

**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 1 «Пояснительная записка»

35С-П/2012/25-01/2012-Л-ПЗ

Том 1

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 1 «Пояснительная записка»

35С-П/2012/25-01/2012-Л-ПЗ

Том 1

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	13043

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	3-5
35С-П/2012/25-01/2012-Л-ПЗ.ПЗ	Пояснительная записка	2-27	6-31
35С-П/2012/25-01/2012-Л-ПЗ	Приложение А Задание на проектирование «Обустройство кустов скважин №№1,601 Мичаюского нефтяного месторождения»	28-35	32-39
35С-П/2012/25-01/2012-Л-ПЗ	Приложение Б Технические условия на разработку проектной документации по объекту «Обустройство Мичаюского нефтяного месторождения»	36	40

Инв. № подл.	.Взам. инв. №	Подп. и дата									
			Изм.	Кол.уч	Лист	№	Подп.	Дата	Стадия	Лист	Листов
13043								35С-П/2012/25-01/2012-Л-ПЗ.С			
	Гл.инженер	Ерохов		04.13	Обустройство кустов скважин №№1, 601 Мичаюского нефтяного месторождения. Линейные объекты капитального строительства. Пояснительная записка. Содержание тома 1	Стадия	Лист	Листов			
	ГИП	Примаков		04.13					П		1
	Разработал	Зиядинов		04.13		ООО «Нефтегазстройпроект»					
	Проверил	Черевичко		04.13							
Н.контроль	Федотов		04.13								

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

Взам. инв. №	Подпись и дата	35С-П/2012/25-01/2012-СП							
		Изм.	Кол.уч.	Лист	№Док.	Подпись	Дата		
Инв. № подл. 13043		Гл. инженер	Ерохов		04.13	Обустройство кустов скважин №№1,601 Мичаюского нефтяного месторождения. Состав проектной документации	Стадия	Лист	Листов
		ГИП	Примаков		04.13		П	1	3
		Н.контроль	Федотов		04.13		ООО «Нефтегазстройпроект»		

1 Общая часть 3

2 Исходные данные и условия для подготовки проектной документации 3

3 Сведения о климатической, географической и инженерно-геологической характеристике района строительства 3

4 Описание маршрута прохождения трассы линейного объекта по территории района строительства 10

4.1 Выкидные нефтепроводы 11

4.2 Высоконапорный водовод 12

4.3 Линии электропередач 13

5 Сведения о линейном объекте 13

5.1 Выкидные нефтепроводы 13

5.2 Высоконапорный водовод 14

5.3 Линии электропередач 14

6 Техничко-экономическая характеристика проектируемого линейного объекта 14

6.1 Выкидные нефтепроводы 14

6.2 Высоконапорный водовод 16

6.3 Линии электропередач 16

7 Сведения о земельных участках 17

8 Сведения о категории земель, на которых располагается объект строительства... 17

9 Сведения о компьютерных программах, которые использовались при выполнении расчетов конструктивных элементов зданий, строений и сооружений 17

10 Описание принципиальных проектных решений 17

10.1 Обеспечение надежности линейного объекта 17

10.1.1 Выкидные нефтепроводы 17

10.1.2 Высоконапорный водовод 23

10.1.3 Линии электропередач 24

10.2 Последовательность и этапы строительства линейного объекта 24

11 Принятые сокращения 25

12 Нормативные и ссылочные документы 26

Инв. № подл.	13043	Подп. и дата						35С-П/2012/25-01/2012-Л-ПЗ.ПЗ			
		Взам. инв. №									
Гл.инженер	Ерохов	Изм.	Кол.уч	Лист	Недок.	Подп.	Дата	Обустройство кустов скважин №№1, 601 Мичаюского нефтяного месторождения. Линейные объекты капитального строительства. Пояснительная записка. Пояснительная записка	Стадия	Лист	Листов
ГИП	Примаков								П	2	27
Разработал	Зиядинов								ООО «Нефтегазстройпроект»		
Проверил	Черевичко										
Н.контроль	Федотов										

1 Общая часть

Проектная документация на строительство объекта «Обустройство кустов скважин №№1,601 Мичаюского нефтяного месторождения» разработана на основании Договора на проектирование и в соответствии с Задаaniem на проектирование, утвержденным 02.12.2011г.

Заказчик: ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Генеральный проектировщик: ООО «Нефтегазстройпроект».

Основание для разработки проектной документации

Основанием для разработки проектной документации являются:

– Задание на проектирование объекта «Обустройство кустов скважин №№1,601 Мичаюского нефтяного месторождения »;

– Технические условия на разработку проектной документации по объекту «Обустройство Мичаюского нефтяного месторождения».

Проектная документация разделена на две части:

Часть I Объекты капитального строительства производственного назначения;

Часть II Линейные объекты капитального строительства.

В данной части проектной документации изложены решения по линейным объектам, расположенным вне площадок кустов скважин №№1,601.

2 Исходные данные и условия для подготовки проектной документации

Для разработки проектной документации приняты и использованы следующие исходные данные:

1. Задание на проектирование «Обустройство кустов скважин №№1, 601 Мичаюского нефтяного месторождения», утвержденное Первым заместителем Генерального директора – Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» М.М.Бондаренко (Приложение А);

2. Технические условия на разработку проектной документации по объекту «Обустройство Мичаюского нефтяного месторождения», согласованные Руководителем ГТН ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» А.А.Денисовым (Приложение Б).

3 Сведения о климатической, географической и инженерно-геологической характеристике района строительства

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

Инв. №подл.	13043	Подп. и дата	Взам. инв. №						
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
				35С-П/2012/25-01/2012-Л-ПЗ.ПЗ					
				Лист					
				3					

нефтяного месторождения, с действующими объектами нефтедобычи.

Площадка куста скважины №601 находится в 10 км к северо-западу от ДНС «Мичаю».

Площадка куста скважины №1 находится в 1,5 км к северо-западу от ДНС «Мичаю».

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.

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°С;

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

Абсолютный максимум температуры воздуха 35°С.

Инв. №подл.	13043	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										4
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ПЗ.ПЗ				

Средняя максимальная температура воздуха 3,2°С.

Абсолютный минимум температуры воздуха минус 52°С.

Средняя минимальная температура воздуха минус 5,1°С.

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

Абсолютный максимум температуры поверхности почвы 50°С.

Абсолютный минимум температуры поверхности почвы минус 51°С.

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.

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

К неблагоприятным инженерно-геологическим процессам относятся: подтопление территории, процессы морозного пучения, связанные с сезонным промерзанием грунтов, заболачивание территории, речная эрозия.

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.	13043	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										5
				35С-П/2012/25-01/2012-Л-ПЗ.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.

Неблагоприятным фактором является наличие слабых грунтов в пойме ручья.

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

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 жесткости, по величине рН – 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 рН 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.

Инв. №подл.	13043	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				35С-П/2012/25-01/2012-Л-ПЗ.ПЗ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата					

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 рН – слабокислые, степень минерализации воды – слабая.

Согласно СНиП 2.03.11-85 «Защита строительных конструкций от коррозии» по степени агрессивного воздействия грунтовые воды по показателю рН 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 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 0,1-0,3 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.

Инв. №подл.	13043	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				35С-П/2012/25-01/2012-Л-ПЗ.ПЗ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата					

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. $R_0=300$ кПа.

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. $R_0=300$ 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. $R_0=200$ 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. $R_0=300$ 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. $R_0=400$ кПа.

ИГЭ-6 – песок серый, гравелистый, плотный, насыщенный водой, неоднородный, практически непучинистый. Группа грунта по трудности разработки – 29в. $R_0=600$ 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, слабопучинистая. Группа грунта по трудности разработки – 36б. $R_0=300$ кПа.

ИГЭ-7б – супесь темно-коричневая, твердая, пылеватая, с содержанием гравия до 3-5 %, практически непучинистая. Группа грунта по трудности разработки – 36б. $R_0=300$ 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. $R_0=282$ 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, слабопучинистый. Группа грунта по трудности разработки – 35в. $R_0=299$ кПа.

Инв. №подл.	13043	Взам. инв. №	Подп. и дата							Лист
				35С-П/2012/25-01/2012-Л-ПЗ.ПЗ						
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, песчаная, с содержанием гравия до 5 %, с прослоями песка мелкого, чрезмерно пучинистая. Группа грунта по трудности разработки – 36б. Ro=200 кПа.

РГЭ-11б – супесь серая, коричневая, пластичная, песчаная, с содержанием гравия до 3-5 %, с прослоями и пятнами ожелезнения, с прослоями песка и суглинка

Инв. №подл.	13043	Взам. инв. №	Подп. и дата							Лист
										9
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ПЗ.ПЗ				

полутвердого, слабопучинистая. Группа грунта по трудности разработки – 36б. $R_0=300$ кПа.

ИГЭ-11в – супесь серая, коричневая, твердая, пылеватая, с прослоями песка, с содержанием гравия до 5 %, практически непучинистая. Группа грунта по трудности разработки – 36б. $R_0=300$ 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.

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 нефилтрующих 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.

4 Описание маршрута прохождения трассы линейного объекта по территории района строительства

В состав линейной части промышленного нефтепровода входит:

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

Инв. №подл.	13043	Взам. инв. №	Подп. и дата							Лист
										10
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ПЗ.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).

Выбранный вариант прохождения трасс проектируемых коммуникаций принят из условия соблюдения требований задания на проектирование, а также ВНТП 3-85, ВСН 51-3/2.38-85, СП 34-116-97 и другой НТД.

4.1 Выкидные нефтепроводы

Выкидные нефтепроводы состоят из двух трубопроводов:

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 Мичаюнского 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 строительного-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 – 137,2м;

Инв. №подл.	13043	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										11
				35С-П/2012/25-01/2012-Л-ПЗ.ПЗ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата					

– 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 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 14м и 14,6м.

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

На концах защитных футляров нефтепровода 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.

4.2 Высоконапорный водовод

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

Началом трассы высоконапорного водовода является точка подключения

Инв. №подл.	13043	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										12
35С-П/2012/25-01/2012-Л-ПЗ.ПЗ										
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата					

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, предусматривается подземная прокладка трубопроводов, преимущественно параллельно рельефу местности ниже глубины промерзания. Минимальная глубина 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, в соответствии со СНиП 2.05.06 и ВНТП 3-85, предусмотрена подземная прокладка трубопровода.

На переходах водовода через грунтовые дороги 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.

4.3 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.

5 Сведения о линейном объекте

5.1 Выкидные нефтепроводы

Целью работы является проектирование и строительство выкидных нефтепроводов для транспортирования продукции добычи скважин до групповых замерных установок.

Инв. №подл.	13043	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										13
				35С-П/2012/25-01/2012-Л-ПЗ.ПЗ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата					

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

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

5.2 Высоконапорный водовод

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

В нагнетательную скважину осуществляется закачка пресной воды.

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

5.3 Линии электропередач

Начало трассы ВЛЗ 6кВ для питания куста скважин №601 является опора №27 ВЛ 6кВ фидер 6 подстанции 35/6кВ «Мичаю». Конец трассы – трансформаторная подстанция киоскового типа КТП-СЭЩ-Км(Вк)-25/6/0,4-93-УХЛ1 мощностью 25кВа, расположенная на площадке куста скважин №601.

6 Технико-экономическая характеристика проектируемого линейного объекта

Целью строительства выкидных нефтепроводов является обеспечение транспортировки продукции добычи кустов скважин №1 и №601 до групповых замерных установок.

6.1 Выкидные нефтепроводы

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

Проектируемые выкидные нефтепроводы рассчитаны на рабочее давление 4,0 МПа и максимальный дебит по жидкости:

- Куст скважины №1 – 70 м³/сут;
- Куст скважины №601 - 35 м³/сут.

Инв. №подл.	13043	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										14
35С-П/2012/25-01/2012-Л-ПЗ.ПЗ										
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата					

Трасса трубопроводов проходит в основном по спокойному рельефу с перепадом высот до 16м.

Глубина заложения проектируемых нефтепроводов принята не менее 2,4 м.

Протяженность трасс выкидных нефтепроводов составляет:

- от куста скважины №1 - 1,20 км;
- от куста скважины №601 – 0,58 км.

Площади временного отвода для линейных сооружений определены в соответствии с требованиями СН 459. Ширина полосы временного отвода для строительства выкидных нефтепроводов на землях, где не производится снятие и восстановление плодородного слоя составляет 17м, а на землях, где должно производиться снятие и восстановление плодородного слоя - 24м.

Площадь временного отвода для общего коридора проектируемых коммуникаций (выкидные нефтепроводы, высоконапорный водовод, трассы воздушной линии электропередачи) составляет:

Для строительства трасс трубопроводов от куста №1:

- по землям сельскохозяйственного назначения (по лугу) - 0,194га;
- по землям несельскохозяйственного назначения (по лесу) - 6,469га.

Для строительства трасс трубопроводов от куста №601:

- по землям несельскохозяйственного назначения (по лесу) - 1,458га.

Постоянный отвод предусмотрен:

- под размещение площадки куста №1, крановых площадок нефтепровода от куста №1, колодцев по трассе высоконапорного водопровода – 0,563га;
- под размещение площадки куста №601, крановых площадок нефтепровода от куста №601, опор ЛЭП, опор КИП – 0,633га;
- под размещение площадки скважины №1 - 0,22га.

Ширина охранной зоны для выкидных нефтепроводов составляет 50 метров в соответствии с Правилами охраны магистральных трубопроводов.

Границы временного и постоянного отвода нанесены в Приложениях А раздела 2 – 35С-П/2012/25-01/2012-Л-ППО.

Проектируемые коммуникации проходят по землям сельскохозяйственного (луг) и несельскохозяйственного (лес) назначения.

Максимальный продольный уклон трасс выкидных нефтепроводов в вертикальной плоскости составляет около 4%.

Минимальный радиус естественного изгиба трубопровода Ду80 на участках категорий I, II составляет $R_{min}=200м$.

Инв. №подл.	13043	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										15
								35С-П/2012/25-01/2012-Л-ПЗ.ПЗ		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата					

На углах поворота в плане и в профиле для трубопровода Ду80 предусмотрено применение отводов крутоизогнутых заводского изготовления по ГОСТ 17375 с радиусом гнутья 1,5Ду, а также отводов индукционного гнутья заводского изготовления по ТУ 1469-515-25784132 с радиусом изгиба 5Ду.

6.2 Высоконапорный водовод

Высоконапорный водовод пресной воды с рабочим давлением 21,0МПа относится к III категории трубопроводов (согласно ВНТП 3-85) с испытательным давлением Р_{исп.}=1,25Р_{раб.}. Участок перехода водовода через ручей по эстакаде относится ко II категории трубопроводов (согласно ВСН 51-3-85) с испытательным давлением Р_{исп.}=1,5Р_{раб.}.

Ожидаемая максимальная приемистость нагнетательной скважины – 150м³/сут.

Трасса водовода проходит в основном по спокойному рельефу с перепадом высот до 7м.

Глубина заложения проектируемого водовода принята ниже глубины промерзания на 0,5м.

Протяженность трассы высоконапорного водовода от БНГ-2 до площадки нагнетательной скважины №1 составляет 1,76км

Площади временного отвода для линейных сооружений определены в соответствии с требованиями СН 459. Ширина полосы временного отвода для строительства водовода на землях, где не производится снятие и восстановление плодородного слоя составляет 17м.

Постоянный отвод предусмотрен:

под размещение площадки нагнетательной скважины №1 размером 15х48м;

под размещение двух узлов выпуска воздуха (вантузы) размером 2х2м;

под размещение двух водопроводных колодцев с отключающими задвижками площадью 7,1м²;

Площадь постоянного отвода по землям несельскохозяйственного назначения (лес) составляет 0,0022га.

6.3 Линии электропередач

Для линии ЛЭП 6 кВ, в соответствии с «Правилами охраны электрических сетей напряжением свыше 1000 вольт», предусмотрена охранная зона в виде земельного участка и воздушного пространства, ограниченных вертикальными плоскостями, отстоящими по обе стороны линии от крайних проводов при неотклоненном их положении на расстоянии 10м

Инв. №подл.	13043	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										16
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ПЗ.ПЗ				

7 Сведения о земельных участках

Трассы проектируемых коммуникаций проходят по землям ГУ «Сосногорского лесничества» Малоперского участкового лесничества, расположенным в Сосногорском и Вуктыльском районе Республики Коми.

8 Сведения о категории земель, на которых располагается объект строительства

Трассы проектируемых коммуникаций проходят по землям сельскохозяйственного назначения (луг) и несельскохозяйственного назначения (лес).

9 Сведения о компьютерных программах, которые использовались при выполнении расчетов конструктивных элементов зданий, строений и сооружений

При выполнении гидравлических расчетов технологических систем и коммуникаций по определению диаметров объектов строительства использовался программный комплекс ГИДРОСИСТЕМА.

10 Описание принципиальных проектных решений

10.1 Обеспечение надежности линейного объекта

10.1.1 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.	13043	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										17
				35С-П/2012/25-01/2012-Л-ПЗ.ПЗ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата					

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.

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,

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Инв. №подл. 13043	Подп. и дата	Взам. инв. №	Лист

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.

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.

Инв. №подл.	13043	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				35С-П/2012/25-01/2012-Л-ПЗ.ПЗ						19
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата					

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 коммутирующее устройство для замыкания 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;

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. №подл. 13043	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ПЗ.ПЗ	Лист
										20

- 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.

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.

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

Инв. №подл.	13043	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										21
				35С-П/2012/25-01/2012-Л-ПЗ.ПЗ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата					

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 $R_{исп.} = 1,25 R_{раб.} = 5,0$ 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 строительско-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 течении 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 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;

Инв. №подл.	13043	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				35С-П/2012/25-01/2012-Л-ПЗ.ПЗ						22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата					

– уведомлением руководителей организаций и информацией населения близлежащих населенных пунктов о местонахождении нефтепровода и мерах безопасности.

10.1.2 Высоконапорный водовод

Надежность линейного объекта обеспечена следующими проектными решениями.

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

Высоконапорный водовод запроектирован из труб стальных бесшовных горячедеформированных $\text{Ø}89 \times 10$ 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.

Сварные стыки подземного исполнения покрываются двухкомпонентным полиуретановым покрытием двухкомпонентным полиуретановым покрытием PROTEGOL UR-Coating 32-55 R в два слоя.

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

Переходы водовода под автодорогами предусматривается подземно в защитных кожухах $\text{Ø}325 \times 6 \text{ мм}$.

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 R в два слоя. 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 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,

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Инв. №подл. 13043	Подп. и дата	Взам. инв. №	Лист
									23
35С-П/2012/25-01/2012-Л-ПЗ.ПЗ									

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 $R_{исп.} = 1,5 R_{раб.}$. Вторым этапом произвести пневматическое испытание на прочность и герметичность всего водовода продолжительностью 12 часов на давление $R_{исп.} = 1,25 R_{раб.}$

10.1.3 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.

10.2 Последовательность и этапы строительства линейного объекта

Укладка трасс проектируемых коммуникаций предусмотрена открытым способом. На переходах через существующие грунтовые дороги прокладка трубопроводов

Инв. №подл.	13043	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										24
				35С-П/2012/25-01/2012-Л-ПЗ.ПЗ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата					

предусмотрена открытым способом. Строительство нефтепроводов разделено на следующие этапы:

1. Строительство подземных участков трассы нефтепроводов открытым способом в т.ч. на пересечении существующих грунтовых дорог, ручьев (включая работы по контролю качества работ).

2. Проведение пневматических испытаний на прочность и герметичность построенных нефтепроводов.

3. Соединение нефтепроводов на площадках кустов скважин №1, №601, на площадке АГЗУ-2А и в точке подключения с существующим нефтепроводом.

11 Принятые сокращения

ТЗ	Техническое задание на проектирование
ТУ	Технические условия
ГОСТ	Государственный Стандарт РФ
НТД	Нормативно-техническая документация
ВСН	Ведомственные строительные нормы
ОТ	Охрана Труда
ПБ	Промбезопасность
СП	Свод правил
ООС	Охрана Окружающей Среды
РФ	Российская Федерация
СНиП	Строительные Нормы и Правила РФ
ВЛ	Воздушная линия электропередач
Ду	Диаметр условный
Рисп.	Давление испытательное
ОАО	Открытое акционерное общество
ООО	Общество с ограниченной ответственностью
ИГЭ	Инженерно-геологический элемент
ЭХЗ	Электрохимическая защита
МЭС	Медно-сульфатный электрод
УЗК	Установка катодной защиты
СКЗ	Станция катодной защиты
АГЗУ	Автоматическая групповая замерная установка

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. №подл.	13043

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

35С-П/2012/25-01/2012-Л-ПЗ.ПЗ

Лист

25

12 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»;
- СНиП 3.02.01-87 «Земляные сооружения. Основания и фундаменты»;

Инв. №подл.	13043	Взам. инв. №	Подп. и дата							Лист
				35С-П/2012/25-01/2012-Л-ПЗ.ПЗ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата					

- 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.	13043	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
										27
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	35С-П/2012/25-01/2012-Л-ПЗ.ПЗ				

«УТВЕРЖДАЮ»

Первый заместитель Генерального
директора - Главный инженер
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»М.М.Бондаренко
2011 г.

«СОГЛАСОВАНО»

«СОГЛАСОВАНО»

Начальник Главного управления
МЧС России по Республике КомиО.Л. Мануйло
2011 г.Заместитель Генерального директора
по капитальному строительству
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»А.Б.Клюев
« 2 » / 12 2011 г.

Задание на проектирование

«Обустройство кустов скважин №№1, 601 Мичаюского нефтяного месторождения»

Перечень основных данных и требований	Показатели
1. Основание для проектирования	1. Программа капитального строительства ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» на 2012-2014 г.
2. Источник финансирования	Капитальные вложения
3. Стадийность проектирования	Комплексные инженерные изыскания, Проектная документация, рабочая документация
4. Сроки начала и окончания строительства	2012 -2014 г.
5. Заказчик проекта	ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»
6. Юридическая принадлежность объекта	ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»
7. Генеральная проектная организация	По итогам проведения тендера
8. Местоположение объекта	Республика Коми, Сосногорский и Вуктыльский р-ны
9. Генеральная строительная организация	По итогам проведения тендера
10. Особые условия строительства	Район, приравненный к району Крайнего Севера
11. Основные технико-экономические показатели	11.1. Куст № 1 – 2 скв., (№№ 141, 142): - назначение скважин – эксплуатационные; - вид скважин – наклонно – направленные. Куст №601 – 1 скв., (№601): - назначение скважин – эксплуатационные; - вид скважин – наклонно – направленные. 11.2. Максимальные ожидаемые дебиты скважин: - скв. № 141 - 35 м ³ /сут.(по жид.); 30 т/сут (по нефти) - скв. № 142 - 35 м ³ /сут. (по жид.); 30 т/сут (по нефти); - скв. №601 - 35 м ³ /сут. (по жид.); 27,2 т/сут (по нефти); 11.3. Ожидаемый максимальный газовый фактор

12.Требования по разработке проектной документации	<p>скважин куста №1- 25 м³/тн., №601- 57 м³/тн</p> <p>12.1.Исполнителю предварительно согласовать с Заказчиком основные проектные решения и карточку применяемых строительных материалов и конструкций.</p> <p>12.2.Принятые в проектной документации технические и технологические решения должны отвечать требованиям конкурентоспособности и технико-экономической обоснованности и соответствовать действующим нормативным и законодательным документам.</p> <p>12.3.Учет добываемой жидкости обеспечить согласно ГОСТ 8 – 615.2005.</p>
13.Состав проектируемых объектов	<p>13.1. Выполнить комплексные инженерные изыскания (геологические, геодезические, топографические, гидрографические, экологические) с получением разрешения у соответствующих органов исполнительной власти РК на проведение изысканий по данному объекту с оформлением всех необходимых документов для получения данного разрешения.</p> <p>13.2. После выполнения инженерных изысканий Исполнитель запрашивает технические условия на пересечение с существующими инженерными коммуникациями и согласовывает разработанную проектную документацию с владельцами пересекаемых коммуникаций.</p> <p>13.3.Для выявления электрохимической коррозии необходимо произвести замер удельного электрического сопротивления грунта, средней плотности катодного тока, содержание водорастворимых солей на 1 кг грунта, значений pH грунта вдоль трассы прокладки трубопроводов.</p> <p>13.4.Обустройство скважин №№ 141,142,601:</p> <p>13.4.1. Необходимое оборудование и сооружения кустовой площадки:</p> <ul style="list-style-type: none"> - устьевая арматура АФКЭ 65*210 К2 ХЛ; - кабельная эстакада; - площадка под станцию управления и трансформатор <p>13.4.2. Предусмотреть полное обустройство устьев скважин для ввода в эксплуатацию после бурения согласно типовой схеме обустройства кустов скважин, в том числе:</p> <ul style="list-style-type: none"> - оборудование устья для проведения текущих и капитальных ремонтов скважин; - оборудование устья нефтяных скважин фонтанными арматурами, рассчитанными на ожидаемые устьевые давления; - установку штуцерных камер; - установку обратных клапанов (затрубное пространство); <p>13.5.1. Транспортировку добываемой жидкости со скважин куста №1 предусмотреть непосредственно на АГЗУ-2А Мичаюского месторождения, используя однотрубную схему сбора и транспорта жидкости с выходом в существующий коридор коммуникаций.</p>

	<p>13.5.2. Транспортировку добываемой жидкости с куста скважин №601 предусмотреть в соответствии с техническими условиями отдела добычи нефти.</p> <p>13.6. Для обеспечения транспортировки добываемой жидкости от кустов скважин №1, 601, по кустовой площадке, предусмотреть нефтепроводы вдоль скважин (на расстояние 1,2 – 2,5 м. от устья скважин) с установкой разрывных фланцев непосредственно на устье скважин.</p> <p>13.7. Схему прокладки внутриплощадочных нефтепроводов произвести с учетом размещения нефтепромыслового оборудования (КТГН, АГЗУ, БМА, кабельных эстакад и т.д.), перспективы обустройства КП.</p> <p>13.8. Выполнить гидравлический расчет системы сбора и транспортировки скважинной продукции.</p> <p>13.9. Перевод под нагнетание скважины № 1</p> <p>13.9.1. В проектной документации предусмотреть прокладку высоконапорного водовода от существующего БНГ-2 до нагнетательной скважины № 1 Мичаюского н/м.</p> <p>13.9.2. Материал труб – определить проектом исходя из коррозионной агрессивности транспортируемой жидкости (на Мичаюском месторождении осуществляется закачка пресной воды).</p> <p>13.9.3. Рабочее давление в водоводах – 21 МПа.</p> <p>13.9.4. Обвязку устья скважины выполнить согласно типовой схеме обвязки устья нагнетательных скважин, эксплуатируемых на месторождениях ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» (запорная арматура - АНК 65х210).</p> <p>13.9.5. Предусмотреть методы теплоизоляции АНК 65х210 с целью предотвращения перемерзания и обеспечения закачки рабочего агента в пласт в холодное время года.</p> <p>13.9.6. Схему прокладки водовода предварительно согласовать с Заказчиком.</p> <p>13.9.7. Проектную документацию выпустить в соответствии с техническими условиями на строительство высоконапорных водоводов выданные отделом добычи нефти.</p> <p>13.10. При проектировании предусмотреть коридорную прокладку коммуникаций, с единым отводом земли под весь коридор коммуникаций.</p> <p>13.11 Трубопроводы проложить на наименьшем нормативном расстоянии от подошвы насыпи с учетом п.7.20. СНиП 2.04.02.-84. Трассы трубопроводов согласовать с Заказчиком.</p> <p>13.12. Предусмотреть возможность применения нескольких типов труб с максимальной температурой длительной эксплуатации внутреннего антикоррозионного покрытия до +80°С:</p> <ul style="list-style-type: none"> - трубопровод из стальных труб, стойких к коррозии, соединяемых сваркой; - трубопровод из стальных труб с антикоррозионным
--	---

внутренним покрытием, соединяемых конусно-раструбным способом и сваркой;
 - трубопровод из неметаллических материалов, армированных, стойких к поперечно-продольным изгибающим нагрузкам, со способами укладки без устройства технологических насыпей.

Тип и марку труб для проектирования предоставить в ОДН для согласования.

13.13. Срок эксплуатации трубопроводов – 20 лет.

13.14. В местах врезок трубопроводов предусмотреть текущие задвижки и средства контроля (манометры).

13.15. Удельные потери давления в трубопроводах не должны превышать 1,2 атм./км.

13.16. Переходы трубопроводов (при наличии таковых):

- через автодороги выполнить в защитном кожухе;

- через ручьи выполнить надземно (надводно) в защитном кожухе по эстакаде.

13.17. Материал труб принять на основании гидравлических, прочностных и технико-экономических расчетов, выполнить с внутренним и наружным антикоррозионным покрытием.

13.18. Надземные участки трубопроводов, соединительные детали и арматура на узлах линейной запорной арматуры теплоизолировать. Протяженность трубопроводов округлить до метра.

13.19. При проектировании участков трубопровода прокладываемого вдоль автодорог необходимо предусмотреть производство земляных работ и сборку трубопроводов с насыпи автодороги.

13.20. В охранной зоне проектируемых трубопроводов обозначить соответствующими знаками все (действующие и бездействующие) подземные коммуникации.

13.21. Испытание трубопроводов на прочность и герметичность предусмотреть пневматическим способом.

13.22. Электроснабжение кустов скважин №1, 601 выполнить согласно ТУ Заказчика № 294Э, 310Э.

Проектные работы на внешнее электроснабжение куста №1 скважин выполняются ООО «Промпроектстрой».

13.23. Подъезд от существующей автодороги до площадок кустов предусмотрен в заданиях на подготовительные работы для строительства скважин кустов № 1, 601 Мичаюского месторождения.

13.24. В составе проекта разработать раздел «Коррозионная безопасность».

13.25. Организацию системы связи выполнить согласно ТУ ООО «ЛУКОЙЛ - Информ».

13.26. Подрядчику привлечь ООО «ЛУКОЙЛ-Информ» в г. Королев (автор проекта, выполняющего работы по системе телемеханики КЦДНГ-3), для внесения дополнения в проект в части подключения объектов кустов № 1,601 к системе телемеханики Мичаюского нефтяного месторождения. При проектировании учесть

	<p>вывод трендов и параметров согласно утвержденного перечня требований к объемам телемеханизации технологических объектов ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».</p> <p>13.27. Проектом предусмотреть средства инженерно-технической и специальной защиты проектируемого объекта с соблюдением СНиП 23-05-95 и ГОСТ Р 51558-8-2000.</p> <p>13.28. Выполнить работу по оформлению, согласованию и утверждению актов выбора земельных и лесных участков и актов натурного технического обследования участка лесного фонда в соответствии с действующим законодательством.</p> <p>13.29. Разработать проект лесоразведения, согласовать его в соответствии с действующим законодательством.</p> <p>13.30. Подготовить межевые планы земельных участков и поставить их на кадастр недвижимости в соответствии с действующим законодательством.</p> <p>13.31. Подготовить и сформировать материалы, обосновывающие предоставление в аренду участков лесного фонда в соответствии с действующим законодательством (в 3-х экземплярах) и направить одну книгу в Комитет лесов Республики Коми для получения приказов о предоставлении лесных участков в аренду.</p> <p>13.32. Получить приказы/постановления о предоставлении земельных/лесных участков в аренду.</p> <p>13.33. Подготовить и утвердить постановлением администрации градостроительный план земельного участка в соответствии с действующим законодательством.</p> <p>13.34. Выполнить работы по разработке, проведению и получению положительной экспертизы проектов освоения лесов и лесных деклараций к договорам аренды участков лесного фонда.</p>
14. Требования к проектной документации на оборудование	14.1. Основные решения по компоновке оборудования в составе проекта принять в блочном исполнении полной заводской готовности в т. ч. внешняя окраска блоков должна быть предусмотрена в соответствии с фирменным стилем ОАО «НК ЛУКОЙЛ».
15. Сроки разработки проектной документации	<p>15.1. Предполагаемые сроки выпуска проектной документации:</p> <ul style="list-style-type: none"> - комплексные инженерные изыскания - декабрь, 2012 г. - проектная документация - март, 2012 г. - РД на обустройство куста скважин №1 – март, 2012 г. - РД (перевод скв. № 1 под нагнетание) – май, 2012 г. - РД на обустройство куста скважин №601 – сентябрь 2012 г. - Проектная документация – май 2012 г.
16. Требования и условия к разработке природоохранных мер и мероприятий	16.1. Раздел проектной документации разработать в соответствии с Положением о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию (утв. Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 г. № 87)

	16.2. Разработать проект санитарно-защитной зоны в соответствии с требованиями СаНПиН.
17. Требования к режиму безопасности, организации и условиям труда работников, требований промышленной и пожарной безопасности	17.1. Разработать в соответствии с Положением о составе разделов проектной документации и требований к их содержанию (утв. Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008г. № 87), а также согласно методических указаний ГП «ЦентрИНВЕСТ проект» с учетом обновленной нормативной документации. Разработать разделы: <ul style="list-style-type: none"> • «Идентификация и оценка производственных и профессиональных рисков» • «Перечень мероприятий по обеспечению пожарной безопасности. • Промышленная безопасность. Анализ рисков» 17.2. Разработать Декларацию пожарной безопасности в соответствии со ст. 64 Федерального закона от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
18. Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций	18.1. Разработать в соответствии с действующими законодательными и нормативными актами РФ, строительными нормами и правилами, исходными данными Главного управления МЧС России по Республике Коми.
19. Уровень ответственности зданий и сооружений	19.1. Уровень ответственности объектов, входящих в состав проектной документации, - нормальный
20. . Требования по обеспечению уровня энергоэффективности (Закон РК от 10.10.05 г. № 113-РЗ, Указание Президента ОАО «ЛУКОЙЛ» от 07.04.2010 г.)	20.1. Разработать раздел проекта «Электроснабжение и энергетическая эффективность» с отражением в нем расчетов экономического эффекта от внедрения мероприятий.
21. Согласование проектной документации	21.1. Исполнителю выполнить согласование проектной документации в соответствии с Постановлением правительства РФ № 145 от 05.03.2007 г. «О порядке согласования и проведения – Государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий» с получением положительного заключения государственной экспертизы.
22. Особые условия проектирования	22.1. Проектную документацию представить в 3 экз. на бумажном носителе и 1 экз. в электронном виде (спецификации материалов и оборудования представить в EXCEL), электронную версию смет в формате ARPS. 22.2. Сводные и объектные сметы выпустить в текущем уровне цен и рассчитать путем применения индексов изменения сметной стоимости, действующих на момент выпуска сметы, рекомендованных Минрегион РФ. 22.3. Локальные сметы разработать в базисном уровне сметных норм 2001 года, с использованием федеральных расценок (ФЕР-2001). 22.4. Землеустроительную документацию по п. 13.28 – 13.34 настоящего Технического задания передать

	Заказчику в 3 экз. на бумажном носителе и в 1 экз. в электронном виде, в том числе картматериалы в формате AutoCad и MapInfo.
23. Исходные материалы, выдаваемые заказчиком	<p>23.1. Технические условия ОДН на обустройство.</p> <p>23.2. Информация ОРНиГМ об ожидаемом дебите жидкости и газовом факторе проектных скважин.</p> <p>23.3. Исходные данные Главного управления МЧС России по РК;</p> <p>23.4. Исходные данные для составления ПОС и сметной документации;</p> <p>23.5. Технические условия на электроснабжение.</p> <p>23.6. Исходные данные для разработки раздела проекта «Мероприятия по охране окружающей среды»</p> <p>23.7. Исходные данные для разработки раздела «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности»</p> <p>23.8. Исходные данные для составления раздела «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»</p> <p>23.9. Исходные данные для составления раздела «Охрана труда и промышленная безопасность»</p> <p>23.10. Исходные данные для составления раздела «Оценка воздействия на окружающую среду»</p> <p>23.11. Акты выноса на местность кустов скважин.</p> <p>23.12. Технические условия группы технического надзора.</p> <p>23.13. Дополнительные исходные данные Подрядчик запрашивает самостоятельно.</p>

Члены технического совета
ТНП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз»:
Главный инженер

Заместитель директора
по капитальному строительству

Главный маркшейдер

Главный энергетик

Главный механик

Начальник ОРНиГМ

Начальник отдела добычи нефти

Начальник отдела автоматизации и
метрологии

Начальник отдела промышленной
безопасности и охраны окружающей
среды



В.М.Нестеров



А.Н.Коркишко



Е.Г.Лукашкин



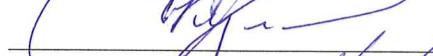
А.В.Ромашов



В.М.Белобородов



М.С.Ивлев



В.С.Даньшин



Д.А.Балахнов



П.М.Трусов

Руководитель группы ООС



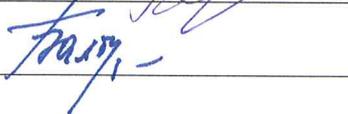
Е.В.Семенов

Руководитель группы технического надзора



А.А.Денисов

Начальник ОЭПиС УКС



Т.Т.Балбуцкая

Приложение Б
(обязательное)

Технические условия
на разработку проектной документации по объекту
«Обустройство Мичаюского н.м.».

1. При проектировании выкидных нефтепроводов, нефтесборных коллекторов, предпочтение отдавать неметаллическим трубам с 3-х кратным запасом прочности. При использовании стальных труб применять эл.сварные прямошовные с объемной термообработкой с наружным и внутренним антикоррозионным покрытием .
2. Произвести расчет термостойкости неметаллических труб при проведении АДП.
3. Нормативный срок службы трубопроводов принять - 20 лет.
4. Толщину и тип наружной изоляции предусмотреть в зависимости от коррозионной агрессивности среды.
5. Для нефтесборных коллекторов при Ду 150 и выше предусмотреть узлы пуска-приема очистных устройств с автоматическим режимом запуска ОУ и выводом контроля пуска и приема на пульт оператора.
6. Запорную арматуру предусмотреть равнопроходную.
7. Отводы 5 Ду.

Руководитель ГТН
ТТП "ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз"



А.А. Денисов