относится к лесам III группы.

Территория относится к строительно-климатическому подрайону I Д по «Схематической карте климатического районирования для строительства», СНиП 23-01-99* «Строительная климатология». Согласно ТСН 23-01-2007 территория относится к II климатическому району Республики Коми (Центральный район).

Район характеризуется холодной продолжительной зимой с устойчивым снежным покровом, умеренно коротким прохладным летом, с большой изменчивостью сумм осадков по территории.

Климат района умеренно-континентальный. С циклонами, приходящими с Атлантики, связана пасмурная с осадками погода, тёплая, нередко с оттепелями зимой и прохладная летом. Арктические воздушные массы в любое время года сопровождаются сухими северо-восточными ветрами, приносящими похолодание.

В целом район характеризуется коротким прохладным летом и длинной, холодной зимой, с устойчивым снежным покровом.

Климат района характеризуется следующими параметрами:

Средняя годовая температура воздуха минус 2,1°C;

В особо суровые зимы средняя суточная температура воздуха понижается до минус 49°C.

Абсолютный максимум температуры воздуха 35°C.

Средняя максимальная температура воздуха 3,2°C.

Абсолютный минимум температуры воздуха минус 52°C.

Средняя минимальная температура воздуха минус 5,1°C.

Средняя годовая температура поверхности почвы (почва песчаная) минус 1°C.

Абсолютный максимум температуры поверхности почвы 50°C.

Абсолютный минимум температуры поверхности почвы минус 51°C.

Средняя годовая относительная влажность воздуха 77%.

Среднее годовое количество осадков 540мм.

Гидрографическая сеть района принадлежит бассейну р. Печора. Трассы выкидных нефтепроводов, ВЛ и автодороги пересекают ручей без названия.

Инв. № подл.	13045	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
				35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ						6	
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

3 Сведения об особых природно-климатических условиях

К неблагоприятным инженерно-геологическим процессам, способным отрицательно влиять на строительство и эксплуатацию сооружений, относятся: подтопление территории, процессы морозного пучения, связанные с сезонным промерзанием грунтов, заболачивание территории, наличие слабых грунтов в пойме ручья, речная эрозия.

Процесс морозного пучения характеризуется как опасный.

Гидрогеологические условия территории работ характеризуются наличием временного сезоннодействующего водоносного горизонта верховодки.

4 Сведения о характеристиках грунта

Согласно геокриологическому районированию, территория работ расположена вне зоны распространения многолетнемерзлых пород (ММП). Грунты территории талые, сезоннопромерзающие.

Нормативная глубина сезонного промерзания согласно СП 50-101-2004 «Проектирование и устройство оснований и фундаментов зданий и сооружений» для суглинков - 1,87 м; для супесей, песков мелких - 2,28 м; для песков средней крупности и гравелистых – 2,43 м (по данным метеостанции г. Ухта).

Процесс морозного пучения характеризуется как опасный.

Грунты в разной степени подвержены процессам морозного пучения:

Коридор коммуникаций от площадки куста скважин №601 до существующего нефтепровода (нефтепровод, ВЛ-6кВ):

песок мелкий (ИГЭ-9а) – практически непучинистый,

пески мелкие и пылеватые (ИГЭ-9б, ИГЭ-10а соответственно) – среднепучинистые, супесь текучая (ИГЭ-11а) – чрезмерно пучинистая,

супесь пластичная (РГЭ-11б) – слабопучинистая,

супесь твердая (ИГЭ-11в) – практически непучинистая.

Коридор коммуникаций от площадки скважины №1 до БНГ-2 в районе ДНС «Мичаю», коридор коммуникаций от площадки куста скважин №1 до АГЗУ-2А в районе ДНС «Мичаю»:

ИГЭ-7а, 8б – слабопучинистые;

ИГЭ-3б, 4а, 4в, 4г, 8а – среднепучинистые.

Инв. № подл. 13045	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 7
			35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ						
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

В пределах участков изысканий, скважинами вскрыты современные техногенные, биогенные отложения, флювиогляциальные средне-верхнечетвертичные отложения, и аллювиальные средне-, верхнечетвертичные отложения.

Специфическими грунтами в пределах участка изысканий являются техногенные грунты и биогенные образования. Техногенные грунты бурением не вскрыты и распространены локально по грунтовым автодорогам и насыпям.

Биогенные грунты распространены локально, в долине ручья пересекаемого коридором коммуникаций от куста скважин №601 до существующего нефтепровода.

Коррозионная агрессивность грунтов по отношению к углеродистой и низколегированной стали преимущественно низкая, средняя коррозионная агрессивность выявлена скважиной 4617.

В пределах коридора коммуникаций от площадки куста скважин №1 до АГЗУ-2А в районе ДНС «Мичаю» выделено 13 инженерно-геологических элементов (ИГЭ):

Грунт растительного слоя с корнями, мощностью 0,1-03 м прослежен повсеместно (кроме отсыпанных участков). Группа грунта по трудности разработки – 9б. Для учета объема земляных работ плотность грунта растительного слоя рекомендуется принять 1,45 г/см³.

Техногенные образования (t IV)

ИГЭ-1 – Техногенный грунт представлен песком коричневым, мелким, плотным, малой степени водонасыщения, с содержанием гравия до 3-7 %, гальки до 2 %. Группа грунта по трудности разработки – 29б. Ro=200-250 кПа.

Аллювиальные средне-верхнечетвертичные отложения (a II-III)

ИГЭ-3а – песок коричневый, пылеватый, средней плотности, малой степени водонасыщения, сильноводопроницаемый, однородный, с единичным гравием, практически непучинистый. Группа грунта по трудности разработки – 29б. Ro=250 кПа.

ИГЭ-3б – песок коричневый, пылеватый, плотный, средней степени водонасыщения и насыщенный водой, сильноводопроницаемый, однородный, с содержанием гравия до 3 %, среднепучинистый. Группа грунта по трудности разработки – 29б. Ro=150 кПа.

ИГЭ-4а – песок коричневый, мелкий, рыхлый, малой степени водонасыщения и насыщенный водой, сильноводопроницаемый, однородный, с содержанием гравия до 3 %, с единичной галькой, с прослоями песка пылеватого, среднепучинистый. Группа грунта по трудности разработки – 29б. Ro=300 кПа.

Инд. № подл.	13045	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ						8
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

ИГЭ-4б – песок коричневый, мелкий, средней плотности, малой степени водонасыщения, сильноводопроницаемый, однородный, с содержанием гравия до 5-7 %, с единичной галькой, практически непучинистый. Группа грунта по трудности разработки – 29б. $R_o=300$ кПа.

ИГЭ-4в – песок коричневый, серый, мелкий, средней плотности, насыщенный водой, сильноводопроницаемый, однородный с содержанием гравия до 3-5 %, с прослоями и пятнами ожелезнения, с прослоями песка, среднепучинистый. Группа грунта по трудности разработки – 29б. $R_o=200$ кПа.

ИГЭ-4г – песок коричневый, мелкий, плотный, насыщенный водой, сильноводопроницаемый, однородный, с содержанием гравия до 5 %, с прослоями суглинка мягкопластичного, среднепучинистый. Группа грунта по трудности разработки – 29б. $R_o=300$ кПа.

ИГЭ-5 – песок коричневый, средней крупности, рыхлый и средней плотности, малой, средней степени водонасыщения и насыщенный водой, неоднородный, с содержанием гравия до 5 %, единичной гальки, практически непучинистый. Группа грунта по трудности разработки – 29б. $R_o=400$ кПа.

ИГЭ-6 – песок серый, гравелистый, плотный, насыщенный водой, неоднородный, практически непучинистый. Группа грунта по трудности разработки – 29в. $R_o=600$ кПа.

Флювиогляциальные среднечетвертичные отложения (f II)

ИГЭ-7а – супесь коричневая, синевато-серая, серая, пластичная, песчанистая, с содержанием гравия и гальки до 5 %, с включением тонких прослоев песка, слабopучинистая. Группа грунта по трудности разработки – 36б. $R_o=300$ кПа.

ИГЭ-7б – супесь темно-коричневая, твердая, пылеватая, с содержанием гравия до 3-5 %, практически непучинистая. Группа грунта по трудности разработки – 36б. $R_o=300$ кПа.

ИГЭ-8а – суглинок коричневый, легкий, тугопластичный, песчанистый, с включением гравия до 3-5%, единичной гальки, с прослоями песка пылеватого, среднепучинистый. Группа грунта по трудности разработки – 35в. $R_o=282$ кПа.

ИГЭ-8б – суглинок коричневый, серо-коричневый, серый, легкий, полутвердый, песчанистый, с пятнами ожелезнения, с тонкими прослоями песка пылеватого, с включением гравия до 5%, единичной гальки, слабopучинистый. Группа грунта по трудности разработки – 35в. $R_o=299$ кПа.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
13045								35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ	9
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Коррозионная агрессивность грунтов по отношению к углеродистой и низколегированной стали - низкая.

В пределах коридора коммуникаций от площадки куста скважин №601 до существующего нефтепровода выделено 7 инженерно-геологических элементов (ИГЭ) и 1 расчетный грунтовый элемент (РГЭ):

Грунт растительного слоя с корнями, мощностью 0,1-03 м прослежен повсеместно (кроме отсыпанных участков). Группа грунта по трудности разработки – 9б. Для учета объема земляных работ плотность грунта растительного слоя рекомендуется принять 1,45 г/см³.

Техногенные образования (t IV)

ИГЭ-1 – техногенный грунт представлен песком коричневым, мелким, плотным, малой степени водонасыщения, с содержанием гравия до 3-7 %, гальки до 2 %. Группа грунта по трудности разработки – 29б. Ro=200-250 кПа.

Современные биогенные образования (b IV)

ИГЭ-2 – торф бурый, высокозольный, сильноразложившийся, насыщенный водой, с включением древесных остатков. Группа грунта по трудности разработки 37б. Ro=30 кПа.

Флювиогляциальные средне-верхнечетвертичные отложения (f II-III)

ИГЭ-9а – песок коричневый, мелкий, средней плотности (скв. 4614 - рыхлый), малой степени водонасыщения и насыщенный водой, сильноводопроницаемый, однородный, с содержанием гравия до 3-7 %, гальки до 2 %, с прослоями супеси и пятнами ожелезнения, практически непучинистый. Группа грунта по трудности разработки – 29б. Ro=300 кПа.

ИГЭ-9б – песок коричневый, мелкий, плотный, разной степени водонасыщения, водопроницаемый и сильноводопроницаемый, однородный, с содержанием гравия до 3-5 %, гальки до 2 %, с прослоями супеси и суглинка, с пятнами ожелезнения, среднепучинистый. Группа грунта по трудности разработки – 29б. Ro=300 кПа.

ИГЭ-10а – песок коричневый, серый, пылеватый, плотный, насыщенный водой и средней степени водонасыщения, водопроницаемый, однородный, с содержанием гравия до 3-5 %, гальки до 2 %, с прослоями супеси пластичной, среднепучинистый. Группа грунта по трудности разработки – 29б. Ro=150 кПа.

ИГЭ-11а – супесь серая, текучая, песчанистая, с содержанием гравия до 5 %, с прослоями песка мелкого, чрезмерно пучинистая. Группа грунта по трудности разработки – 36б. Ro=200 кПа.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	13045	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ	Лист
											10

РГЭ-11б – супесь серая, коричневая, пластичная, песчанистая, с содержанием гравия до 3-5 %, с прослоями и пятнами ожелезнения, с прослоями песка и суглинка полутвердого, слабопучинистая. Группа грунта по трудности разработки – 36б. $R_o=300$ кПа.

ИГЭ-11в – супесь серая, коричневая, твердая, пылеватая, с прослоями песка, с содержанием гравия до 5 %, практически непучинистая. Группа грунта по трудности разработки – 36б. $R_o=300$ кПа.

Коррозионная агрессивность грунтов по отношению к углеродистой и низколегированной стали преимущественно низкая.

Склоновые процессы (оползни, обвалы, осыпи и пр.) находятся в стадии равновесия.

Карстовые процессы во время проведения работ не выявлены.

Грунты геологического разреза по сейсмическим свойствам отнесены ко II-III категории.

Согласно комплексу карт сейсмического районирования ОСР-97 (А, В, С) сейсмичность района изысканий оценивается пятью баллами. Согласно СП 14.13330.2011. «Свод правил. Строительство в сейсмических районах». По категории опасности процесс отнесен к умеренно опасным.

5 Сведения о грунтовых водах

Согласно картам гидрогеологического районирования грунтовые воды территории по условиям формирования подземного стока относятся к Тимано-Печорской провинции (Печорскому бассейну). Согласно схемам гидрогеологического районирования грунтовые воды относятся к Ижма-Печорскому артезианскому бассейну второго порядка Печорской системы артезианских бассейнов.

В пределах коридора коммуникаций от площадки куста скважин №1 до АГЗУ-2А, инженерно-геологическими скважинами вскрывается водоносный горизонт приуроченный к аллювиальным отложениям.

Водоносный горизонт постоянно действующий, вскрыт на площадке БНГ-2 и АГЗУ-2А на глубине от 3,1 до 4,4 м. Водовмещающими породами служат пески коричневые и серые, мелкие. Воды ненапорные.

Грунтовые воды по химическому составу гидрокарбонатно-кальциевые натриевые и гидрокарбонатно-кальциевые, по степени жесткости – средней

Инв. № подл.	13045	Подп. и дата	Взам. инв. №	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ						Лист	
										11	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

жесткости, по величине pH – нейтральные и слабокислые, степень минерализации воды – слабая.

Согласно СНиП 2.03.11-85 «Защита строительных конструкций от коррозии» по степени агрессивного воздействия грунтовые воды по показателю pH неагрессивные к бетону марки W4, W6 и W8. По содержанию агрессивной углекислоты грунтовые воды слабоагрессивные и неагрессивные к бетону марки W4 и неагрессивные к бетону марки W6 и W8.

По степени агрессивного воздействия на арматуру железобетонных изделий грунтовые воды неагрессивны – в постоянном погружении, слабоагрессивные – при периодическом смачивании.

В периоды обильного снеготаяния и выпадения обильных осадков (затяжных дождей) возможно повышение уровня грунтовых вод на 1,0 – 1,5 м.

В пределах коридора коммуникаций от площадки куста скважин №601, инженерно-геологическими скважинами вскрывается 2 водоносных горизонта приуроченные к флювиогляциальным отложениям.

Первый от поверхности постоянно действующий водоносный горизонт вскрыт на глубине от 1,0 до 3,0 м. Водовмещающими породами служат пески мелкие и пылеватые. Воды ненапорные.

Грунтовые воды первого от поверхности водоносного горизонта по химическому составу гидрокарбонатно-кальциевые железистые и гидрокарбонатно-натриевые железистые, по степени жесткости – мягкие, по величине pH – слабокислые, степень минерализации воды – слабая.

Согласно СНиП 2.03.11-85 «Защита строительных конструкций от коррозии» по степени агрессивного воздействия грунтовые воды по показателю pH слабоагрессивные к бетону марки W4, неагрессивные к бетону марки W6 и W8. По содержанию агрессивной углекислоты грунтовые воды также слабоагрессивные к бетону марки W4 и неагрессивные к бетону марки W6 и W8.

По степени агрессивного воздействия на арматуру железобетонных изделий грунтовые воды неагрессивны – в постоянном погружении, слабоагрессивные – при периодическом смачивании.

В коридорах коммуникаций от площадки скважины №1 до БНГ-2 в районе ДНС «Мичаю», и коридоре коммуникаций от площадки куста скважин №1 до АГЗУ-2А в районе ДНС «Мичаю» процессы подтопления наблюдаются в пониженных участках рельефа, за счет неглубокого залегания от поверхности практически

Инв. № подл.	13045	Подп. и дата	Взам. инв. №	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ						Лист
										12
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

нефильтрующих отложений. По трассе нефтепровода процесс отнесен к умеренно опасным. По трассе водовода процесс отнесет к весьма опасным.

Заболачивание выявлено в районе ручья б/н, вдоль проектируемой трассы водовода (ПК 9), слева от грунтовой автодороги. Процесс заболачивания связан с техногенными нагрузками, препятствующими естественному стоку поверхностных вод (межпромысловая автодорога). В полосе топосъемки биогенные образования отсутствуют, развита кочковатость и сухостой.

Речная эрозия по трассе водовода и нефтепровода отнесена к умеренно опасным процессам.

6 Сведения о категории и классе линейного объекта

6.1 Выкидные нефтепроводы

Выкидные нефтепроводы состоят из двух трубопроводов:

1. Выкидной нефтепровод Ду80 от от площадки куста скважины №1;
2. Выкидной нефтепровод Ду80 от от площадки скважины №601.

Проектируемые выкидные нефтепроводы относятся к сооружениям повышенного уровня (I) ответственности и являются опасным производственным объектом.

Выкидные нефтепроводы классифицируются как промысловые нефтепроводы III класса, 1 группы, III категории. В зависимости от способа прокладки и условий прохождения трасс нефтепроводов приняты категории «I», «II» согласно ВСН 51-3/2.38-85 «Проектирование промысловых стальных трубопроводов».

Рабочее давление нефтепроводов составляет $P \leq 4 \text{ МПа}$.

6.2 Высоконапорный водовод

Высоконапорный водовод с рабочим давлением $P_p \leq 21,0 \text{ МПа}$ классифицируется как трубопровод системы заводнения нефтяных пластов с давлением закачки более 10 МПа.

Высоконапорный водовод относится к I классу, 1 группы, III категории трубопроводов согласно ВСН 51-3/2.38-85 и ВНТП 3-85.

Участок подземного перехода водовода через ручей относится ко II категории трубопроводов согласно ВСН 51-3-85.

6.3 Линии электропередач

Согласно ТУ №310Э, от 10 ноября 2011 года, линия ВЛЗ 6кВ является

Изм. № подл.	13045	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
				35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ						13	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

ответвлением от ВЛ6кВ фидер 6 ПС 35/6кВ «Мичаю». Линия выполняется проводом СИП-3 сечением 1х50 мм². Трасса линии проходит параллельно трассе выкидного нефтепровода, на расстоянии 12 метров от центра опор.

7 Сведения о проектной мощности

7.1 Выкидные нефтепроводы

Назначение выкидных нефтепроводов – транспортирование продукции нефтяных скважин до замерных установок.

Проектируемые выкидные нефтепроводы рассчитаны на рабочее давление 4 МПа и максимальный дебит по жидкости:

- куст №1 – 70 м³/сут.;
- скважина №601 – 35 м³/сут.

Диаметры нефтепроводов и толщины стенок приняты в соответствии с гидравлическим расчетом и расчетом толщины стенки по ВСН 51-3/2.38-85.

7.2 Высоконапорный водовод

Для заводнения нефтяных пластов Мичаюского нефтяного месторождения предусмотрена прокладка высоконапорного водовода от существующего БНГ-2 до нагнетательной скважины №1.

Проектируемый высоконапорный водовод рассчитан на рабочее давление $P_p \leq 21,0$ МПа и ожидаемую приемистость нагнетательной скважины №1 – 150 м³/сут.

Диаметр водовода и толщина стенки трубопровода приняты на основании гидравлического расчета и расчета толщины стенки в соответствии с ВСН 51-3/2.38-85 и ВНТП 3-85.

7.3 Линии электропередач

Линия ВЛ3 6кВ для питания куста скважин №601 выполнена проводом СИП-3 1х50мм², мощность подстанции установленной на площадке составляет 25кВ.

Инв. № подл.	13045	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										14
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ

8 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта

8.1 Выкидные нефтепроводы

8.1.1 Технологическое оборудование нефтепроводов

Технологическим оборудованием выкидных нефтепроводов является запорная арматура.

Запорная арматура устанавливается:

На выкидном нефтепроводе от площадки куста скважины №1 - до и после перехода нефтепровода через ручей.

На выкидном нефтепроводе от площадки куста скважины №601 - до и после перехода нефтепровода через ручей, а также в конце трассы перед врезкой в существующий выкидной нефтепровод Ду100 от скважины №21.

В качестве запорной арматуры принята задвижка клиновая ручная DN80 PN6,3МПа.

На выкидном нефтепроводе от площадки куста скважины №601 перед врезкой в существующий выкидной нефтепровод от скважины №21 предусмотрена установка манометра в соответствии с требованием Задания на проектирование (Приложение А раздела 1 – 35С-П/2012/25-01/2012-Л-ПЗ).

Местоположение узлов установки запорной арматуры приведено на технологической схеме (Приложения А.1 и А.2 раздела 3 – 35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР).

Площадки запорной арматуры запроектированы с учетом планировки, водоотведения поверхностных вод, ограждения и т.д.

8.1.2 Устройства нефтепроводов

Для разделения электрического потенциала при подключении выкидного нефтепровода от куста скважины №601 в существующий выкидной нефтепровод от скважины №21 и на выходе нефтепроводов из земли предусмотрены вставки электроизолирующие (ВЭИ) по ТУ 1469-027-05015070.

8.2 Высоконапорный водовод

Высоконапорный водовод запроектирован из труб стальных бесшовных

Инв. № подл. 13045	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 15	
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ	

горячедеформированных Ø89х10 сталь 20А по ТУ 1317-006.1-593377520-2003 с наружным антикоррозионным покрытием по ГОСТ Р 51164-98 усиленного типа (конструкция №1). Трубы для строительства приняты с учетом требований ПБ 03-585-03, ВНТП 3-85, СНиП 2.05.06-85, ВСН 51-3-85 и условий северного климатического района строительства.

С двух сторон надземного перехода через ручей устанавливаются водопроводные колодцы диаметром 2020мм. Для отключения и опорожнения участков водовода в колодцах устанавливается запорная арматура. В качестве запорной арматуры приняты задвижки стальные клиновые фланцевые DN80, PN25,0МПа

В наивысших точках проектируемого водовода устанавливаются узлы выпуска воздуха (вантузы) DN50, Рр=21,0 МПа, бесколодезной установки.

8.3 Линии электропередач

Линия ВЛЗ 6кВ для питания куста скважин №601. Линия выполнена согласно ТУ №310Э. Для линии применены железобетон-ные стойки стойки СВ110-5 для III ветрового района при стенке гололеда 15мм для ненаселенной местности.

В проекте применены следующие типы опор согласно Альбома типовых решений Л56-97 :

- концевая опора КмБ10-21
- угловая анкерная опора УАтБ10-21
- анкерная опора АтБ10-21

Применение арматуры с двойным креплением провода обусловлено требованием ТУ. На концевой опоре устанавливается разъединитель с дополнительными полимерными изоляторами . На первых трех опорах устанавливаются длинно искровые разрядники РДИП-10-1-УХЛ1 , по одному разряднику на фазу на одной опоре. В начале линии на провода устанавливаются индикаторы неисправности линии Line Troll/

Для заземления опор в железобетонных стойках предусмотрены нижний и верхний заземляющие проводники. Заземление опор выполняется согласно Серии 3.407-150. Для каждой опоры предусмотрен один вертикальный электрод из круглой стали длиной 5 метров . Сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 30 Ом.

Инв.№ подл. 13045	Подп. и дата	Взам. инв.№							35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ		Лист
											16
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата			

9 Перечень мероприятий по энергосбережению

Мероприятия по энергосбережению приняты в соответствии с требованиями следующих документов:

Федеральный Закон «Об энергосбережении» №28-ФЗ от 03.04.1996 г.;

Указ Президента Российской Федерации от 04.06.2008 г. №889 «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики»;

«Энергетическая стратегия России на период до 2030 г.» (Распоряжение Правительства России №1715-р от 13.11.2009 г.);

Проектные решения по обеспечению энергосбережения включают в себя снижение потерь электроэнергии при осуществлении транспорта нефти.

По трассам выкидных нефтепроводов отсутствует электрофицированное оборудование, в связи с этим расход электроэнергии не предусмотрен.

10 Обоснование оборудования, используемого в процессе строительства линейного объекта

Количество основных машин и механизмов определено в соответствии с планируемыми объемами работ, продолжительностью строительства линейной части объекта «Обустройство кустов скважин №№1, 601 Мичаюского нефтяного месторождения» приведено в таблице 11.1.

Таблица 11.1 – Количество основных машин и механизмов

Машины и механизмы	Марка	Количество по годам строительства
Гусеничный кран	МКГ-25.01Б (25т)	2
Автомобильный кран	КС-35714-2 (17т)	2
Трубоукладчик	ТГ-61	2
Трелевочный трактор	ТТ-4М	1
Тягач прицепа тяжеловоза	МЗКТ-7429	2
Прицеп-тяжеловоз	ЧМЗАП-9990	2
Трубовоз	ПВ-96, тягач КАМАЗ4310	3
Экскаватор	ЕТ-14 (ковш 0,65м3)	2
Экскаватор-планировщик	ЭО-43212	1
Бульдозер	Т-9.01Я	3
Автогрейдер	ГС-10.01-02	1
Бурильно-крановая машина	БКМ-515	1

Взам. инв. №	Подп. и дата	13045	Гусеничный кран		МКГ-25.01Б (25т)		2	
			Автомобильный кран		КС-35714-2 (17т)		2	
			Трубоукладчик		ТГ-61		2	
			Трелевочный трактор		ТТ-4М		1	
			Тягач прицепа тяжеловоза		МЗКТ-7429		2	
			Прицеп-тяжеловоз		ЧМЗАП-9990		2	
			Трубовоз		ПВ-96, тягач КАМАЗ4310		3	
			Экскаватор		ЕТ-14 (ковш 0,65м3)		2	
			Экскаватор-планировщик		ЭО-43212		1	
			Бульдозер		Т-9.01Я		3	
			Автогрейдер		ГС-10.01-02		1	
			Бурильно-крановая машина		БКМ-515		1	

Дизельная электростанция	АД60С-Т400-Р	3
Агрегат сварочный	АДД-2х2502	1
Машина изолировочная	Миг-Honda-325	1
Автомобиль бортовой	КАМАЗ-43118	4
Автомобиль самосвал	КАМАЗ-65115	8
Автобетоносмеситель	СБ 159А (Камаз 5511)	1
Сваебойный агрегат СП-49	СП-49	1
Вышка телескопическая	ВТ-26 (ЗИЛ-131)	2
Дизельная компрессорная станция	ЗИФ-ПВ-6/0,7	1
Топливозаправщик	АТЗ-10 (УРАЛ 4320-1912-40)	1
Авторемонтная мастерская	МТО-АТ-М1 (УРАЛ 4320-10)	1
Лаборатория контроля качества трубопроводов	на базе УРАЛ 4320-40	1
Корчеватель-собираатель	на тракторе Т-100	1
Прицепной виброток	Baukema	1
Вибраторы поверхностные	ИБ-99Н	2
Трамбовки пневматические	ТСС ВТ-80Х	2
Вахтовая автомашина	ГАЗ-53	2

Комплект машин и механизмов для испытания и опрессовки трубопроводов приведен в таблице 11.2

Таблица 11.2 - Комплект машин и механизмов для испытания и опрессовки трубопроводов

Машины и механизмы	Марка	Количество по годам строительства
		1
Компрессорная установка	СД-9-101М; шасси КАМАЗ-43118	1
Агрегат сварочный	АДД-2х2502	2
Передвижная электростанция	АД-60С-Р (60кВт)	1
Трубоукладчик	ТГ-61	1
Аппарат безогневой резки труб	ДПА-20	1
Дизельная компрессорная станция	ЗИФ-ПВ-6/0,7	1

11 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации

При разработке мероприятий по охране труда и технике безопасности на нефтегазодобывающих предприятиях следует руководствоваться "Правилами

Изм. № подл.	Взам. инв. №
13045	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ	Лист
							18

безопасности в нефтегазодобывающей промышленности", "Правилами безопасности при эксплуатации установок подготовки нефти на предприятиях нефтяной промышленности", "Санитарными нормами проектирования промышленных предприятий", ВНТП 3-85, СП 34-116-97, РД 39-132-94, НТД по ОТ, ПБ и ООС и другими действующими нормами технологического проектирования, а также действующими нормами и правилами безопасности.

Одними из основных задач организации, эксплуатирующей линейный объект, является выполнение мероприятий по организации безопасных условий труда в соответствии с действующей на промысловых трубопроводах системой управления охраной труда, повышению квалификации труда и культуры производства, инструктаж и периодическая проверка знаний персонала, внедрение рационализаторских предложений, освоение новой техники.

Порядок организации работ, регламентация обязанностей и ответственности административно-технического персонала по охране труда и технике безопасности на объектах систем сбора и внутрипромыслового транспорта нефти, газа и воды определяются следующими документами: "Правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности", "Правилами безопасности при сборе, подготовке и транспортировании нефти и газа на предприятиях нефтяной промышленности" и "Единой системой работ по созданию безопасных условий труда".

Основным направлением работ по охране труда должно быть планомерное осуществление комплекса организационных и технических мероприятий, обеспечивающих создание здоровых и безопасных условий труда и поддержание порядка на производстве.

Общее руководство работой по охране труда и ответственность за состояние техники безопасности и производственной санитарии в целом по ПО возлагаются на генерального директора и главного инженера объединения, а в НГДУ — на начальника и главного инженера управления.

Во всех службах, занимающихся эксплуатацией и ремонтом трубопроводов, руководство работой по охране труда и ответственность за состояние техники безопасности и производственной санитарии возлагаются на руководителей этих подразделений.

Начальники служб и подразделений в пределах вверенных им участков должны обеспечить выполнение организационных и технических мероприятий для создания

Инв. № подл.	13045	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
										19	
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ	

безопасных условий труда, проводить инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы, а также контролировать выполнение правил и инструкций по технике безопасности, производственной санитарии и пожарной безопасности, обеспечение рабочих по профессиям и видам работ инструкциями, а рабочие места — необходимыми плакатами.

Инструкции по безопасным методам ведения работ должны пересматриваться и переутверждаться один раз в три года, а также при введении новых правил и норм, типовых инструкций, новых технологических процессов, установок, машин и аппаратов.

Пересмотренные и дополненные инструкции должны быть своевременно доведены до сведения работников, которые обязаны их знать и выполнять.

Организация работ по охране труда и контроль за состоянием трубопроводов осуществляются работниками службы охраны труда и техники безопасности НГДУ.

При организации и производстве работ на объектах системы сбора и внутрипромыслового транспорта нефти, газа и воды должна учитываться специфика производства, определяемая опасными свойствами транспортируемых компонентов: токсичностью, испаряемостью, способностью электризоваться, взрывоопасностью, пожароопасностью, коррозионной активностью и т. д.

Все работники систем сбора и внутрипромыслового транспорта нефти, газа и воды обязаны твердо знать и строго выполнять в объеме возложенных на них обязанностей правила техники безопасности, производственной санитарии и пожарной безопасности.

Каждый рабочий и инженерно-технический работник обязан немедленно докладывать своему непосредственному руководству о замеченных им нарушениях и неисправностях оборудования, механизмов, приспособлений и инструмента, утечках нефти, газа и воды, нарушениях правил техники безопасности, производственной санитарии и пожарной безопасности.

Работники цехов и участков должны быть обеспечены, согласно установленным перечням и нормам, средствами индивидуальной защиты, спецодеждой, спецобувью, спецпитанием, мылом и другими средствами; ответственность за обеспечение работников указанными видами довольствия и контроль за их использованием возлагаются на одного из заместителей руководителя ПО, управления, а также на руководителей объектов, цехов и участков.

Инв. № подл.	13045	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
										20	
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ	

Защитные средства и предохранительные приспособления перед выдачей рабочим и ИТР подвергаются осмотру и испытанию в соответствии с установленными требованиями. Пользоваться неисправными защитными средствами и предохранительными приспособлениями категорически запрещается.

Требования к средствам индивидуальной защиты должны отвечать следующим ГОСТ:

- специальная одежда – ГОСТ Р 12.4.196, ГОСТ 29335, ГОСТ 29338, ГОСТ 12.4.044, ГОСТ 12.4.045;
- средства защиты рук – ГОСТ 12.4.010, ГОСТ 12.4.183;
- специальная обувь – ГОСТ 12.4.024, ГОСТ 12.4.137, ГОСТ 12.4.032;
- средства защиты лица – ГОСТ 12.4.023, ГОСТ 12.4.035;
- средства защиты органов слуха – ГОСТ Р 12.4.208, ГОСТ Р 12.4.213;
- средства защиты глаз – ГОСТ Р 12.4.013.

Средства индивидуальной защиты призваны обеспечить непосредственную защиту работников от травматизма и нанесения вреда здоровью. Они не могут заменить работу по минимизации рисков посредством организации планирования, инженерно-технических решений, и т.д. В то же время СИЗ являются необходимой и важной частью системы ОТ и ПБ.

В каждом цехе, на каждом рабочем месте должна находиться аптечка с необходимым запасом медикаментов и перевязочных материалов по установленному перечню.

Весь производственный персонал должен быть обучен способам оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях.

Рабочие, принимаемые на работу по обслуживанию сооружений и оборудования систем сбора нефти, газа и воды, должны иметь соответствующее профессионально-техническое образование или пройти профессионально-техническую подготовку на производстве.

Обучение рабочих на производстве проводится в соответствии с "Типовым положением о профессиональном обучении рабочих на производстве в нефтяной промышленности" по разработанным и утвержденным программам. Программы должны периодически, не реже одного раза в 3 года, пересматриваться и заново утверждаться.

По окончании производственного обучения в объеме утвержденной программы, перед допуском к работе знания вновь поступившего или переведенного рабочего

Инв. № подл.	13045	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
										21	
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ	

или ИТР должны быть проверены квалификационной комиссией, назначенной приказом по объединению или управлению.

Результаты проверки знаний должны оформляться протоколом. Каждому работнику, выдержавшему испытание, выдается удостоверение за подписью председателя комиссии, подтверждающее право на эксплуатацию сооружений и оборудования и устанавливающее квалификационную группу работника.

Периодическая проверка знаний рабочих проводится ежегодно в том же порядке, как при проведении первичной проверки знаний.

Внеочередная проверка знаний у рабочих проводится:

- при изменении производственного (технологического) процесса, внедрении нового вида оборудования и механизмов;
- при введении в действие новых правил и норм безопасности, инструкций по безопасному ведению работ;
- в случае выявления нарушений требований правил безопасности и инструкций, которые могли привести или привели к травме или аварии (по усмотрению начальника цеха);
- по приказу или распоряжению руководства предприятия, по указанию вышестоящих органов;
- по требованию органов государственного надзора и технических инспекторов труда профсоюзов в случае обнаружения недостаточных знаний;
- при переводе на другую работу или перерыве в работе более 6 месяцев.

Общее руководство и ответственность за правильную организацию и проведение обучения работников безопасным методам работы возлагаются на руководителя предприятия.

Контроль за своевременным и качественным обучением рабочих и инженерно-технических работников безопасным методам работы возлагается на соответствующие службы охраны труда и техники безопасности.

Работники, обслуживающие промышленные трубопроводы, должны пройти инструктажи по правилам безопасности в соответствии с "Единой системой управления охраной труда в нефтяной промышленности":

а) вводный инструктаж, проводимый со всеми поступающими на предприятие рабочими и служащими независимо от их образования, квалификации и стажа работы по данной профессии или должности, а также с работниками, командированными для работы на данном предприятии, учащимися, студентами и

Инв. № подл. 13045	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 22
			35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ						
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

другими лицами, допускаемыми на территорию предприятия или в производственные цеха для проведения работ;

б) инструктажи на рабочем месте:

первичный для рабочих и мастеров с практическим обучением — перед допуском к самостоятельной работе или при переводе с одной работы на другую;

периодический (повторный) проводится руководителем работ непосредственно на рабочем месте для рабочих по программе первичного инструктажа не реже чем через полгода, а для профессий с повышенными требованиями безопасности — через 3 месяца, для ИТР — не реже чем через 2 года;

– внеочередной (внеплановый), вызванный производственной необходимостью — при изменении производственного процесса, замене одного вида оборудования на другой и в подобных случаях, когда изменяются условия труда;

– если в цехе, на участке, в бригаде произошел несчастный случай или отказ;

– при необходимости доведения до сведения работающих дополнительных требований, вызванных введением новых правил и инструкций по безопасному ведению работ;

– если выявлены случаи нарушения правил и инструкций, производственной дисциплины независимо от принятых мер воздействия;

– разовый (текущий) инструктаж по приказу или распоряжению вышестоящих организаций и контролирующих органов — перед выполнением особо опасных работ (по установленному перечню).

Для рассмотрения вопросов охраны труда, осуществления плановых проверок состояния условий труда на объектах, в цехах, предприятиях создаются постоянно действующие комиссии (ПДК) по безопасности труда.

ПДК предприятия организуется приказом по предприятию под председательством главного инженера. В состав комиссии включаются заместители начальника, главные специалисты, начальники отделов, служб, председатель профсоюзного комитета, председатель комиссии охраны труда.

Руководители предприятия, возглавляя ПДК по безопасности труда, не реже одного раза в квартал осуществляют выборочную проверку состояния условий труда.

Результаты проверок оформляются актом. При необходимости по результатам проверок издается приказ.

Изм. № подл.	Взам. инв. №
13045	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ	Лист
							23

Порядок организации и содержание работы ПДК по безопасности труда предприятий должны соответствовать требованиям "Положения о постоянно действующих комиссиях по безопасности труда".

За состоянием условий труда на объектах промыслового сбора и транспорта нефти, газа и воды должен быть организован ведомственный контроль, осуществляемый непосредственными руководителями работ и организаторами производства согласно "Положению о ведомственном (оперативном) контроле за состоянием условий труда".

На предприятии по каждому объекту должен быть разработан перечень работ повышенной опасности, в котором отдельно должны быть указаны работы, выполняемые с оформлением наряда-допуска и без оформления наряда-допуска, но с регистрацией последних перед их началом в специальном журнале, что вызвано необходимостью ликвидации аварийных ситуаций и аварий.

Перечень работ разрабатывается начальниками цехов, установок, согласовывается со службами эксплуатации главного механика и техники безопасности и утверждается главным инженером предприятия.

Перечень должен периодически не реже одного раза в год пересматриваться и переутверждаться.

На выполнение работ повышенной опасности оформляется наряд-допуск в двух экземплярах и хранится в течение одного года у руководителя работ и руководителя, разрешившего работы.

На производство огневых работ оформляется разрешение по форме, утвержденной вышестоящей организацией; наряд-допуск не оформляется.

Список руководителей, имеющих право выдачи нарядов-допусков и разрешений на производство работ, оформляется приказом по предприятию.

В качестве основных мероприятий по охране труда и технике безопасности следует предусматривать:

- полную герметизацию всего технологического процесса внутрипромыслового сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды;
- оснащение технологического оборудования предохранительными устройствами;
- выбор оборудования из условия максимально возможного давления в нем, а для оборудования на открытых площадках - с учетом нагрева за счет солнечной радиации в летнее время;

Инв. № подл.	13045	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										24
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ

- обеспечение противопожарных разрывов между оборудованием и другими сооружениями в соответствии с требованиями настоящих Норм;
- мероприятия по снижению потерь легких фракций и упругости паров товарных нефтей;
- размещение технологического оборудования на открытых площадках согласно перечню, утвержденному Миннефтепромом;
- размещение электрооборудования (электродвигателей) во взрыво-пожароопасных помещениях в соответствии с "Правилами устройства электроустановок";
- применение блочного и блочно-комплектного оборудования заводского изготовления как более надежного в эксплуатации;
- контроль, автоматизацию и управление технологическим процессом с диспетчерского пункта в соответствии с "Основными положениями по обустройству и автоматизации нефтегазодобывающих предприятий Миннефтепрома";
- блокировку оборудования и сигнализацию при отклонении от нормальных условий эксплуатации объектов;
- механизацию трудоемких процессов при производстве ремонтных работ технологического оборудования.

В помещениях со взрывоопасными средами необходимо предусматривать установку сигнализаторов и газоанализаторов до взрывных концентраций в соответствии с "Требованиями к установке стационарных газоанализаторов и сигнализаторов в производственных помещениях предприятий нефтяной промышленности" Миннефтепрома.

Для обслуживающего персонала объектов нефтегазодобывающего предприятия необходимо предусматривать бытовые помещения (гардеробные, помещения для сушки одежды, прачечные, душевые, умывальники и др.), которые должны удовлетворять требованиям санитарных норм.

На удаленных от ДНС, ЦПС, кустах скважин на одном из них должно предусматриваться размещение блок-бокса для обогрева вахтенного персонала.

На месте проведения ремонтных работ обязателен контроль за состоянием воздушной среды, который должен осуществляться согласно "Отраслевой инструкции по контролю воздушной среды на предприятиях нефтяной промышленности" ИБТВ 1-087-81.

Инв. № подл.	13045	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										25
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ

Состояние воздушной среды в колодцах, котлованах и траншеях должно контролироваться ежедневно перед началом газоопасных работ и после перерыва с помощью газоанализатора.

Допуск персонала к проведению ремонтных работ возможен, если содержание паров и газов в воздухе зоны производства работ не выше предельно допустимых концентраций (ПДК) по санитарным нормам.

При проведении сварочных работ на трубопроводе по санитарным нормам ПДК углеводородов C1 — C10 в пересчете на углерод равна 300 мг/м³, а сероводорода в смеси с углеводородами C1 — C5 — 3 мг/м³.

Если в процессе работы возле рабочего места обнаружена утечка газа или нефти, необходимо прекратить работу и сообщить об этом руководителю.

При работе в колодцах, траншеях следует применять шланговый противогаз (конец шланга должен находиться на поверхности земли с наветренной стороны от колодца, котлована) и спасательный пояс с крестообразными лямками и сигнально-спасательной веревкой, конец ее должен держать рабочий, находящийся на поверхности земли. Длина шланга противогаза не должна превышать 20 м. Если радиус загазованной зоны превышает 20 м, следует применять шланговые противогазы с принудительной подачей воздуха.

На поверхности земли должны находиться не менее двух человек для постоянного наблюдения за действиями спустившегося в колодец.

Срок единовременного пребывания в шланговом противогазе не должен превышать 15 мин с последующим отдыхом на чистом воздухе не менее 15 мин.

Котлованы при вскрытии трубопровода для ремонта должны быть открытыми и иметь размеры, позволяющие свободно работать в них двум рабочим. В котловане или траншее, где проводят ремонтные работы, для спуска и подъема рабочих должно быть не менее двух устройств, расположенных с противоположных сторон.

При разработке траншей землекопы должны находиться друг от друга на расстоянии не менее 1,8—2 м.

В случае появления продольных трещин в стенках траншеи (котлована) землекоп во избежание травм должен покинуть ее и сообщить об этом мастеру или бригадиру.

При спуске (подъеме) в траншею следует пользоваться стремянкой шириной 0,6 м с перилами и лестницей, а при переходе через траншею — мостками шириной не менее 0,6 м с перильным ограждением высотой не менее 1,0 м.

Инв. № подл.	13045	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
										26	
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ	

Запрещается находиться от крана-трубоукладчика, экскаватора и других подъемных механизмов во время их работы на расстоянии ближе, чем расстояние, равное длине стрелы плюс 5 м.

При рубке металла, зачистке кромок после сварки, очистке трубопровода от старой изоляции, ржавчины, нанесении новой изоляции работающий должен пользоваться защитными очками и перчатками.

Одновременная (совместная) работа газорезчика и электросварщика в котловане запрещается.

При совместной работе трубопроводчика с электросварщиком и газосварщиком необходимо пользоваться защитными очками, щитком или шлемом-маской.

Брюки необходимо носить навыпуск.

При работе с горячим битумом ведро с разогретым битумом нужно опускать на дно траншеи или котлована с помощью карабина, стоя на переходном мостике.

Передача ведра с горячим битумом из рук в руки запрещается.

При движении кранов-трубоукладчиков, экскаваторов, бульдозеров, тягачей в темное время суток, при густом тумане и сильном снегопаде машинисты должны включать осветительные приборы как при движении, так и на стоянках;

при вынужденной остановке на дороге ограждать машины днем красным флажком, ночью — фонарями с красным светом.

При установке, передвижении и работе кранов-трубоукладчиков у траншеи машинист во избежание обрушения грунта обязан выдерживать расстояние от бровки траншеи с вертикальными стенками до ближайшей опоры гусеницы крана-трубоукладчика.

При невозможности соблюдения этих расстояний стенка или откос должны быть укреплены.

Не допускается курение и разведение огня в вырытых траншеях и котлованах.

Запрещается пребывание людей в кузовах автомобилей, на площадках прицепов и саней, нагруженных негабаритными грузами, трубами, бревнами, пылящими, ядовитыми и горючими материалами, а также на грузах, транспортируемых волоком.

Персонал, участвующий в гидравлических и пневматических испытаниях трубопроводов, должен находиться в безопасных местах на случай разрыва швов, пробоя прокладок, отрыва заглушек и других аварийных ситуаций.

Осмотр трубопровода разрешается производить только после снижения давления до рабочего, а устранение неисправностей — после полного снятия его.

Инв. № подл.	13045	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										27
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ

Задвижки, краны и вентили должны открываться и закрываться плавно. Не допускается применение для их открытия и закрытия ломов, труб и других предметов.

Все производственные процессы должны удовлетворять требованиям действующих норм технологического проектирования, а также требованиям действующих норм и правил безопасности труда.

О каждом несчастном случае работники обязаны сообщить руководителю. Расследование и учет несчастных случаев осуществляется в соответствии с Положением о расследовании и учете несчастных случаев на производстве.

Расследование несчастных случаев должно осуществляться комиссией, результаты расследования оформляются актом. В акте указываются причины и обстоятельства несчастного случая, виновные лица и необходимые меры по предотвращению подобных случаев.

Работники всех уровней, нарушающие законодательство о труде, правила и нормы охраны труда, не выполняющие свои должностные обязанности и предписания органов государственного надзора и контроля, приказы и распоряжения руководства организации, несут ответственность в установленном законом порядке.

12 Обоснование принятых автоматизированных систем управления технологическими процессами

12.1 Выкидные нефтепроводы

Автоматизированное управление для выкидных нефтепроводов согласно проекту не предусматривается.

12.2 Высоконапорный водовод

Автоматизированное управление для высоконапорного водовода согласно проекту не предусматривается.

12.3 Линии электропередач

Автоматизированное управление для линий электропередач согласно проекту не предусматривается.

Изм. № подл.	Взам. инв. №
13045	

35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ						Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	28

13 Описание решений по организации ремонтного хозяйства

13.1 Выкидные нефтепроводы

Объемы ремонтных работ на ПТ и сроки их выполнения определяет нефтегазодобывающее управление по результатам осмотров, диагностических обследований, ревизий, по прогнозируемым режимам транспортировки нефти и газа, установленным предельным рабочим давлениям, анализу эксплуатационной надежности, в соответствии с местными условиями и требованиями безопасности. Ремонт промысловых трубопроводов осуществляется в соответствии с действующими нормативными документами.

Сведения о проведенных ремонтных работах в пятнадцатидневный срок должны быть внесены в исполнительную техническую документацию и паспорт трубопровода.

Текущий ремонт (ТР) — минимальный по объему и содержанию плановый ремонт, осуществляемый в процессе эксплуатации и заключающийся в систематически и своевременно проводимых работах по предупреждению от преждевременного износа линейных сооружений, по устранению мелких повреждений и неисправностей. Текущий ремонт подразделяется на:

- профилактический, количественно и качественно определенный и планируемый заранее по объему и выполнению;
- непредвиденный, выявленный в процессе эксплуатации и выполненный в срочном порядке.

К текущему ремонту ПТ относятся:

- работы, выполняемые при техническом обслуживании;
- ликвидация мелких повреждений земляного покрова над трубопроводом;
- устройство и очистка водоотводных канав, вырубка кустарников;
- очистка внутренней полости трубопроводов от парафина, грязи, воды и воздуха;
- проверка состояния и ремонт изоляции ПТ шурфованием;
- ревизия и ремонт запорной арматуры, связанные с заменой сальника и смазки;
- ремонт колодцев, ограждений, береговых укреплений, переходов трубопроводов через водные преграды;

Изм. № подл.	Взам. инв. №
13045	

35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ						Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	29

- проверка фланцевых соединений, крепежа, уплотнительных колец, осмотр компенсаторов;
- замер толщины стенок ПТ ультразвуковым толщиномером;
- подготовка линейных объектов ПТ к эксплуатации в осенне-зимних условиях, в период весеннего паводка и устранение мелких повреждений, причиненных весенним паводком;
- окраска линейных сооружений.

Мероприятия по техническому обслуживанию и текущему ремонту ПТ проводятся в основном без остановки перекачки.

Капитальный ремонт (КР) — наибольший по объему и содержанию плановый ремонт, который проводится при достижении предельных величин износа в линейных сооружениях и связан с полной разборкой, восстановлением или заменой изношенных или неисправных составных частей сооружений.

К капитальному ремонту линейной части ПТ относятся:

- все работы, выполняемые при текущем ремонте;
- вскрытие траншей, подземных ПТ, осмотр и частичная замена изоляции;
- ремонт или замена дефектных участков трубопровода и запорной арматуры, их переиспытание и электрификация арматуры;
- замена фланцевых соединений, кронштейнов, опор и хомутов с последующим креплением трубопроводов к ним;
- просвечивание сварных швов;
- продувка или промывка, испытание ПТ на прочность и плотность;
- окраска надземных ПТ;
- ремонт колодцев и ограждений;
- берегоукрепительные и дноукрепительные работы на переходах ПТ через водные преграды;
- сооружение защитных кожухов на пересечениях с железными и шоссейными дорогами;
- ремонт и сооружение новых защитных противопожарных сооружений.

Особое внимание и повышенные требования необходимо предъявить к ремонту на параллельных нитках и пересечениях трубопроводов.

При проведении вскрышных работ ось параллельного трубопровода должна быть отмечена вешками, а при подходе к пересечению трубопроводов механизированная выемка грунта должна быть прекращена на расстоянии более 1 м

Инв. № подл. 13045	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									30
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ

до оси пересекаемого трубопровода. Ремонтные работы должны выполняться в присутствии владельца параллельного или пересекаемого трубопровода.

Положение параллельного и пересекаемого трубопровода определяется трассоискателями.

При ремонте изоляционного покрытия и замене его на новое наружная поверхность трубопровода должна быть тщательно очищена с помощью очистных машин от остатков земли, старой изоляции и продуктов коррозии.

Очистка трубопровода в зоне заплат, вантузов, хомутов и других препятствий должна выполняться вручную.

Ручную очистку допускается производить скребками или другим инструментом. Не допускается нанесение глубоких царапин, рисок, сколов основного металла и срезание сварных швов.

Степень очистки поверхности трубы перед нанесением нового покрытия должна соответствовать виду защитного покрытия.

Под битумно-мастичные, пластобитные и ленточные покрытия холодного нанесения плотное консервационное покрытие, прочно связанное с трубой, не снимается, если оно не снижает адгезионных свойств наносимой изоляции; труба должна очищаться лишь от поверхностных загрязнений и ржавчины; после очистки поверхности грунтовка наносится по консервационному покрытию.

Поверхность трубопровода, имеющая острые выступы, заусенцы, задиры, брызги металла и шлака, должна быть опилена и зачищена.

При выполнении работ по очистке трубопровода перед нанесением изоляционного покрытия необходимо проверить, чтобы очистной инструмент был комплектным, плотно прилегал к поверхности трубопровода, имел допустимую степень износа.

Запрещается применять химические, огневые способы очистки, а также способы очистки, сопровождающиеся снятием металлической стружки с поверхности трубопровода.

В зависимости от вида, размеров и взаимного расположения дефектов собственно трубопровода выбирают один из следующих методов ремонта трубопроводов: зачистка поверхности трубы, шлифовка; заварка (наплавка) коррозионных повреждений; приварка накладных усилительных элементов (заплат, муфт), бандажирование; замена катушки, трубы или плети.

Изм. № подл.	Взам. инв. №
13045	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ	Лист
							31

Зачистка поверхности шлифованием и покрытие изоляцией производятся в тех случаях, когда глубина коррозионных повреждений не превышает 10 % минимальной толщины стенки трубы.

Заварка коррозионных повреждений допускается в следующих случаях:

- если максимальный размер (диаметр, длина) дефекта не превышает 20 мм;
- остаточная толщина трубы в месте повреждения не менее 5 мм;
- расстояние между смежными повреждениями не менее 100 мм.

Разрешается заварка коррозионных повреждений трубопроводов, транспортирующих частично подготовленную нефть, товарную нефть и пластовую воду (жидкостные потоки без газовых включений) под давлением в соответствии с РД 39-0147103-360.

В случае невыполнения указанных ограничений и обнаружения групповых повреждений, свищей, трещин длиной до 50 мм, а также сплошной коррозии допускается применение накладных усилительных элементов (заплат, муфт), которые могут служить только как временные средства устранения утечек продукта и в дальнейшем должны быть вырезаны и отремонтированы вваркой катушки.

Усилительные элементы типа заплат должны быть вытянуты по окружности трубы или круглыми. Размер заплат (без технологических сегментов) вдоль трубы а допускается в пределах: $100\text{ мм} \leq a \leq 150\text{ мм}$. При этом радиус Закругления заплат r должен быть равен $0,5a$.

Если используются заплаты с размерами больше указанных, то должны применяться технологические сегменты. Технологические сегменты должны устанавливаться на трубопроводе и охватывать заплату по периметру

При применении муфты без технологических колец длина ее допускается в диапазоне: $150\text{ мм} \leq a \leq 300\text{ мм}$.

При длине муфты более 300 мм и диаметре трубопровода более 377 мм используются технологические кольца. Длина технологических колец должна составлять $0,2D_{вн}$ ($D_{вн}$ — внутренний диаметр).

Размер заплаты или муфты выбирается таким, чтобы перекрыть место повреждения стенки трубы не менее чем на 20 мм по периметру. Муфты, технологические кольца и сегменты изготавливаются из двух половин. Зазор между кромками при сборке муфты, колец и сегментов должен быть равномерным по продольному направлению и лежать в интервале от 2 до 3,5 мм. Для получения

Инв. № подл.	13045	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										32
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ

требуемого зазора между кромками при сборке муфты, кольца или сегмента допускается приварка сборочных скоб.

Заплаты, хомуты, муфты, технологические кольца, сегменты и катушки должны быть изготовлены из трубы, механические свойства, химический состав и толщина стенки которой такие же, как у ремонтируемого участка трубопровода.

Врезка катушек, замена труб и плети должны производиться при обнаружении:

- трещин, свищей и механических повреждений (вмятин, гофр, риск, царапин, задиров, забоин), если их размеры превышают значения, допустимые строительными нормами и правилами;
- трещин длиной более 500 мм в сварном шве или в основном металле трубы;
- разрывов кольцевого (монтажного) шва;
- разрывов продольного (заводского) шва и металла трубы;
- вмятин глубиной более 3,5 % диаметра трубы;
- вмятин любых размеров при наличии на них царапин, задиров и свищей;
- царапин, задиров и забоин глубиной более 5 мм.

Ремонт по каждому линейному объекту производится согласно годовому графику планово-предупредительных работ (ППР), который утверждается главным инженером НГДУ.

График ППР разрабатывается на основе титульных списков капремонта, плана-графика очистки внутренней полости ПТ, дефектных ведомостей, результатов обследования линейной части, включая подводные переходы.

Текущий ремонт линейных сооружений выполняется силами и средствами аварийно-восстановительных бригад (АВБ) с привлечением при необходимости специальных подразделений и служб.

Капитальный ремонт ПТ выполняется силами и средствами ремонтно-строительных подразделений НГДУ и сторонних специализированных организаций.

Огневые работы при ремонте линейных сооружений промысловых трубопроводов должны выполняться в соответствии с действующими "Правилами пожарной безопасности при проведении сварочных и других огневых работ на объектах народного хозяйства", "Правилами пожарной безопасности в нефтяной промышленности".

В цехе по ремонту трубопроводов должен вестись строгий учет технического

Инв. № подл.	13045	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
										33	
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ	

обслуживания и ремонтов внутри-промысловых трубопроводов на закрепленных участках по месяцам.

План организации ремонтных работ составляется в произвольной форме и включает:

- наименование объекта, места проведения работ, даты, время их начала и окончания;
- краткие технические и конструктивные требования к ремонтируемым (восстанавливаемым) элементам трубопроводного объекта;
- указания о материальном обеспечении работ;
- расстановку оборудования, механизмов, средств связи, охранных постов, пунктов отдыха и приема пищи, а также списочный состав персонала, участвующего в работе, с указанием фамилий и должностей лиц, ответственных за проведение работ;
- порядок и последовательность осуществляемых переключений (отключений, включений) участков трубопроводов, технологического оборудования, средств электрохимической защиты и др.;
- подробную схему подлежащего ремонту узла (участков трубопроводов);
- параметры испытаний отремонтированных узлов (участков трубопроводов).

Руководитель ремонтных работ несет ответственность за организацию, обеспечение необходимым оборудованием, механизмами, инструментами, приспособлениями, КИПиА, материалами, транспортными средствами, двусторонней телефонной или радиосвязью, СИЗ и средствами коллективной защиты, противопожарными и спасательными средствами, знаками безопасности и плакатами, а также средствами оказания доврачебной помощи.

Работы, связанные с возможным выделением взрывоопасных веществ в количестве, способном создать взрывоопасную концентрацию, необходимо выполнять с применением спецоборудования, инструмента (в том числе электрифицированного), КИПиА и других средств во взрывозащищенном исполнении, соответствующем категории и группе взрывоопасной смеси, а также инструмента и приспособлений, не дающих искр.

На используемые для выполнения ремонтных работ материалы и изделия должны быть документы (паспорта, сертификаты), удостоверяющие их качество и соответствие условиям применения.

Инв. № подл.	13045	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
										34	
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ	

13.2 Высоконапорный водовод

При приемке выполненных работ производится: контроль качества сварных стыков водовода, контроль качества изоляционного покрытия, испытания на прочность и герметичность.

Контроль качества сварных стыков производить в соответствии с СНиП III- 42-80. На участках водовода III категории количество сварных стыков выполнить в объеме 100%, из них не менее 10% стыков – радиографическим методом, 90% - ультразвуковым методом. На участках водовода II категории контроль сварных стыков выполнить 100% радиографическим методом.

Контроль качества изоляционного покрытия производить согласно требованиям ВСН 008-88 «противокоррозионная и тепловая изоляция».

Очистку полости трубопровода, а также испытание водовода на прочность и герметичность следует производить согласно ВСН 011-88.

Испытание водовода на прочность и герметичность произвести согласно СП 34-116-97 в 2 этапа. Первым этапом провести испытание на прочность участка ПК08-43,70 – ПК09-85,80 пневматическим способом продолжительностью 12 часов при давлении $R_{исп.}=1,5P_{раб.}$ Вторым этапом произвести пневматическое испытание на прочность и герметичность всего водовода продолжительностью 12 часов на давление $R_{исп.}=1,25P_{раб.}$

13.3 Линии электропередач

При ремонтах воздушной линии електропередач ВЛЗ-6 кВ выполняется комплекс мероприятий, направленных на поддержание или восстановление первоначальных эксплуатационных характеристик ВЛ путем ремонта или замены отдельных ее элементов.Структура ремонтного цикла представляет собой чередование текущего и капитального ремонтов. Продолжительность ремонтного цикла для проектной ВЛ составляет 10 лет.

Объем ремонтных работ определяется по результатам эксплуатационных осмотров, испытаний и измерений.

Эксплуатационный осмотр ВЛЗ по всей длине проводится не реже 1 раза в год. График осмотра ВЛЗ утверждается техническим руководителем ЛЭС. Внеочередные осмотры ВЛЗ проводятся при образовании на проводах гололеда,после отключения ВЛЗ релейной защитой и после стихийных бедствий.

При капитальном ремонте выполняются слоедующие виды работ:

Ив. № подл.	13045	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
										35	
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ	

- все работы по техническому обслуживанию, выполнение которых предусматривается в год производства капремонта;
- замена опор в результате их разрушения или повреждения;
- замена деталей опор (стоек, траверс);
- выправка опор, заделка трещин, сколов, выбоин;
- нанесение антикоррозионного покрытия на бандаже соединения деталей опор;
- замена проводов;
- замена шлейфов;
- замена изоляторов и установка дополнительных;
- регулировка, ремонт, замена разъединителей и приводов;
- восстановление на опорах нумерации, наименований ВЛ;
- ремонт и замена вводов;
- ремонт и установка дополнительных заземлений;
- замена заземляющих спусков;

Для обеспечения проведения капитального ремонта используется ремонтно-производственная база ТПП «Лукойл-Ухтанефтегаз», которая оснащена соответствующей техникой и запасом оборудования и материалов на случай проведения аварийно-восстановительных работ.

14 Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях

Трассы проектируемых выкидных нефтепроводов расположены в районе распространения пучинистых грунтов. Для защиты от воздействия пучинистых грунтов проектом предусмотрена подземная прокладка трубопроводов на 0,5м ниже глубины промерзания, которая составляет для суглинков 1,87 м; для супесей, песков мелких и пылеватых 2,28 м, для песков средней крупности и гравелистых – 2,43 м.

15 Выкидные нефтепроводы

15.1 Технология транспортирования нефти

Технологическая схема разработана из условий обеспечения требований Технического задания и соблюдения требований законодательства и нормативной

Инв. № подл.	13045	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										36
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ

базы Российской Федерации.

Основным и единственным назначением проектируемых выкидных нефтепроводов является транспорт продукции добывающих кустов скважин №1 и №601 Мичаюского нефтяного месторождения до замерных установок.

Режим работы – круглосуточный, круглогодичный.

Протяженность трасс выкидных нефтепроводов:

- от площадки куста скважин №1 - 1200м;
- от площадки куста скважин №601 – 580м.

По трассе выкидных нефтепроводов предусмотрена установка задвижек ручных клиновых в качестве запорной арматуры, манометра в точке подключения нефтепровода от площадки куста скважин №601 в существующий нефтепровод от скважины №21, а также устройство вставок электроизолирующих (ВЭИ) по ТУ 1469-027-05015070.

Технологическая схема объекта представлена в данном разделе - Приложения А.1 и А.2 раздела 3 – 35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.

15.2 Характеристика параметров нефтепроводов

Основными параметрами выкидных нефтепроводов являются:

- Максимальное рабочее давление, которое составляет 4,0МПа.
- Максимальный дебит по жидкости:
 - Куст №1 – 70 м³/сут.
 - Куст №601 – 35 м³/сут.

Диаметры нефтепроводов и толщины стенок приняты в соответствии с гидравлическим расчетом и расчетом толщины стенки по ВСН 51-2.38-85 «Проектирование промысловых стальных трубопроводов».

15.3 Давление в трубопроводах

Максимально допустимое рабочее давление в проектируемых нефтепроводах составляет 4,0МПа.

Максимально допустимое рабочее давление в высоконапорном водоводе составляет 21МПа.

15.4 Обоснование толщины стенки труб

Толщина стенки труб для выкидных нефтепроводов принята на основании

Ив. № подл.	13045	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										37
				Изм.	Кол.уч.	Лист	Нодок.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ

расчета в соответствии с методикой, приведенной в СНиП 2.05.06, результаты которого приведены в таблице 15.1.

Таблица 15.1 – Результаты расчета толщины стенки выкидных нефтепроводов Ду80

Наименование показателей	Значение
Рабочее (нормативное) давление, кг/см ²	40
Категория трубопровода	I,II
Марка стали (класс прочности)	ст.20А(К48-К50)
ГОСТ или ТУ на трубу	ТУ 1317-006.1-593377520-2003
Коэффициент надежности по нагрузке, n	1,1
Коэффициент условий работы, m	0,75
Коэффициент надежности по материалу, k_1	1,40
Коэффициент надежности по материалу, k_2	1,10
Коэффициент надежности по назначению, k_n	1,0
Наружный диаметр трубы, см	8,9
Нормативное сопротивление растяжению, R_1^H , кг/см ²	5000
Нормативное сопротивление сжатию, R_2^H , кг/см ²	4800
Расчетное сопротивление растяжению, R_1 , кг/см ²	2040,8
Расчетное сопротивление сжатию, R_2 , кг/см ²	2452,2
Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб, ψ_1	0,810
Продольное осевое сжимающее напряжение, $\sigma_{пр.N}$, МПа	-825,40
Минимальный расчетный радиус естественного изгиба, м	200
Расчетная толщина стенки, см	0,3
Принятая толщина стенки, см	0,6

В соответствии с расчетом и сортаментом труб ТУ 1317-006.1-593377520-2003 для выкидных нефтепроводов приняты трубы диаметром 89мм с толщиной стенки 6,0мм для участков категории «I» и «II».

Изм. № подл.	Взам. инв. №
13045	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ	Лист
							38

15.5 Обоснование мест установки запорной арматуры

По трассе выкидных нефтепроводов предусмотрена установка запорной арматуры в виде задвижек клиновых с ручным приводом Ду80:

- на переходах через водные препятствия в соответствии с ВСН 51-3/2.38-85;
- в месте врезки в существующий нефтепровод, согласно заданию на проектирование.

15.6 Сведения о резервной пропускной способности трубопровода и резервном оборудовании

Согласно ВСН 51-3/2.38-85, исходя из условий прохождения трасс нефтепроводов, резервная пропускная способность и резервное оборудование не требуется.

15.7 Обоснование выбранного количества и качества основного и вспомогательного оборудования

По трассе выкидных нефтепроводов проектом предусмотрена установка отключающих устройств (запорной арматуры):

- в местах переходов через водные преграды Ду80, Ру 6,3МПа;
 - в месте врезки в существующий нефтепровод Ду80, Ру 6,3МПа.
- Устанавливаемая запорная арматура имеет ручной привод.

15.8 Сведения о числе рабочих мест и их оснащенности

Численность промышленно-производственного персонала должна рассчитываться по методическим указаниям и действующим нормативам НИИтруда и Миннефтепрома.

Численность и штатная расстановка персонала осуществляется по "Типовой структуре" с учетом "Положения о бригаде по добыче нефти и газа при комплексной организации работ по единому наряду" Миннефтепромом.

При определении численности следует руководствоваться "Перечнем действующих сборников нормативных материалов по труду", обязательных и рекомендуемых для применения на предприятиях и организациях Миннефтепрома.

Численный состав каждой бригады по добыче нефти и газа зависит от установленной бригаде зоны обслуживания и количества рабочих мест и определяется по действующим нормативам численности.

Инв. № подл.	13045	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										39
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ

Количество скважин, передаваемых бригаде на обслуживание, должно определяться в соответствии с "Положением о бригаде..."

Нормативную численность обслуживающего персонала следует определять на базе следующих основных документов Миннефтепрома:

- а) Типового положения о цехе по добыче нефти и газа нефтегазодобывающего управления.
- б) Типового положения о бригаде по добыче нефти и газа при комплексной организации работ по единому наряду.
- в) Типовой структуры и нормативов численности инженерно-технических работников и служащих нефтегазодобывающих управлений.
- г) Типовых нормативов численности рабочих и норм обслуживания оборудования нефтегазодобывающих управлений.
- д) Нормативов численности рабочих и норм обслуживания оборудования производственных объектов и передвижных технологических агрегатов, используемых в бурении скважин и добыче нефти и газа.
- е) Типовой структуры и нормативов численности инженерно-технических работников и служащих газоперерабатывающих заводов нефтяной промышленности.
- ж) Нормативов численности рабочих и норм обслуживания оборудования газоперерабатывающих заводов нефтяной промышленности.
- з) Унифицированных нормативов численности рабочих управлений по внутрипромысловому сбору, компримированию и использованию газа.
- и) "Положения о вахтовом методе организации работ на предприятиях и в организациях Министерства нефтяной промышленности".

Численность обслуживающего промышленно-производственного персонала (ППП) для нефтегазодобывающих предприятий (нефтепромыслов) следует определять с учетом оснащения их современной техникой, диспетчеризации, использования в управлении производствами средств телемеханики, автоматизации и вычислительной техники.

15.9 Сведения о расходе топлива, электроэнергии, воды и других материалов на технологические нужды

По трассе выкидных нефтепроводов отсутствует электрофицированное оборудование, расход топлива, электроэнергии воды и других материалов на технологические нужды не предусмотрен.

Инв. № подл.	13045	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										40
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ

с применением портативных приборов неразрушающего контроля, передвижных лабораторий дефектоскопии и в стационарных лабораториях с необходимым приборным обеспечением.

При определении коррозионного износа трубопроводов следует использовать ультразвуковой, визуальный и визуально-оптический методы контроля с помощью приборов: УТ-93П, УТ-96, ЛП-1, ЛАЗ, лупы Польди и пр.

При проведении диагностических обследований состояния внутренней поверхности трубопроводов методом ультразвуковой толщинометрии следует руководствоваться РД "Прогнозирование максимальной глубины коррозии и времени до появления сквозных повреждений трубопроводов по данным ультразвуковой толщинометрии".

Оценка максимальной глубины коррозионного разрушения и наработки трубопровода до отказа (свища) осуществляется путем периодического измерения толщины стенки на контрольных отрезках обследуемого трубопровода и статистической обработки результатов измерений. Работы выполняются в следующей последовательности:

выделение на обследуемом трубопроводе границ однородных по условиям коррозии участков в соответствии с СТП 51.00.021-85;

определение мест расположения на однородных по условиям коррозии участках контрольных отрезков, исходя из условий их доступности и равномерности расположения в пределах однородного участка. В среднем один контрольный отрезок длиной 3,5-4 м должен приходиться на 500 м контролируемого участка трубопровода;

подготовка к проведению измерений, включающая удаление изоляции на контрольных отрезках трубопроводов наземной и надземной прокладки или вскрытие подземного трубопровода и удаление изоляции на длине контрольного отрезка;

проведение измерений и обработка результатов;

восстановление изоляции и засыпка шурфа. На трубопроводах наземной и надземной прокладки и незаглубленных участках подземных трубопроводов рекомендуется обустроить контрольные отрезки для периодического измерения толщин стенок;

графики проведения обследований должны составляться службой технического контроля предприятия и утверждаться его руководителем;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Изм. № подл. 13045	Подп. и дата	Взам. инв. №	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ	Лист
										42

результаты обследования и прогнозирования должны заноситься в паспорт трубопровода.

При определении изменений структуры и свойств металла элементов трубопровода следует использовать электромагнитные структуроскопы (МФ-32 КЦ и им подобные).

При определении местоположения утечек в трубопроводах следует использовать акустический метод контроля (прибор НЗЭ002).

Радиографический контроль можно проводить только в случае, если контролируемый трубопровод освобожден от перекачиваемого продукта.

В проведении работ при неразрушающем контроле необходимо пользоваться контрольными и эталонными образцами, изготовленными в соответствии с рекомендациями по применению методов контроля.

Контроль качества наружных изоляционных покрытий внутрипромысловых трубопроводов следует проводить в соответствии с ГОСТ 25812 "Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии", применяя прибор УКИ-1, или осмотром изоляционного покрытия (в том числе и по нижней образующей трубопровода) в шурфах. Шур-фованию подлежат участки, на которых возможна коррозионная ситуация, выявленная при анализе статистических данных технической службы НГДУ.

При определении коррозионного поражения по нижней образующей трубы измерение следует проводить по дуге в 30° в нижней части трубы через 7-10 мм.

При аварии с выходом нефти следует провести обследование трубопровода по обе стороны от места утечки на расстоянии не менее 1 м с использованием средств толщинометрии и ультразвуковой дефектоскопии для обнаружения канавочной коррозии при выходе продукта в нижней части трубы и язвенной коррозии — в случае выхода продукта в другом месте.

При обнаружении коррозионного поражения в контролируемой зоне контроль следует продолжать до момента, когда на расстоянии 1 м не будет обнаружено дефектов.

Сварные соединения трубопроводов внутрипромысловых систем с толщиной стенок труб от 4 до 30 мм, выполненные автоматической, полуавтоматической и ручной электродуговой сваркой плавлением, следует контролировать радиографическим и ультразвуковым методами. Эти же методы используются при определении внутренних скрытых дефектов тела трубы (расслоения, закаты).

Ив. № подл.	Взам. инв. №
13045	

35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ						Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	43

Контроль сварных соединений радиографическим или ультразвуковым методом должен осуществляться после визуального и инструментального контроля, сварные соединения могут подвергаться также дополнительной проверке магнитопорошковым или цветными методами, при этом контролю подвергается поверхность шва и прилегающие к нему зоны шириной по 20 мм в обе стороны от шва.

Для проведения визуального контроля сварного соединения следует применять оптические приборы с увеличением до 10 (например, лупы ЛП1, ЛАЗ, ЛА114, ЛПШ474 и др.).

При магнитопорошковом контроле используют дефектоскопы типа ПМД-70, а при магнитолюминесцентном дополнительно применяют ультрафиолетовый облучатель (например, типа КД-33Л).

Для проведения рентгено- и гаммаграфирования применяют отечественные рентгеновские аппараты и гамма-дефектоскопы. Для контроля сварных соединений трубопроводов наиболее распространены рентгеновские аппараты импульсного типа (например, МИРА-1Д, 2Д, 3Д, НОРА, АРИНА-01, 02 и др.).

Для проведения неразрушающего контроля сварных соединений ультразвуковым методом следует использовать эхоимпульсные ультразвуковые дефектоскопы следующих типов: ДУК-66ПМ, УД-11ПУ, УД2-12, УД2-17. В цеховых условиях можно также использовать дефектоскопы УД-10УА и УД-11УА.

Ультразвуковой контроль сварных соединений трубопроводов диаметром от 100 до 325 мм проводится с помощью держателей-преобразователей ДП 100-275С, ДП 100-325С.

Для настройки аппаратуры при ультразвуковом контроле должны изготавливаться стандартные образцы. Диаметр и толщина стандартных образцов должны соответствовать диаметру и толщине труб, сваренных в трубопровод.

При оценке разности твердости околошовной зоны и твердости основного металла труб электромагнитным методом можно применять приборы типов КИФМ-1, МФ31КЦ.

Технологию контроля сварных соединений и оформление результатов контроля следует проводить в соответствии с РД 39-0147014-555-89.

Трубы, используемые для замены поврежденных участков внутрипромысловых трубопроводов при ремонтно-восстановительных работах, должны быть

Инв. № подл.	13045	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
										44	
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ	

предварительно проверены на отсутствие дефектов и их соответствие имеющимся заводским сертификатам.

Диагностический контроль трубопроводов осуществляется специально подготовленными дефектоскопистами, которые должны иметь соответствующие удостоверения и проходить периодическую аттестацию. Приборы и испытательные образцы для неразрушающего контроля должны проходить периодическую проверку.

Результаты контроля должны быть зафиксированы в специальных журналах и заключениях. Журнал — первичный документ, где регистрируются результаты контроля. Сведения в журнал заносит оператор. Заключение — конечный документ (оформляется при сдаче). Форма журнала и заключения устанавливается технической службой НГДУ.

В журнале и заключении фиксируются следующие сведения:

- наименование трубопровода;
- номер испытательной схемы (координаты контролируемого участка);
- диаметр, толщина стенки трубопровода, марка стали;
- год ввода в эксплуатацию;
- тип изоляционного покрытия;
- наличие ЭХЗ;
- режим работы трубопровода;
- тип и заводской номер прибора;
- вид документации, по которой проводился контроль;
- параметры контроля;
- тип стандартного образца для настройки прибора;
- координаты и характеристики обнаруженных дефектов;
- оценка качества контролируемого объекта;
- даты проведения контроля и выдачу заключения;
- фамилия и подпись дефектоскописта;
- фамилия и подпись руководителя контрольной службы.

15.11 Мероприятия по защите трубопроводов от снижения температуры продукта ниже допустимой

Защита трубопроводов от снижения температуры продукта перекачки проектом

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	13045	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ	Лист
											45

предусмотрена подземным способом прокладки и глубиной заложения ниже глубины промерзания, не менее 2,4 м.

15.12 Оценка возможных аварийных ситуаций

Отказом трубопроводов промыслового сбора и транспорта продукции скважин считается нарушение работоспособности, связанное с внезапной полной или частичной остановкой трубопровода из-за нарушения герметичности трубопровода или запорной и регулирующей арматуры или из-за закупорки трубопровода.

Повреждением называется нарушение исправного состояния ПТ при сохранении его работоспособности и не сопровождаемое материальным и экологическим ущербом.

Отказы ПТ делятся на некатегорийные и категорийные, сопровождаемые несчастными случаями и пожарами.

К категорийным относятся отказы, которые расследуются в соответствии с инструкцией Госгортехнадзора России, а все остальные отказы — некатегорийные — расследуются в соответствии с РД 39-0147103-392.

- Некатегорийные отказы подразделяются по видам нарушений:
- разрывы и трещины по основному металлу труб, по продольным и кольцевым сварным швам;
 - негерметичность по причине коррозии внутренней и внешней;
 - негерметичность запорной и регулирующей арматуры;
 - потеря герметичности трубопровода от внешних механических воздействий;
 - потеря пропускной способности трубопровода из-за образования закупорок.

Некатегорийные отказы ПТ подразделяются на отказы 1-й и 2-й групп.

К отказам 1-й группы относятся отказы на внутриплощадочных напорных внутри- и межпромысловых нефтепроводах на участке от дожимной насосной станции (ДНС) до центрального пункта сбора (ЦПС) или от комплексного сборного пункта (КСП) и далее до магистральных нефтепроводов.

К отказам 2-й группы относятся отказы на газопроводах, на нефтесборных трубопроводах на участке от групповой замерной установки (ГЗУ) до ДНС, а также на водоводах.

Для исключения возможности повреждения выкидных нефтепроводов, для обеспечения их сохранности, создания нормальных условий эксплуатации и предотвращения аварий и несчастных случаев устанавливаются охранные зоны

Инв. № подл. 13045	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									46	
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ	

вдоль трасс трубопроводов в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 25 м от оси трубопровода с каждой стороны.

15.13 Сведения об опасных участках на нефтепроводах

Потенциально опасными участками на трассе нефтепроводов являются:

- пересечения трубопроводов;
- переходы под автомобильными дорогами;
- переходы через водные преграды;
- криволинейные участки;
- места установки запорной арматуры;

К данным участкам присваиваются категории «I», и «II» в пределах границ, определенных таблицей 8 СП 34-116.

15.14 Перечень проектных и организационных мероприятий по ликвидации последствий аварий

Работы по ликвидации отказов на промысловых трубопроводах должны выполняться аварийно-восстановительными бригадами (АВБ), входящими в цех по ремонту трубопроводов (ЦРТ) НГДУ, или другими подразделениями НГДУ.

В подразделениях главным инженером НГДУ должны быть разработаны и утверждены планы ликвидации аварий в соответствии с инструкцией Госгортехнадзора России. В планах должен быть указан порядок оповещения и сбора должностных лиц, организации и производства аварийных работ.

В оперативной части плана ликвидации аварий предусматриваются:

- вид и место возможных аварий, условия, опасные для людей и окружающей среды, расчет выхода нефти или газа с поврежденного участка;
- мероприятия по эвакуации людей и охране окружающей среды, по локализации выхода нефти или газа, отключению поврежденного участка, ликвидации аварий;
- действия ИТР и рабочих, меры техники безопасности и пожарной безопасности;
- мероприятия по тушению нефти в случае ее загорания;
- места нахождения служб и средства для ликвидации аварий;
- распределение обязанностей между отдельными лицами, участвующими в ликвидации аварий;

Инв. № подл.	13045	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										47
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ

- список должностных лиц и учреждений, которые должны быть оповещены об аварии, и порядок оповещения;
- порядок сбора аварийной бригады;
- очередность выезда специальных машин;
- перечень аварийно-транспортных средств, механизмов, оборудования, средств связи, пожаротушения, направляемых к месту аварии.

Все работники подразделений на своих рабочих местах должны быть ознакомлены с планами ликвидации аварий.

При возникновении отказа диспетчер цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ) или центрального пункта подготовки нефти (ЦППН) должен немедленно сообщить об этом своему руководству и диспетчеру НГДУ, отключить поврежденный участок и принять меры по ликвидации возникшего отказа в соответствии с планом ликвидации отказов, затем проинформировать диспетчера центральной инженерно-технической службы (ЦИТС) о принятых мерах по ликвидации отказа и сделать краткую, но ясную запись о случившемся в сменном (вахтовом) журнале, фиксируя место, сущность, причину отказа, принятые меры.

Прибывший первым к месту аварии на ПТ руководитель работ обязан:

- установить предупредительные знаки для ограждения места аварии;
- принять меры к предупреждению дальнейшего растекания нефти, исключив попадание ее в водоемы и населенные пункты;
- разместить технические средства и персонал аварийно-восстановительной бригады (АВБ) на безопасном расстоянии от места аварии в соответствии с действующими правилами техники безопасности;
- предотвратить появление в зоне аварии посторонних лиц и техники; при возникновении аварии вблизи железных и автомобильных дорог принять меры, исключающие движение транспорта;
- уточнить место и размеры аварии;
- выйти на связь с диспетчером или руководителем подразделения, сообщить о месте и ориентировочных размерах аварии, возможности подъездов и другие сведения;
- при возникновении аварии вблизи ЛЭП, железных и автомобильных дорог сообщить их владельцам об аварии.

Запрещается приближение к зоне аварии людей и техники до организации связи

Ив. № подл.	13045	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										48
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ

и получения сообщений о полной ликвидации или локализации аварии, об организации непрерывного дежурства на отключающей аварийный участок трубопровода запорной арматуре, о выполнении дополнительных мер по предотвращению случайного или самопроизвольного переключения запорной арматуры на границах отключенного участка.

После определения характера отказа и принятия решения о способе его ликвидации работы продолжают в соответствии с планом ликвидации возможных отказов и конкретно сложившейся обстановкой.

Все аварийно-восстановительные работы должны выполняться с соблюдением действующих норм и правил по технической эксплуатации, технике безопасности, пожарной безопасности и промсанитарии.

Все оборудование, транспорт и имущество, предназначенное для выполнения аварийно-восстановительных работ, должно находиться в постоянной исправности и готовности к немедленному выезду и применению. Закрепленную для этих целей технику использовать не по назначению запрещается.

Техническое оснащение аварийно-восстановительных бригад устанавливается РД 39-0147103-376.

Количество и специальности персонала аварийной бригады должны соответствовать действующим нормативам на выполнение ремонтных работ, а также количеству водителей, машинистов и мотористов, необходимых для эксплуатации транспортных и ремонтных технических средств.

При определении численности персонала предусматривается возможность замены рабочих при выполнении несложных работ и совмещения профессий работниками высокой квалификации.

15.15 Описание проектных решений по прохождению трассы линейного объекта

В состав линейной части промыслового нефтепровода входят:

- Выкидные нефтепроводы;
- Высоконапорный водовод;
- Линии электропередач.

15.15.1 Выкидные нефтепроводы

Выкидные нефтепроводы состоят из двух трубопроводов:

Инв. № подл.	13045	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
										49	
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ	

1.Выкидной нефтепровод Ду80 от площадки куста скважины №1.

2.Выкидной нефтепровод Ду80 от площадки куста скважины №601.

Началом трассы выкидного нефтепровода от площадки куста скважины №1 является площадка куста скважины №1. Конец трассы – площадка АГЗУ-2А Мичаюского месторождения.

Началом трассы выкидного нефтепровода от площадки куста скважины №601 является площадка куста скважины №601. Конец трассы – врезка в выкидной нефтепровод Ду100 от существующей скважины №21.

На всем протяжении предусматривается подземная прокладка трубопроводов, преимущественно параллельно рельефу местности.

Трасса проектируемых трубопроводов расположена в районе распространения пучинистых грунтов. Для защиты от воздействия пучинистых грунтов проектом предусмотрена подземная прокладка ниже глубины промерзания, которая составляет для суглинков 1,87 м; для супесей, песков мелких и пылеватых 2,28 м, для песков средней крупности и гравелистых – 2,43 м.

На своем протяжении трасса выкидного нефтепровода от площадки куста скважины №1 пересекает нефтепровод, водопроводы, и линию электропередач 30 кВ, а трасса выкидного нефтепровода от площадки куста скважины №601 пересекает грунтовые дороги и линию электропередач 6кВ.

До начала производства основных строительно-монтажных работ по трассе трубопроводов выполняется расчистка полосы отвода от растительности, срезка плодородного слоя для последующего его восстановления (рекультивации) на землях сельскохозяйственных угодий.

На переходах через ручьи б/н предусмотрена прокладка трубопроводов в футляре из стальных труб Ду300 по ГОСТ 10704, проложенных открытым способом. Длины защитных футляров для нефтепроводов составляют:

- для нефтепровода от скважины №1 – 120,2м;
- для нефтепровода от скважины №601 – 33,6м.

На переходах через грунтовые дороги, в местах пересечений с подземными коммуникациями глубина заложения трубопровода принимается в зависимости от инженерно-геологических, гидрологических условий строительства, конструктивных решений принятых согласно ВСН 51-3/2.38, а также в соответствии с заданием на проектирование (Приложение А).

На своем протяжении трасса выкидного нефтепровода от площадки куста

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм. № подл.	13045	Подп. и дата	Взам. инв. №		

						35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ		Лист
								50

скважины №601 пересекает грунтовые безкатегорийные а/дороги.

Укладка трубопроводов предусмотрена открытым способом.

Переходы через грунтовые автомобильные дороги предусмотрены в защитном футляре из стальных труб Ду300 по ГОСТ 10704 с заводским противокоррозионным покрытием усиленного типа, укладываемых открытым способом. Концы футляра выводятся на расстояние не менее 5м от бровки земляного полотна. Длины защитных футляров для нефтепровода составляют 13,2м и 14,6м.

Для протаскивания трубы через защитный футляр на рабочем трубопроводе предусмотрена установка опорно-направляющих колец.

На концах защитных футляров нефтепроводов предусмотрено устройство герметизирующих манжет.

Места переезда обозначены на местности специальными знаками.

Трасса подземных нефтепроводов обозначена опознавательными знаками, нанесенными на железобетонные столбики высотой до 1,5 метров, которые устанавливаются в пределах прямой видимости не реже чем через 1000 метров друг от друга и на углах поворотов трассы.

На период строительства трубопроводов производится подвешивание пересекаемых коммуникаций.

Конечным пикетом выкидного нефтепровода от площадки куста скважины №1 является ПК11+99,92.

Конечным пикетом выкидного нефтепровода от площадки куста скважины №601 является ПК5+79,76.

Трассы трубопроводов проходят в основном по залесенной местности и по лугу.

15.15.2 Высоконапорный водовод

Высоконапорный водовод от существующего БНГ-2 до нагнетательной скважины №1 прокладывается в одну линию.

Началом трассы высоконапорного водовода является точка подключения водовода ПК0+00 к существующему БНГ-2. Конец трассы – подключение высоконапорного водовода к трубопроводу системы заводнения нефтяных пластов у площадки нагнетательной скважины №1 на ПК15+74.51.

На всем протяжении трассы водовода, кроме перехода через ручей, предусматривается подземная прокладка трубопроводов, преимущественно параллельно рельефу местности ниже глубины промерзания. Минимальная глубина

Инв. № подл.	13045	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
										51	
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ	

заложения трубопровода до низа трубы составляет 2,90м.

На своем протяжении трасса высоконапорного водовода от БНГ-2 до нагнетательной скважины №1 пересекает нефтепроводы, водопровод, грунтовые дороги, линии электропередач 0,4 кВ и 6кВ.

На переходе через ручей б/н, предусмотрена подземная прокладка трубопровода.

На переходе через грунтовую дорогу и в местах пересечений с подземными коммуникациями глубина заложения трубопровода принимается в зависимости от инженерно-геологических, гидрологических условий строительства, конструктивных решений, принятых согласно ВСН 51-3/2.38, СНиП 2.05.06, а также технических условий.

Укладка трубопроводов предусмотрена открытым способом.

На период строительства трубопроводов производится подвешивание пересекаемых коммуникаций.

Трасса водовода проходит в основном по залесенной местности и лугу.

15.15.3 Линии электропередач

Согласно ТУ №310Э, от 10 ноября 2011 года, линия ВЛЗ 6кВ является ответвлением от ВЛ6кВ фидер 6 ПС 35/6кВ «Мичаю». Линия выполняется проводом СИП-3 сечением 1х50 мм². Трасса линии проходит параллельно трассе выкидного нефтепровода, на расстоянии 12 метров от центра опор.

15.16 Описание безопасного расстояния от оси трубопроводов до населенных пунктов и инженерных сооружений

Проектируемый нефтепровод от площадки куста скважины №601 на протяжении трассы имеет параллельное следование с проектируемой линией электропередач. Расстояние между нефтепроводом и ЛЭП составляет не менее 5 метров согласно ПУЭ.

15.17 Нагрузки и воздействия

Расчетные нагрузки, воздействия и их сочетания приниматься в соответствии с требованиями СНиП 2.01.07.

Нагрузки и воздействия, действующие на нефтепроводы, различаются на:

Инв. № подл.	13045	Взам. инв. №	Подп. и дата							Лист	
										52	
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ	

- силовые нагружения — внутреннее давление продукта перекачки, вес нефтепровода, обустройств и транспортируемого продукта, давление грунта, нагрузки, возникающие при укладке и испытании;

- деформационные нагружения — температурные воздействия, воздействия предварительного напряжения (упругий изгиб и т. д.), воздействия неравномерных деформаций грунта (просадки, пучения и т. д.).

При расчете нефтепроводов учитываются нагрузки и воздействия, возникающие при их сооружении, испытании и эксплуатации. Коэффициенты надежности по нагрузке принимаются по табл. 13* СНиП 2.05.06.

Вес транспортируемой нефти в 1 м нефтепровода $q_{\text{прод}}$, Н/м, следует определять по формуле (15.1)

$$q_{\text{прод}} = 10^{-4} \rho_n g \frac{\pi d_{\text{вн}}^2}{4} \quad (15.1)$$

где ρ_n — плотность транспортируемого продукта, кг/м³;

плотность нефти $\rho_n = 853$ кг/м³;

g — ускорение свободного падения, равное 9,8 м/с²;

$d_{\text{вн}}$ — внутренний диаметр трубы, равный 7,7 см;

Собственный вес единицы длины нефтепровода определяется по формуле (15.2)

$$q_q = \pi \rho_q g (d_e - t_{\text{ном}}) t_{\text{ном}} \quad (\text{кг/м}) \quad (15.2)$$

где $t_{\text{ном}}$ — номинальная толщина стенки труб, равная 0,006 м;

d_e — наружный диаметр нефтепровода, равный 0,089 м;

ρ_q — плотность материала труб, равная 7850 кг/м³;

Давление грунта на единицу длины нефтепровода определяется по формуле (15.3)

$$q_m = \rho_m g d_e h_m \quad (\text{кг/м}) \quad (15.3)$$

где ρ_m — плотность грунта, принимаем для расчета 1940 кг/м³;

h_m — расстояние от верха трубы до поверхности земли, принимаем 2,4 м;

Температурный перепад в нефтепроводе принимается равным разности между температурой продукта в процессе эксплуатации нефтепровода (наименьшей или наибольшей) и температурой, при которой фиксируется расчетная схема нефтепровода. Для расчета принят температурный перепад равный 40°C.

Изм. № подл.	13045	Подп. и дата	Взам. инв. №	(15.3)																							
				$q_m = \rho_m g d_e h_m \text{ (кг/м)} \quad (15.3)$																							
				где ρ_m — плотность грунта, принимаем для расчета 1940 кг/м3; h_m — расстояние от верха трубы до поверхности земли, принимаем 2,4 м; Температурный перепад в нефтепроводе принимается равным разности между температурой продукта в процессе эксплуатации нефтепровода (наименьшей или наибольшей) и температурой, при которой фиксируется расчетная схема нефтепровода. Для расчета принят температурный перепад равный 40°C.																							
<table><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Изм.</td><td>Кол.уч.</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr></table>																		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ		Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата																						
								53																			

Воздействие от предварительного напряжения нефтепровода (упругий изгиб по заданному профилю) определяется по принятому конструктивному решению трубопровода.

Воздействием от неравномерных деформаций грунта (просадки, пучение, влияние горных выработок и т.д.) в расчете пренебрегаем при условии заложения нефтепроводов ниже глубины промерзания грунтов.

Расчетные значения нагрузок приведены в таблице 15.2.

Таблица 15.2 – Расчетные значения нагрузок, действующих на выкидные нефтепроводы

Наименование	Ед. изм.	Показатель (значение)
Собственный вес трубопровода, q_q	кг/м	12,3
Давление грунта на трубопровод, q_m	кг/м	4014,3
Вес прод., $q_{прод}$	кг/м	3,97

15.18 Надежность линейного объекта

15.18.1 Выкидные нефтепроводы

Надежность линейного объекта обеспечена следующими проектными решениями.

Характеристика материала труб соответствует требованиям ВСН 51-3/2.38, СНиП 2.05.06, ТУ 1317-006.1-593377520, ГОСТ 10704 согласно рабочему давлению нефтепроводов $P_{раб} \leq 4,0 \text{ МПа}$, условиям прохождения трассы и расчетам на прочность и устойчивость.

Глубина заложения трубопроводов принята ниже глубины промерзания на 0,5м, во избежание воздействия пучинистых грунтов.

Нефтепроводы для обеспечения безопасной эксплуатации согласно СНиП 2.05.06, ВСН 51-3/2.38, СП 34-116 и заданию на проектирование (Приложение А) оснащены запорной арматурой на переходах через ручей, а также в точке подключения выкидного нефтепровода от площадки куста скважин №601 в существующий нефтепровод Ду100 от скважины №21.

Инв. № подл. 13045	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									54
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ

15.18.2 Защита нефтепроводов от коррозии

Надежность подземных стальных трубопроводов и защитных футляров на переходах через автомобильные дороги обеспечивается комплексной защитой от коррозии: защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты (ЭХЗ).

Наружное защитное покрытие стальных труб предусмотрено антикоррозионной заводской трехслойной изоляцией из экструдированного полиэтилена.

Внутреннее защитное покрытие стальных труб предусмотрено антикоррозионной заводской изоляцией на основе ПЭП-585 по ТУ 1390-210-00135645.

Наружная изоляция сварных стыков трубопровода предусматривается термоусаживающими манжетами фирмы Covalence-Raysem.

Внутренняя изоляция сварных стыков трубопровода предусматривается втулками Ду80 для внутренней защиты сварных швов соединяемых труб и фасонных изделий по ТУ 1396-001-48151375.

Соединительные и фасонные части, защитные футляры на переходах через грунтовые дороги в подземной части предусмотрены в заводской антикоррозионной изоляции.

Надземная часть нефтепроводов в местах установки запорной арматуры предусмотрена в тепловой изоляции из минеральной ваты и защитного покрытия.

Контроль качества изоляционного покрытия осуществляется в соответствии с «ВСН 012».

Контроль качества изоляционных работ, выполняемых на трассе должен осуществляться пооперационно в процессе очистки, изоляции и укладки нефтепровода в траншею в соответствии с требованиями ВСН 008, ВСН 012.

Для проектируемых выкидных трубопроводов при всех способах прокладки, кроме надземной, предусмотрена комплексная защита от коррозии защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты не зависимо от коррозионной агрессивности грунта.

Проектируемая электрохимическая защита обеспечивает в течение всего срока эксплуатации непрерывную по времени катодную поляризацию сооружений на всем их протяжении (и на всей их поверхности) таким образом, чтобы поляризационные потенциалы металла находились в пределах от минус 0,85 до минус 1,15 В по медно-сульфатному электроду сравнения.

Изм. № подл.	Взам. инв. №
13045	

						35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ	Лист
							55
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

Катодная поляризация осуществляется применением средств электрохимической защиты: установок катодной защиты. (УКЗ). В состав каждой УКЗ входит преобразователь катодной защиты типа ПДЕ-М-1200 с выходной мощностью 1,2 кВт, анодное заземление, диодно-резисторные блоки (БДРМ), контрольно-измерительные пункты и соединительные кабельные линии.

Током этой установки достигается катодная поляризация таких подземных металлических сооружений куста, как коммуникации куста, включая подземные дренажные емкости, выкидной трубопровод, высоконапорный водопровод и обсадные колонны скважин.

Выбор месторасположения УКЗ произведен исходя из длины защитной зоны (плеч защиты) и наличия источников электроснабжения. УКЗ по проекту размещены на площадках куста скв. 1, куста скв. 601 и площадке нагнетательной скважины 1, образуя свои обособленные системы.

В каждой системе предусмотрено технологическое секционирование защищаемых сооружений методом установки вставок электроизолирующих ВЭИ. Так, обсадные колонны скважин отделены от подземной части выкидного трубопровода, что дает возможность при разных заданных параметрах защитного потенциала этих сооружений осуществлять регулирование тока в сооружении посредством собственного регулируемого канала диодно-резисторного блока.

При применении изолирующих соединений проектом приняты меры, исключающие возникновение вредного влияния электрохимической защиты на электроизолированную часть трубопровода и сооружений, имеющих металлический контакт с ним.

При врезке выкидного трубопровода в существующие трубопроводы или сооружения в месте врезки предусмотрена установка ВЭИ с устройством регулируемой перемычки через диодно-резисторный блок.

Полное устранение или уменьшение до безопасных пределов вредного влияния катодной поляризации защищаемых выкидных трубопроводов на смежные пересекаемые существующие трубопроводы, не имеющие электрохимической защиты, обеспечено устройством перемычки в точке пересечения через БДРМ между трубопроводами, а так же удалением анодного заземления катодной установки, являющегося источником вредного влияния, от незащищенного сооружения на расстояние не менее 300м.

Ив. № подл.	Взам. инв. №
13045	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ	Лист
							56

Все диодно-резисторные блоки, предусмотренные проектом, типа БДРМ-25-2-11-К-УХЛ1 имеют один канал прямой последовательности, рассчитанный на ток 25 А. Блоки крепятся к стойкам КИП, выводы от блоков присоединены в контрольном щитке КИП.

Для защиты всех ВЭИ проектом предусмотрены искроразрядники , шунтирующие вставку.

Выбор типа АЗ произведен исходя из удельного электрического сопротивления грунта и наличия свободной площади. По данным лабораторных испытаний и по результатам полевых измерений удельного электрического сопротивления коррозионная агрессивность грунтов по отношению к углеродистой и низколегированной стали - низкая. Значения электрического сопротивления грунтов находится в пределах от 100 до 1000 Ом м с характерным снижением значений на глубине пластов (по данным вертикального электрического зондирования).

Анодное заземление предусмотрено глубинным из электродов "Менделеевец"МКГ" в коксовой засыпке и рассчитано на 20 лет эксплуатации. Расчетное сопротивление растеканию анодного заземления не превышает 2 Ом. Анодные заземлители для каждой УКЗ устанавливаются в две пробуренные скважины на расстоянии не менее 100 м от проектируемых сооружений. Использование коксовой мелочи для засыпки предусмотрено для снижения растворения электродов анодного заземления и их сопротивления.

В связи с тем, что защиту гальваническими анодами (протекторами) применяют в грунтах с удельным сопротивлением не более 50 Ом м, защита футляров (кожухов) проектируемых трубопроводов осуществляется наложенным током той же УКЗ, что и защищает трубопровод, для чего трубу и футляр соединяют через регулируемую перемычку с применением диодно-резисторного блока БДРМ. При этом непосредственные контакты металлических поверхностей трубы и кожуха исключены.

Для контроля работы системы электрохимической защиты предусмотрена установка контрольно-измерительных (КИП) и контрольно-диагностических (КДП) пунктов:

- КИП для контроля поляризационного потенциала на выкидных трубопроводах оснащен контрольным щитком с клеммами для присоединения катодного вывода от защищаемого объекта и проводов от стационарного электрода сравнения и вспомогательного электрода (датчика потенциала). На щитке предусмотрено

Взам. инв.№	
Подп. и дата	
Инв.№ подл.	13045

						35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ	Лист
							57
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

коммутирующее устройство для размыкания цепи сооружение - вспомогательный электрод;

- КИП для измерения разности потенциалов "труба-земля" на выкидных трубопроводах оснащен контрольным щитком с клеммами для присоединения измерительного кабеля от трубы (катодного вывода);

- КИП для контроля работы анодных заземлений и электрических перемычек имеет не менее двух клемм для присоединения объектов измерения и шунта для измерения силы тока;

- КДП оснащен щитком с клеммами для присоединения двух контрольных выводов от трубопровода для измерения тока в трубопроводе, проводников от стационарного электрода сравнения, вспомогательного электрода и датчиков коррозии. Контрольно-диагностические пункты предусмотрены на коррозионно-опасных участках и в точках дренажа;

- КИП для контроля защиты трубопровода и кожуха предусмотрен на обоих концах кожуха, и имеет щиток с клеммами, соединенными с трубопроводом и кожухом через БДРМ, электродами сравнения и датчиками поляризационного потенциала.

Контрольно-измерительные пункты типа СКИП-1 и СКИП-2 представляют собой подставку (отрезок стальной трубы диаметром 114 и 159 мм соответственно с приваренными к ней опорной плитой и панелью), на которой установлены клеммные панели с измерительными и силовыми клеммами. Клеммные панели закрываются откидной крышкой. Крышка снабжена замком и имеет две наклонные плоскости для нанесения идентификационной информации.

В качестве стационарного электрода сравнения проектом предусмотрен стационарный медносульфатный неполяризующийся электрод сравнения с датчиком потенциала типа ЭНЕС-3М, устанавливаемый в грунт с выводом проводником в КИП. Электрод обеспечивает измерения поляризационного потенциала и потенциала подземного сооружения относительно электрода путем создания электролитического контакта с грунтом.

В качестве индикаторов коррозии проектом предусмотрен блок пластин-индикаторов скорости коррозии тип БПИ-2, предназначенный для определения опасности коррозии и эффективности действия электрохимической защиты от коррозии подземных стальных сооружений.

Инв. № подл.	13045	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										58
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ

Технические решения проекта для строительства и эксплуатации комплексной защиты трубопроводов и скважин от коррозии приняты в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602 и ГОСТ Р 51164-98 и не оказывают вредного влияния на окружающую среду.

Стыки нефтепроводов выполняются электродуговой сваркой в соответствии с требованиями ВСН 006, СП 34-116 и др. НТД. Контроль качества сварных стыков выполняется радиографическим, ультразвуковым методами согласно требованиям ВСН 012, СП 34-116 и др. НТД.

15.18.3 Пневматическое испытание нефтепроводов

До начала испытаний полость нефтепровода должна быть очищена от окалины и грата, а также случайно попавших в нее грунта и различных предметов. Очистка полости и испытание нефтепровода производится в соответствии с ВСН 011, СП 34-116. Испытание на прочность выполняется пневматическим способом. Величина испытательного давления на прочность должна быть в нижней точке испытываемого участка трассы равна заводскому испытательному давлению для принятых труб, а в верхней точке не меньше величины испытательного давления не менее $R_{исп.}=1,25 R_{раб.}= 5,0 \text{ МПа}$.

После окончания пневмоиспытания производится снижение давления до $R_{исп.}=1,1 R_{раб.}$ и выполняется испытание на герметичность в течение времени, необходимого для тщательного осмотра трассы, но не менее 12 часов.

Испытание нефтепровода выполняется согласно специальной инструкции, согласованной с заказчиком и строительно-монтажной организацией, применительно к данному нефтепроводу с учетом местных условий производства работ, составленной проектной организацией и утвержденной председателем комиссии.

Предварительно подвергается пневматическому испытанию согласно требованиям ВСН 011 и СП 34-116 участок I категории на переходе через ручей на прочность давлением $1,25 R_{раб}$ в течение 12 часов.

Во время испытания трубопроводов герметизация концов предусмотрена инвентарными заглушками.

Надежность нефтепроводов при их эксплуатации должна быть обеспечена и поддержана на требуемом уровне путем своевременного проведения плановых мероприятий технического обслуживания и ремонта согласно требованиям действующей НТД и утвержденным графикам, а также качественного выполнения

Инв. № подл. 13045	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 59
			35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ						
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

восстановительных работ при неплановых ремонтах.

Эксплуатационную надежность линейной части нефтепроводов обеспечивают:

- контролем состояния линейной части нефтепроводов обходами, объездами, облетами трассы с применением технических средств;
- поддержанием в работоспособном состоянии линейной части нефтепроводов за счет технического обслуживания, выполнения диагностических и ремонтно-профилактических работ, реконструкции;
- модернизацией и реновацией морально устаревшего и изношенного оборудования;
- соблюдением требований к охраняемым зонам и минимальным расстояниям до населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных предприятий, зданий и сооружений, согласно требованию Правил охраны магистральных трубопроводов;
- соблюдением условий обеспечения пожаровзрывобезопасности и противопожарной защиты;
- уведомлением руководителей организаций и информацией населения близлежащих населенных пунктов о местонахождении нефтепровода и мерах безопасности.

15.18.4 Высоконапорный водовод

Характеристика материала труб соответствует требованиям СНиП 2.05.06, ВНТП 3-85 согласно рабочему давлению водовода $P_{раб} \leq 21,0 \text{ МПа}$, условиям прохождения трассы и расчета на прочность.

Высоконапорный водовод запроектирован из труб стальных бесшовных горячедеформированных Ø89x10 сталь 20А по ТУ 1317-006.1-593377520 с внутренним и наружным антикоррозионным покрытием на основе ПЭП-585 по ТУ 2329-103-05034239. Трубы для строительства приняты с учетом требований ПБ 03-585-03, ВНТП 3-85, СНиП 2.05.06, ВСН 51-3 и условий северного климатического района строительства.

Сварные стыки подземного исполнения покрываются двухкомпонентным полиуретановым покрытием PROTEGOL UR-Coating 32-55.

Общая протяженность водовода 1760м. Глубина заложения водовода принята ниже глубины промерзания - 2,9м до верха трубы.

Переход водовода под автодорогой предусматривается подземно в защитном кожухе Ø325x6мм.

Инв. № подл.	13045	Взам. инв. №	Подп. и дата							Лист	
										60	
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ	

Переходы водовода через овраги предусматриваются подземно с засыпкой оврагов в местах перехода трубопровода минеральным грунтом с послойным трамбованием.

Переход водовода через ручей предусматривается подземно.

В наивысших точках проектируемого водовода устанавливаются узлы выпуска воздуха. Подземная часть узла выпуска воздуха на высоту не менее 300мм покрывается антикоррозионным двухкомпонентным полиуретановым покрытием PROTEGOL UR-Coating 32-55. Надземная часть узла выпуска воздуха покрывается грунтовкой ГФ-021 и краской БТ-177 в два слоя, после чего теплоизолируется материалом K-FLEX ST из вспененного каучука толщиной 50мм с покрытием из комбинированного материала K-FLEX AL CLAD.

Теплоизоляция надземного участка трубопровода выполняется материалом

K-FLEX ST из вспененного каучука толщиной 60мм по ТУ 2535-001-75218577-05 с покровным слоем из комбинированного материала K-FLEX AL CLAD, скрепленного самоклеящимися лентами.

Целостность теплоизолированных участков трубопровода при протаскивании через кожухи обеспечивается опорно-направляющими полиуретановыми кольцами, установленными на рабочей трубе.

Контроль качества сварных стыков водовода производить в соответствии с СНиП III - 42-80. На участках водовода III категории количество сварных стыков выполнить в объеме 100%, из них не менее 10% стыков – радиографическим методом, 90% - ультразвуковым методом. На участках водовода II категории контроль сварных стыков выполнить 100% радиографическим методом.

Контроль качества изоляционного покрытия производить согласно требованиям ВСН 008-88 «противокоррозионная и тепловая изоляция».

Очистку полости трубопровода, а также испытание водовода на прочность и герметичность следует производить согласно ВСН 011-88.

Очистку полости трубопровода выполнить промывкой водой.

Испытание водовода на прочность и герметичность произвести согласно СП 34-116-97 в 2 этапа. Первым этапом провести испытание на прочность участка ПК08-59,4 – ПК09-63,2 пневматическим способом продолжительностью 12 часов при давлении $R_{исп.} = 1,5 R_{раб.}$. Вторым этапом произвести пневматическое испытание на прочность и герметичность всего водовода продолжительностью 12 часов на давление $R_{исп.} = 1,25 R_{раб.}$

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Инв. № подл. 13045	Подп. и дата	Взам. инв. №	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ	Лист
										61

Монтаж высоконапорного водовода должен производиться в соответствии с требованиями следующих нормативных документов:

- СНиП III- 42 «Магистральные трубопроводы»;
- СНиП 3.02.01 «Земляные сооружения, основания и фундаменты»;
- Утвержденного проекта производства работ, составленного строительной-монтажной организацией.

На поворотах в плане на длине кривой предусмотреть уширение траншеи до двукратной величины по отношению к прямолинейным участкам.

Трасса высоконапорного водовода обозначается опознавательными знаками в соответствии с «Правилами охраны магистральных трубопроводов». Опознавательные знаки устанавливаются на углах поворота трассы водовода, в местах пересечений со сторонними коммуникациями и на переходе водовода через автодорогу с двух сторон.

15.18.5 Линии электропередач

Линия ВЛЗ 6кВ для питания куста скважин №601. Линия выполнена согласно ТУ №310Э. Для линии применены железобетонные стойки СВ110-5 для III ветрового района при стенке гололеда 15мм для ненаселенной местности.

В проекте применены следующие типы опор согласно Альбому типовых решений Л56-97:

- концевая опора КмБ10-21
- угловая анкерная опора УАтБ10-21
- анкерная опора АтБ10-21

Применение арматуры с двойным креплением провода обусловлено требованием ТУ. На концевой опоре устанавливается разъединитель с дополнительными полимерными изоляторами. На первых трех опорах устанавливаются длинно искровые разрядники РДИП-10-1-УХЛ1 , по одному разряднику на фазу на одной опоре. В начале линии на провода устанавливаются индикаторы неисправности линии LineTroll/

Для заземления опор в железобетонных стойках предусмотрены нижний и верхний заземляющие проводники. Заземление опор выполняется согласно Серии 3.407-150. Для каждой опоры предусмотрен один вертикальный электрод из круглой стали длиной 5 метров . Сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 30 Ом.

Изм. № подл.	Взам. инв. №
13045	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ	Лист
							62

15.19 Устойчивость нефтепроводов

Проверка общей устойчивости нефтепроводов выполняется согласно требованиям СНиП 2.05.06 и правил строительной механики.

Проверку общей устойчивости нефтепровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы следует производить из условия

$$S \leq mN_{кр}, \tag{15.6}$$

- где S — эквивалентное продольное осевое усилие в сечении нефтепровода, Н, определяемое по формуле 16.5;
- m — коэффициент условий работы;
- $N_{кр}$ — продольное критическое усилие, Н, при котором наступает потеря продольной устойчивости нефтепровода. $N_{кр}$ определяется согласно правилам строительной механики с учетом принятого конструктивного решения и начального искривления нефтепровода в зависимости от глубины его заложения, физико-механических характеристик грунта.

Продольная устойчивость проверяется для криволинейных участков в плоскости изгиба трубопровода.

Эквивалентное продольное осевое усилие в сечении нефтепровода S определяется от расчетных нагрузок и воздействий с учетом продольных и поперечных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики.

В частности, для прямолинейных участков нефтепровода и участков, выполненных упругим изгибом, при отсутствии компенсации продольных перемещений, просадок и пучения грунта эквивалентное продольное осевое усилие в сечении нефтепровода S , Н, определяется по формуле

$$S = [(0,5 - \mu)\sigma_{кц} + \alpha E \Delta t] F \tag{15.7}$$

- где μ — переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона);
- F — площадь поперечного сечения трубы, см².

Взам. инв.№	В частности, для прямолинейных участков нефтепровода и участков, выполненных упругим изгибом, при отсутствии компенсации продольных перемещений, просадок и пучения грунта эквивалентное продольное осевое усилие в сечении нефтепровода S, Н, определяется по формуле								
	$S = [(0,5 - \mu)\sigma_{\text{кц}} + \alpha E \Delta t] F \tag{15.7}$								
Подп. и дата	где μ — переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона);								
	F — площадь поперечного сечения трубы, см ² .								
Инв.№ подл.	13045						35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ	Лист	
									63
		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.		Дата	

- α — коэффициент линейного расширения металла трубы, град⁻¹;
- E — переменный параметр упругости (модуль Юнга), кг/см²;
- Δt — расчетный температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании, °C;
- $\sigma_{кц}$ — кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, кг/см².

Для прямолинейных участков подземных нефтепроводов продольное критическое усилие находится по следующей формуле

$$N_{кр} = 4\sqrt[11]{p_0^2 q_{в.п.}^4 F^2 E^5 I^3} \quad (15.8)$$

где $q_{в.п.}$ — сопротивление грунта вертикальным перемещениям трубы;

p_0 — сопротивление грунта продольным перемещениям трубы, приходящиеся на длину трубопровода,

$$p_0 = \pi D_n \tau_{np} \quad (15.9)$$

где τ_{np} — предельное сопротивление грунта сдвигу

$$\tau_{np} = p_{зр} \operatorname{tg} \varphi_{зр} + c_{зр} \quad (15.10)$$

где $\varphi_{зр}$ — угол внутреннего трения грунта;

$c_{зр}$ — удельное сцепления грунта, кг/см²;

$p_{зр}$ — среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом,

$$p_{зр} = \frac{n_{зр} \gamma_{зр} \left[2D_n h_0 + \frac{D_n^2}{4} + 2D_n \left(h_0 + \frac{D_n}{2} \right) \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{зр}}{2} \right) \right] + q_{м.п.}}{\pi D_n} \quad (15.11)$$

где $n_{зр}$ — коэффициент перегрузки веса грунта;

$\gamma_{зр}$ — объемный вес грунта;

h_0 — высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности земли;

Инв. № подл.	Взам. инв. №	Подп. и дата					p_{zp} среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом, $p_{zp} = \frac{n_{zp} \gamma_{zp} \left[2D_n h_0 + \frac{D_n^2}{4} + 2D_n \left(h_0 + \frac{D_n}{2} \right) tg^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{zp}}{2} \right) \right] + q_{м.п.}}{\pi D_n}$ где n_{zp} — коэффициент перегрузки веса грунта; γ_{zp} — объемный вес грунта; h_0 — высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности земли;		
13045									
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ			Лист
									64

$q_{м.н.}$ — вес единицы длины трубопровода с перекачиваемым продуктом,

$$q_{м.н.} = n_{мп} q_{мп}'' + n_{нр} q_{нр}'' \quad (15.12)$$

где $n_{мп}$ и $n_{нр}$ — коэффициент перегрузки для собственного веса трубопровода и веса перекачиваемого продукта;

Сопротивление грунта вертикальным перемещениям трубы определяется по формуле

$$q_{с.н.} = n_{сп} \gamma_{сп} D_n \left(h_0 + \frac{D_n}{2} - \frac{\pi D_n}{8} \right) + q_{м.н.} \quad (15.13)$$

Для криволинейных участков нефтепровода, выполненных упругим изгибом, продольное критическое усилие подсчитывается по формуле

$$N_{кр} = \beta_y \sqrt[3]{q_{с.н.}^2 EI} \quad (15.14)$$

Коэффициент β_y находится по номограмме в зависимости от параметров θ и λ , вычисляемые по формулам

$$\theta = \frac{1}{R^3 \sqrt[3]{\frac{q_{с.н.}}{EI}}} \quad (15.15)$$

$$\lambda = \frac{\sqrt{\frac{p_0 F}{q_{с.н.} I}}}{\sqrt[3]{\frac{q_{с.н.}}{EI}}} \quad (15.16)$$

где R — радиус упругого изгиба нефтепровода, см.

Инв. № подл.	13045	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										65
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР.ПЗ

Таблица 15.3 – Исходные данные для расчета на прочность и устойчивость

Наименование	Ед.изм	Показатель (значение) для нефтепровода
Диаметр нефтепровода	см	89
Толщина стенки	см	0,6
Материал (класс прочности)		(K50)
Рабочее давление, Р	кг/см ²	40
Температура эксплуатации	°С	15
Температурный перепад, Δt	°С	40
Переменный параметр упругости (модуль Юнга), Е, кг/см ²	2100000	
Радиус упругого изгиба трубопровода, ρ	см	20000
Ускорение свободного падения, g	м/с ²	9,81
Глубина заложения, h_0	см	≥ 240
Кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, $\sigma_{кц}$	кг/см ²	282,3
Грунт		Суглинок
Объемный вес грунта, $\gamma_{гр}$	кг/см ³	$1,8 \times 10^{-3}$
Удельное сцепление грунта засыпки, $c_{гр}$	кг/см ²	0,47
Угол внутреннего трения грунта, ϕ	град.	26
Коэффициент условия работы трубопровода, m		0,75
Коэффициенты перегрузки при расчете на устойчивость $n_{тр}$ и $n_{пр}$		1,0
		0,95
Коэффициент перегрузки веса грунта, $n_{гр}$		0,8

Расчет устойчивости нефтепроводов проводится в соответствии с формулами (15.6-15.16). Результаты расчета приведены в таблице 16.12.

Таблица 15.4 – Результаты расчета на устойчивость нефтепровода

Наименование	Ед. изм.	Показатель для нефтепровода
Собственный вес трубопровода, $q_{тр}$	кг/см	0,12
Вес продукта, $q_{прод}$	кг/см	0,040

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	13045

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

35С-П/2012/25-01/2012-2-ТКР.ПЗ

Лист

66

$$|\sigma_{пр.N}| \leq \psi_2 R_1, \tag{15.17}$$

где $\sigma_{пр.N}$ — продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий, МПа, определяемое формуле 15.20;

ψ_2 — коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{пр.N} \geq 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{пр.N} < 0$) определяемый по формуле

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}}{R_1}, \tag{15.18}$$

R_1 — расчетные сопротивления растяжению R_1 ;

$\sigma_{кц}$ — кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа, определяемые по формуле

$$\sigma_{кц} = \frac{npD_{вн}}{2\delta_n}, \tag{15.19}$$

где n — коэффициент надежности по нагрузке — внутреннему рабочему давлению в трубопроводе;

p — рабочее (нормативное) давление, МПа;

$D_{вн}$ — внутренний диаметр трубы, см;

δ_n — номинальная толщина стенки трубы, см.

Продольные осевые напряжения $\sigma_{пр.N}$ МПа, определяются от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла. Расчетная схема должна отражать условия работы трубопровода и взаимодействие его с грунтом.

Взам. инв.№	
Подп. и дата	
Инв.№ подл.	13045

						35С-П/2012/25-01/2012-2-ТКР.ПЗ
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	

В частности, для прямолинейных и упруго-изогнутых участков подземных трубопроводов при отсутствии продольных и поперечных перемещений, просадок и пучения грунта продольные осевые напряжения определяются по формуле

$$\sigma_{\text{пр.}N} = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{npD_{\text{BH}}}{2\delta_H} \quad (15.20)$$

где α — коэффициент линейного расширения металла трубы, град⁻¹;

E — переменный параметр упругости (модуль Юнга), МПа;

Δt — расчетный температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании, °С;

μ — переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона).

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных нефтепроводов проверку необходимо производить по условиям:

$$|\sigma_{\text{пр}}^H| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9k_H} R_2^H, \quad (15.21)$$

$$\sigma_{\text{кц}}^H \leq \frac{m}{0,9k_H} R_2^H; \quad (15.22)$$

где $\sigma_{\text{пр}}^H$ — максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения в нефтепроводе от нормативных нагрузок и воздействий, определяемые по формуле 15.25, МПа;

ψ_3 — коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб; при растягивающих продольных напряжениях ($\sigma_{\text{пр}}^H \geq 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{\text{пр}}^H < 0$) — определяемый по формуле

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{\text{êò}}^i}{\frac{m}{0,9k_i} R_2^i} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{\text{êò}}^i}{\frac{m}{0,9k_i} R_2^i}, \quad (15.23)$$

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	13045
Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	
35С-П/2012/25-01/2012-2-ТКР.ПЗ	
Лист	
69	

m, R_2^H, k_H — коэффициент условий работы нефтепровода, нормативные сопротивления сжатию металла труб и сварных соединений(МПа);

$\sigma_{кц}^H$ — кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа, определяемые по формуле

$$\sigma_{кц}^H = \frac{pD_{вн}}{2\delta_H}, \tag{15.24}$$

Максимальные суммарные продольные напряжения $\sigma_{\text{д\ddot{o}}}^i$, МПа, определяются от всех (с учетом их сочетания) нормативных нагрузок и воздействий с учетом поперечных и продольных перемещений нефтепровода в соответствии с правилами строительной механики.

В частности, для прямолинейных и упруго-изогнутых участков нефтепроводов при отсутствии продольных и поперечных перемещений трубопровода просадок и пучения грунта максимальные суммарные продольные напряжения от нормативных нагрузок и воздействий - внутреннего давления, температурного перепада и упругого изгиба $\sigma_{\text{пр}}^H$, МПа, определяются по формуле

$$\sigma_{\text{пр}}^H = \mu\sigma_{кц}^H - \alpha E\Delta t \pm \frac{ED_H}{2R}, \tag{15.25}$$

где R — минимальный радиус упругого изгиба оси нефтепровода,см
Исходные данные для расчета приведены в таблице 15.3 и 15.2.

Результаты расчета приведены в таблице 15.4.

Таблица 15.4 – Результаты расчета на проверку прочности принятого конструктивного решения выкидных нефтепроводов

Инв.№ подл.	13045	Подп. и дата	Взам. инв.№	Наименование						Показатель для нефтепроводов I, II категорий							
				Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, ψ_2						0,943							
				Кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, $\sigma_{кц}$, МПа						28,2							

Наименование	Показатель для нефтепроводов I, II категорий
Максимальные суммарные продольные напряжения от нормативных нагрузок и воздействий - внутреннего давления, температурного перепада и упругого изгиба $\sigma_{\text{вд}}^i$, МПа	-253,20
Кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, $\sigma_{\text{вд}}^i$, МПа	25,7
Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, ψ_3	0,966
$ \sigma_{\text{пр}}^H \leq \psi_3 \frac{m}{0,9k_H} R_2^H$	$253,2 \leq 3864,0$
$\sigma_{\text{кц}}^H \leq \frac{m}{0,9k_H} R_2^H$	$25,7 \leq 4000,0$

15.21 Расчетные коэффициенты

Коэффициенты, принимаемые для расчетов на прочность и устойчивость, и при проверке принятого конструктивного решения приведены в таблице 15.5 в соответствии с СНиП 2.05.06.

Таблица 15.5 – Расчетные коэффициенты нефтепроводов

Наименование	Показатель
Коэффициент линейного теплового расширения, α , ($^{\circ}\text{C}^{-1}$)	0,000012 град $^{-1}$
Переменный параметр упругости (модуль Юнга), E, МПа	206 000 МПа (2100 000 кгс/см 2)
Коэффициент поперечной деформации Пуассона в стадии упругой работы металла μ_0	0,3
Коэффициенты надежности по нагрузке n	1,1
Коэффициент условий работы трубопровода m	0,75
Коэффициенты надежности по материалу k1, k2	1,4 1,1
Коэффициент надежности по назначению трубопровода kn	1,0
Коэффициенты перегрузки при расчете на устойчивость $n_{\text{пр}}$ и $n_{\text{нр}}$	1,00 0,95
Коэффициент перегрузки веса грунта, $n_{\text{зр}}$	0,8

Изм. № подл.	Взам. инв. №
13045	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

35С-П/2012/25-01/2012-2-ТКР.ПЗ

Лист

71

15.22 Основные физические характеристики материала труб

Расчетными характеристиками материала стальных трубопроводов в соответствии с СНиП 2.05.06 являются:

- временное сопротивление, предел текучести металла труб и сварных соединений, принимаемые по ТУ 1317-006.1-593377520– для выкидных нефтепроводов, $R1=5000\text{кг/см}^2$ и $R2=4800\text{кг/см}^2$;
- модуль упругости материала труб, принимается равным: $E = 206000 \text{ МПа}$;
- коэффициент линейного теплового расширения, принимается равным: $\alpha= 1,2 \cdot 10^{-5}, \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$;
- коэффициент Пуассона материала труб принимается равным: $\mu = 0,3$;
- плотность материала труб материала труб принимается равной: $\rho = 7850 \text{ кг/м}^3$.

Перепад температур окружающей среды трубопровода и продуктом перекачки принято для расчета 40°C.

15.23 Обоснования требований к габаритным размерам труб

Для выкидных нефтепроводов в соответствии с ТУ 1317-006.1-593377520 приняты трубы с наружным диаметром Ø89мм и толщиной стенки 6мм.

Предельные отклонения наружного диаметра и толщины стенки труб от номинальных значений не должны превышать:

- по наружному диаметру: $\pm 1,0\%$;
 - по толщине стенки: $\pm 12,5\%$ – для труб диаметром до 325 мм включительно;
- Трубы поставляют ограниченной длины от 10,6 до 11,6 м. По согласованию с Потребителем допускается поставка труб другой длины, но не менее 8,0 м.

Разностенность не должна выводить толщину стенки труб за предельные отклонения.

Овальность труб не должна выводить наружный диаметр труб за допустимые отклонения. Овальность концов труб на длине не менее 200 мм от торца не должна превышать 1% номинального диаметра.

Кривизна труб на любом участке длиной 1 м не должна превышать 1,5 мм.
Общая кривизна не должна превышать 0,20% длины трубы.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	13045	35С-П/2012/25-01/2012-2-ТКР.ПЗ		Лист
												72

15.24 Пространственная жесткость конструкции нефтепроводов

Жесткость конструкции стальных нефтепроводов обеспечивается: см. расчет на прочность и устойчивость нефтепроводов в продольном направлении.

15.25 Материалы для строительства

На период строительства предусмотрено устройство переезда через действующие подземные трубопроводы

Основными материалами для устройства проезда являются:

- плиты ПДН-А IV серии 3.503.1;
- выравнивающий слой из песка природного по ГОСТ 8736.

15.26 Глубина заложения нефтепроводов

Глубина заложения нефтепроводов принята согласно ВСН 51-3/2.38 и составляет:

- в суглинках – 2.37м;
- в супесях и мелких песках – 2,78м;
- в песках средней крупности – 2,93м.

Пересечение с автомобильными дорогами (бескатегорийными и категорийными) и подземными коммуникациями выполнено в соответствии с СНиП 2.05.06, СП 18.13330.

15.27 Конструктивные решения при прокладке нефтепроводов на переходах через ручьи

Выкидные нефтепроводы пересекают своей трассой ручьи б/названия.

На переходах через ручьи б/н предусмотрена прокладка трубопроводов в футляре из стальных труб Ду300 по ГОСТ 10704, проложенных открытым способом. Длины защитных футляров для нефтепроводов составляют:

- для нефтепровода от скважины №1 – 120,2м;
- для нефтепровода от скважины №601 – 33,6м.

Выкидные нефтепроводы для обеспечения безопасной эксплуатации согласно СНиП 2.05.06, ВСН 51-3/2.38, СП 34-116 и Заданию на проектирование (Приложение А раздела 1 – 35С-П/2012/25-01/2012-Л-ПЗ) оснащены запорной арматурой на переходах через ручьи (до и после перехода).

В качестве запорной арматуры принята задвижка клиновая ручная DN80 PN6,3МПа.

Ив. № подл.	13045	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										73
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-2-ТКР.ПЗ

Местоположение узлов установки запорной арматуры приведено на технологической схеме (Приложения А.1 и А.2 раздела 3 – 35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР).

Для разделения электрического потенциала на выходе нефтепроводов из земли предусмотрены вставки электроизолирующие (ВЭИ) по ТУ 1469-027-05015070.

Надземная часть нефтепроводов предусмотрена в тепловой изоляции.

15.28 Принципиальные конструктивные решения балластировки футляра нефтепровода с применением утяжелителей

Расчет шага расстановки пригрузов при балластировке утяжелителями типа 1-УБКм выполняется согласно формулам 15.26-15.30.

Задачей расчета является выполнение расчета шага полимерно-контейнерных балластирующих устройств (1-УБКм) для балластировки футляра Ø325х8.0мм - В20 по ГОСТ 10704 с заводским 3-х слойным полиэтиленовым покрытием толщиной 2,5мм.

Расчет выполнен на основании следующей нормативной и справочной литературы:

- СНиП 2.05.06 Магистральные трубопроводы;
- ВСН 39-1.9-003 Конструкции и способы балластировки и закрепления подземных газопроводов;
- СП 107-34 Балластировка, обеспечение устойчивости положения газопроводов на проектных отметках;
- ГОСТ 10704-91 Трубы стальные электросварные прямошовные
- ТУ 102-421-86 Утяжелители железобетонные болотные клиновидные типа 1- УБКм
- Бабин Л.А., Быков Л.И., Волохов В.Я. Типовые расчеты по сооружению трубопроводов.

Методика расчета приведена ниже:

1)Необходимая величина пригрузки, приходящаяся на футляр длиной 1м, кгс/м:

$$Б = K_{\text{н}} (K_{\text{н.в.}} \cdot q_{\text{в}} - q_{\text{тр}} - q_{\text{доп}}) \tag{15.26}$$

где: K_м-коэффициент безопасности по материалу принимаемый 1,05;
K_{н.в.}- коэффициент надежности при расчете футляра трубопровода против всплытия, принимаемый 1,05;

Инв.№ подл. 13045	Подп. и дата	Взам. инв.№							Лист	
									74	
			Изм.	Кол.уч.	Лист	Нодок.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-2-ТКР.ПЗ	

qдоп. - расчетный вес продукта, кгс/м;

qв - расчетная выталкивающая сила воды, действующая на футляр трубопровода, кгс/м:

$$q_{\text{в}} = 0,8 \cdot D_{\text{тр}}^2 \cdot \gamma_{\text{в}} \quad (15.27)$$

где: D_{тр} - наружный диаметр футляра с учетом изоляционного покрытия, м;

γ_в-объемный вес воды с учетом растворенных солей и взвешенных частиц грунта, кгс/м³;

$$\gamma_{\text{в}} = 1100 \div 1150$$

q_{тр} - расчетный вес футляра трубопровода (с учетом изоляции) в воздухе, кгс/м;

$$q_{\text{тр}} = q_{\text{с.в.}} + q_{\text{из}} \quad (15.28)$$

где: q_{с.в} - собственный вес трубы, кгс/м,

q_{из} - вес изоляционного покрытия, кгс/м;

$$q_{\text{из}} = \frac{\pi}{4} \cdot (D_{\text{о}}^2 - D_{\text{н}}^2) \cdot \rho_{\text{изол}} \quad (15.29)$$

где: D_н -наружный диаметр футляра трубопровода,м;

D_о - наружный диаметр трубопровода с изоляцией, м;

ρ_{изол} - плотность изоляции, кгс/м³;

2) Расстояние между отдельными грузами балластировки футляра трубопровода, м:

$$l_{\text{г}} = \frac{Q_{\text{г.ср.}} - \gamma_{\text{в}} \cdot V_{\text{г.ср.}}}{B} \quad (15.30)$$

где: Q_{г.ср.}- средний вес одного груза в воздухе, кг;

V_{г.ср.}- средний фактический объем груза, м³;

Исходные данные для расчета шага пригрузов приведены в таблице 15.6.

Таблица 15.6 – Исходные данные для расчета шага пригрузов

Наименование показателя, единица измерения	Обозначение	Значение показателя
Объем груза, м ³	V _{г.ср.}	0,31
Вес груза, кг	Q _{г.ср.}	740
Диаметр футляра трубопровода, мм	D _н	325х8,0
Толщина заводской изоляции, мм	δ	2,5
Плотность изоляции, кгс/м ³	ρ _{изол}	960

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-2-ТКР.ПЗ	Лист
13045							75

Результаты расчета шага пригрузов сведены в таблицу 15.7

Таблица 15.7 - Результаты расчета шага пригрузов типа 1-УБКм для балластировки футляра.

Наименование показателя, единица измерения	Обозначение	Значение показателя
Вес изоляции, кгс/м;	$q_{из}$	2,47
Общий вес трубопровода с изоляцией, кгс/м	$q_{тр.}$	65,01
Сила выталкивания, кгс/м	$q_{в}$	95,83
Необходимая величина пригрузки, приходящаяся на трубопровод длиной 1м, кгс/м	Б	37,40
Расстояние между отдельными грузами, м	l_r	10,67

15.29 Сигнальные знаки по трассе линейного объекта

Трасса подземных нефтепроводов обозначена опознавательными знаками, нанесенными на железобетонные столбики высотой до 1,5 метров, которые устанавливаются в пределах прямой видимости не реже, чем через 1000 метров друг от друга и на углах поворотов трассы. Знаки закрепления устанавливают по данным геодезического позиционирования, на знаках наносят сквозной километраж по титульному наименованию нефтепровода.

В местах пересечения нефтепроводов с автомобильными дорогами с обеих сторон дороги устанавливают знаки "Осторожно нефтепровод", «Остановка запрещена».

В местах пересечения с подземными коммуникациями устанавливаются указательные знаки.

Знаки обозначения трассы нефтепровода должны обеспечивать:

- визуальное обнаружение трассы нефтепровода при патрулировании любым способом;
- определение местоположения нефтепровода при ведении любых работ в его охранной зоне.

Изм. № подл.	Взам. инв. №
13045	
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-2-ТКР.ПЗ	Лист
							76

16.3 Обоснование толщины стенки труб

Толщина стенки трубы для высоконапорного водовода принята на основании расчета в соответствии с методикой, приведенной в ВНТП 3-85, результаты которого приведены в таблице 16.2.

Таблица 16.2 – Результаты расчета толщины стенки водовода к нагнетательной скважине №1

Наименование показателей	Водовод	
	Ду80	
Рабочее (нормативное) давление, МПа	21,0	
Категория трубопровода	III	участок II
Испытательное гидравлическое трассовое давление, МПа	1,25 P _{раб.} = 26,25	1,5 P _{раб.} = 31,5
Марка стали (класс прочности)	20А	
ГОСТ или ТУ на трубу	ТУ 1317-006.1-593377520-2003	ТУ 1317-006.1-593377520-2003
Допускаемое напряжение, равное 40% от временного сопротивления разрыву для данной марки стали, n , Н/мм ²	147	
Коэффициент учитывающий минусовой допуск на разностенность, при $S \leq 15$ мм, m	0,85	0,85
Наружный диаметр трубы, см	89,0	89,0
Расчетная толщина стенки, см	0,79	0,92
Принятая толщина стенки, см	1,0	1,0

В соответствии с расчетом и сортаментом труб ТУ 1317-006.1-593377520-2003 для водовода приняты трубы диаметром 89мм с толщиной стенки 10,0мм для участков категории «II», «III».

16.4 Обоснование мест установки запорной арматуры

Для отключения подземного участка водовода, с обеих сторон перехода через ручей, предусмотрена установка запорной арматуры Ду80 Ру25,0МПа в колодцах, в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06.

В наивысших точках проектируемого водовода устанавливаются узлы выпуска воздуха (вантузы) с запорной арматурой Ду50 Ру25,0МПа бесколодезной установки.

16.5 Надежность высоконапорного водовода

Надежность водовода обеспечена следующими проектными решениями.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-2-ТКР.ПЗ	Лист
							78

Технологические решения по высоконапорному водоводу обеспечивают постоянную подачу воды к нагнетательной скважине №1 для поддержания пластового давления нефтяных пластов.

Характеристика материала труб соответствует требованиям СНиП 2.05.06, ГОСТ 20295, ТУ 1317-006.1-593377520, ВНТП 3-85, согласно рабочему давлению водовода $P_{\text{раб}} \leq 21,0 \text{ МПа}$, условиями прохождения трассы.

Глубина заложения газопроводов принята ниже глубины промерзания на 0,5м. По трассе водовода для обеспечения безопасной эксплуатации согласно СНиП 2.05.06, предусмотрена установка запорной арматуры с обеих сторон перехода через ручей и на узлах запуска воздуха. Арматура принята стальная $P_{\text{у}} 25,0 \text{ МПа}$ с ручным управлением.

Сварка трубопровода должна производиться по технологической карте сварки, разработанной в ППР, согласно аттестованной технологии сварки с применением сварочного оборудования, прошедшего аттестацию и соблюдением правил техники безопасности.

Надежность подземных стальных трубопроводов и защитных футляров на переходах через автомобильную дорогу и ручей обеспечивается комплексной защитой от коррозии: защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты (ЭХЗ).

Защитные покрытия стальных труб предусмотрены наружной антикоррозионной заводской изоляцией по ГОСТ Р 51164-98 усиленного типа (конструкция №1).

Усиленный тип защитных покрытий принят согласно требованиям СНиП 2.05.06 и ГОСТ Р 51164 на водоводах, прокладываемых в зонах повышенной коррозионной опасности:

- на пересечении с различными трубопроводами, включая по 350 м в обе стороны от места пересечения с применением покрытий заводского изготовления;
- на переходах через автомобильные дороги, и на расстоянии в обе стороны от переходов по соответствующей НД;
- на защитных футлярах на переходах через автомобильные дороги;
- на подводных переходах и в поймах рек.

Изоляция стыков в трассовых условиях в соответствии с техническими условиями на проектирование предусмотрена при помощи нанесения антикоррозионного двухкомпонентного полиуретанового покрытия PROTEGOL UR-

Инв. № подл.	13045	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
										79	
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-2-ТКР.ПЗ	

Coating 32-55 R в два слоя
Изоляция фасонных частей и запорной арматуры в соответствии с требованиями задания на проектирование принята заводская по ГОСТ Р 51164-98 усиленного типа (конструкция №1).

Подземная часть узла выпуска воздуха на высоту не менее 300мм покрывается антикоррозионным двухкомпонентным полиуретановым покрытием PROTEGOL UR-Coating 32-55. Надземная часть узла выпуска воздуха покрывается грунтовкой ГФ-021 и краской БТ-177 в два слоя, после чего теплоизолируется материалом K-FLEX ST из вспененного каучука толщиной 50мм с покрытием из комбинированного материала K-FLEX AL CLAD.

Надземные поверхности узлов выпуска воздуха (вантузов), ограждений узлов покрываются краской в два слоя по грунтовке.

Подземная часть узла выпуска воздуха на высоту не менее 300мм покрывается антикоррозионным двухкомпонентным полиуретановым покрытием PROTEGOL UR-Coating 32-55. Надземная часть узла выпуска воздуха покрывается грунтовкой ГФ-021 и краской БТ-177 в два слоя, после чего теплоизолируется материалом K-FLEX ST из вспененного каучука толщиной 50мм с покрытием из комбинированного материала K-FLEX AL CLAD.

Контроль качества сварных стыков производить в соответствии с СНиП III- 42. На участках водовода III категории количество сварных стыков выполнить в объеме 100%, из них не менее 10% стыков – радиографическим методом, 90% - ультразвуковым методом. На участках водовода II категории контроль сварных стыков выполнить 100% радиографическим методом.

Контроль качества изоляционного покрытия производить согласно требованиям ВСН 008-88 «противокоррозионная и тепловая изоляция».

Очистку полости трубопровода, а также испытание водовода на прочность и герметичность следует производить согласно ВСН 011.

16.6 Оповестительные знаки на трассе высоконапорного водовода

Трасса высоконапорного водовода обозначается оповестительными знаками в соответствии с «Правилами охраны магистральных трубопроводов».

Оповестительные знаки устанавливаются на углах поворота трассы водовода, в местах пересечений со сторонними коммуникациями и на переходах водовода через автодороги с двух сторон.

Оповестительные знаки устанавливаются с правой стороны по ходу движения среды перпендикулярно трубопроводу на расстоянии не более 4 м от его оси.

Инв. № подл.	13045	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										80
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-2-ТКР.ПЗ

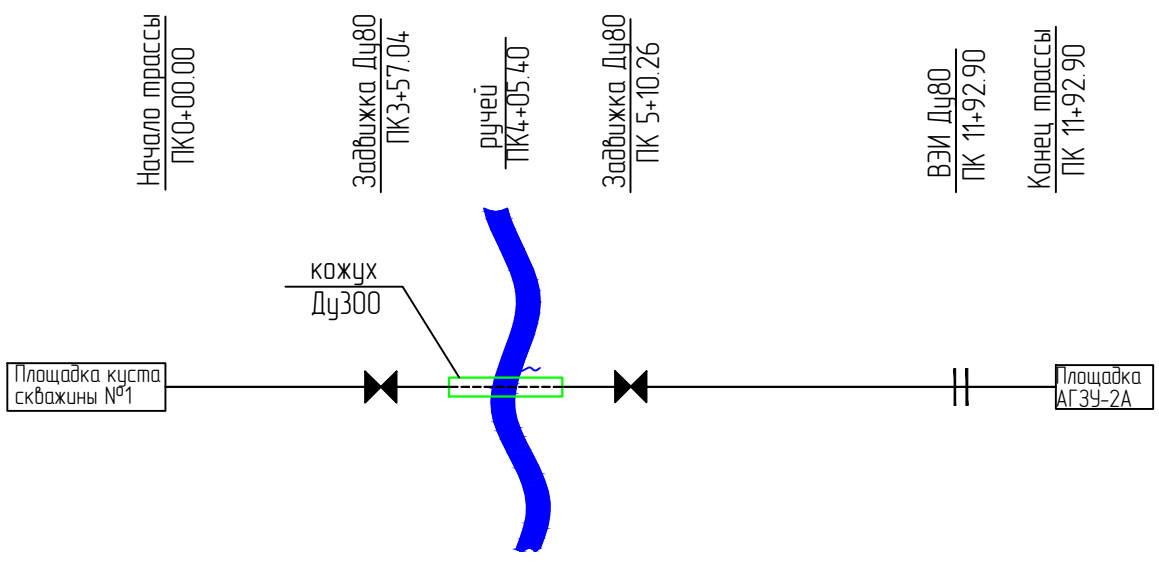
18 Нормативные и ссылочные документы

- Постановления Правительства РФ от 16.02.2008г. №87 г. Москва «Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» (с изм. на 15.02.2011г);
- Постановления Правительства РФ от 13.04.2010г №235 «О внесении изменений в Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;
- ВНТП-3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»;
- ВСН 51-3/2.38-85 «Проектирование промысловых стальных трубопроводов»;
- СП 34-116-97 «Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промысловых нефтегазопроводов»;
- ВСН 005-88 «Строительство промысловых стальных трубопроводов. Технология и организация»;
- ВСН 006-89 «Строительство промысловых стальных трубопроводов. Сварка»;
- ВСН 008-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозийная и тепловая изоляция»;
- ВСН 011-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание»;
- ВСН 012-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ. Часть I»;
- ВСН 014-89 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Охрана окружающей среды»;
- ВСН 015-89 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов». Линии связи и электропередачи»;
- ВСН 51-3/2.38-85 «Проектирование промысловых стальных трубопроводов»
- ВСН 159-83 «Инструкция по безопасному ведению работ в охранных зонах действующих коммуникаций»;
- ВСН 179-85 «Инструкция по рекультивации земель при строительстве трубопроводов»;
- ППБО-85 «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности»
- РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов»;
- СН 459-74 «Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин»;

Инв. № подл.	13045	Подп. и дата	Взам. инв. №	35С-П/2012/25-01/2012-2-ТКР.ПЗ						Лист
										82
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

- СНиП 3.02.01-87 «Земляные сооружения. Основания и фундаменты»;
- СНиП II-89-80* «Генеральные планы промышленных предприятий»;
- СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве»;
- СНиП 12-04-2002 «Техника безопасности в строительстве»;
- СНиП 23-01-99 «Строительная климатология»;
- СП 11-101-95 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав обоснования инвестиций в строительство предприятий, зданий и сооружений»;
- СП 34-116-97 «Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промысловых нефтегазопроводов»;
- СП 48.13330.2011 «Организация строительства»;
- ГОСТ 10704-91 (2002) «Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент»;
- ПУЭ – Правила устройства электроустановок.

Инв. № подл.	13045	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										83
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-2-ТКР.ПЗ



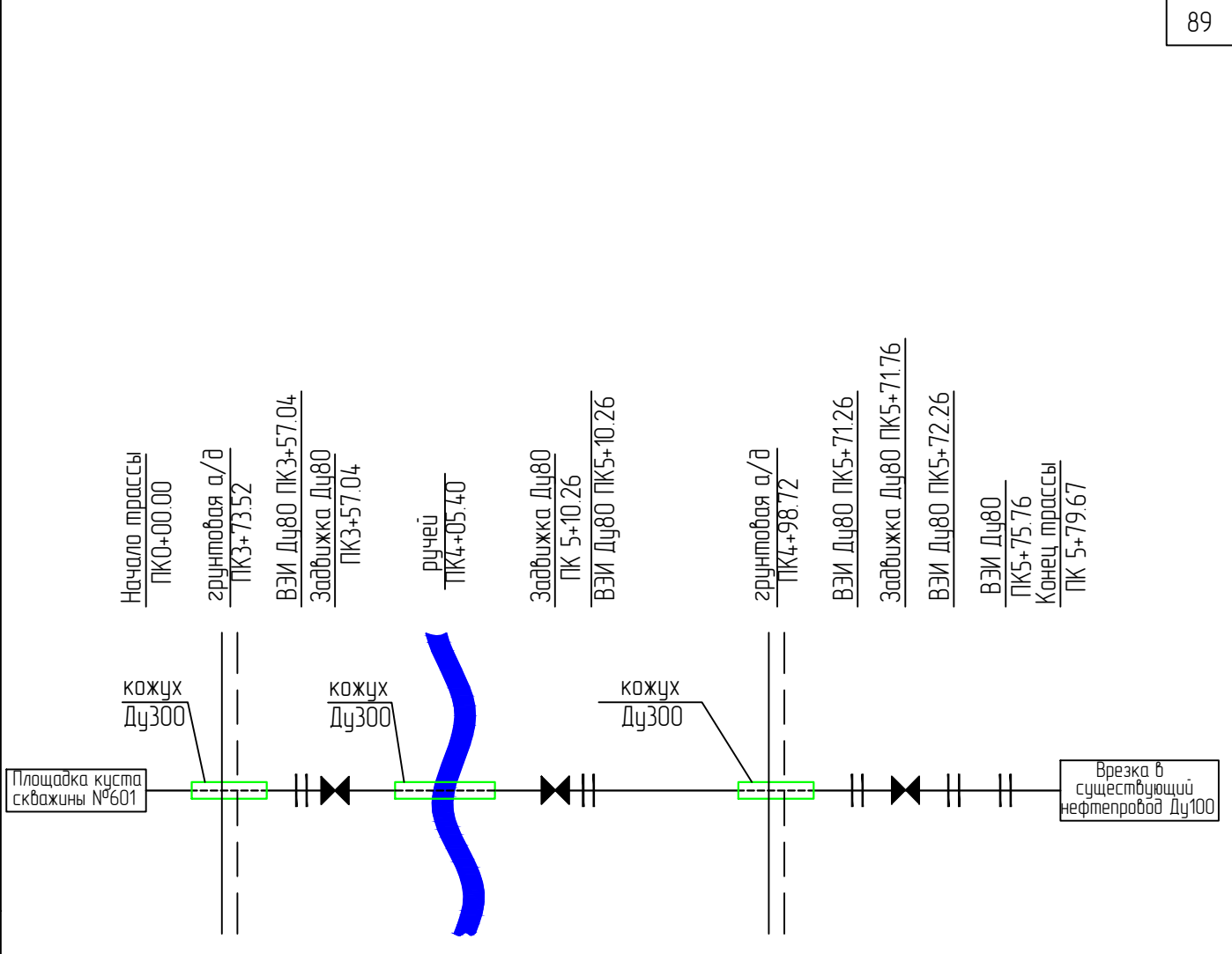
УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- Проектируемый выкидной нефтепровод
- ✕ Задвижка Ду80
- || Вставка электроизолирующая

Согласовано

Инв. N подл.	Подпись и дата	Взам. инв. N
13045		

35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР					
Обустройство кустов скважин №№1, 601 Мичаюского нефтяного месторождения					
Изм.	Кол.	Лист	№дк.	Подп.	Дата
ГИП		Примаков			04.13
Разработал		Зиядинов			04.13
Проверил		Черевичко			04.13
Н.контр.		Федотов			04.13
				Технологическая схема выкидного нефтепровода от площадки куста скважины №1	
				Стадия	Лист Листов
				П	1 5
				ООО «Нефтегазстройпроект»	



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- Проектируемый выкидной нефтепровод
- ✕ Задвижка Ду80
- || Вставка электроизолирующая

Согласовано

Инв. N подл.	Подпись и дата	Взам. инв. N
13045		

						35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР			
						Обустройство кустов скважин №№1, 601 Мичаюского нефтяного месторождения			
Изм.	Кол.	Лист	№дк.	Подп.	Дата				
ГИП		Примаков			04.13	Линейные объекты капитального строительства. Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения	Стадия	Лист	Листов
Разработал		Зиядинов			04.13		П	2	
Проверил		Черевичко			04.13				
Н.контр.		Федотов			04.13	Технологическая схема выкидного нефтепровода от площадки куста скважины №601	ООО «Нефтегазстройпроект»		

Инв. N подл.
13045

Подпись и дата

Взам. инв. N

Согласовано

1

2

3

4

1

2

3

4

1

2

3

4

1

2

3

4

1

2

3

4

1

2

3

4

Образец надписи на щите

Охранная зона

промышленного нефтепровода

Ø 80мм, 1,0 км

ТПП "ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз" ТЕЛ : 8 ()

ООО "ЛУКОЙЛ-Каму" ТЕЛ : 8 ()

Спецификация элементов на Ж/б столб для закрепления трассы нефтепровода

Поз.	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Вес
Столб железобетонный СБ-1				
1	Ø 6 АІ ГОСТ 5781-82 L=1980	кз	4	0,45
2	Ø 6 АІ ГОСТ 5781-82 L=340	кз	11	0,08
3	Ø 10 АІ ГОСТ 5781-82 L=830	кз	2	0,33
4	Ø 32x3 ГОСТ 10704-91 l=100	кз	1	0,275
Бетон класса В 15		м³	0,02	
5	Щит	шт	1	
Болт М2х150 ГОСТ 7798-70*		шт	2	0,15
Гайка М12 ГОСТ 5915-70*		шт	2	0,015
Шайба δ=25 ГОСТ 11371-78		шт	4	0,006
Бетон класса В 7.5		м³	0,17	

Ведомость деталей

Поз.	Эскиз
2	
3	

Ведомость расхода стали на СБ-1,кг

Марка элемента	Изделия арматурные			Общий расход
	Арматура класса			
	А-І			
	ГОСТ 5781-82			
	Ø10	Ø10	Итого	
СБ-1	2,68	0,66	3,34	3,34

Примечания:

1. Ж/б столб устанавливается с правой стороны от оси по ходу движения продукта, не реже чем через 500м, и на углах поворота трассы.

2. Возможно применение столба по серии 3.503-9-80 типа скж. 120.

3. Марка бетона по водонепроницаемости W 6.

4. Размеры даны в мм.

Изм.

Кол.

Лист

№дж.

Подп.

Дата

ГИП

Разработал

Проверил

Н.контр.

Примаков

Зиядинов

Черевичко

Федотов

04.13

04.13

04.13

04.13

35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР

Обустройство кустов скважин №№1, 601 Мичаюского нефтяного месторождения

Объекты линейного назначения.

Выкидные трубопроводы

Ж/б столб для закрепления трассы нефтепровода

ООО «Нефтегазстройпроект»

Стадия

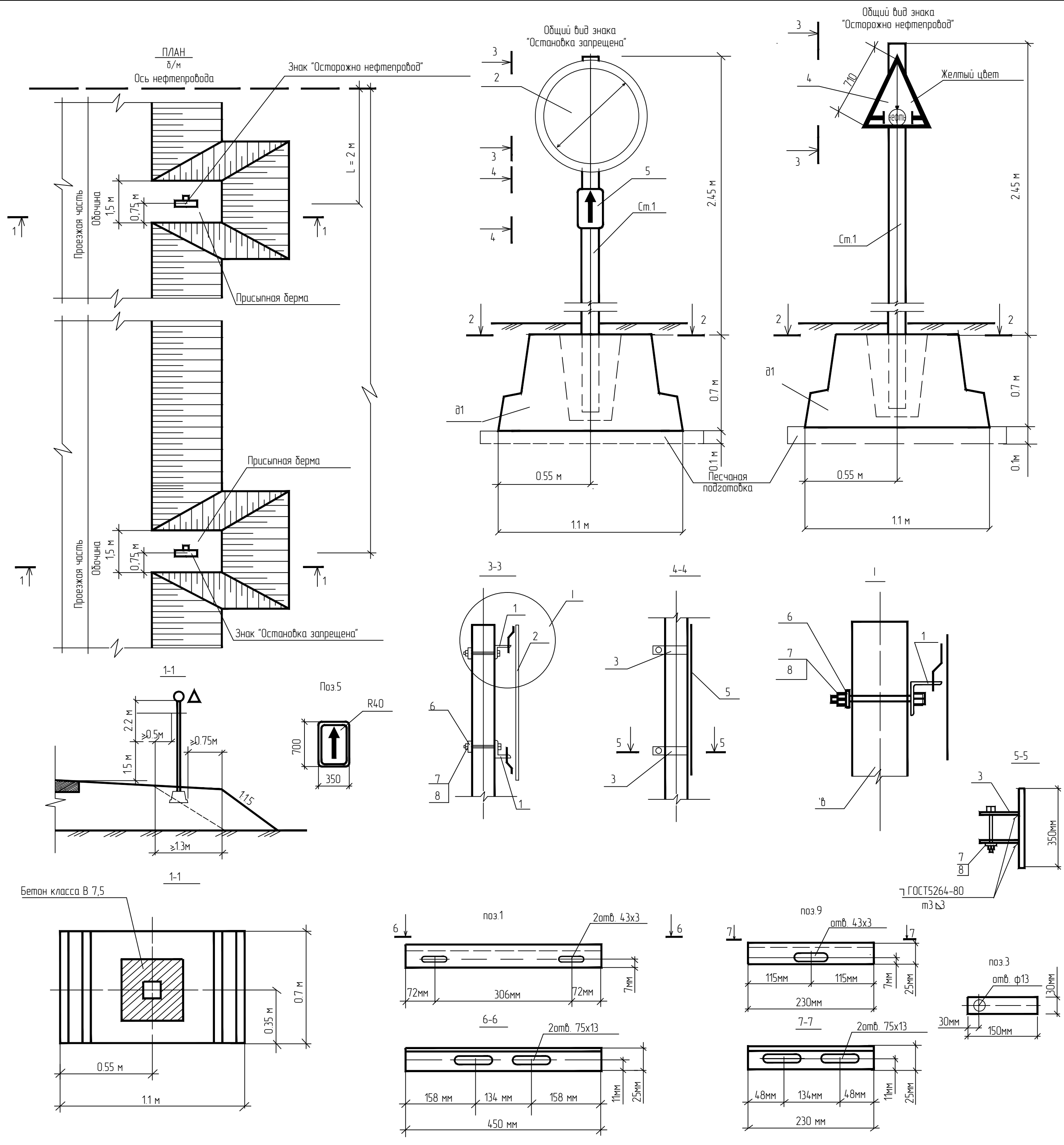
Р

Лист

3

Листов

Формат А3



Спецификация элементов к схеме расположения

Марка, поз.	Обозначение	Наименование	кол	Масса ед.кг.	Примечание	
Знак "Остановка запрещена"						
Ст.1 Ф.1	серия 3.503.9-80 серия 3.503.9-80	Стойка СКЖ 130	1	74.3		
		Фундамент Ф 1	1	8.50		
2		Уголок $\frac{25 \times 25 \times 3 - \text{В ГОСТ} 2251 - 93}{\text{С}245 \text{ ГОСТ} 27772 - 88}$ L=450	2	0.62		
		Дорожный знак 3.34	1			
3		Лист $\frac{3 \times 30 \times 150 - \text{Б} - \text{ПУ} - \text{НО ГОСТ} 19903 - 74}{\text{См}3 \text{сп ГОСТ} 535 - 88}$	4	0.09		
		Дорожный знак 7.2.2	1			
5		Лист $\frac{3 \times 25 \times 160 - \text{Б} - \text{ПУ} - \text{НО ГОСТ} 19903 - 74}{\text{См}3 \text{сп ГОСТ} 535 - 88}$	2	0.09		
		болт М12х130 ГОСТ7798-70*	8	0.24		
6		Гайка М 12 ГОСТ 5915-70*	8	0.015		
		Знак "Осторожно нефтепровод"				
Ст.1 Ф.1	серия 3.503.9-80 серия 3.503.9-80	Стойка СКЖ 130	1	74.3		
		Фундамент Ф 1	1	8.50		
4		Уголок $\frac{25 \times 25 \times 3 - \text{В ГОСТ} 2251 - 93}{\text{С}245 \text{ ГОСТ} 27772 - 88}$ L=450	1	0.62		
		Дорожный знак		1		
7		болт М12х130 ГОСТ7798-70*	8	0.24		
		Гайка М 12 ГОСТ 5915-70*	8	0.015		
8		Уголок $\frac{25 \times 25 \times 3 - \text{В ГОСТ} 2251 - 93}{\text{С}245 \text{ ГОСТ} 27772 - 88}$ L=230	1	0.30		

Объемы работ на установку одного знака

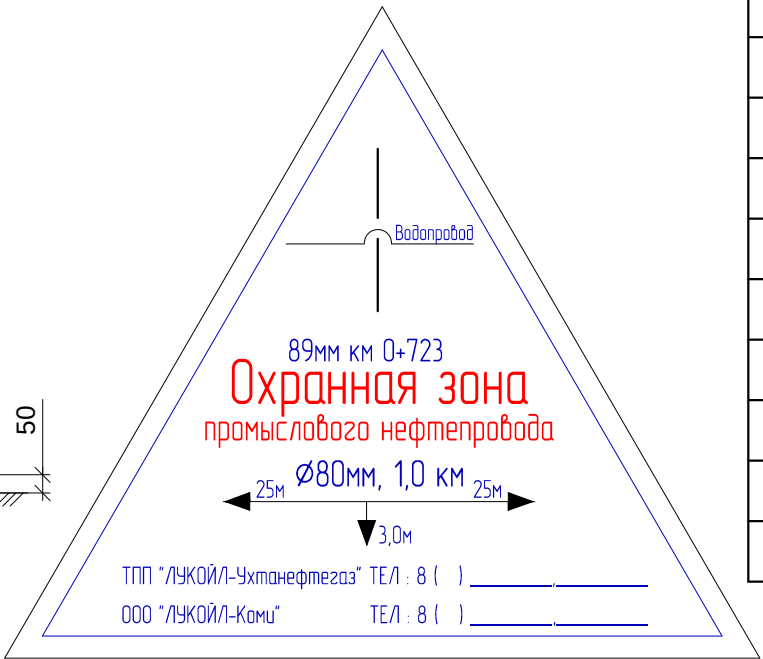
п/п	Наименование видов работ	Ед. изм.	Кол.	Примечан.
1	Устройство присыпки дермы из грунта 2 группы с уплотнением тяжелыми трамбовками	м ³	20	
2	Планировка поверхности дермы и откосов вручную	м ²	16	
3	Рытье котлована под фундамент в грунте 2 группы мех. способом	м ³	1.1	
4	Обратная засыпка	м ³	0.75	
5	Вывоз излишнего грунта	м ³	0.35	
6	Устройство подготовки из песка	м ³	0.2	
7	Монтаж сд/ж/в фундамента бесом 0.85м из бетона кл В15	шт/м ³	1/0.35	
8	Арматура класса А1	кг	5.5	
9	Монтаж сд/ж/в стойки весом 0.0743т	шт/м ³	1/0.03	
10	Арматура класса А1	кг	2.3	
11	Моноolithicание стойки бетоном кл В 7.5	м ³	0.1	
12	Устройство металлического крепления для дорожного знака. Окраска	кг	15	

- Знак "Осторожно нефтепровод" устанавливается в местах пересечения нефтепровода с автомобильными, железнодорожными и водными путями.
- Знак "Остановка запрещена" устанавливается на пересечениях нефтепровода с автомобильными дорогами.
- Конструкция опор принята в соответствии с альбомом серии 3.503.9-80 "Опоры дорожных знаков на автомобильных дорогах".
- Марка бетона по водонепроницаемости W6.

35С-П/2012/25-01/2012-П-ТКР				
Обустройство кустов скважин №№1, 601 Мичауского нефтяного месторождения				
Изм.	Кол.	Лист	№рек.	Подп.
ГИП	Примаков	04.13		
Разработал	Зиядина	04.13		
Проверил	Черевичко	04.13		
Н.контр.	Федотов	04.13		
Дорожный знак			000 «Нефтегазстройпроект»	

Поз.	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Вес
Столб железобетонн СБ-1				
1	Ø 6 АІ ГОСТ 5781-82 L=1980	кз	4	0,45
2	Ø 6 АІ ГОСТ 5781-82 L=340	кз	11	0,08
3	Ø 10 АІ ГОСТ 5781-82 L=830	кз	2	0,33
4	Ø 32x3 ГОСТ 10704-91 l=100	кз	1	0,275
Бетон класса В 15		м³	0,02	
5	Щит	шт	1	
Болт М2х150 ГОСТ 7798-70*		шт	2	0,15
Гайка М12 ГОСТ 5915-70*		шт	2	0,015
Шайба δ=25 ГОСТ 11371-78		шт	4	0,006
Бетон класса В 7.5		м³	0,17	

Образец надписи на щите



Ведомость деталей

Поз.	Эскиз
2	
3	

Ведомость расхода стали на СБ-1.кг

Марка элемента	Изделия арматурные			Общий расход
	Арматура класса			
	А-I			
	ГОСТ 5781-82			
	Ø10	Ø10	Итого	
СБ-1	2,68	0,66	3,34	3,34

Примечания:

- Во время строительства точка пересечения нефтепровода с осью существующего сооружения закрепляется указательным знаком.
- Возможно применение столба по серии 3.503-9-80 типа скж. 120.
- Марка бетона по водонепроницаемости W 6.
- Размеры даны в мм.

35С-П/2012/25-01/2012-Л-ТКР

Обустройство кустов скважин №№1, 601 Мичаюского нефтяного месторождения

Изм.	Кол.	Лист	№дж.	Подп.	Дата	Объекты линейного назначения. Выкидные трубопроводы	Стадия	Лист	Листов
ГИП		Примаков			04.13		Р	5	
Разработал		Зиядинов			04.13	Указательный знак	ООО «Нефтегазстройпроект»		
Проверил		Черевичко			04.13				
Н.контр.		Федотов			04.13				

Согласовано

Инв. N подл. 13045
Взам. инв. N
Подпись и дата

Указательный знак

План
δ/м

Проектируемый
нефтепровод Ø80

Пересекаемая
коммуникация

