

**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
ОРЕНБУРГСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ НЕФТИ
ООО «ОренбургНИПИнефть»**

Свидетельство № СРО-П-Б-0097-08-2016 от 29 августа 2016 г.

Заказчик: ООО «БайТекс»

**ОБУСТРОЙСТВО БАЙТУГАНСКОГО
НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.
IX ОЧЕРЕДЬ**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 1 «Пояснительная записка»

0261-01-00-ПЗ

Том 1

2021

**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
ОРЕНБУРГСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ НЕФТИ
ООО «ОренбургНИПИнефть»**

Свидетельство № СРО-П-Б-0097-08-2016 от 29 августа 2016 г.

Заказчик: ООО «БайТекс»

**ОБУСТРОЙСТВО БАЙТУГАНСКОГО
НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.
IX ОЧЕРЕДЬ**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 1 «Пояснительная записка»

0261-01-00-ПЗ

Том 1

Технический директор

Главный инженер проекта



Р.А. Березовский




Д.В. Тюшевский

2021

Содержание тома

Обозначение	Наименование	Примечание
0261-01-00-ПЗ-С	Содержание тома	Лист 2
0261-01-00-ПЗ	Пояснительная записка	
	Текстовая часть	Лист 3-49
	Приложения	

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

0261-01-00-ПЗ-С						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	
Выполнил	Гаврикова				04.21	
ГИП	Тюшевский				04.21	
Н. контроль	Гнеушева				04.21	
Содержание тома				Стадия	Лист	Листов
				П	1	1
				ООО «ОренбургНИПИнефть»		

Оглавление

1.	Реквизиты документов, на основании которых принято решение о разработке проектной документации.....	5
2.	Исходные данные и условия для подготовки проектной документации	7
3.	Сведения о климатической, географической и инженерно-геологической характеристике района, на территории которого предполагается осуществлять строительство линейного объекта	12
4.	Описание вариантов маршрутов прохождения линейного объекта по территории района строительства, обоснование выбранного варианта трассы	20
5.	Сведения о линейном объекте с указанием наименования, назначения и месторасположения начального и конечного пунктов линейного объекта....	22
6.	Технико-экономическая характеристика проектируемого линейного объекта	30
7.	Сведения о земельных участках, изымаемых во временное (на период строительства) и постоянное пользование	33
9.	Сведения о размере средств, требующихся для возмещения убытков правообладателям земельных участков.....	35
10.	Сведения об использованных в проекте изобретениях, результатах патентных исследований	36
11.	Сведения о наличии разработанных и согласованных специальных технических условий	37
12.	Сведения о компьютерных программах, которые использовались при выполнении расчетов конструктивных элементов зданий, строений и сооружений	38
13.	Сведения о предполагаемых затратах, связанных со сносом зданий и сооружений, переселением людей, переносом сетей инженерно-технического обеспечения	39
14.	Описание принципиальных проектных решений, обеспечивающих надежность линейного объекта, последовательность его строительства, намечаемые этапы строительства и планируемые сроки ввода их в эксплуатацию.....	43
15.	Заверение проектной организации	49
	ПРИЛОЖЕНИЯ.....	51

Приложение 1. Список сокращений

Приложение 2. Свидетельство № СРО-П-Б-0097-08-2016

Приложение 3. Техническое задание на проектирование «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь»

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

							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0261-01-00-ПЗ	3

Приложение 4. Технические условия на водоотведение по объекту «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь»

Приложение 5. О продлении ТУ с внесенными изменениями №ТПК-01-09-01-02/17586 от 27.04.2021г

Приложение 6. Технические условия №09-01/170 от 18.06.2019г.

Приложение 7. Технические условия №09-01/374 от 18.05.2021г.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					0261-01-00-ПЗ	Лист
								4
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			

1. Реквизиты документов, на основании которых принято решение о разработке проектной документации

Проектная документация на объект «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь» разрабатывалась на основании заключенного договора между ООО «БайТекс» со стороны Заказчика и ООО «ОренбургНИПИнефть» со стороны Подрядчика. Реквизиты сторон приведены ниже.

Заказчик: 461630 Россия, Оренбургская область, г. Бугуруслан ул. Ленинградская/Революционная, 51/36, тел. (35352) 6-36-20, факс: (35352) 6-36-20, e-mail: Sbukhartseva@rus.mol.hu, ИНН 5602004322, КПП 561350001.

Подрядчик: 460021 Россия, Оренбургская область, г. Оренбург, пр. Гагарина д.5, ИНН 5610089954, р/с 40702810960000764001 в Оренбургском филиале ОАО «Промсвязьбанк» г.Оренбурга БИК 045354821 к/с 30101810600000000821, КПП 561001001, тел. (3532) 37-50-18, факс (3532) 37-50-48, e-mail: nipineft@esoo.ru

Решение ООО «БайТекс» по разработке проектной документации принято на основании следующих документов:

- 1) Лицензия ОРБ №13173 НЭ на право пользования недрами на Байтуганском месторождении, выданная ООО «БайТекс». Срок окончания действия лицензии 31.12.2012г. Приложение №5 – Дополнение №1 к лицензии ОРБ 13173 НЭ на право пользования недрами с целью добычи нефти и газа на Байтуганском месторождении (Срок окончания действия лицензии 31.12.2037г.).
- 2) Протокол ЦКР Роснедр по УВС от 04.08.2011г. №5191 «Технологическая схема разработки Байтуганского нефтяного месторождения» (ООО «БайТекс»).
- 3) Забор воды на технологические нужды осуществляется на основании лицензии ОРБ №01748 ВЭ на право пользования недрами для добычи подземных вод на Байтуганском производственном водозаборе с целью водоснабжения нефтяного месторождения. В соответствии с дополнением №1 к лицензии срок окончания действия лицензии 31.12.2037г. Для водозабора предусматриваются подземные воды ассельско-артинского горизонта.
- 4) Протокол ТКЗ №1 Управления по недропользованию по Оренбургской области от 24.02.2010г. по объекту «Поисково-разведочные работы по изысканию источников технического водоснабжения для поддержания пластового давления при разработке нефтяных залежей на Байтуганском месторождении ООО «БайТекс».

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

							0261-01-00-ПЗ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			5

- 5) Отчет по договору №12/07 «Определение совместимости вод продуктивных пластов Байтуганского месторождения с водами сакмаро-артинского водоносного комплекса с целью использования в системе ППД», выполненного ООО НПК «Нефтезащита» для ООО «БайТекс» в 2007г.
- 6) Отчет по договору №6-2008 «Исследование влияния закачиваемых вод на коллекторские свойства продуктивных пластов Буйтуганского месторождения и подбора ингибитора солейотложений», выполненного ООО НПК «Нефтезащита» для ООО «БайТекс» в 2008г.
- 7) Лицензия СМР №01043 ПЭ на право пользования недрами с целью закачки сточных вод Байтуганского нефтяного месторождения, выданная ООО «БайТекс». **Приложение №7 – Дополнение №1 к лицензии ОРБ 13173 НЭ (Срок окончания действия лицензии 01.01.2015г.)**
- 8) Лицензия СМР №01006 ОС на право пользования недрами с целью добычи подземных вод для хозяйственно-питьевого водоснабжения и технологического обеспечения водой объектов, расположенных в пределах Байтуганского нефтяного месторождения в Камышлинском районе Самарской области, выданная ООО «БайТекс». **Срок окончания действия лицензии 05.10.2018г.**
- 9)

Взам. инв. №							0261-01-00-ПЗ	Лист
	Подп. и дата							6
Инв. № подл.		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

2. Исходные данные и условия для подготовки проектной документации

Исходными данными для разработки данного раздела проекта являются следующие документы и материалы:

- 1) Техническое задание на проектирование «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь», согласованное главным инженером ООО «БайТекс» Бажановым И.Ю.;
- 2) **Технические условия на проектирование «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь»;**
- 3) Специальные технические условия на проектирование и строительство объектов обустройства Байтуганского нефтяного месторождения ООО «БайТекс» (Самарская область Клявлинский и Камышлинский районы, Оренбургская область Северный район) **(см. в приложениях);**
- 4) Материалы отчеты инженерных изысканий, выполненные ООО «ОренбургНИПИнефть» в 2020г.
- 5) **Документация по отводу земель (представлено отдельно).**
- 6)

Проектные решения разработаны с учетом положений и требований следующих нормативно-технических документов:

- «Основы промышленно-экологической безопасности...», 1997»;
- «Правила противопожарного режима в Российской Федерации», утверждены Постановлением Правительства РФ № 1479 от 16.09.2020 г. «О противопожарном режиме»;
- Руководство по безопасности «Рекомендации по безопасному устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов». Утверждены приказом № 784 от 27.12.2012 г.;
- ГОСТ 9.602-2016 Единая система защиты от коррозии и старения (ЕСЗКС). «Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии»;
- ГОСТ Р 12.4.026-2015 «ССБТ. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытания»;
- ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»;
- ГОСТ Р 21.1101-2013 «Основные требования к проектной и рабочей документации»;
- Постановление правительства РФ от 16.02.2008г. №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	7

0261-01-00-ПЗ

- РД 03-613-03 «Порядок применения сварочных материалов при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов»;
- РД 03-614-03 «Порядок применения сварочного оборудования при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических устройств для опасных производственных объектов»;
- РД 03-615-03 «Порядок применения сварочных технологий при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технологических устройств для опасных производственных объектов».
- СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования»;
- СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство»;
- СП 68.13330.2017 «Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения»;
- СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ»;
- ПУЭ-2002 «Правила устройства электроустановок»;
- ППБО 116-85 «Правилами пожарной безопасности в нефтяной промышленности»
- Приказ №534 от 15.12.2020г. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- Федеральный закон №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- Федеральный закон №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- Федеральный закон №384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
- Специальные технические условия на проектирование и строительство объектов обустройства Байтуганского нефтяного месторождения ООО «БайТекс» (Самарская область, Клявлинский и Камышлинский районы; Оренбургская область, Северный район).

Взаим. инв. №							0261-01-00-ПЗ	Лист
								8
Подп. и дата							0261-01-00-ПЗ	Лист
Инв. № подл.	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Лист	
								8

Существующее положение

Байтуганское месторождение расположено на территории двух субъектов Российской Федерации: в пределах Северного района Оренбургской области, Камышлинского и Клявлинского районов Самарской области, в 60 км севернее г. Бугуруслан.

Лицензия ОРБ 13173 НЭ выдана 01.06.2005 г. ООО «БайТекс» (461630, Оренбургская область, г. Бугуруслан, ул. Ленинградская/Революционная, 51/36, тел. (35352) 6-36-20, факс: (35352) 6-36-20) сроком до 31.12.2037 г.

Байтуганское нефтяное месторождение открыто и введено в промышленную разработку в 1947 г.

ДНС-1 и ДНС-2, запроектированные проектом 014/09-025 «Расширение и реконструкция Байтуганского нефтяного месторождения. I очередь» (положительное заключение государственной экспертизы №0134-12/СГЭ-2071/02), предназначены для транспорта продукции скважин Байтуганского нефтяного месторождения на УПН Байтуганского нефтяного месторождения. УПН расположена в 7,9 км от ДНС-1 и 6,9 км от ДНС-2. На ДНС-1 и ДНС-2 продукция добывающих скважин подается на прием мультифазных насосов, производительностью 80 м³/час, которые создают необходимое давление для транспорта многофазной продукции на УПН для подготовки. На выходе ДНС-1 и ДНС-2 установлены узлы учета жидкости, на которых регистрируется расход перекачиваемой на УПН продукции.

Проектом 0075 «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. II очередь» предусматривалось обустройство 49 нефтяных скважин и установка АГЗУ №№13а,18, с подключением их к существующей системе сбора (положительное заключение государственной экспертизы №0090-13/СГЭ-2887/02);

Проектом 0149«Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. III очередь» предусматривалось обустройство 59 нефтяных скважин и установка АГЗУ №№19,20,21,22, с подключением их к существующей системе сбора (положительное заключение государственной экспертизы №0301-13/СГЭ-3042/02).

Проектом 0157«Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IV очередь» предусматривалось обустройство 24 (№№1597,1218,1553,1557,1556,1565,1559,1560,1567,1589,547,539,1563,1571,1572,1576,442,1699,1640,1698,1710,1590,1580,804) нефтяных скважин и установка АГЗУ №№14,16,17,23,24,25, с подключением их к существующей системе сбора (положительное заключение государственной экспертизы 0158-14/СГЭ-3487/02).

Взам. инв. №							Лист
Подп. и дата							0261-01-00-ПЗ
Инв. № подл.	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

Проектом 0162 «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. V очередь» предусматривалось обустройство 58 (№№ 1080,1083,1663,433,1092,1753,1573,525,528,526,1032,1237,1744,1509,583,1240, 1232,1740,579,1002,1725,1223,1727,563,1228,555,1730,1226,1225,1549,1604,1605,1595,1036,1735,1587,1746,1745,1743,464,471,454,1202,1713,1653,801,803,1647,1082,1207,1601,1602,1611,1620,1628,1638,1703,1649) нефтяных скважин и установка АГЗУ №№3А,5А,26,27,28,29,30, с подключением их к существующей системе сбора (положительное заключение государственной экспертизы 0662-14/СГЭ-3920/02).

Проектом 0165 «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. VI очередь» предусматривалось обустройство 46 (№№ 1204,1205,413,1702,1664,1073,1078,1676,431,1659,1701,1093,1079,420,1688,429,1076,1666,1704,436,445,447,467,473,472,480,490,491,489,819,1063,1065,1220,1724,1224,1210,1012,1087,1090,401,403,1089,1086,1088,1095,1077) добывающих скважин и установка АГЗУ №№27А, с подключением ее к существующей системе сбора (положительное заключение государственной экспертизы 0247-15/СГЭ-4360/02).

Проектом 0168 «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. VII очередь» предусматривалось обустройство 43 (№№ 805,814,820,823,824,434,821,822,825,451,452,458,470,487,502,469,424,439,449,468,440,1638,450,474,503,507,523,532,530,522,533,1221,552,553,558,560,566,567,568,574,584,1041,1239) добывающих скважин и установка АГЗУ №№31,32, с подключением ее к существующей системе сбора (положительное заключение государственной экспертизы 0370-15/СГЭ-4460/02).

Проектом 0172 «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. VIII очередь» предусматривалось обустройство 33 (№№554,580,425н,518,515,524,508,536,426,427н,549н,587,438,428,459н,477н,478н,492,493н,494,513,514н,521,529н,542,543н,1230,1241,1501,1502,1687,1016,1037) добывающих скважин и установка АГЗУ №№33,34,35,12А, с подключением ее к существующей системе сбора (положительное заключение государственной экспертизы 0311-16/СГЭ-4827/02).

Все скважины добывающего фонда эксплуатируются механизированным способом.

В промышленной разработке находятся четыре пласта - А4, С1s, Б2, В1. Существующие добывающие скважины – 383 шт.

ДНС-1, 2 – 2 шт.

УПН – 1 шт.

Существующие АГЗУ – 37 шт. (№№ 1, 2, 2а, 3,3а, 4, 5, 5а,6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 13а,14,15,16,17,18,19,20,21,22,23,24,25,26,27,27а,28,29,30,31,32).

Взаи. инв. №							0261-01-00-ПЗ	Лист
								10
Подп. и дата							0261-01-00-ПЗ	10
Инв. № подл.							0261-01-00-ПЗ	10
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

3. Сведения о климатической, географической и инженерно-геологической характеристике района, на территории которого предполагается осуществлять строительство линейного объекта

В административном отношении район работ расположен в Северном районе Оренбургской области (рис. 1), Клявлинском и Камышлинском районах Самарской области (рис.2). Наиболее крупными населенными пунктами, расположенными в непосредственной близости от месторождения являются села: Камышла, Новое Усманово, Бакаево, Байтуган. Поселок Северное расположено в 12 км к востоку, а районный центр Клявлино Самарской области – в 26 км к северо-западу от Байтуганского месторождения. На площади месторождения (в западной части) расположено село Березовая Поляна. В северо-западной части, на границе контура месторождения, расположена окраинная часть села Ерилкино. Населенные пункты связаны между собой грунтовыми дорогами и дорогами с гравийно-щебеночным и асфальтированным покрытием, в частности автодорогой Новое Усманово – Дымка. Южнее месторождения проходит федеральная автодорога М-5 «Урал» (Москва – Самара – Уфа - Челябинск). Ближайшая железнодорожная станция Дымка находится в 12 км северо-восточнее Байтуганского месторождения.

В непосредственной близости от описываемого месторождения другие крупные производственные объекты и крупные населенные пункты отсутствуют. К востоку располагаются месторождения: Сокское, Кирсановское, Черновское, Пашкинское, относящиеся к Северной группе месторождений НГДУ «Бугурусланнефть». Ближайшим к границе Байтуганского месторождения являются Сокское (10 км) и Черновское (15 км) месторождения.

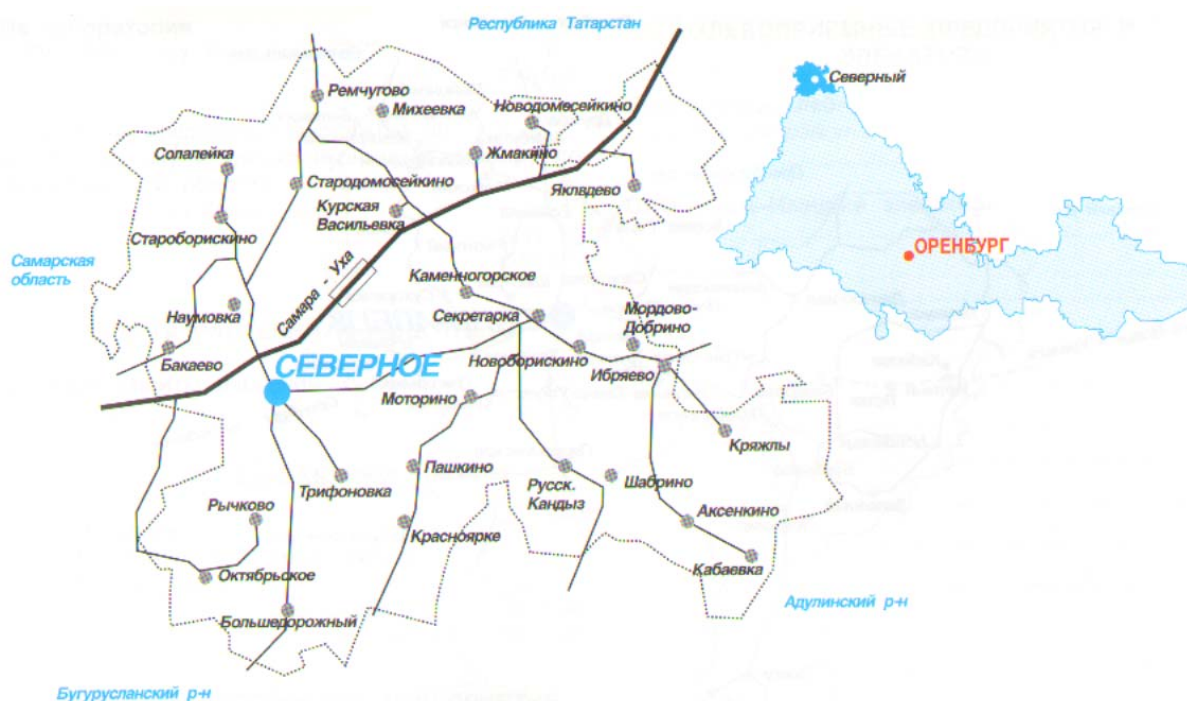


Рис. 1

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0261-01-00-ПЗ	Лист 12



Рис. 2

Рельеф рассматриваемой территории пластово-ярусный с останцами поверхностного выравнивания, всхолмленный, характеризуется значительными перепадами высот около 150м. Абсолютные отметки поверхности рельефа изменяются от +250 до +350 м. Относительное превышение 100м.

Денудационно-эрозионный морфологический комплекс отложений представлен холмистой равниной, сформировавшейся на денудационной поверхности пермских отложений. В пределах комплекса выделены водораздельные склоны, наиболее распространенные и одновременно наиболее динамические элементы рельефа. Склоны изучаемой территории сглажены, покрыты чехлом делювиальных отложений четвертичного возраста, мощностью до 10м., несут на себе почвенно-растительный покров и имеют выгнуто-вогнутый профиль.

Изучаемая территория расположена в междуречье рек Байтуган и Окана и Кармалка и Окана, а так же на склонах и надпойменных террасах разного порядка реки Окана. Реки принадлежат бассейну реки Сок.

Поверхности водоразделов в пределах Байтуганского месторождения имеют грядовой характер, они представлены узкими цепочками плоских холмов. Выработаны водоразделы в отложениях верхнеказанского подъяруса. Часто поверхности водоразделов волнисто-увалистые от пересекающих балок, лощин, куполообразных водоразделов ориентированы в субмеридиональном направлении.

Водораздел проходит через все месторождение, протягиваясь с севера на юг длиной порядка 12-14 км. Ширина водораздельной поверхности достигает 1500м в северной части площади. Углы наклона поверхностей водоразделов составляют 1-5°. Уклон водораздельных поверхностей изменяется от 10-35 до 100 м на 1 км. На водораздельной поверхности, в контуре месторождения, в северной части площади отмечаются выходы коренных пород.

Вторым геоморфологическим элементом, играющим значительную роль в облике рельефа описываемого района, имеют речные долины. Отличительной

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0261-01-00-ПЗ	Лист
							13

Общая длина реки 363 км, площадь водосбора 11 700 км². Свое начало река берет у с. Курская Васильевка в Северном районе Оренбургской области. Район проведения работ приурочен к верхнему течению реки. Долина реки асимметричная, шириной до 4 км. Склоны рассечены, сложены суглинками, поросшие луговой растительностью и кустарником. Правый склон крутой, высотой до 50 м, левый – более пологий, высотой 10 - 20 м, открытый. Пойма реки чередующаяся, шириной 0,3-1,0 км, покрыта луговой, кустарниковой растительностью, местами заболочена, в районе населенных пунктов занята под огороды. Русло реки слабоизвилистое, каменистое, слабодеформирующееся, шириной 10-15 м, зарастающее водной растительностью. Берега крутые, высотой 1-3 м, местами обрывистые, до 5-6 м высотой, поросшие кустарником и деревьями. Скорость течения в межень составляет 0,3 м/с, в период весеннего половодья достигает 1,0-1,2 м/с. На реке для хозяйственных нужд ежегодно сооружаются земляные плотины, размываемые в половодье.

Река Байтуган – правобережный приток р. Сок, берет начало у с. Ерилкино, протекает на расстоянии 0,3-2,2 км от западной границы Байтуганского месторождения, впадает в р. Сок на 310 км от устья у н.п. Русский Байтуган. Длина водотока составляет 20 км, площадь водосбора 99,4 км². Долина реки пойменная, шириной до 1 км. Склоны сильно рассечены, сложены суглинками, высотой 20-40 м, большая часть водосбора покрыта лесом. Пойма двухсторонняя, шириной 100-300 м, луговая. Русло реки слабоизвилистое, песчано-каменистое, шириной 3-5 м, местами расширения до 10-15 м. Берега умеренно крутые, местами обрывистые, высотой 1,0-2,5 м, поросшие кустарником и деревьями. Скорость течения в межень 0,2 м/с.

Река Кармалка – левобережный приток р. Байтуган, берет начало в 6 км к северу от н.п. Березовая Поляна, протекает по западной границе центральной части Байтуганского месторождения, впадает в р. Байтуган на 10 км от устья у н.п. Красный Яр. Длина водотока составляет 5,9 км, площадь водосбора 15,4 км². Склоны реки рассечены, сложены суглинками, высотой 10-15 м, поросли луговой растительностью и кустарником. Русло реки слабоизвилистое, каменистое, шириной от 0,5 до 2,0 м. Берега умеренно крутые, высотой до 1,5 м, поросшие кустарником. Большая часть водосбора покрыта лесом. Скорость течения в межень 0,2 м/с.

Река Окана – правобережный приток р. Сок, берет начало в 7 км севернее пос. Подлесный, протекает по восточной границе северной половины Байтуганского месторождения, впадает в р. Сок на 328 км от устья у н.п. Бакаево. Длина водотока составляет 14 км, площадь водосбора 50 км². Долина реки пойменная, шириной до 400 м. Склоны рассечены оврагами, сложены суглинками, высотой 20-40 м, поросли луговой и кустарниковой растительностью, большая часть водосбора покрыта лесом. Пойма двухсторонняя, шириной 100-200 м, луговая. Русло реки слабоизвилистое, песчано-каменистое, шириной от 0,5 до 3 м. Берега умеренно крутые, высотой 1,0-2,5 м, поросшие кустарником и деревьями. Скорость течения в межень 0,2 м/с.

Река Мокрый Якшигул – правобережный приток р. Сок, берет начало в 1 км юго-западнее пос. №4, протекает по восточной границе южной половины

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0261-01-00-ПЗ	Лист
							15

Байтуганского месторождения, впадает в р. Сок на 317 км от устья у н.п. Новое Усманово. Длина водотока составляет 9,7 км, площадь водосбора 24,3 км². Долина реки узкая, глубокая. Склоны рассечены, сложены суглинками, крутые, высотой 20-40 м, открытые, в верхней части водосбора покрыты лесом. Русло реки слабоизвилистое, песчано-каменистое, шириной от 0,5 до 5 м. Берега крутые, высотой 1,0-2,5 м, поросшие луговой растительностью и кустарником. В межень река пересыхает, русло зарастает. На реке сооружаются временные земляные плотины, размываемые в половодье, для хозяйственных нужд.

Территория Байтуганского месторождения лежит на водоразделе рек Байтуган, Кармалка и Окана. Исследуемая территория изрезана многочисленными оврагами, открывающимися в долины рек. Овраги, как правило, глубокие, с крутыми склонами, V и U-образной формы. Овраги в основном имеют задернованные склоны, хотя в верховьях оврагов иногда наблюдается развитие процессов овражной эрозии. Сток отмечается только в половодье.

Затопление пойм происходит не ежегодно. Средняя продолжительность стояния воды на пойме, на малых водосборах (площадь водосбора менее 1000 кв.км) обычно не превышает 1 дня, на средних реках – от 2 до 15 дней. В наиболее многоводные годы продолжительность стояния воды на пойме почти на всех реках увеличивается в 1,5-2 раза.

Половодье сменяется устойчивой и продолжительной меженью, в течение которой наблюдаются наиболее низкие уровни в году.

Климат района работ резко континентальный с большой амплитудой годовых, сезонных и суточных температур. Зима продолжительная (120-165 дней) холодной, малоснежная, лето сухое, жаркое, часто засушливое. Формирование климата тесно связано с общим характером циркуляции атмосферы, происходящей в северном полушарии. С меридиональной циркуляцией связано проникновение с юга теплого воздуха и с севера холодных арктических масс воздуха.

Зимой территория находится под преимущественным влиянием Сибирского антициклона, обуславливающим устойчивую морозную погоду. Наблюдаются частые прорывы северных и южных циклонов, с которыми связаны резкие изменения погоды.

Летом над территорией преобладает низкое давление, а повторяемость антициклональных полей невелика. Вторжение воздушных масс происходит с Баренцева и Карского морей, а также со стороны Азорского антициклона. В последнем случае наблюдается жаркая погода.

Продолжительность солнечного сияния составляет в среднем 2198 часов в год. Наибольшая продолжительность отмечается в июле 322 часа, наименьшая в декабре 55 часов. Годовой приход прямой радиации на горизонтальную поверхность при ясном небе составляет 4707 МДж/м, а годовая сумма рассеянной радиации равна 1428 МДж/м². При реальных условиях облачности многолетний средний годовой приход прямой радиации на горизонтальную поверхность составляет 2430 МДж/м², рассеянной 2040 МДж/м².

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0261-01-00-ПЗ	Лист
							16

Месячные и годовые значения основных элементов климата приводятся в таблице.

Среднемесячная температура воздуха в теплый период колеблется от 3,9⁰ до 21,0⁰ градусов тепла, зимой – 4,4⁰ до –14,4⁰ градуса. Среднегодовая температура воздуха равна 3,5⁰. Абсолютный максимум составляет 39⁰, абсолютный минимум – 39⁰.

Дата перехода суточных температур воздуха через 0 градусов весной 5/IV, осенью 30/X, через 5 градусов - 16/IV и 13/X, через 10 градусов – 01/V и 24/IX. Число дней с температурой выше 0 градусов составляет 207 дней, свыше 5 градусов - 179 дней, выше 10 градусов – 145 дней.

Дата последнего заморозка весной: средняя 7/V.

Дата первого заморозка осенью: средняя 21/IX, Продолжительность безморозного периода: средняя – 133.

Среднемесячная температура поверхности почвы в теплый период колеблется от 4⁰ до 27⁰. Среднегодовая температура поверхности почвы равна 5⁰.

Среднее многолетнее количество осадков в течение года колеблется от 27 до 49 мм в месяц. Норма осадков за теплый период составляет 272 мм, холодный - 204 мм.

Годовая норма осадков составляет 476 мм.

Интенсивность ливней наблюдалась наибольшая – 2,30 мм/мин, Средняя продолжительность ливня – 211 минут.

Таблица ежемесячных и годовых значений основных элементов климата по метеостанции г.Бугуруслан.

Климатические условия участка охарактеризованы в таблице 3. 1

Таблица 3.1

месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	год
1. Температура воздуха, °С.													
	-14,4	-14,1	-7,8	4,6	13,9	18,9	21,0	19,0	12,2	3,9	-4,4	-11,0	3,5
2. Температура почвы, t° С													
	-15	-15	-8	5	18	25	27	23	13	4	-4	-11	5
3. Осадки средние, мм													
	41	35	39	27	39	40	48	36	36	46	40	49	476
4. Скорость ветра, м/с													
	4,9	4,8	5,0	4,1	4,3	3,5	3,4	3,2	3,6	4,5	4,2	4,9	4,2
5. Влажность воздуха абс.													
	2,0	2,0	3,2	6,4	8,8	12,2	14,5	13,0	9,3	6,2	4,0	2,8	7,0
6. Тоже относительная, %													
	80	79	82	72	56	57	62	62	68	76	82	83	72
7. Дефицит влажности воздуха													
	0,4	0,4	0,7	3,4	8,8	12,0	11,4	10,6	6,2	2,4	0,8	0,5	4,8
8. Среднее число дней с туманом													
	1	2	3	1	0,6	0,8	1	2	2	2	2	2	20

Высота флюгера 11-12 м.

Дата установления устойчивого снежного покрова 22/XI, схода 10/IV, продолжительность залегания снежного покрова 142 дня. Средняя высота снежного покрова по снегосъемкам в поле равна 28 см. Наибольшая высота

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

По сейсмическому районированию, согласно СП 14.13330.2018 актуализированная редакция СНиП 11-7-81*, по степени интенсивности в баллах шкалы MSK-64 для средних грунтовых условий, степени опасности С (1%), территория относится к 6 бальной зоне.

Карстовых проявлений на площадке изысканий и прилегающей территории в рельефе не отмечается. По устойчивости относительно интенсивности образования карстовых провалов территория относится к VI категории (из-за отсутствия растворимых горных пород и благодаря наличию надежной покрывающей толщи нерастворимых слабопроницаемых пород), согласно СП 11-105-97, часть II.

Инженерные коммуникации представлены подземными трубопроводами, кабелями и воздушными высоковольтными линиями.

В районе работ Байтуганского месторождения опасные природные и техноприродные процессы не обнаружены.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			0261-01-00-ПЗ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

Профиль трассы проектируемых трубопроводов является самокомпенсирующимся, что достигается перепадом высот рельефа местности и установкой углов поворота менее 90°.

Повороты проектируемых трубопроводов в горизонтальной и вертикальной плоскостях выполнены:

- упругим изгибом трубы;
- установкой отводов по ГОСТ 17375-2001 .
- установкой отводов по ГОСТ 22793-83.

Трассы проектируемых трубопроводов пересекают подземные коммуникации. При пересечении с подземными коммуникациями согласно требованиям СП 36.13330.2012 расстояние в свету по вертикали принято не менее 0,35 м; с кабелем КИП не менее 0,5 м. Кабель КИП заключить в защитный кожух из трубопровода Ø114x4 разрезного. Траншею разрабатывать вручную по 2 метра в каждую сторону от оси пересекаемой коммуникации в присутствии представителя эксплуатирующей организации.

При пересечении с ЛЭП разработку траншеи производить вручную на расстоянии 5 м с каждой стороны, строительные работы производить в соответствии с требованиями СНиП 12-03-2001 в присутствии представителя эксплуатирующей организации.

Трассы проектируемых трубопроводов:

- нефтепровода (напорного) от УЗ№5 до УПН (Ø273x8);
 - нефтегазосборного трубопровода от АГЗУ-11(сущ) до УПН (Ø159x8);
 - нефтегазосборного трубопровода от УЗ№35(сущ) до УПН (Ø159x8) ,
- пересекают:

- МН «Байтуган-Елизаветинка» Ду150,200 (АО "Транснефть-Прикамье");
- кабель связи ВОЛС Волго-Камского ПТУС АО «Связьтранснефть»;

Переход через коммуникации выполнен открытым способом, подземно, в футлярах. Расстояние по вертикали в свету между нижней образующей МН и верхней образующей футляра принято не менее 0,6м.

Пересечение проектируемых трубопроводов с дорогой выполнено в соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016 открытым способом в футляре, а также в каналах из лотковых элементов по серии 3.006.1-2/87 .

Переходы через водные преграды выполнены надземным способом в футляре, на порталных опорах, выполненных из металлического профиля и труб, с установкой с двух сторон запорной арматуры с электроприводом (согласно СП 284.1325800.2016 п.9.2.2).

Принятые расстояние между узлами линейной запорной арматуры не превышают нормативных расстояний (50м) в соответствии с СП 284.1325800.2016 п.9.2.3.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0261-01-00-ПЗ	Лист
							21

5. Сведения о линейном объекте с указанием наименования, назначения и месторасположения начального и конечного пунктов линейного объекта

В административном отношении район работ расположен в Северном районе Оренбургской области, Клявлинском и Камышлинском районах Самарской области.

Проектируемые сооружения предназначены для создания производственной инфраструктуры Байтуганского нефтяного месторождения.

Обеспечивают сбор и подачу сырой нефти на существующую УПН, увеличение объемов закачки рабочего агента, для поддержания требуемого пластового давления продуктивных пластов.

Проектными решениями принята напорная герметизированная система сбора пластовой нефти.

Согласно принятой технологической схемы производства продукция с обустраиваемых и существующих добывающих скважин Байтуганского месторождения по выкидным трубопроводам диаметром 89х7 мм под давлением развиваемым станками-качалками, которыми оборудованы устья скважин, поступает на существующие и проектируемые автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ), РИНГ или СКЖ , где производится замер дебитов скважин. АГЗУ располагаются на отдельных площадках, счетчики РИНГ,СКЖ – на устье одиночной скважины.

После замера нефтяная эмульсия по существующим и проектируемым нефтегазосборным трубопроводам диаметром 89х7,114х7, 159х8,219х8 мм поступает на ДНС-1, 2. Далее по нефтегазосборным трубопроводам и нефтепроводам (напорным) диаметром 159х8 мм, 219х8 мм,273х8 мм продукция скважин поступает на УПН «Байтуганская», где осуществляется процесс обезвоживания и дегазирования нефти.

Система ППД Байтуганского месторождения необходима для поддержания пластового давления в скважинах.

Закачка рабочего агента в пласт осуществляется по схеме «кустовая насосная станция (БКНС, КНС) или шурф – блок напорной гребенки (БГ) - высоконапорные водоводы к нагнетательным скважинам – нагнетательные скважины».

Учет закачиваемой воды осуществляется на водораспределительных гребенках и на индивидуальных узлах учета.

Источниками воды для системы ППД существующих и проектируемых

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0261-01-00-ПЗ	Лист
							22

скважин являются:

- пластовая вода с УПН Байтуганского месторождения;
- пластовая вода с КНС-1 (ДНС-1) Байтуганского месторождения;
- техническая вода от водозаборных скважин южного и северного водозаборов.

Согласно техническому заданию на проектирование и технических условий проектом предусмотрено:

- обустройство 57-ти добывающих скважин:
№№590,1738А,1749,420А,429А,1670А,1748,1750,584А,809А,569,1747,1751,1752,562,564,1004,571,1007,1014,572Н,573,575,576,565,1019,581,1578,1024,589,1025,437,512Н,511,510,1717,1044,1222,1203,1721Н,1211,1214,1586,1647,1620,1231,1079,554,459Н,478,1230,1502,1037,1694Н, 1599Н,499Н,499Ан.
- перевод существующих нагнетательных скважин в добывающие:
№№463Н,1635Н,1242Н,465.
- строительство АГЗУ №43 на площадке скв.1076,1014,1211;
- строительство АГЗУ №13Б на площадке скв.1635Н,462,463,572Н;
- строительство АГЗУ №37 на площадке скв.1088,1082,1093,1686,1747;
- строительство АГЗУ №14А в районе площадки скв.429, 429А, 1678Н;
- строительство АГЗУ №18А на площадке скв.803, 1652, 801, 436, 445, 1751;
- строительство АГЗУ №40 на площадке скв. скв.565,402Н,403,590,1004;
- строительство АГЗУ №41 на площадке скв.1620,1502,589,437;
- строительство АГЗУ №39 на площадке скв.1748,1670А,1670,428;
- строительство АГЗУ №42 на площадке скв.1709,562,510;
- строительство АГЗУ №10А на площадке скв.1749,464,1242Н,810,1637Н;
- строительство АГЗУ №47 на площадке скв.1222,417,1649;
- строительство АГЗУ №20А на площадке скв.1059Н, 1608, 1599Н, 1716, 499Н,821,499Ан;
- строительство АГЗУ №50 на площадке скв. 573,1019,581,1658;
- строительство АГЗУ №49 на площадке скв. 809А,809;
- замена существующих АГЗУ на двухпоточные: АГЗУ-22, АГЗУ-20, АГЗУ-33, АГЗУ-27А.

Строительство выкидных трубопроводов:

- от скважины №1717 до АГЗУ-1;
- от скважины №584А до АГЗУ-2;
- от скважины №571 до АГЗУ-2А;
- от скважины №1749 до проектируемой АГЗУ-10А;
- от скважины №1025 до АГЗУ-11;
- от скважины №554 до АГЗУ-13;
- от скважины №572Н до проектируемой АГЗУ-13Б;
- от скважины №420А до проектируемой АГЗУ-14А;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0261-01-00-ПЗ	Лист
							23

- от скважины №429А до проектируемой АГЗУ-14А;
- от скважины №1079 до проектируемой АГЗУ-14А;
- от скважины №1007 до АГЗУ-17;
- от скважины №1203 до АГЗУ-17;
- от скважины №1586 до АГЗУ-18;
- от скважины №511 до АГЗУ-18;
- от скважины №1751 до проектируемой АГЗУ-18А;
- от скважины №1752 до проектируемой АГЗУ-18А;
- от скважины №459Н до АГЗУ-19;
- от скважины №1578 до проектируемой АГЗУ-20;
- от скважины №1599Н до проектируемой АГЗУ-20А;
- от скважины №499 до проектируемой АГЗУ-20А;
- от скважины №499Ан до проектируемой АГЗУ-20А;
- от скважины №512Н до АГЗУ-21;
- от скважины №478 до АГЗУ-25;
- от скважины №1694Н до проектируемой АГЗУ-27А;
- от скважины №576 до проектируемой АГЗУ-27А;
- от скважины №1044 до проектируемой АГЗУ-33;
- от скважины №569 до проектируемой АГЗУ-37;
- от скважины №1747 до проектируемой АГЗУ-37;
- от скважины №1214 до проектируемой АГЗУ-37;
- от скважины №1082 до проектируемой АГЗУ-37;
- от скважины №1670А до проектируемой АГЗУ-39;
- от скважины №1748 до проектируемой АГЗУ-39;
- от скважины №1750 до проектируемой АГЗУ-39;
- от скважины №1647 до проектируемой АГЗУ-39;
- от скважины №1004 до проектируемой АГЗУ-40;
- от скважины №565 до проектируемой АГЗУ-40;
- от скважины №590 до проектируемой АГЗУ-40;
- от скважины №589 до проектируемой АГЗУ-41;
- от скважины №437 до проектируемой АГЗУ-41;
- от скважины №1620 до проектируемой АГЗУ-41;
- от скважины №1502 до проектируемой АГЗУ-41;
- от скважины №562 до проектируемой АГЗУ-42;
- от скважины №564 до проектируемой АГЗУ-42;
- от скважины №510 до проектируемой АГЗУ-42;
- от скважины №1014 до проектируемой АГЗУ-43;
- от скважины №1211 до проектируемой АГЗУ-43;
- от скважины №1222 до проектируемой АГЗУ-47;
- от скважины №809А до проектируемой АГЗУ-49;
- от скважины №573 до проектируемой АГЗУ-50;
- от скважины №1019 до проектируемой АГЗУ-50;

Инв. № подл.						0261-01-00-ПЗ	Лист 24
	Взаим. инв. №						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

- от скважины №581 до проектируемой АГЗУ-50;
- от скважины №575 до т.вр. в выкидной трубопровод от скв.1526 до АГЗУ-3;
- от скважины №1024 до т.вр. в выкидной трубопровод от скв.221д до АГЗУ-5;
- от скважины №1721Н до т.вр. в выкидной трубопровод от скв.1514 до АГЗУ-2;
- от скважины №1738А до т.вр. в выкидной трубопровод от скв.1738 до АГЗУ-19;
- от скважины №1231 до т.вр. в выкидной трубопровод от скв.1048 до АГЗУ-20;
- от скважины №1230 до т.вр. в выкидной трубопровод от скв.1533 до АГЗУ-3;
- от скважины №1037 до т.вр. в выкидной трубопровод от скв.1642 до АГЗУ-11.

- Перевод существующих нагнетательных скважин в добывающие:

- от скважины №463н до проектируемой АГЗУ-13Б;
 - от скважины №1635н до проектируемой АГЗУ-13Б;
 - от скважины №1242н до проектируемой АГЗУ-10А;
 - от скважины №465 до проектируемой АГЗУ-10А.
- строительство узла запорной арматуры УЗ №8 в районе АГЗУ-13 DN=250;
 - строительство узла запорной арматуры УЗ №9 в районе АГЗУ-18А DN=250;
 - строительство узла запорной арматуры УЗ №10 в районе АГЗУ-41 DN=250;
 - строительство узла запорной арматуры УЗ №13 в районе существующего узла на стеклопластиковом нефтепроводе перед УПН DN=250;
 - строительство узла запорной арматуры УЗ №6 в районе АГЗУ-13 DN=150;
 - строительство узла запорной арматуры УЗ №7 в районе скв.1625 DN=100;
 - строительство узла запорной арматуры УЗ №52 в районе АГЗУ-27А DN=150;
 - строительство узла запорной арматуры УЗ №53 в районе АГЗУ-27DN=150;
 - строительство узла запорной арматуры №71 в районе скв.1650 DN=150;
 - строительство узла запорной арматуры №72 в районе АГЗУ-12А, 39 DN=150;

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

								0261-01-00-ПЗ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				25

- строительство узла запорной арматуры №73 в районе развилки дороги на АГЗУ-14А, 33 DN=150;
- строительство узла запорной арматуры №74 в районе АГЗУ-14,47 DN=150;
- строительство узла запорной арматуры №75 с электроприводом перед водным переходом через р. Мокрый Якшигул DN=150;
- строительство узла запорной арматуры №76 с электроприводом после водного перехода через реку Мокрый Якшигул DN=150;
- строительство узла запорной арматуры №77 с электроприводом после водного перехода через ручей б/н DN=150;
- строительство узла запорной арматуры №78 в районе АГЗУ-27А DN=150;
- строительство узла запорной арматуры №32 в районе скв.1650 DN=150;
- строительство узла запорной арматуры №30 в районе АГЗУ-39 DN=150;
- строительство узла запорной арматуры №24 в районе развилки дороги на АГЗУ-14А, 33 DN=150;
- строительство узла запорной арматуры №22 в районе АГЗУ-14 DN=150;
- строительство узла запорной арматуры №19 с электроприводом перед водным переходом через р. Мокрый Якшигул DN=150;
- строительство узла запорной арматуры №18 с электроприводом после водного перехода через реку Мокрый Якшигул DN=150;
- строительство узла запорной арматуры №16 в районе АГЗУ-27А DN=150;
- строительство узла запорной арматуры №25 DN=100;
- строительство узла запорной арматуры №23 DN=100;
- строительство узла запорной арматуры №22(а) DN=150;
- строительство узла запорной арматуры №48(Б) DN=80;
- строительство узла запорной арматуры №47(А) DN=100;
- строительство узла запорной арматуры №47 DN=100;
- строительство узла запорной арматуры №45А DN=100;
- строительство узла запорной арматуры №46(А) DN=100;
- строительство узлов запорной арматуры с электроприводом DN=100 (2 шт.);
- предусмотреть замену входной гребенки У-1 на территории УПН Байтуганского месторождения на ГР-1;

предусмотреть замену существующих узлов: УЗ№3 на территории ДНС-2, УЗ№5 в районе скв.1625.

Строительство нефтегазосборных трубопроводов от:

- АГЗУ №25 до т.вр. в нефтегазосборный трубопровод АГЗУ-11-УПН, Ø159x8;
- АГЗУ №11 до УЗ №35, Ø159x8;
- АГЗУ №11 до УЗ №62, Ø159x8;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0261-01-00-ПЗ	Лист
							26

- АГЗУ №12 до УЗ №63, Ø159x8;
- АГЗУ №17 до УЗ №64, Ø159x8;
- АГЗУ №15 до УЗ №65, Ø159x8;
- АГЗУ №14 до УЗ №22(а) нефтегазосборного трубопровода от АГЗУ-47, Ø114x7;
- АГЗУ-27(УЗ№53) до УЗ№67 напорного нефтепровода ДНС-1-УПН, Ø159x8.
- АГЗУ№43 до УЗ№64 напорного нефтепровода ДНС-1-УПН, Ø114x7;
- АГЗУ№13Б до УЗ№5 в районе скв.1625, Ø114x7;
- АГЗУ№13Б до УЗ№6, Ø114x7;
- АГЗУ№37 до УЗ №66 напорного нефтепровода ДНС-1-УПН, Ø114x7;
- АГЗУ№14А до УЗ №73 нефтегазосборного трубопровода АГЗУ-11-УПН, Ø89x7;
- АГЗУ№14А до УЗ №25 нефтегазосборного трубопровода АГЗУ-11-УПН(ТСК-190), Ø114x7;
- АГЗУ№18А до УЗ№9 напорного нефтепровода УЗ№5-УПН (1-я линия) , Ø114x7;
- АГЗУ№18А до УЗ№9 напорного нефтепровода УЗ№5-УПН(2-я линия) , Ø114x7;
- АГЗУ№40 до УЗ№68 напорного нефтепровода ДНС1-УПН, Ø114x7;
- АГЗУ№40 до УЗ№55, Ø89x7;
- АГЗУ №41 до УЗ №10 напорного нефтепровода ДНС-2-УПН, Ø114x7;
- АГЗУ №41 до УЗ №9 напорного нефтепровода ДНС-2-УПН, Ø114x7;
- АГЗУ №39 до УЗ №28 нефтегазосборного трубопровода АГЗУ-11-УПН(ТСК-190), Ø114x7;
- АГЗУ №39 до УЗ №72 нефтегазосборного трубопровода АГЗУ-11-УПН, Ø89x7;
- АГЗУ №42 до УЗ№9 напорного нефтепровода УЗ№5-УПН(1-я линия) , Ø114x7;
- АГЗУ №42 до УЗ№9 напорного нефтепровода ДНС-2-УПН(2-я линия) , Ø114x7;
- АГЗУ №10А до УЗ№3 (ДНС-2), Ø114x7;
- АГЗУ №10А до УЗ№3 (ДНС-2), Ø89x7;
- АГЗУ №47 до УЗ №23 нефтегазосборного трубопровода АГЗУ-11-УПН(ТСК-190), Ø114x7;
- АГЗУ №47 до УЗ №74 нефтегазосборного трубопровода АГЗУ-11-УПН, Ø114x7;
- АГЗУ№50 до АГЗУ-18, Ø89x7;
- АГЗУ№50 до АГЗУ-13, Ø89x7;
- АГЗУ№49 до УЗ№3 , Ø89x7;
- АГЗУ№49 до УЗ№6, Ø89x7;
- АГЗУ-27А до УЗ№52,Ø114x7;
- АГЗУ-27А до УЗ№15(сущ.),Ø114x7;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0261-01-00-ПЗ	Лист
							27

- АГЗУ №27(УЗ№53) до УЗ №52, Ø159x8;
- УЗ№52-УЗ№78 нефтегазосборного трубопровода АГЗУ-11-УПН, Ø159x8;
- УЗ№9 до УЗ№5, Ø114x7;
- УЗ№6 до УЗ№8, Ø159x8;
- АГЗУ №22 до ДНС-2, Ø114x7;
- АГЗУ №22 до УЗ №45 напорного нефтепровода ДНС-1-ДНС-2, Ø159x8;
- АГЗУ №20 до УЗ №47 напорного нефтепровода ДНС-1-ДНС-2, Ø89x7;
- АГЗУ №20 до УЗ №47(А) нефтегазосборного трубопровода АГЗУ №22 до ДНС-2, Ø114x7;
- АГЗУ №20А до УЗ №48(Б) нефтегазосборного трубопровода АГЗУ-20-УЗ №47, Ø89x7;
- АГЗУ №20А до УЗ №48(Б) нефтегазосборного трубопровода АГЗУ-20-УЗ №47(А), Ø89x7;
- АГЗУ №33 до УЗ №73 нефтегазосборного трубопровода АГЗУ-11-УПН, Ø114x7;
- АГЗУ №33 до УЗ №25 нефтегазосборного трубопровода АГЗУ-11-УПН(ТСК-190), Ø89x7;
- нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-11 до УПН с установкой узлов пуска – приема очистных устройств, Ø159x8;
- нефтегазосборный трубопровод от УЗ №35 до УПН с установкой узлов пуска – приема очистных устройств, Ø159x8;
- нефтегазосборный трубопровод от УЗ №35 до площадки камеры пуска очистных устройств, Ø159x8;
- нефтегазосборный трубопровод от УЗ №61 до площадки камеры пуска очистных устройств, Ø159x8;
- строительство напорного нефтепровода от УЗ№3 (ДНС-2) до УЗ№5 (2-е линии), Ø219мм;
- строительство напорного нефтепровода от УЗ№5 до УПН, Ø273мм.

Предусмотреть переподключение существующих выкидных трубопроводов:

- от скв.1707,447 на АГЗУ-42;
- от скв.518 до АГЗУ-6;
- от скв.464,810на АГЗУ-10А;
- от скв.462, 811на АГЗУ-13Б;
- от скв.419н,420, 429 до АГЗУ-14А;
- от скв.1644,1645,1708,1652на АГЗУ-18А;
- от скв.414,415,260Д на АГЗУ-27;
- от скв.301, 423до АГЗУ-33;
- от скв.1082,1093,1686,1088,1693н на АГЗУ-37;
- от скв.1670,428,1657н,434 до АГЗУ-39;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0261-01-00-ПЗ	Лист
							28

- от скв.403 на АГЗУ-40;
- от скв.1076 на АГЗУ-43;
- от скв.1089,1659,405,1086,1702,410,413 на АГЗУ-27А;
- от скв.1658 на АГЗУ-50;
- от скв.1240 до т.врезки в трубопровод скв.№571-АГЗУ-2А;
- от скв. 1716, 1059н, 1608, 821 до АГЗУ-20А;
- перевод 4-х существующих добывающих скважин в нагнетательные: №№402н, 421, 486н,1715;
- строительство высоконапорного водовода т.вр.БГ-9-скв.409- скв.402н;
- строительство высоконапорного водовода т.вр.БГ-6-скв.1629- скв.421;
- обустройство нагнетательных скважин - 4 шт: 402н,421,486н,1715;
- обустройство водозаборной скважины бс;
- строительство высоконапорного водовода от скв.бс до скв.1715
- строительство высоконапорного водовода от т. врезки в высоконапорный водовод « скв.бс - скв.1715» до скв.486;
- установка узла учета воды (УУВ) на высоконапорных водоводах скв.402н, 421, 486н;
- телемеханизация, автоматизация, КИП и А проектируемых объектов.
- проектирование электроснабжения обустраиваемых объектов от существующих сетей 6кВ подстанций 35/6кВ «Байтуган-1», «Байтуган-2»;
- передача информации о замерах на ДП Байтуганского месторождения посредством радиосигнала и линии ВОЛС по существующим опорам.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			0261-01-00-ПЗ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

6. Техничко-экономическая характеристика проектируемого линейного объекта

Система нефтесбора и система ППД на Байтуганском месторождении имеет в своем составе технологические, электрические и вспомогательные сооружения, отвечающие всем требованиям безопасного ведения процесса на опасном производственном объекте.

Согласно СП 284.1325800.2016, проектируемые выкидные трубопроводы (Ø89x7 мм), нефтегазосборные трубопроводы (Ø159x8 мм, Ø114x7 мм, Ø89x7 мм), нефтепроводы (напорные) (Ø219x8 мм, Ø273x8 мм) – II категории, III класса.

Продукт транспортируемый по высоконапорным трубопроводам относится к категории 9 (п.6.2 и таблица 1 ГОСТ Р 55990-2014). Проектируемые высоконапорные водоводы относятся к III классу, категории С (II) (п.7.1.1 и таблица 3 ГОСТ Р 55990-2014).

Давление в системе нефтесбора до 4,0МПа.

Давление в системе ППД до 10,0МПа.

Годовой объем добычи по Байтуганскому месторождению до 2021 г. включительно составляет:

	Производительность УПН	Загрузка IX очередь
нефти, т/сут;	1850 т/сут;	1115,34 т/сут;
жидкости, т/сут;	4625 т/сут;	2435,4 т/сут;
газа м ³ /сут	29600м ³ /сут;	18630,1м ³ /сут;

Максимальный расчетный уровень сброса пластовой воды от существующей УПН - 1560 м³/сут (569,4 тыс.м³/год) – принятый на основании рабочего проекта 38.07-00.00 «Реконструкция УПН Байтуганского месторождения ООО «БайТекс». Расчетный сброс пластовой воды с УПН на 2021г составляет 1296 м³/сут. Существующее оборудование по сбросу пластовой воды обеспечивает заданную производительность пластовой воды на выходе с УПН. Материальный баланс системы ППД представлен в таблице 6.1

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0261-01-00-ПЗ	Лист
							30

Таблица 6.1 – Общий материальный баланс системы ППД

ПРИХОД	Наименование объекта	Объем, тыс.м ³ /год	Объем, м ³ /сут	Примечание
Вода пластовая	УПН	473,040	1296	С учетом ~5 % (от объема нефти) техн. воды на отмыв солей
ВЗ «Южный» (сущ.)	2 скв.– раб. 1 – резерв	292,0	800	Производительность скважины 400м ³ /сут
ВЗ «Северный» (бс -проект. скв.)	1 скв. (проектная)	18,250	50	Производительность насоса 50 м ³ /сут
Нагнетательная скважина системы «Тандем» (сущ.)	В/К-13 (сущ.)	13,870	38,0	
<u>ИТОГО:</u>		<u>797,160</u>	<u>2184</u>	
ЗАКАЧКА				
Нагнетательные скважины	57 скв.= 55сущ+ 2проект	765,040	2096	Средняя приемистость скважины 36,77 м ³ /сут
ВЗ «Северный» (бс -проект. скв.)	2 скв. проект	18,250	50	Средняя приемистость скважины 25 м ³ /сут каждая
Нагнетательная скважина системы «Тандем» (сущ.)	1 скв. (сущ.)	13,870	38,0	Средняя приемистость скважины 38,0 м ³ /сут
<u>ИТОГО:</u>		<u>797,160</u>	<u>2184</u>	

Перечень технико-экономических показателей производственного объекта представлен в таблице 6.2

Таблица 6.2 – Техничко-экономические показатели объекта

№ п/п	Наименование показателей	Количество
1	Обустройство скважин: - добывающие, шт. -перевод сущ. нагнетательных скв. в добывающие, шт. - нагнетательные, шт. - водозаборные, шт.	57 4 4 1
2	Общая протяженность проектируемых трубопроводов системы нефтесбора:	

Взаим. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

№ п/п	Наименование показателей	Количество
	- выкидные трубопроводы (Ø89x7 мм), м - нефтегазосборные трубопроводы (Ø89x7 мм), м - нефтегазосборные трубопроводы (Ø114x7 мм), м - нефтегазосборные трубопроводы (Ø159x8 мм), м -нефтегазосборные трубопроводы (надземные) (Ø159x8 мм), м - нефтепроводы (напорные) (Ø219x8 мм), м - нефтепровод (напорный) (Ø273x8 мм), м	30604,5 9046,7 17071,8 16007,8 104,2 2220,4 6091,7
3	Общая протяженность проектируемых трубопроводов системы ППД: - высоконапорные водоводы (Ø89x8 мм), м	1988,2
4	Проектируемые АГЗУ, шт.	14
5	Замена существующих АГЗУ на 2-х поточные, шт.	4
6	Установка узлов нагнетания горячей нефти, шт.	58
7	Установка узлов запорной арматуры, шт.	34
8	Установка узлов пуска очистных устройств (Ø159 мм), шт. Установка узлов приема очистных устройств (Ø159 мм), шт.	2 2
9	Установка входной гребенки ГР-1, шт	1
10	Общая протяженность проектируемых ВЛ-6кВ, м Проектируемые КТП,шт	412,5 7
11	Общая сметная стоимость строительства, тыс.руб. в том числе: СМР Оборудования прочие	2934678,44 1909318,2 467421,09 557939,15
12	Сроки строительства, мес., в т.ч. подготовительный период,мес.	21 3

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0261-01-00-ПЗ	Лист
							32

8. Сведения о категории земель, на которых располагается (будет располагаться) объект капитального строительства

Категория отводимых земельных участков под проектируемый объект «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь» – земли сельскохозяйственного назначения (пашня, выгон, пастбище), земли лесного фонда и земли промышленности, энергетики, транспорта, связи, радиовещания, телевидения, информатики, земли для обеспечения космической деятельности, земли обороны, безопасности и земли иного специального назначения.

На изымаемых землях нет зданий и сооружений, которые необходимо сносить или переносить в другое место.

В административном отношении район работ расположен в Северном районе Оренбургской области, Клявлинский и Камышлинский районы Самарской области. Наиболее крупными населенными пунктами, расположенными в непосредственной близости от месторождения являются села: Камышла, Новое Усманово, Бакаево, Байтуган. Поселок Северное расположено в 12 км к востоку, а районный центр Клявлино Самарской области – в 26 км к северо-западу от Байтуганского месторождения. На площади месторождения (в западной части) расположено село Березовая Поляна. В северо-западной части, на границе контура месторождения, расположена окраинная часть села Ерилкино. Населенные пункты связаны между собой грунтовыми дорогами и дорогами с гравийно-щебеночным и асфальтированным покрытием, в частности автодорогой Новое Усманово – Дымка. Южнее месторождения проходит федеральная автодорога М-5 «Урал» (Москва-Самара-Уфа-Челябинск). Ближайшая железнодорожная станция Дымка находится в 12 км северо-восточнее Байтуганского месторождения.

В непосредственной близости от описываемого месторождения другие крупные производственные объекты и крупные населенные пункты отсутствуют. К востоку располагаются месторождения: Сокское, Кирсановское, Черновское, Пашкинское, относящиеся к Северной группе месторождений НГДУ «Бугурусланнефть». Ближайшим к границе Байтуганского месторождения являются Сокское (10 км) и Черновское (15 км) месторождения.

Район является нефтегазодобывающим и сельскохозяйственным. Территория производства работ представлена пахотными и выгонными землями. В сельском хозяйстве преобладают зерновые, животноводческие и овощеводческие направления.

В районе действуют нефте- и газодобывающие предприятия, предприятия по переработке сельскохозяйственной продукции.

Инженерные коммуникации представлены подземными трубопроводами, кип и воздушными высоковольтными линиями.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0261-01-00-ПЗ	Лист
							34

9. Сведения о размере средств, требующихся для возмещения убытков правообладателям земельных участков

Законодательством предусмотрено возмещение собственникам (землевладельцам, землепользователям, арендаторам) земельных участков убытков, причиненных изъятием или временным занятием этих участков, ограничением их прав на земельные участки, а также ухудшением качества земель.

Убытки, причиняемые временным занятием земель, подлежат возмещению в полном объеме пользователям земли, понесшим эти убытки. Возмещение этих убытков, включая упущенную выгоду, производится предприятием, которому отведены земельные участки.

Упущенная выгода исчисляется умножением величины ежегодного дохода на коэффициент, соответствующий периоду восстановления нарушенного производства в соответствии с постановлением Правительства РФ от 21.03.2015г. №299.

Размер средств, требующихся для возмещения убытков правообладателям земельных участков производится согласно договору аренды на земельные участки.

Размер средств, требующихся для возмещения убытков правообладателям земельных участков, на которых будут располагаться проектируемые объекты «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь», составляет..... тыс или млн. руб

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	35

0261-01-00-ПЗ

10. Сведения об использованных в проекте изобретениях, результатах патентных исследований

При разработке проектной документации изобретения не использовались, патентные исследования не проводились.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			0261-01-00-ПЗ				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

11. Сведения о наличии разработанных и согласованных специальных технических условий

При выполнении проекта использовались специальные технические условия на проектирование и строительство объектов обустройства Байтуганского нефтяного месторождения ООО «БайТекс» (Самарская область, Клявлинский и Камышлинский районы; Оренбургская область, Северный район).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			0261-01-00-ПЗ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

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

Графическая часть проектной документации выполнена в системе автоматизированного проектирования AutoCAD 2014Russian, зарегистрированного под серийным номером 541-44581835.

Текстовая часть проектной документации выполнена с использованием справочных данных информационной системы «СтройКонсультант» (Сертификат соответствия №РОСС RU.СП15.Н00388) в формате MicrosoftOffice (лицензия №43240953).

В проекте применены здания полной заводской готовности. Дополнительные расчеты на прочность элементов здания не требуется.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					0261-01-00-ПЗ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

13. Сведения о предполагаемых затратах, связанных со сносом зданий и сооружений, переселением людей, переносом сетей инженерно-технического обеспечения

Демонтажу подлежат следующие сооружения и оборудование:

1. Выкидной трубопровод от скв.811(сущ) до АГЗУ-13(сущ), Ø89х6,L=454м;
2. Выкидной трубопровод от скв.462(сущ) до АГЗУ-13А(сущ), Ø89х6, L=895м;
3. Выкидной трубопровод от скв.1644(сущ) до АГЗУ-18(сущ), Ø89х6,L=52,6м;
4. Выкидной трубопровод от скв.1645(сущ) до АГЗУ-18(сущ), Ø89х6,L=33,1м;
5. Выкидной трубопровод от скв.1708(сущ) до АГЗУ-18(сущ), Ø89х6,L=298,4м;
6. Выкидной трубопровод от скв.1652(сущ) до АГЗУ-13(сущ), Ø89х6,L=790,1м;
7. Выкидной трубопровод от скв.410,413(сущ) до АГЗУ-27(сущ), Ø89х6,L=857,1м;
8. Выкидной трубопровод от скв.1086(сущ) до АГЗУ-27А(сущ), Ø89х6,L=50,0м;
9. Выкидной трубопровод от скв.1702(сущ) до АГЗУ-27А(сущ), Ø89х6,L=21,4м;
10. Выкидной трубопровод от скв.1089(сущ) до АГЗУ-27А(сущ), Ø89х6,L=33м;
11. Выкидной трубопровод от скв.1659(сущ) до АГЗУ-27А(сущ), Ø89х6,L=37,1м;
12. Выкидной трубопровод от скв.405(сущ) до АГЗУ-27А(сущ), Ø89х6,L=38,7м;
13. Существующие АГЗУ-20, 22, 27А, 33 типа «Спутник-АМ-40-14-60»;
14. Дренажная емкость, V=5м³;
15. Выкидной трубопровод от скважины №464(сущ) до точки врезки в выкидной трубопровод от скважины №810 (сущ) до АГЗУ-10 (сущ.), Ø89х6, L=18м;
16. Выкидной трубопровод от скв.810(сущ) до АГЗУ-10(сущ), Ø89х6,L=527,2м;
17. Выкидной трубопровод от скв.1088(сущ) до АГЗУ-27(сущ), Ø89х6,L=1184,2м;
18. Выкидной трубопровод от скв.1686(сущ) до АГЗУ-15(сущ), Ø89х6,L=1154,35м;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0261-01-00-ПЗ	Лист
							39

- 63. Существующая входная гребенка У-1;
- 64. Высоконапорный водовод на УПН, Ø159x8, L= 52,7м;
- 65. КТП-2шт.

Строительство ведется в ненаселенных пунктах, поэтому переселение людей не требуется.

Строительство ведется на свободной от застроек территории, перенос сетей инженерно-технологического обеспечения проектом не предусматривается.

Проект организации работ по сносу или демонтажу объектов капитального строительства является основанием для планирования капитальных вложений и объемов работ, обеспечения работ по демонтажу рабочими кадрами, строительными машинами, автотранспортом, материально-техническими и энергетическими ресурсами.

Продолжительность производства работ по демонтажу определена в соответствии со СНиП 1.04.03-85* Часть 1. Общие положения (приложение 3).

Продолжительность строительства определяем по формуле:

$$T_n = A_1 \sqrt{C} + A_2 C$$

где C = 0,003 млн. руб. (объем СМР в ценах 1984 года);

A₁=9,2, A₂= - 0,5 (коэффициенты для строительства таблица п.2).

$$T_n = 9,2 \times \sqrt{0,003} - 0,5 \times 0,003 = 1 \text{ мес.}$$

Принимаем продолжительность ведения работ по демонтажу 3 месяца, в том числе подготовительный период 2 недели.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							0261-01-00-ПЗ	Лист
			42							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата					

-установка укрытия скважины (блок-бокс).

Водопровод внутри насосной станции на водозаборной скважине принят из стальных труб Ø57x6 мм по ГОСТ 8732-78*. Внутри блок-бокса трубы Ø57x6 мм прокладываются открыто на опорах. От скв.бс до устьев обустроенных нагнетательных скважин принята подземная прокладка высоконапорных водоводов. В связи с высокой минерализацией подземных вод предусмотрена добавка в подземные воды ингибитора солейотложений СНПХ-5312.

Для высоконапорных водоводов приняты трубы стальные Ø89x8 по ГОСТ 8732-78 с трехслойной наружной изоляцией заводского изготовления "весьма усиленного" типа на основе экструдированного полиэтилена по ТУ 1390-005-11928001-09.

Трассы проектируемых трубопроводов на всем протяжении проходят на допустимых расстояниях от населенных пунктов. Зданий и сооружений, подлежащих сносу нет.

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации проектируемых трубопроводов, согласно СП 284.1325800.2016, СТУ предусматривается установка опознавательных знаков в пределах видимости на расстоянии не более 500м друг от друга, дополнительно на углах поворота в горизонтальной плоскости и переходах, с указанием охранной зоны трубопроводов и запрещением производства земляных и взрывных работ в ней.

Для уменьшения воздействия на окружающую среду при строительстве и эксплуатации выкидных трубопроводов (Ø89x7 мм), нефтегазосборных трубопроводов (Ø89x7 мм, Ø159x8 мм, Ø114x7 мм), нефтепроводов (напорных) (Ø219x8 мм, Ø273x8 мм), высоконапорных водоводов (Ø89x8мм), проектом предусмотрена подземная прокладка по рельефу местности, в основном, параллельно существующей автодороги, лесополосе и в одном коридоре с действующими существующими коммуникациями.

При параллельном следовании трубопроводов предусмотрена прокладка совместная в одной траншее в стесненных условиях для сохранности лесов Гослесфонда РФ на Байтуганском месторождении.

Учитывая специфику местности – необходимость вырубki лесного массива (согласно проекта освоения лесов), с целью минимизации отводимой полосы, проектом предусматривается совместная в одной траншее прокладка параллельно идущих трубопроводов одного назначения.

Минимальные расстояния от границы лесополосы до трубопроводов должны составлять 1 м; от подошвы автодороги до трубопроводов –0,5м; между трубопроводами 0,5м (согласно п.13.5 СТУ), от ВЛ до трубопроводов-1м (согласно п.15.5 СТУ).

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0261-01-00-ПЗ	Лист
							44

Глубина заложения проектируемого трубопровода показана на продольных профилях трассы и выбрана в соответствии с указанной в инженерных изысканиях глубиной промерзания грунта в районе работ и принята -1,6 м (для трубопроводов системы нефтесбора) и 2,1м (для трубопроводов системы ППД) до верхней образующей трубы.

Профиль трассы проектируемых трубопроводов является самокомпенсирующимся, что достигается перепадом высот рельефа местности и установкой углов поворота менее 90°.

Повороты проектируемых трубопроводов в горизонтальной и вертикальной плоскостях выполнены:

- упругим изгибом трубы;
- установкой отводов 1,5DN по ГОСТ 17375-2001;
- отводами по ГОСТ 22793-83.

Трассы проектируемых трубопроводов пересекают подземные коммуникации. При пересечении с подземными коммуникациями согласно требованиям СП 36.13330.2012 расстояние в свету по вертикали принято не менее 0,35 м; с кабелем КИП не менее 0,5 м. Кабель КИП заключить в защитный кожух из трубопровода Ø114х4 разрезного. Траншею разрабатывать вручную по 2 метра в каждую сторону от оси пересекаемой коммуникации в присутствии представителя эксплуатирующей организации.

При пересечении с ЛЭП разработку траншеи производить вручную на расстоянии 5 м с каждой стороны, строительные работы производить в соответствии с требованиями СНиП 12-03-2001 в присутствии представителя эксплуатирующей организации.

Трассы проектируемых трубопроводов:

- нефтепровода (напорного) от УЗ№5 до УПН (Ø273х8);
- нефтегазосборного трубопровода от АГЗУ-11(сущ) до УПН (Ø159х8);
- нефтегазосборного трубопровода от УЗ№35(сущ) до УПН (Ø159х8) ,

пересекают:

- МН «Байтуган-Елизаветинка» Ду150,200 (АО "Транснефть-Прикамье");
- кабель связи ВОЛС Волго-Камского ПТУС АО «Связьтранснефть»;

Переход через коммуникации выполнен открытым способом, подземно, в футлярах. Расстояние по вертикали в свету между нижней образующей МН и верхней образующей футляра принято не менее 0,6м.

Пересечение проектируемых трубопроводов с дорогой выполнено в соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016 открытым способом в футляре, а также в каналах из лотковых элементов по серии 3.006.1-2/87 . Концы футляров выводятся на 5 м от бровки земляного полотна дороги.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0261-01-00-ПЗ	Лист
							45

Переходы через водные преграды выполнены надземным способом в футляре, на порталных опорах, выполненных из металлического профиля и труб, с установкой с двух сторон запорной арматуры с электроприводом (согласно СП 284.1325800.2016 п.9.2.2).

Принятые расстояние между узлами линейной запорной арматуры не превышают нормативных расстояний (50м) в соответствии с СП 284.1325800.2016 п.9.2.3. и СТУ п.13.7.

Запорная арматура проектируемых трубопроводов выбрана из учета максимального рабочего давления принята 4,0 МПа – для установки на выкидных, нефтегазосборных и напорных трубопроводах, 16,0 МПа – для установки на высоконапорных водоводах системы ППД. Герметичность затвора по ГОСТ 9544-2005 класс «А». Срок службы запорной арматуры не менее 15 лет.

При проектировании трубопроводов системы нефтесбора применяются трубы стальные бесшовные горячедеформированные нефтегазопроводные повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости из стали 20С по ТУ 14-161-148-94 с наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа по ТУ 1394-007-26704661-2012 и ТУ 1390-005-11928001-2009 и внутренним двухслойным покрытием по ТУ 1390-010-64834369-2014 на основе эпоксидных порошковых материалов.

При проектировании трубопроводов системы ППД предусмотрено применение труб стальных бесшовных горячедеформированных по ГОСТ 8732-78* технические требования по ГОСТ 8731-74* из стали марки 09Г2С с наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа по ТУ 1394-007-26704661-2012 и ТУ 1390-005-11928001-2009 и внутренним двухслойным покрытием по ТУ 1390-010-64834369-2014 на основе эпоксидных порошковых материалов.

Трубы и соединительные детали трубопроводов должны соответствовать требованиям СП 284.1325800.2016.

Все соединительные детали трубопроводов должны быть изготовлены с внутренним эпоксидным покрытием по ТУ 2312-017-04834179-2016 или аналогичным. Внутренняя защита сварных стыков предусмотрена втулками по ТУ 1469-021-05608841-2012.

Для соединения трубопровода с арматурой, приборами КИП и А, оборудованием, рекомендуется применять фланцы стальные приварные встык на Ру до 20 МПа по ГОСТ 33259-2015. Материальное исполнение фланцев должно соответствовать материалу исполнению трубопровода, на котором они установлены. Соединение стальных трубопроводов провести согласно ГОСТ 16037-80*.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			0261-01-00-ПЗ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

Надземные участки проектируемых трубопроводов и арматура подлежат теплоизоляции, трубопроводы системы ППД изоляции с греющим кабелем. Конструкция теплоизоляции трубопроводов:

- полуцилиндры минераловатные по ГОСТ 23208-2003 толщиной 40 мм;
- пароизоляция - 2 слоя полиэтиленовой пленки по ГОСТ 10354-82*;
- кровный слой - сталь тонколистовая с полимерным покрытием по ГОСТ 19904-90 толщиной 0,5 мм.

Защитные футляры предусмотрены из труб стальных электросварных прямошовных по ГОСТ 10704-91, из стали группы Д ГОСТ 10705-80 с наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена по ТУ 1394-007-26704661-2012 и ТУ 1390-005-11928001-2009 (или аналогом).

Конструкция трехслойного полиэтиленового покрытия:

- Грунтовочный слой на основе эпоксидного порошкового праймера (грунта);
- Клеевой подслоя на основе термоплавкой полимерной композиции (сополимера) толщиной не менее 200 мкм;
- Наружный слой на основе термосветостабилизированного полиэтилена, обеспечивающий получение покрытия.

Конструкция внутреннего покрытия на основе эпоксидных жидких безрастворительных и порошковых материалов:

- Грунтовочный слой из фенольного или эпоксидно-фенольного праймера;
- Покровной слой на основе эпоксидного порошкового материала.

Молниезащита.

Согласно СО 153-34.21.122-2003, проектируемые сооружения по устройству молниезащиты относятся к специальным объектам, представляющим опасность для непосредственного окружения. Минимально допустимый уровень надежности защиты от прямых ударов молнии равен 0,9.

Молниезащита сооружений осуществляется путем присоединения последних к соответствующему контуру заземления.

Для защиты от вторичных проявлений молнии и статического электричества все технологическое оборудование, аппараты и трубопроводы присоединить к соответствующим контурам заземления.

Заземление.

Контур заземления проектируемых объектов выполняются вертикальными электродами Ø18 мм, длиной 5,0 м, которые ввертываются в грунт на глубину 0,5 м (от поверхности земли до верхнего края электрода) и соединяются между собой полосовой сталью 40x5 мм.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0261-01-00-ПЗ	Лист
							47

Для выполнения присоединений на трубопроводах предусматриваются технологические выпуски "ушки".

Монтаж шунтирующих перемычек на трубопроводах и их присоединение к сети заземления выполняется организациями, монтирующими трубопроводы (СП76.13330.2016 "Электротехнические устройства").

Сопrotивление контуров заземления, осуществляющих защиту персонала от поражения электрическим током, не должно превышать 4 Ом.

Монтаж заземляющих устройств должен производиться с составлением актов освидетельствования скрытых работ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			0261-01-00-ПЗ				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

15. Заверение проектной организации

Проектная документация разработана в соответствии с заданием на проектирование, градостроительным регламентом, документами об использовании земельного участка для строительства, техническими регламентами, в том числе устанавливающими требования по обеспечению безопасной эксплуатации зданий, строений, сооружений и безопасного использования прилегающих к ним территорий, и с соблюдением технических условий.

Принятые технические решения соответствуют требованиям действующих законодательных актов, норм и правил России по взрывопожарной и экологической безопасности, по охране труда и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объектов и сооружений при соблюдении мероприятий, предусмотренных проектной документацией.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			0261-01-00-ПЗ				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Приложение 1 Список сокращений

АГЗУ	Автоматизированная групповая замерная установка
БА	Блок аппаратурный
ГОСТ	Государственный стандарт
ДП	Диспетчерский пункт
ИГИ	Инженерно-геологические изыскания
ИГМИ	Инженерно-гидрометеорологические изыскания
ИГЭ	Инженерно-геологические элементы
ИЭИ	Инженерно-экологические изыскания
КИПиА	Контрольно-измерительные приборы и автоматизация
КП	Контрольный пункт
КТП	Комплектная трансформаторная подстанция
ЛУ	Лицензионный участок
НТД	Нормативная техническая документация
ООО	Общество с ограниченной ответственностью
ПУЭ	Правила устройства электроустановок
РД	Руководящий документ
РФ	Российская Федерация
СН	Строительные нормы
СП	Свод правил
ТЗ	Техническое задание
ТУ	Технические условия
ФЗ	Федеральный закон

Взам. инв. №						0261-01-00-ПЗ	Лист
Подп. и дата							
Инв. № подл.							52
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

Приложение 2. Свидетельство № СРО-П-Б-0097-08-2016

САМОРЕГУЛИРУЕМАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ
ОСНОВАННАЯ НА ЧЛЕНСТВЕ ЛИЦ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИХ
ПОДГОТОВКУ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

**САМОРЕГУЛИРУЕМАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ НЕКОММЕРЧЕСКОЕ ПАРТНЕРСТВО
«БАШКИРСКОЕ ОБЩЕСТВО АРХИТЕКТОРОВ И ПРОЕКТИРОВЩИКОВ»**
г. Уфа, ул. Пархоменко, дом 156/3, www.np-boar.ru

Федеральной службой по экологическому,
технологическому и атомному надзору
внесены сведения в государственный реестр
саморегулируемых организаций 19.05.2009г.
Регистрационный номер СРО-П-004-19052009

СВИДЕТЕЛЬСТВО

СРО-П-РБ- 1368

**о допуске к определенному виду или видам работ, которые оказывают влияние на
безопасность объектов капитального строительства**

г. Уфа № СРО – П-Б-0097-08-2016
29 августа 2016г.

Выдано члену саморегулируемой организации
Общество с ограниченной ответственностью «Оренбургский научно – исследовательский и
проектный институт нефти»

ИНН 5610089954, ОГРН 1055610108267
460021, г. Оренбург, Проспект Гагарина, 5
Основание выдачи Свидетельства: протокол Правления № 20 от 29.08.2016г.

Настоящим Свидетельством подтверждается допуск к работам, указанным в приложении к
настоящему Свидетельству, которые оказывают влияние на безопасность объектов
капитального строительства

Начало действия с 29 августа 2016 г.
Свидетельство без приложения недействительно
Свидетельство выдано без ограничения срока и территории его действия
Свидетельство выдано взамен ранее выданного № СРО – П-Б-0097-07-2013 от 31.10.2013г.

Председатель Правления Ураксин У.Г.
Директор Харичков С.А.
МП



Банки изготовлен ЗАО «Орион» (лиц. № 05-05-09/003 ФНЧ РБФ уральск В. Т3 № 149 Тел.: (495) 729-47-42, г. Москва, 2013 г. www.orion.ru)

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0261-01-ПЗ	Лист 53
------	---------	------	--------	---------	------	------------	------------

Приложение к свидетельству СРО-П-РБ- -1368

о допуске к определенному виду или видам работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства от 29 августа 2016г. № СРО – П-Б-0097-08-2016
 Виды работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства, включая особо опасные и технически сложные объекты капитального строительства (кроме объектов использования атомной энергии) и о допуске к которым член Саморегулируемой организации «Башкирское общество архитекторов и проектировщиков» Общество с ограниченной ответственностью «Оренбургский научно – исследовательский и проектный институт нефти» имеет Свидетельство

№	Наименование вида работ
	1. Работы по подготовке схемы планировочной организации земельного участка: 1.1. Работы по подготовке генерального плана земельного участка 1.2. Работы по подготовке схемы планировочной организации трассы линейного объекта 1.3. Работы по подготовке схемы планировочной организации полосы отвода линейного сооружения 2. Работы по подготовке архитектурных решений 3. Работы по подготовке конструктивных решений 4. Работы по подготовке сведений о внутреннем инженерном оборудовании, внутренних сетях инженерно-технического обеспечения, о перечне инженерно-технических мероприятий: 4.1. Работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем отопления, вентиляции, кондиционирования, противодымной вентиляции, теплоснабжения и холодоснабжения 4.2. Работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем водоснабжения и канализации 4.3. Работы по подготовке проектов внутренних систем электроснабжения 4.4. Работы по подготовке проектов внутренних слаботочных систем 4.5. Работы по подготовке проектов внутренних диспетчеризации, автоматизации и управления инженерными системами 4.6. Работы по подготовке проектов внутренних систем газоснабжения 5. Работы по подготовке сведений о наружных сетях инженерно-технического обеспечения, о перечне инженерно-технических мероприятий: 5.1. Работы по подготовке проектов наружных сетей теплоснабжения и их сооружений 5.2. Работы по подготовке проектов наружных сетей водоснабжения и канализации и их сооружений 5.3. Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения до 35 кВ включительно и их сооружений 5.4. Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения не более 110 кВ включительно и их сооружений

Лист 1 Директор
МП

Харичков С.А.

ЗАО «Опцион» Москва, 2015 г., «Б» Лицензия № 05-05-09/003 ФНС РФ. Т3 № 788. Тел.: (495) 726-47-42, www.opcion.ru

Взаим. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

0261-01-ПЗ

Лист

- 5.6. Работы по подготовке проектов наружных сетей слаботочных систем
- 5.7. Работы по подготовке проектов наружных сетей газоснабжения и их сооружений
- 6. Работы по подготовке технологических решений:
 - 6.2. Работы по подготовке технологических решений общественных зданий и сооружений и их комплексов
 - 6.3. Работы по подготовке технологических решений производственных зданий и сооружений и их комплексов
 - 6.4. Работы по подготовке технологических решений объектов транспортного назначения и их комплексов
 - 6.5. Работы по подготовке технологических решений гидротехнических сооружений и их комплексов
 - 6.8. Работы по подготовке технологических решений объектов нефтегазового назначения и их комплексов
 - 6.9. Работы по подготовке технологических решений объектов сбора, обработки, хранения, переработки и утилизации отходов и их комплексов
 - 6.12. Работы по подготовке технологических решений объектов очистных сооружений и их комплексов
- 7. Работы по разработке специальных разделов проектной документации:
 - 7.1. Инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне
 - 7.2. Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера
 - 7.3. Разработка декларации по промышленной безопасности опасных производственных объектов
- 8. Работы по подготовке проектов организации строительства, сносу и демонтажу зданий и сооружений, продлению срока эксплуатации и консервации
- 9. Работы по подготовке проектов мероприятий по охране окружающей среды
- 10. Работы по подготовке проектов мероприятий по обеспечению пожарной безопасности
- 12. Работы по обследованию строительных конструкций зданий и сооружений
- 13. Работы по организации подготовки проектной документации, привлекаемым застройщиком или заказчиком на основании договора юридическим лицом или индивидуальным предпринимателем (генеральным проектировщиком)

Общество с ограниченной ответственностью «Оренбургский научно-исследовательский и проектный институт нефти» вправе заключать договоры по осуществлению организации работ по подготовке проектной документации, стоимость которых по одному договору не превышает 25000 000 (двадцать пять миллионов) рублей

КОНЕЦ ДОКУМЕНТА

Директор
МП

Харичков С.А.

Лист 2

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Техническое задание на проектирование
Обустройство
Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь

№п/п	Перечень основных данных и требований	
1	2	3
1	Основание для проектирования.	«Технологическая схема разработки Байтуганского месторождения» Схема расположения проектных скважин, намеченных к бурению.
2	Район строительства.	Самарская область. Клявлинский и Камышлинский районы; Оренбургская область. Северный район.
3	Заказчик.	ООО «БайТекс»
4	Генеральная проектная организация.	ООО «ОренбургНИПИнефть»
5	Генеральная подрядная строительная организация.	По результатам тендера
6	Вид строительства.	Новое строительство
7	Особые условия строительства	<ol style="list-style-type: none"> 1. Существующие и запроектированные объекты обустройства 1, 2, 3, 4,5,6,7,8 очередей. 2. В непосредственной близости от системы сбора нефти и газа Байтуганского месторождения. (в соответствии с Специально Техническими Условиями от 28.11.2014г.) 3. Максимальное использование имеющегося оборудования и существующих коммуникаций.
8	Стадийность проектирования.	Проектная документация.
9	Сроки проектирования.	Начало проектирования – июль 2020г Окончание проектирования –декабрь 2021 г.
10	Сроки строительства.	Начало строительства –декабрь 2021г. Окончание – июнь 2022г.
11	Выделение этапов строительства	Не требуется
12	Основные технико-экономические показатели объекта:	<u>IX очередь развития месторождения (до 2021г. включительно):</u> Максимальный уровень добычи нефти – 407,1 тыс.тн./год Максимальный уровень добычи жидкости - 888,9 тыс.тн./год Максимальный уровень добычи газа – 6,8 млн.м3/год
13	Характеристики существующего объекта	Байтуганское месторождение: Существующие добывающие скважины – 383 шт. Нагнетательные скважины –56 шт. ДНС -1 (КТП-2*630кВА), 3 МФ насоса по 110кВт (производительность 700,8 тысм ³ /год газожидкостной смеси каждый); ДНС -2 (КТП-2*1000кВА), 3 МФ насоса по 250кВт(производительность 700,8 тысм ³ /год газожидкостной смеси каждый);

		<p>УПН – 1 шт (КТП-2*630кВА), 2 насоса по 110кВт; 2 насоса по 37кВт; 4 насоса по 75кВт, производительность по жидкости 4625 т/сут, по нефти- 1850 т/сут, по газу-29600 м3/сут.</p> <p>АГЗУ – 59 шт.(№1, №2, №2А, №3, №3А, №4, №5, №5А, №6, №7, №8, №9, №10, №11, №12, №12А, №13, №13А, №14, №15, №16, №17, №18, №19, №20, №21, №22, №23, №24, №25, №27, №27А, №28, №29, №30, №31, №33, №35)</p> <p>КНС-1 (шурфы №3, 4, 11), в р-не ДНС-1, КТП - 630кВА(производительностью 91,3 тыс. м³/год);</p> <p>КНС-2 (шурфы №1,2,10), на УПН, КТП-630кВА (производительностью 91,3 тыс. м³/год);</p> <p>БКНС-3, на УПН, КТП-1000кВА (1 насос по 250кВт, 1 насос по 400кВт (производительностью 219 тыс м³/год каждый);</p> <p>Шурф №6, площадка скв. 299, 1677 (производительностью 91,3 тыс. м³/год); площадка нагнетательной скв.1613;</p> <p>Шурфы №7А, 7Д, площадка скв. 1631 (производительность 91,3 тыс. м³/год);</p> <p>Площадка водозаб. скв. 2св районе БГ-7 (производительностью 91,3 тыс. м³/год);</p> <p>Шурф №9, в р-не БГ №3 (производительностью 91,3 тыс. м³/год).</p> <p>Шурф №5, в р-не БГ №9 (производительностью 91,3 тыс. м³/год).</p> <p>Шурф №8А, в р-не БГ №11 (производительностью 91,3 тыс. м³/год).</p> <p>Шурф №14, в р-не БГ №13 (производительностью 91,3 тыс. м³/год).</p> <p>Шурф №12, в р-не БГ №10 (производительностью 91,3 тыс. м³/год).</p> <p>Шурфы №13 и 13Д, в р-не БГ №5 (производительностью 91,3 тыс. м³/год).</p> <p>БГ – 13шт.(№1, №2, №3, №4, №5, №6, №7, №8, №9, №10, №11, №12, №13)</p> <p>Подстанция 35/6 «Байтуган 1», с двумя трансформаторами ТМН по 4000 кВА;</p> <p>Подстанция 35/6 «Байтуган 2», с двумя трансформаторами ТМН по 6300 кВА.</p> <p>ГТЭС - мощность 1,8 МВт. Режим работы: находится в консервации.</p> <p>Режим работы круглосуточный, 365 дней в году.</p>
14	Состав и объем выполняемых работ.	<p>1 Комплекс инженерно-изыскательских работ (съемка площадок, трасс инженерных коммуникаций, инженерно-геологические, инженерно-экологические и инженерно-гидрологические изыскания) для проектных работ в соответствии с СП 11-102-97, СП 11-103-97, СНиП -11-02-96, СП 11-104-97, СП 11-105-97.</p> <p>2 Подготовить проекты планировки и межевания территории по Клявлинскому, Камышлинскому району Самарской области и Северному району Оренбургской области.</p> <p>3 Разработать (при необходимости) проект рекультивации нарушенных земель с проведением агрохимических анализов почв по землям с/х назначения, с включением протоколов исследования в проекты рекультивации нарушенных земель.</p> <p>4 Провести согласование и сопровождение проекта планировки и межевания территории, проектов рекультивации нарушенных земель в соответствии с действующим законодательством РФ.</p> <p>Проектирование системы сбора нефти:</p> <p>5 Предусмотреть обустройство добывающих скважин.</p>

6 Предусмотреть подключение скважин к существующим АГЗУ, при необходимости предусмотреть дополнительную установку 14 дополнительных АГЗУ (АГЗУ№43, АГЗУ№13Б, АГЗУ№37, АГЗУ№14А, АГЗУ№18А, АГЗУ№40, АГЗУ№41, АГЗУ№39, АГЗУ№42, АГЗУ№10А, АГЗУ№47, АГЗУ-20А, АГЗУ-50, АГЗУ-49.

7 Предусмотреть замену существующих АГЗУ на 2х поточную: АГЗУ-22, АГЗУ-20, АГЗУ-33, АГЗУ 27А.

Предусмотреть строительство нефтегазосборных трубопроводов от:

АГЗУ №25 до УЗ-35;

АГЗУ №11 до УЗ №35;

АГЗУ №11 до УЗ №62;

АГЗУ №12 до УЗ №63;

АГЗУ №17 до УЗ №64;

АГЗУ №15 до УЗ №65;

АГЗУ №14 до УЗ №22(а);

АГЗУ-27(УЗ№53) до УЗ№67;

АГЗУ№43 до УЗ№64;

АГЗУ№13Б до УЗ№5;

АГЗУ№13Б до УЗ№6;

АГЗУ№37 до УЗ №66;

АГЗУ№14А до УЗ №73;

АГЗУ№14А до УЗ №25;

АГЗУ№18А до УЗ№9;

АГЗУ№18А до УЗ№9(2-я линия);

АГЗУ№40 до УЗ№68;

АГЗУ№40 до УЗ№55;

АГЗУ №41 до УЗ №10;

АГЗУ №41 до УЗ №9;

АГЗУ №39 до УЗ №28;

АГЗУ №39 до УЗ №72;

АГЗУ №42 до УЗ№9;

АГЗУ №42 до УЗ№9 (2-я линия);

АГЗУ №10А до УЗ№3;

АГЗУ №10А до УЗ№3(2-я линия);

АГЗУ №47 до УЗ №23;

АГЗУ №47 до УЗ №74;

АГЗУ№50 до АГЗУ-18;

АГЗУ№50 до АГЗУ-13;

АГЗУ№49 до УЗ№3;

АГЗУ№49 до УЗ№6;

АГЗУ-27А до УЗ№52;

АГЗУ-27А до УЗ№15;

АГЗУ№27(УЗ№53) до УЗ№52;

УЗ№52-УЗ№78;

УЗ№9 до УЗ№5;

УЗ№6 до УЗ№8;

АГЗУ №22 до ДНС-2;

АГЗУ №22 до УЗ №45;

АГЗУ №20 до УЗ №47;

АГЗУ №20 до УЗ №47(А);

АГЗУ №20А до УЗ №48(Б);

АГЗУ №20А до УЗ №48(Б) (2-я линия);

АГЗУ №33 до УЗ №73;

АГЗУ №33 до УЗ №25;

АГЗУ-11 до УПН с установкой узлов пуска –приема очистных устройств;

УЗ №35 до УПН с установкой узлов пуска –приема очистных устройств;

УЗ №35 до площадки камеры пуска очистных устройств;

УЗ №61 до площадки камеры пуска очистных устройств;

8 Проектом предусмотреть обустройство 57шт. добывающих скважин (скважины №№ 590, 1738А, 1749,

420А, 429А, 1670А, 1748, 1750, 584А, 569, 1747, 1751, 1752, 562, 564, 1004, 571, 1007, 1014, 572н, 573, 575, 576, 565, 1019, 581, 1578, 1024, 589, 1025, 437, 512н, 511, 510, 1717, 1044, 1222, 1203, 1721н, 1211, 1214, 1586, 809А, 1647, 1620, 1231, 1079, 554, 459н, 478, 1230, 1502, 1037, 1694н, 1599н, 499н, 499Ан.

9 Предусмотреть перевод 4х нагнетательных скважин в добывающие: 463н, 1635н, 1242н, 465.

10 Предусмотреть замену существующих узлов УЗ№3, УЗ№5.

11 Предусмотреть строительство напорных нефтепроводов:

-от УЗ№3 (ДНС-2) до УПН – 2 линии;

-от УЗ№5 до УПН;

12 Предусмотреть строительство трубопроводов следующих скважин:

от скв.1707.1709.447 до АГЗУ-42;

от скв.518 до АГЗУ-6;

от скв.464,810, до АГЗУ-10А;

от скв.462,811, до АГЗУ-13Б;

от скв.419н,420, 429, до АГЗУ-14А;

от скв.1644,1645,1708,1652 до АГЗУ-18А;

от скв.414,415,260Д до АГЗУ-27;

от скв.301, 423 до АГЗУ-33;

от скв.1082.1088.1093,1686.1693н до АГЗУ-37;

от скв.1670.428,1657н,434 до АГЗУ-39;

от скв.403 до АГЗУ-40;

от скв.1076 до АГЗУ-43;

от скв.1089,1659,405,1086,1702,410,413 на АГЗУ-27А;

от скв.1240 до т.в в скв.№571-АГЗУ-2А.;

от скв. 1716, 1059, 1608, 821 до АГЗУ-20А;

от скв.1658 до АГЗУ-50.

13 Проектом предусмотреть замену входной гребенки У-1 на территории УПН Байтуганского месторождения на ГР-1.

14 Технологические расчеты, разработка основных технических решений (включая гидравлический расчет существующей системы сбора и транспорта нефти и газа, выполненный на конец 2020 г.).

15 Проектирование системы поддержания пластового давления, перевод в ППД:

а. Выполнить перевод 4х существующих добывающих скважин (№№402н, 421,486н, 1715) в систему ППД.

б. Точки подключения трубопроводов согласно дополнительных технических условий.

с. Запроектировать обустройство водозаборных скважин №№бс.

16 Запроектировать электроснабжение обустраиваемых объектов от существующих сетей 6 кВ подстанций 35/6кВ «Байтуган-1», «Байтуган-2».

17 Выполнить автоматизацию и телемеханизацию системы нефтесбора в соответствии с ТУ.

18 Предусмотреть передачу информации о замерах на ДП Байтуганского месторождения посредством радиосигнала..

19 Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций. Пожарная безопасность;

20 Управление производством и предприятием. Организация и условия труда работников.

21 Охрана окружающей среды.

		<p>22 Сводный сметный расчет стоимости строительства в базисных, 2001 г. и в текущих ценах.</p> <p>23 Для подъезда к проектируемым объектам использовать существующие технологические проезды.</p> <p>24 Декларация промышленной безопасности.</p> <p>25 Отчет о проведении археологического обследования земельных участков.</p>
14	Требования к качеству проекта	<p>Полный комплект документации.</p> <p>Разработать в соответствии с постановлением правительства РФ №87 от 16.02.2008 и другими действующими нормативными документами РФ, техническими условиями и требованиями Заказчика, обеспечив надёжность и безопасность эксплуатации объекта. Согласование основных технических решений и технологических схем с Заказчиком.</p>
15	Требования по промышленной безопасности.	<p>Проектная документация должна быть выполнена в соответствии с законодательными актами РФ в области промышленной безопасности.</p>
16	Требования по разработке инженерно-технических мероприятий гражданской обороны и мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций.	<p>Разработать раздел «Инженерно – технические мероприятия гражданской обороны. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций» в соответствии с Исходными данными и требованиями Главного управления Министерства РФ по делам ГО и ЧС и ликвидации последствий стихийных бедствий по Самарской и Оренбургской области, СП 11-107-98 и действующими нормативными документами и техническими условиями. Пожарную декларацию предприятия</p>
17	Основные требования по технике и технологии приема нефти, инженерному обеспечению.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Предусмотреть автоматизацию объектов в соответствии с действующими нормами и по техническим условиям ООО «БайТекс». 2. Защита оборудования и трубопроводов от коррозии в соответствии с существующими нормами. 3. Максимальное использование существующих инженерных сетей. 4. Выдать опросные листы на разработку и изготовление нестандартного оборудования и аппаратуры. 5. Оборудование и сооружения запроектировать по возможности в блочно-комплектном исполнении полной заводской готовности (по согласованию с Заказчиком). 6. Разработать проект в соответствии требованиями специальных технических условий.
18	Требования к составу и оформлению ПСД	<p>Состав и содержание разделов проектной документации выполнить в соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ № 87 от 16.02.2009 и ГОСТ Р 21.1101-2009</p> <p>Документация выдать на бумажном носителе в 4-х экземплярах и в электронном виде в формате .pdf и dwg на CD</p>
19	Особые условия.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Сметную документацию выполнить ресурсным методом на основе прогнозных цен ресурсов (элементов затрат) в соответствии с МДС 81-35.2004, РД ВНИИСТ 7.2-410-0.019-2004 2. Проектная организация: <ul style="list-style-type: none"> представляет проект в согласующих органах; проводит согласования проекта в органах Главгосэкспертизы, а также с владельцами сетей. проектная организация проводит авторский надзор за строительством объекта проектная организация обеспечивает контроль качества проектной документации. 3. Определить проектом место разработки недостающего грунта при планировке территории.

20	Материалы, предоставляемые заказчиком	Исходные данные в соответствии с требованиями Исполнителя.
21	Наличие существующей документации	<p>1. Проект «Газотурбинная установка с установленной электрической мощностью 1,8 МВт на Байтуганском нефтяном месторождении» Положительное заключение главгосэкспертизы №1171-11/ГГЭ-7642/02 от 18.11.2011 г.</p> <p>2. Проект «Реконструкция УПН Байтуганского месторождения» Положительное заключение главгосэкспертизы №0424-10/СГЭ-1184/02 от 07 октября 2010 г.</p> <p>3. Проект «Техническое перевооружение УПН Байтуганского месторождения «Проектирование системы отопления производственных и технологических объектов УПН посредством отопительной установки» Положительное заключение экспертизы промышленной безопасности №53-пд-14772-2010</p> <p>4. Проект «Техническое перевооружение УПН Байтуганского месторождения: «Пункт налива нефти с разворотным кольцом» Положительное заключение экспертизы промышленной безопасности №53-пд-11414-2010</p> <p>5. Проект «Блок очистки товарной нефти от сероводорода на Байтуганской УПН» Положительное заключение экспертизы промышленной безопасности №46-ПД-00379-2005</p> <p>6. Проект «Техническое перевооружение Байтуганского месторождения. Проектирование установки БКНС на КНС-3 ППД на УПН» Положительное заключение экспертизы промышленной безопасности №43-пд-067956-2012</p> <p>7. Проект «Техническое перевооружение Байтуганского месторождения: установка нефтегазового сепаратора НГС-100» Положительное заключение экспертизы промышленной безопасности №43-пд-067867-2012</p> <p>8. Проект «Расширение и реконструкция Байтуганского нефтяного месторождения. I очередь» Положительное заключение главгосэкспертизы №0134-12/СГЭ-2071/02 от 28.05.2012г</p> <p>9. Проект «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. II очередь» Положительное заключение главгосэкспертизы №0090-13/СГЭ-2887/02 от 06.03.2013г.</p> <p>10. Проект «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. III очередь» Положительное заключение главгосэкспертизы №0301-13/СГЭ-3042/02 от 23.07.2013г.</p> <p>11. Проект «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IV очередь» Положительное заключение главгосэкспертизы №0158-14/СГЭ-3487/02 от 19.02.2014г.</p> <p>12. Проект «Пожарная сигнализация объектов Байтуганского нефтяного месторождения с центральным пультом в ПЧ-166 и резервными у диспетчера нефтепромысла, оператора УПН, сменного электрика</p>

		<p>РЭС»</p> <p>13. Проект «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. V очередь» Положительное заключение главгосэкспертизы №0662-14/СГЭ-3920/02 от 08.10.2014г.</p> <p>14. Специальные технические условия на проектирование и строительство объектов обустройства Байтуганского нефтяного месторождения ООО «БайТекс» от 28.11.2015г. согласованные Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ.</p> <p>15. Проект «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. VI очередь» Положительное заключение главгосэкспертизы №0247-15/СГЭ-4360/02 от 26.05.2015г.</p> <p>16. Проект «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. VII очередь» Положительное заключение главгосэкспертизы №0370-15/СГЭ-4460/02 от 27.08.2015г.</p> <p>17. Проект «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. VIII очередь» Положительное заключение главгосэкспертизы №0311-16/СГЭ-4827/02 от 26.10.2016г.</p>
--	--	--

Заказчик ООО "БайТекс":

Согласовано:

Главный инженер

Зам. генерального директора
по производству и
развитию инфраструктуры

Начальник ЦДНГ

Начальник ПТО

Начальник службы
капитального строительства

Главный энергетик

Главный механик

Начальник отдела ОТ, ПБ и ООС

Начальник службы ИЗО

Начальник геологического отдела

Специалист КИПиА

Бажанов И.Ю.

Янкин А.Б.

Гильмутдинов И.Т.

Самойлов А.А.

Акулышин М.И.

Родионов И.А.

Таркин Е.И.

Чучупалов О.В.

Милюнов В.Н.

Зайко Т.В.

Зайцев А.В.

Технические условия

На водоотведение по объекту «Обустройство Байтуганского нефтяного месторождения. IX очередь».

1. Проект выполнить в соответствии с действующими нормами и правилами.
2. Запроектировать сбор пром.ливневых стоков на площадках добывающих скважин в канализационные емкости (колодцы) с последующей откачкой и вывозом жидкости на УПН Байтуганского нефтяного месторождения и использованием ее в технологическом процессе.
3. Срок действия технических условий 3 года.

Начальник ПТО

Янкин А. Б.

Начальник УПН

Ханнанов Ф. Н.



АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ТРАНСНЕФТЬ – ПРИКАМЬЕ»

ул. П. Лумумбы, д.20, корпус 1, Казань, Республика Татарстан, Россия, 420081; тел.: (843) 279-04-20, 279-03-00; факс: (843) 279-01-12;
E-mail: office@kaz.transneft.ru; ОКПО 00139264; ОГРН 1021601763820; ИНН/КПП 1645000340/997250001

27.04.2021 № ТПК-01-09-01-02/17586

На № № 359-Б-01 от 29.03.2021

*Директору АО
«Байтекс»
И.Ю. Бажанову
Факс 24.05.21*

И.о. генерального директора
ООО «Байтекс»
И.Ю. Бажанову

Копия:

Главному инженеру
Ромашкинского РНУ
И.Ф. Нигматзянову

О продлении ТУ
с внесенными изменениями

Уважаемый Игорь Юрьевич!

Рассмотрев обращение ООО «Байтекс» исх. № 359-Б-01 от 29.03.2021, АО «Транснефть – Прикамье» согласовывает продление технических условий №09-01/170 от 18.06.2019 на пересечение магистрального нефтепровода (далее МН) МН «Байтуган – Елизаветинка» Д 159 мм на 0,3 км, МН «Байтуган – Елизаветинка» Д 219 мм на 0,27 км проектируемым сборным нефтепроводом АГЗУ 11 – УПН (Д 159х6 мм, P_{раб}=2,5 МПа) ООО «БайТекс» траншейным методом при выполнении следующих **условий**:

- п. 29 изложить в следующей редакции:

«После проведения работ предоставить в отдел эксплуатации РРНУ:

- исполнительную съемку (план) масштаба от 1:500 до 1:2000 в бумажном и электронном виде в формате AUTOCAD.dwg, с точными привязками взаимного расположения объекта Заявителя и объектов АО «Транснефть – Прикамье», указанных в технических условиях (с указанием мест пересечения, сближения, параллельного следования);

ООО «БайТекс»
Вх. № 579 -Б-01
от «24» 05 2021 г.


kaz09029a768c2bddb0
№ ТПК-01-09-01-02/17586 от
27.04.2021

- акт завершения работ в охранной зоне магистрального трубопровода, подписанный заказчиком технических условий и представителями РРНУ, оформленный в соответствии с Приложением №4»;

Дополнить технические условия следующими пунктами:

30. До проведения работ предоставить в земельно-имущественную службу Ромашкинского районного нефтепроводного управления (филиал АО «Транснефть – Прикамье») копии документов, подтверждающих право пользования земельными участками на период производства работ (договоры аренды, соглашения о временном занятии земельных участков), а также один экземпляр оригинала согласий, полученных от правообладателей земельных участков на установку предупредительных и опознавательных знаков, обозначающих места пересечений коммуникаций, границы охранной зоны и др. Согласия должны содержать сведения о кадастровом номере земельного участка на котором предполагается размещение знаков, занимаемой площади, наименования нефтепровода АО «Транснефть – Прикамье» с привязкой к километру трассы на пересечении с которым устанавливаются знаки. Без получения согласований установка знаков запрещена.

31. По окончании производства работ провести комплекс кадастровых работ по постановке на кадастровый учет земельных участков (образование частей земельных участков без раздела исходных) под наземными объектами (опознавательными знаками и др.), появившимися в результате проведения строительно-монтажных работ. Границы формируемых земельных участков под наземными объектами необходимо согласовывать с земельно-имущественной службой РРНУ и отделом по управлению собственностью АО «Транснефть – Прикамье».

32. Технические условия утрачивают силу и подлежат повторному получению в следующих случаях:

- если работы по строительству (реконструкции) проектируемого объекта Заявителя не начаты до истечения срока действия полученных технических условий и отсутствует запрос от Заявителя на продление технических условий;

- при смене участка магистрального трубопровода, на котором предполагается пересечение, параллельное следования, размещение в границах минимальных расстояний объекта Заявителя;

- при смене технических характеристик объекта Заявителя и/или его назначения, указанных Заявителем.

33. В случае изменения требований нормативно-технической документации АО "Транснефть - Прикамье" оставляет за собой право внесения дополнений и изменений в настоящие технические условия до окончания срока их действия.

34. Лица, выполняющие работы в границах зон с особыми условиями использования территорий, установленных для безопасной эксплуатации магистральных трубопроводов, принадлежащего АО «Транснефть – Прикамье» без согласования производства работ в охранной зоне объектов магистральных трубопроводов с АО «Транснефть – Прикамье» и/или разрешений на строительство, реконструкцию объектов капитального строительства в случае, если для осуществления строительства, реконструкции объектов капитального строительства Градостроительным кодексом Российской Федерации предусмотрено получение таких разрешений, или с нарушением требований технических регламентов, норм и правил, подлежащих обязательному исполнению, проектной документации, технических условий на пересечение (параллельное следование), выданных АО «Транснефть – Прикамье» или допускающие уничтожение или повреждение специальных знаков (предупредительных знаков, опознавательных знаков трубопроводов, сигнальных знаков, знаков ведения работ), а также знаков, обозначающих границы ЗОУИТ, приостанавливают по требованию АО «Транснефть – Прикамье» или обязаны приостановить по требованию органа, уполномоченного на осуществление государственного строительного надзора, осуществление таких работ до устранения нарушений.

35. Нарушение установленного порядка строительства, реконструкции объектов капитального строительства, уничтожение или повреждение специальных знаков образуют составы административных правонарушений, предусмотренных

статьями 9.5, 7.2, 11.20.1 Кодекса Российской Федерации об административных правонарушениях.

- дополнить технические условия обновленными Приложениями №1,2,3,4

Остальные требования, изложенные в технических условиях №09-01/170 от 18.06.2019 года остаются неизменными и подлежат безусловному выполнению.

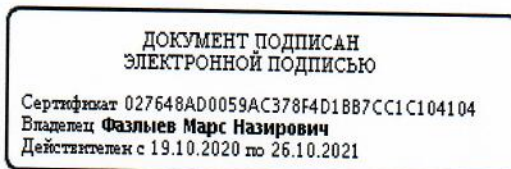
Срок действия технических условий продлевается на 1 год с даты регистрации настоящего письма.

Внимание: параллельно нефтепроводу проходят кабель связи. По вопросу согласования его пересечения обращаться по адресу: 420061, Татарстан, г.Казань, ул.Н.Ершова, д.2/1, Волго-Камский ПТУС филиал АО «Связьтранснефть», телефоны: приемная (843)2492309, отдел эксплуатации 2492339, диспетчерская 2492300.

Приложения:

1. Технические условия №09-01/170 от 18.06.2019 – 12л.,
2. Обновленные Приложения №1,2,3,4

Главный инженер



М.Н. Фазлыев

На №197-Б-01 от 13.02.2019 г.

Заместителю генерального
директора по производству
ООО «БайТекс»
А.Б. Янкину

Копия:
Главному инженеру
Ромашкинского РНУ
Ф.Х. Хасанову

Технические условия № 09-01/170 от 18.06.2019 года

АО «Транснефть - Прикамье» выдает технические условия на пересечение магистрального нефтепровода (далее МН) МН «Байтуган – Елизаветинка» Д 159 мм на 0,3 км, МН «Байтуган – Елизаветинка» Д 219 мм на 0,27 км проектируемым сборным нефтепроводом АГЗУ 11 – УПН (Д 159х6 мм, P_{раб}=2,5 МПа) ООО «БайТекс» траншейным методом при соблюдении требований РД-23.040.00-КТН-084-18 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Линейная часть магистрального трубопровода. Нормы проектирования», СП 36.13330.2012 (актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*) и при выполнении следующих **условий**:

1. Рабочий проект должен быть выполнен специализированной организацией, имеющей сертификат СРО (распространяемый на данный вид деятельности) и согласован Ромашкинским РНУ (далее по тексту РРНУ), на соответствие выполнения требований технических условий. Представить в отдел эксплуатации РРНУ положительные заключения внешних экспертиз по проекту (в случае если на основании требований нормативно-технической документации и законодательства РФ, предусмотрено согласование проекта с федеральными и региональными надзорными органами).

2. Проектная (рабочая) документация, представляемая на внутреннюю экспертизу, должна быть разработана согласно Приложения 2 или в соответствии с требованиями приказа



Минэнерго от 19.10.2017 №26С (при этом проектная организация должна иметь допуск к сведениям, содержащим государственную тайну).

3. Комплекс работ (проектно-изыскательские работы, строительные - монтажные работы и т.д.) полностью за свой счёт выполняет организация Заказчика.

4. Работы по пересечению МН выполнить в соответствии с требованиями СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы», РД-23.040.00-КТН-084-18 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Линейная часть магистрального трубопровода. Нормы проектирования».

5. Местоположение МН, силовых, контрольных кабелей, кабелей ЭХЗ в местах пересечения определить вручную, методом шурфовки, в присутствии представителей РРНУ. При пересечении силовых, контрольных кабелей, кабелей ЭХЗ предусмотреть механическую защиту из разрезной металлической трубы.

6. В месте пересечения, реконструируемый трубопровод проложить в кожухе из стальных труб (Д 426 мм) под МН «Байтуган – Елизаветинка» Д 159 мм, МН «Байтуган – Елизаветинка» Д 219 мм, предусмотрев расстояние между нижней образующей МН и верхней образующей защитного кожуха проектируемого нефтепровода в свету не менее 0,6 метра.

7. Пересечение выполнить открытым способом предусмотрев угол пересечения близким к 90° , но не менее 60° .

8. Предусмотреть отдельную электрохимическую защиту проектируемого нефтепровода и защитного кожуха. Проект пересечения выполнить согласно РД-91.020.00-КТН-170-17 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Электрохимическая защита объектов магистрального трубопровода. Нормы проектирования».

9. При пересечении строящейся коммуникации, защищаемой от коррозии средствами электрохимической защиты, с МН АО «Транснефть – Прикамье» выполнить устранение вредного влияния на последние путем установки контрольно-измерительных пунктов со встроенными регулируемые блоками совместной защиты в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602-2016, ГОСТ Р 51164-98. Контрольно-измерительные пункты должны быть квадратного сечения из цельнотянутого полимерного материала (стойкость на излом не менее 1,5кН) с крышкой-плакатом, электроды сравнения с твердым или гелеобразным электролитом. Гарантийный срок эксплуатации контрольно-измерительных пунктов не менее 10 лет, электродов сравнения не менее 5 лет.

10. Земляные работы в охранной зоне МН на расстоянии 2-х метров от осей ниток производить вручную в присутствии представителя РРНУ, согласно требованиям ВСН 31-81 «Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных трубопроводов Министерства нефтяной промышленности». Не разрешается производить отвал грунта на МН, складировать оборудование и материалы, захламлять, устраивать стоянки техники ближе 200 м к МН. Должен обеспечиваться свободный проезд и подъезд к МН.

11. Для осуществления работ в охранной зоне организация должна разработать план производства работ. В состав ППР включить мероприятия, обеспечивающие безопасное ведение работ, сохранность действующих нефтепроводов и сооружений на них.

12. Установка грузоподъемной техники ближе 10-ти метров от осей ниток МН **запрещена!**

13. При проведении земляных работ в охранной зоне магистральных нефтепроводов оснастить экскаваторы/бульдозеры системой видеофиксации (обеспечить хранение отснятой видеoinформации), машинисты экскаваторов/бульдозеров подрядных организаций должны до начала работ успешно пройти проверку практических навыков по вскрытию трубопровода на полигоне РРНУ.

14. До начала производства работ получить на НПС «Елизаветинка» схему маршрута движения техники к месту производства работ в охранной зоне МН на месте пересечения

15. Земляные работы производить в дневное время суток. Передвижение техники в охранной зоне МН в ночное время **запрещается!**

16. При необходимости, для движения автотракторной техники через магистральный нефтепровод по согласованию с РРНУ оборудовать временные переезды. Движение автотракторной техники через магистральные нефтепроводы вне переездов **запрещается!**

Требования к временным переездам:

- До начала работ по устройству переездов следует выполнить:
 - уточнить ось и заглубление подземных коммуникаций;
 - согласовать местоположение переездов с организациями, эксплуатирующими пересекаемую коммуникацию, получить разрешение на проведение работ по устройству переездов;
 - геодезическую разбивку оси трубопровода, оси и границ переезда;
 - планировку подъезда техники к месту устройства переездов;
- Переезды через действующие коммуникации выполнить с использованием железобетонных дорожных плит ПДН-А IV6x2x0,14м (по песчаной подготовке);
- Минимальное расстояние от верха покрытия переезда до верхней образующей трубопровода должно быть не менее 1,4 м для трубопровода и не менее 1 м для кабеля. При недостаточном заглублении выполнить подсыпку грунта над коммуникацией в месте переезда. Укладку плит производить на спланированную поверхность при помощи автокрана;
- Работы по устройству переездов выполнить в присутствии представителей эксплуатирующих коммуникации;
- По окончании работ в течение 10 дней временные переезды демонтировать в присутствии представителя НПС «Елизаветинка» с составлением акта, материалы вывезти с места производства работ. Трассу привести в первоначальное состояние.

17. До начала работ в охранной зоне МН, организация, производящая эти работы, обязана получить письменное разрешение на производство работ в охранной зоне МН. Для получения разрешения на производство работ в охранной зоне МН, необходимо вызвать не позднее, чем за пять рабочих дней до начала работ на место проведения работ представителя линейной аварийной эксплуатационной службы (ЛАЭС) НПС «Елизаветинка», находящейся по адресу: Самарская область, Клявлинский район, пос. ЛПДС «Елизаветинка», начальник НПС Мазурин Александр Алексеевич, тел. сотовый (937)7796225, начальник линейной аварийной эксплуатационной службы НПС «Елизаветинка» Кудряшов В.В., тел. сотовый (937)6107342, тел. 8(84653) 2-28-30, 2-22-98 на место производства работ для установления точного местонахождения нефтепроводов и его коммуникаций (кабелей ЭХЗ, КИП и силовых), глубины их залегания (определить вручную методом шурфовки), наблюдения за ходом работ.

18. После строительства, место пересечения построенной коммуникации с магистральным нефтепроводом обозначить щитами-указателями на стойках (см. рисунок Ж.7, приложение Ж), предупреждающим знаком «Огнеопасно! Высокое давление! Землю не копать!» (см. рисунок Е.11, приложение Е), которые устанавливаются по обе стороны пересечения на оси коммуникации на границе охранной зоны магистрального трубопровода (за 25 м от пересечения), а также знак Охранная зона магистрального трубопровода, обозначается специальными опознавательными знаками на стойках без козырьков (см. рисунок Ж.1) должна располагаться на оси трубопровода или на расстоянии от 1 до 2 м влево от оси магистрального трубопровода по направлению движения потока нефти (нефтепродукта) в соответствии с требованиями [РД-01.120.00-КТН-186-16](#) «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Типовые цветовые решения для объектов и оборудования магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов». Знаки изготовить из металлических стоек. Ответственность за сохранность и техническое состояние установленных знаков несет владелец построенной коммуникации.

19. При обнаружении на месте производства работ подземных коммуникаций, не указанных в проектной документации, работы должны быть остановлены, установлена принадлежность коммуникаций и вызван на место представитель эксплуатирующей организации.

20. Работы произвести в течение 15 дней после начала работ в охранной зоне МН.

21. Перед началом работ по пересечению:

- предоставить в отдел эксплуатации РРНУ топографический план участка пересечения М 1:500 в бумажном и электронном виде в формате AUTOCAD*.dxf. На топографических планах исключить сведения попадающих под действие Приказа №456-ДСП Минэкономразвития России от 25.07.2014;

- предоставить приказ организации производителя работ о назначении ответственных за проведение работ по пересечению МН, для составления совместного приказа с РРНУ по обеспечению сохранности МН;

- предоставить сертификат СРО (сертификация саморегулируемых организаций) с разделом «особо опасные»;

- оформить разрешение на производство работ в охранной зоне магистральных нефтепроводов в отделе эксплуатации РРНУ: 423250, РТ, г. Лениногорск, ул. Ленинградская, д.57, тел. 8(85595) 3-58-28, 3-58-65, 3-58-01. Организации, осуществляющей работы, для получения разрешения за 5 рабочих дней до начала производства работ представить следующие документы:

- список работников, участвующих в производстве работ в охранной зоне магистральных нефтепроводов;

- проект производства работ, с учетом настоящих технических условий, согласованный в Ромашкинском РНУ. В проекте предусмотреть ведомость пересечений всех коммуникаций

АО «Транснефть – Прикамье». Согласовать на стадии проектирования ведомость пересечений с Ромашкинским РНУ и НПС «Елизаветинка»;

- документы, подтверждающие квалификацию инженерно-технического персонала и рабочих;

- документы, подтверждающие исправность применяемых при работе машин и механизмов и наличие их технического освидетельствования.

22. Работы с применением стреловых кранов, автогидроподъемников и других самоходных машин ближе 30 м от ВЛ проводить по наряду-допуску.

23. Выполнение работ в охранной зоне ВЛ (10 м в каждую сторону от крайних проводов ВЛ) проводить с отключением линии, с разрешения ответственного руководителя работ, с разрешения допускающего из числа персонала РРНУ, под надзором наблюдающего из числа персонала РРНУ, после установки заземлений.

24. При установке и работе грузоподъемных машин и механизмов расстояние от подъемных и выдвижных частей, стропов, грузов до проводов и опор должно быть не менее 5 м. Установка и работа грузоподъемных машин непосредственно под проводами ВЛ не допускается.

25. Под ВЛ автомобилям и грузоподъемным машинам, и механизмам проезжать в местах наименьшего провеса проводов у опор, но на расстоянии не ближе 3 м до опор. При проезде под ВЛ подъемные и выдвижные части грузоподъемных машин должны находиться в транспортном положении.

26. Работы в охранной зоне ВЛ выполнять в соответствии с Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок, Правилами установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон.

27. Не допускать складирование оборудования и материалов в охранной зоне ВЛ.

28. При повреждении ВЛ, ее работоспособность восстановить собственными силами в течение суток.

29. После проведения работ предоставить в отдел эксплуатации РРНУ исполнительную съемку участка пересечения М 1:500 в бумажном и электронном виде в формате AUTOCAD *.dxf, акт выполненных работ и соблюдения технических условий, подписанный заказчиком технических условий и главным инженером РРНУ. На исполнительных схемах исключить сведения, попадающие под действие Приказа №456-ДСП Минэкономразвития России от 25.07.2014.

Данные технические условия не являются разрешением на производство работ в охранной зоне нефтепровода.

В соответствии со ст.11.20.1 Кодекса Российской Федерации об административных правонарушениях от 30.12.2001 совершение в охранных зонах магистральных трубопроводов действий, запрещенных законодательством Российской Федерации, либо выполнение в охранных зонах магистральных трубопроводов работ без соответствующего разрешения предприятия трубопроводного транспорта или без его уведомления – влечет наложение административного штрафа на юридических лиц – от пятисот тысяч до двух миллионов пятисот тысяч рублей или административное приостановление деятельности на срок до девяноста суток.

Лица, виновные в строительстве зданий, строений, сооружений без соблюдения безопасных расстояний до объектов трубопроводного транспорта несут ответственность в соответствии с законодательством Российской Федерации.

В случае невыполнения требования настоящих технических условий АО «Транснефть – Прикамье» оставляет за собой право ведения претензионных работ в судебном порядке.

30. В случае обнаружения утечки (выхода) нефти необходимо немедленно сообщить диспетчеру РДП Ромашкинского РНУ по телефону 8(8553) 39-61-48, 39-69-43, 39-69-84, 43-71-18 и руководству НПС «Елизаветинка» по адресу: Самарская область, Клявлинский район, пос. ЛПДС «Елизаветинка», начальник НПС Мазурин Александр Алексеевич тел. сотовый (937)7796225, 8(84653) 2-28-30, 2-22-98.

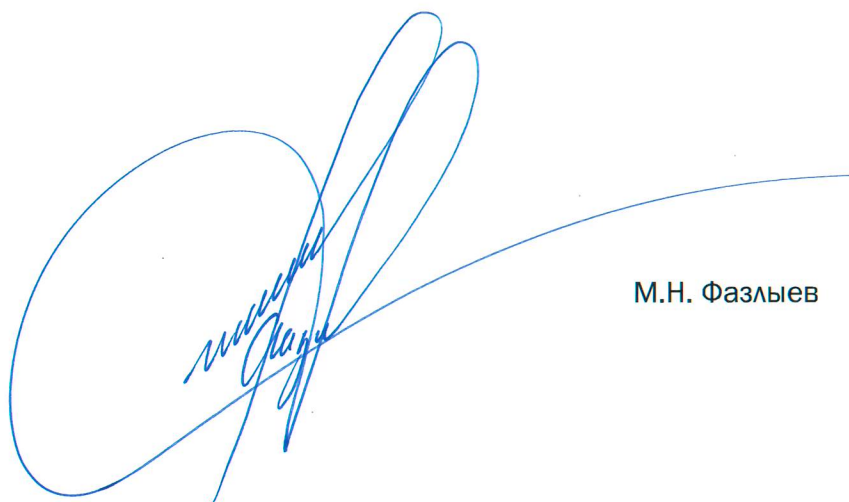
Срок действия ТУ – **2 года** с даты регистрации.

Внимание: Параллельно нефтепроводу проходит кабель связи ВОЛС Волго-Камского ПТУС АО "Связьтранснефть". По вопросу выдачи технических условий на пересечение данных коммуникаций обращаться по адресу: РТ, г. Казань, ул. Ершова, д.2/1, ВК ПТУС, АО «Связьтранснефть» тел. 8(843) 249-23-10, факс 8(843) 279-05-50.

Приложение 1: Предупреждающие и опознавательные знаки на 4л.

Приложение 2 Требования к предоставлению документации на экспертизу на 1л.

Главный инженер

A handwritten signature in blue ink, consisting of several large, overlapping loops and a long horizontal stroke extending to the right.

М.Н. Фазлыев

Предупреждающие и опознавательные знаки

(согласно РД-01.120.00-КТН-186-16 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Типовые цветовые решения для объектов и оборудования магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов».)

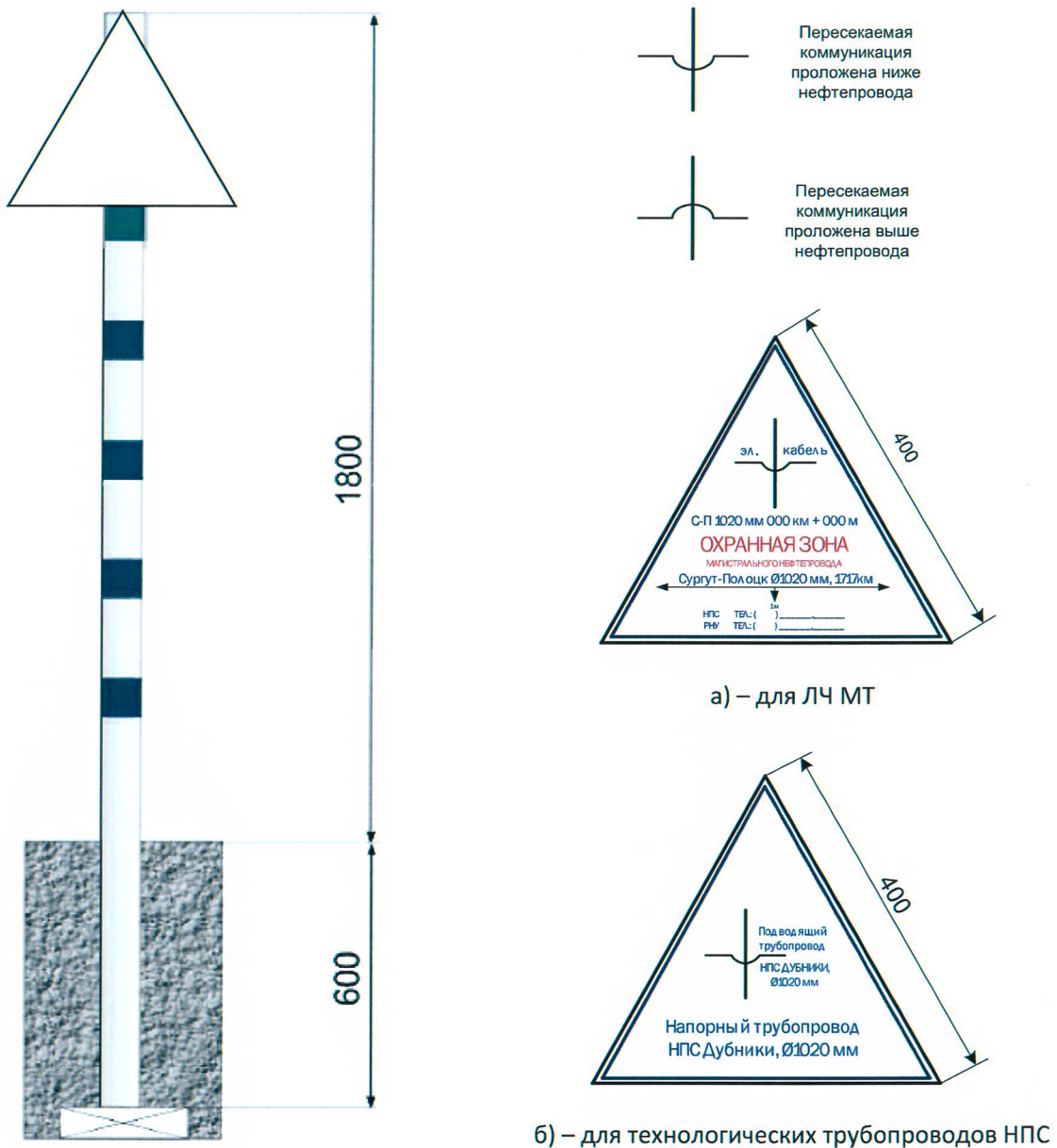


Рисунок Ж.7 – Опознавательный знак «Пересечение коммуникаций»

* Текст, нанесенный на щиты-указатели, приведен в качестве примера.

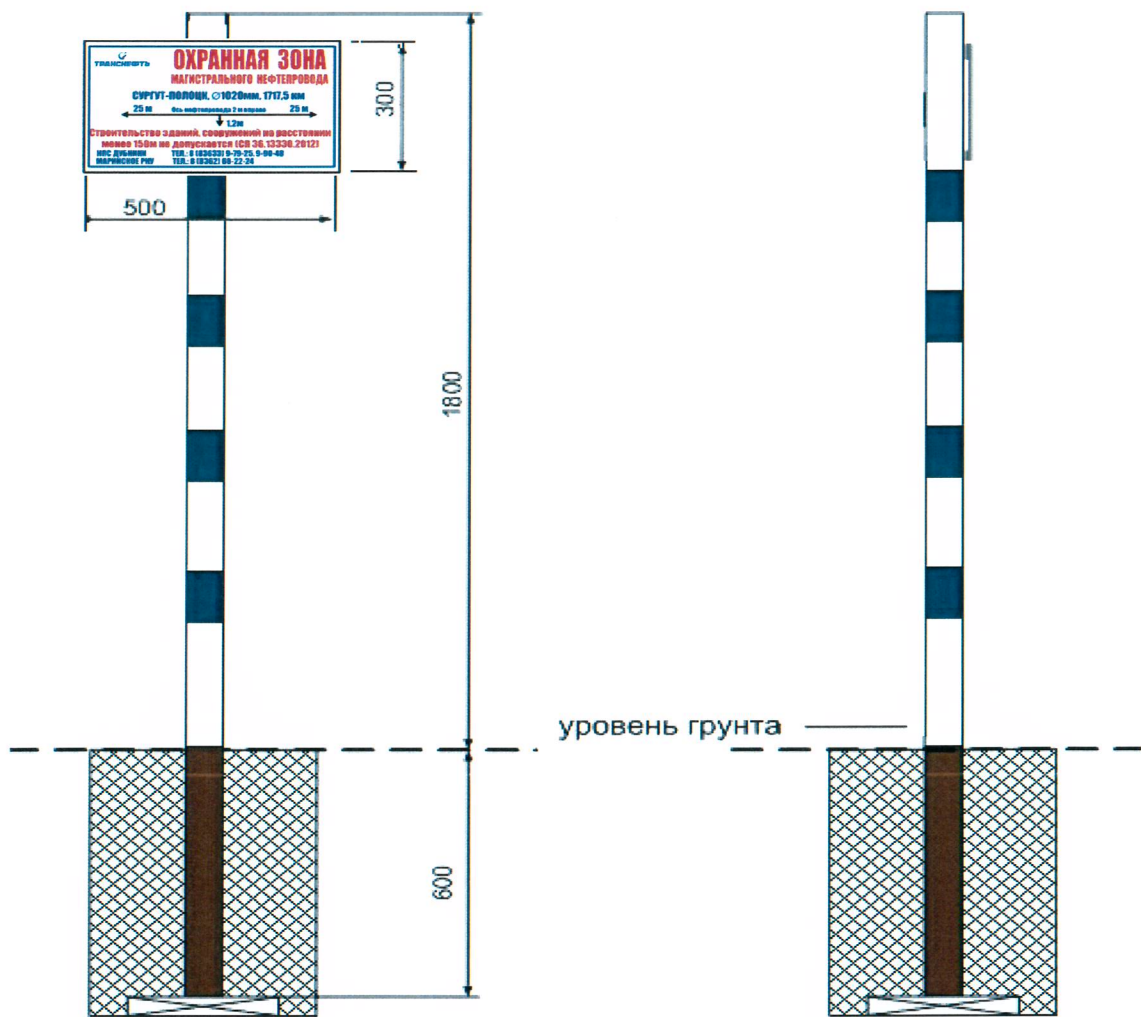
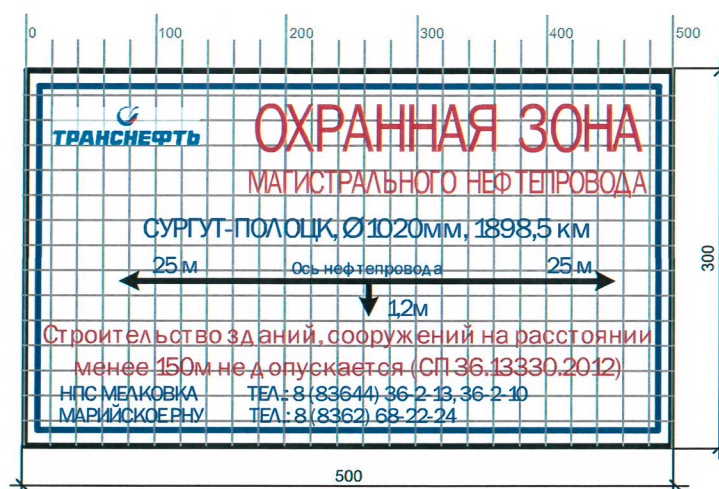


Рисунок Ж.1 – Общий вид опознавательного знака «Охранная зона»



Цвет надписи: «Охранная зона магистрального нефтепровода» – красный (RAL 3020).

Цвет стрелок-указателей границ охранной зоны – черный (RAL 9011).

Цвет остальных надписей – синий (RAL 5005)

Рисунок Ж.2 – Щит-указатель с опознавательным знаком «Охранная зона»



Цвет надписи «Огнеопасно! Высокое давление! Землю не копать!» – красный (RAL 3020).

Цвет остальных надписей – синий (RAL 5005)

Рисунок Е.11 – Щит-указатель с предупреждающим знаком «Огнеопасно! Высокое давление! Землю не копать!»

* Текст, нанесенный на щиты-указатели, приведен в качестве примера.

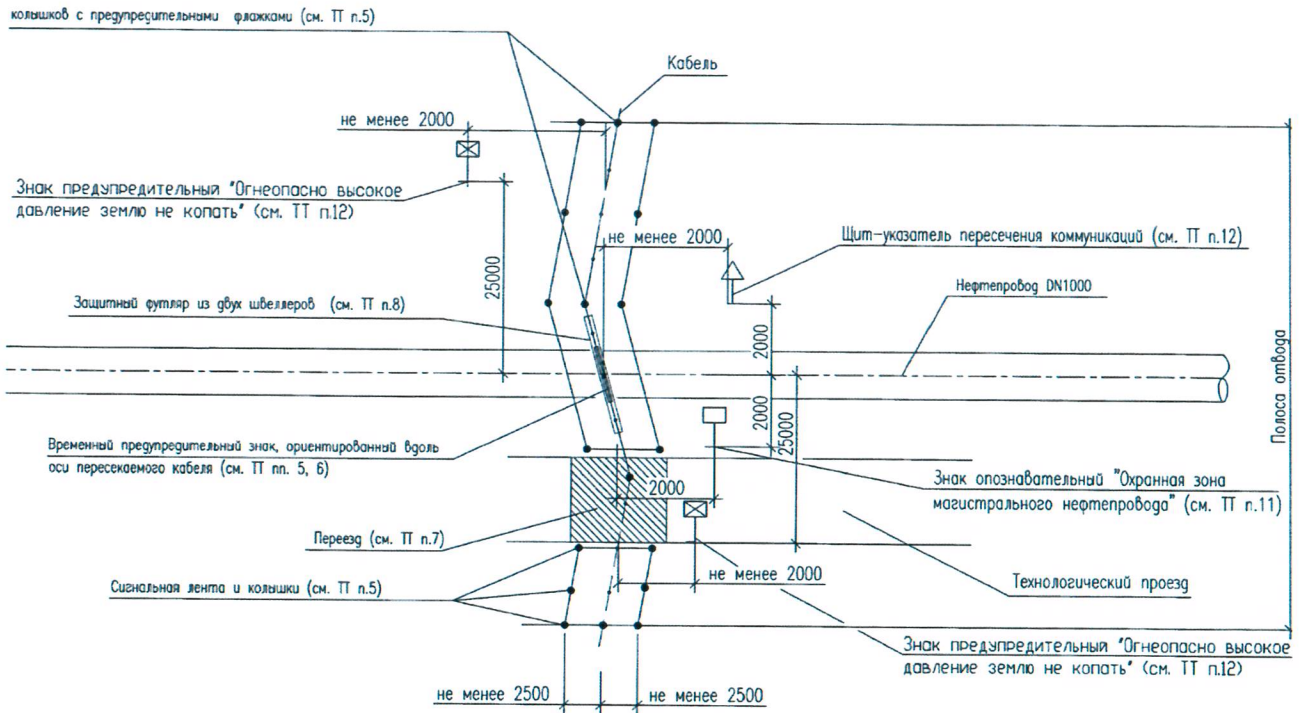


Рисунок – Пример расположения предупреждающих и опознавательных знаков на пересечении коммуникаций

Требования к предоставлению документации на экспертизу.

1. Для согласования в процессе полевых работ по ИГДИ расположения инженерных сетей и коммуникаций с организациями-владельцами или эксплуатирующими организациями, исполнителем ИИ формируются ситуационные схемы в государственных или местных системах координат, содержащие сведения о характеристиках и положении инженерных сетей и коммуникаций, зданий и сооружений, границы угодий и иные сведения без топографической основы. На схемах инженерных сетей и коммуникаций, выполненных в государственных системах координат, ЗАПРЕЩАЕТСЯ указание следующей информации:

- сведения о системе координат и высот (включая координатную сетку);
- численные характеристики древостоя (высота, толщина, расстояние между деревьями).

Отображение на схемах инженерных сетей и коммуникаций данных, выполненных в государственных системах координат, содержащих информацию о геопространственных сведениях, составляющих государственную тайну, НЕ ДОПУСКАЕТСЯ.

2. ПСД, РД, других чертежей, а также топографические планы, входящие в состав документации и выполняемые в государственной системе координат, разрабатываются, передаются и пересылаются в соответствии с требованиями Перечня сведений, подлежащих засекречиванию Министерством энергетики Российской Федерации, утвержденного приказом Минэнерго России от 19.10.2017 года №26с, законодательных и нормативно - правовых актов в области защиты государственной тайны.

3. При разработке документации в государственной системе координат организация должна иметь лицензию на право работы со сведениями, содержащими государственную тайну. Разработка документации в местной системе координат производится в обычном порядке.

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ТРАНСНЕФТЬ – ПРИКАМЬЕ»

ул. П. Лумумбы, д.20, корпус 1, Казань, Республика Татарстан, Россия, 420081; тел.: (843) 279-04-20, 279-03-00; факс: (843) 279-01-12;
E-mail: office@kaz.transneft.ru; ОКПО 00139264; ОГРН 1021601763820; ИНН/КПП 1645000340/997250001

На №359-Б-01 от 29.03.2021.

И.о. генерального директора
ООО «Байтекс»
И.Ю. Бажанову

Копия:
Главному инженеру
Ромашкинского РНУ
И.Ф. Нигматзянову

Технические условия № 09-01/374 от 18.05.2021 года

Выданы: ООО «БайТекс» (Юридический адрес: 461630 Оренбургская область, г. Бугуруслан, ул. Ленинградская/ ул. Революционная, 51/36) на работы по пересечению магистральных нефтепроводов (далее по тексту – МН) «Байтуган-Елизаветинка» Д 159 мм 0,3 км, «Байтуган-Елизаветинка» Д 219 мм 0,27 км проектируемым нефтегазосборным трубопроводом Д 159 мм от УЗ №35 до УПН.

Основные характеристики и назначение объекта: проектируемый нефтегазосборным трубопровод от УЗ №35 до УПН. Диаметр 159x8 мм. Рраб до 4,0 МПа. Материал трубы – трубы стальные бесшовные. Исполнение – подземное.

1. Требования к техническим решениям, предъявляемым к проектируемым объектам капитального строительства и инженерным коммуникациям:

1.1 Пересечение МН выполнить в соответствии с требованиями СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*» и РД-23.040.00-КТН-084-18 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Линейная часть магистрального трубопровода. Нормы проектирования».

1.2 При выполнении работ по ГНБ:

- для обеспечения контроля и сохранности МН во время работ по ГНБ в месте предполагаемого пересечения произвести шурфовку МН на расстоянии от нижней образующей МН до дна шурфа не менее 0,5 м шириной шурфа не менее 2 м, длиной шурфа с каждой



стороны МН не менее 5 м. Разработку грунта при шурфовании выполнять вручную, без применения ударных инструментов, в присутствии представителя РРНУ;

- при использовании установки ГНБ проектируемый трубопровод проложить под МН с расстоянием в свету между нижней образующей МН и верхней образующей защитного кожуха проектируемого трубопровода не менее 3,0 м. Точки входа-выхода буровой установки ГНБ расположить на расстоянии не менее 25 м от оси крайнего МН;

- угол пересечения проектируемого трубопровода с МН принять равными 90 град.

1.3 При выполнении работ открытым способом:

- проектируемый трубопровод проложить под МН с расстоянием в свету между нижней образующей МН и верхней образующей защитного кожуха проектируемого трубопровода не менее 0,6 м;

- работы по разработке траншеи, укладке проектируемого трубопровода, обратной засыпке на пересечение с МН выполнять в присутствии представителя РРНУ. Земляные работы на расстоянии менее 2-х метров от образующей МН выполнять вручную без применения ударных инструментов. Обеспечить выполнение работ по обратной засыпке и уплотнению грунта под МН с целью исключения просадки трубопровода, в соответствии с согласованной технологической картой;

- угол пересечения проектируемого трубопровода с МН принять равными 90 град.

1.4 Места пересечений проектируемого объекта с объектами АО «Транснефть – Прикамье» обозначить в соответствии с требованиями РД-01.120.00-КТН-186-16 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Типовые цветовые решения для объектов и оборудования магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов».

1.5 Электрохимическую защиту проектируемого трубопровода РРНУ выполнить в соответствии с требованиями РД-91.020.00-КТН-170-17, ГОСТ Р 51164-98, РД-29.240.00-КТН-285-19.

1.6 Предусмотреть отдельную электрохимическую защиту газопровода и защитного кожуха. Проект пересечения выполнить согласно РД-91.020.00-КТН-170-17 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Электрохимическая защита объектов магистрального трубопровода. Нормы проектирования».

1.7 При пересечении строящейся коммуникации, защищаемой от коррозии средствами электрохимической защиты, с МН АО «Транснефть – Прикамье» выполнить устранение вредного влияния на последние путем установки контрольно-измерительных пунктов со встроенными регулируемые блоками совместной защиты в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602-2016, ГОСТ Р 51164-98. Контрольно-измерительные пункты должны быть квадратного сечения из цельнотянутого полимерного материала (стойкость на излом не менее 1,5кН) с крышкой-

плакатом, электроды сравнения с твердым или гелеобразным электролитом. Гарантийный срок эксплуатации контрольно-измерительных пунктов не менее 10 лет, электродов сравнения не менее 5 лет.

1.8 предусмотреть демонтаж выводимого из эксплуатации участка трубопровода в охранной зоне коммуникаций АО «Транснефть - Прикамье».

1.9 Размещение площадок ВЗиС (строительный городок, трубосварочные базы, площадки хранения МТР, площадки стоянки техники, площадки складирования леса и грунта и т.п.) предусмотреть на расстоянии не менее 100 м от существующих трубопроводов.

2. Требования для исполнения на стадии проектирования:

2.1 Рабочий проект должен быть выполнен специализированной организацией, имеющей сертификат СРО (распространяемый на данный вид деятельности) и согласован Ромашкинским РНУ (далее по тексту РРНУ), на соответствие выполнения требований технических условий. Представить в отдел эксплуатации РРНУ положительные заключения внешних экспертиз по проекту (в случае если на основании требований нормативно-технической документации и законодательства РФ;

2.2 Проектная (рабочая) документация, представляемая на внутреннюю экспертизу, должна быть разработана согласно Приложению 2 или в соответствии с требованиями приказа Минэнерго от 19.10.2017 №26С (при этом проектная организация должна иметь допуск к сведениям, содержащим государственную тайну);

2.3 Комплекс работ (проектно-изыскательские работы, строительно-монтажные работы и т.д.) полностью за свой счёт выполняет организация Заявителя;

2.4 Соблюдение требований РД-23.040.00-КТН-084-18 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Линейная часть магистрального трубопровода. Нормы проектирования», 31.13330.2012 «СНиП 2.04.02-84* Водоснабжение. Наружные сети и сооружения».

2.5 Согласовать в РРНУ оформление знаков, устанавливаемых после проведения работ на месте пересечения (приложение №1) в соответствии с требованиями РД-01.120.00-КТН-186-16 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Типовые цветовые решения для объектов и оборудования магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов».

3. Требования для исполнения до начала производства работ:

3.1 До начала работ в охранной зоне МН, организация, производящая эти работы, обязана получить письменное разрешение на производство работ в охранной зоне МН. Для получения разрешения на производство работ в охранной зоне МН, необходимо вызвать не позднее, чем за пять рабочих дней до начала работ на место проведения работ представителя линейной аварийной эксплуатационной службы (ЛАЭС) НПС «Елизаветинка», находящейся по

адресу: Самарская область, Клявлинский район, пос. ЛПДС «Елизаветинка», начальник НПС Мазурин Александр Алексеевич, тел. сотовый (937)7796225, начальник линейной аварийной эксплуатационной службы (далее по тексту ЛАЭС) НПС «Елизаветинка» Кудряшов Валерьян Валентинович, тел. сотовый (937)6107342, тел. 8(84653) 2-28-30, 2-22-98, заместитель начальника ЛАЭС НПС «Елизаветинка», звено Калейкино Салимгереев Магомед Алхуватович тел. сотовый (937)6190742, тел. 8(8553) 39-43-99 на место производства работ для установления точного местонахождения нефтепроводов и его коммуникаций (кабелей ЭХЗ, КИП и силовых), глубины их залегания (определить вручную методом шурфовки), наблюдения за ходом работ.

3.2 До начала производства работ получить на НПС «Елизаветинка» схему маршрута движения техники к месту производства работ в охранной зоне МН на месте пересечения.

3.3 Заявитель должен согласовать ПД/РД с Ромашкинским РНУ (далее – РРНУ) и АО «Транснефть – Прикамье» до направления ПД на внешнюю экспертизу;

3.4 Заявитель должен согласовать проект производства работ с РРНУ. В состав ППР включить мероприятия, обеспечивающие безопасное ведение работ, сохранность действующих нефтепроводов и сооружений на них.

3.5 Представить в АО «Транснефть – Прикамье» положительное заключение внешней экспертизы ПД и откорректированную версию ПД после завершения внешней экспертизы (в случае если на основании требований нормативно-технической документации и законодательства РФ, предусмотрено согласование проекта с федеральными и региональными надзорными органами);

3.6 Организация, имеющая сертификат СРО с разделом «особо опасные», производящая работы, обязана получить письменное разрешение на производство работ у эксплуатирующей организации – РРНУ (филиал АО «Транснефть – Прикамье»); производство работ без разрешения или по разрешению, срок действия которого истек, **запрещается**;

3.7 Предоставить в отдел эксплуатации РРНУ (филиал АО «Транснефть – Прикамье») согласованный с РРНУ, АО «Транснефть – Прикамье» и АО «Связьтранснефть» ВК ПТУС проект производства работ в охранной зоне и мероприятия по обеспечению сохранности коммуникаций АО «Транснефть – Прикамье» и АО «Связьтранснефть» ВК ПТУС;

3.8 Предоставить в отдел эксплуатации РРНУ (филиал АО «Транснефть – Прикамье») приказ о назначении ответственных лиц за организацию и безопасное производство работ;

3.9 Предоставить в отдел эксплуатации РРНУ (филиал АО «Транснефть – Прикамье») список лиц, участвующих в производстве работ;

3.10 Предоставить в отдел эксплуатации РРНУ (филиал АО «Транснефть – Прикамье») документы, подтверждающие квалификацию инженерно – технического персонала и рабочих;

3.11 Предоставить в отдел эксплуатации РРНУ (филиал АО «Транснефть – Прикамье») материалы, подтверждающие готовность подрядчика к выполнению работ повышенной опасности;

3.12 Предоставить в отдел эксплуатации РРНУ (филиал АО «Транснефть – Прикамье») документы, подтверждающие исправность применяемых при работе машин и механизмов и наличие их технического освидетельствования;

3.13 Предоставить в АО «Транснефть – Прикамье» документы по отводу земельного участка под строительство объекта и/или правоустанавливающие документы на земельный участок, в границах которого планируется производство строительно – монтажных работ на весь период выполнения работ;

3.14 Предоставить в АО «Транснефть – Прикамье» разрешение на строительство объекта Заявителя в случаях, предусмотренных законодательством Российской Федерации в области градостроительной деятельности;

3.15 Ответственным лицам за контроль, исправное состояние и безопасное производство работ подрядной организации Заявителя пройти проверку знаний требованиям охраны труда и промышленной безопасности в службе охраны труда и службе промышленной безопасности и производственного контроля РРНУ (филиал АО «Транснефть – Прикамье»);

3.16 Подрядной организации оформить совместный приказ с РРНУ (филиал АО «Транснефть – Прикамье») эксплуатирующей организацией о назначении лиц, ответственных за контроль, исправное состояние и безопасное производство работ (при проведении работ в областях надзора промышленной безопасности) в соответствии с ОР-13.100.00-КТН-030-12 «Порядок допуска подрядных организаций к производству работ по строительству, техническому перевооружению, реконструкции, капитальному и текущему ремонту, ремонтно-эксплуатационным нуждам объектов ОАО "АК "Транснефть»;

3.17 Оформить разрешение на производство работ в охранной зоне водопровода в отделе эксплуатации РРНУ (филиал АО «Транснефть – Прикамье») г. Лениногорск, ул. Ленинградская 57;

3.18 Работы в охранной зоне других коммуникаций согласовать с их владельцами;

3.19 Предоставить в отдел эксплуатации РРНУ (филиал АО «Транснефть – Прикамье») акт готовности и передачи объекта для производства работ (с приложениями);

3.20 Предоставить в отдел эксплуатации РРНУ (филиал АО «Транснефть – Прикамье») акт-допуск подрядной организации к производству работ; ордер на право производства работ в охранной зоне инженерных коммуникаций;

3.21 Согласовать допуск персонала в охранную зону коммуникаций и на территорию объектов со службой безопасности АО «Транснефть – Прикамье»;

3.22 Руководители и специалисты генподрядчика и субподрядчиков, ответственные за проведение работ по нарядам-допускам, проходят проверку знаний требований безопасности в комиссии филиала ОСТ в порядке, предусмотренном ОР-13.100.00-КТН-030-12.

3.23 Перед вызовом представителей АО «Транснефть – Прикамье» для корректного определения подземных коммуникаций, территория, где планируется проведение земляных работ, должна быть очищена от растительности (в зимнее время года от снега) на ширину не менее 5 метров.

3.24 До начала производства работ предоставить в земельно-имущественную службу Ромашкинского районного нефтепроводного управления (филиал АО «Транснефть – Прикамье») копии документов, подтверждающих право пользования земельными участками на период производства работ (договоры аренды, соглашения о временном занятии земельных участков), а также один экземпляр оригинала согласий, полученных от правообладателей земельных участков на установку предупредительных и опознавательных знаков, обозначающих места пересечений коммуникаций, границы охранной зоны и др. Согласия должны содержать сведения о кадастровом номере земельного участка на котором предполагается размещение знаков, занимаемой площади, наименования нефтепровода АО «Транснефть – Прикамье» с привязкой к километру трассы на пересечении с которым устанавливаются знаки. Без получения согласований установка знаков запрещена.

4. Требования для исполнения при производстве работ:

4.1 Все изменения ПД, РД и ППР, вносимые на этапе производства работ, должны быть согласованы с РРНУ и АО «Транснефть – Прикамье»;

4.2 Земляные работы в охранной зоне магистрального трубопровода на расстоянии 2-х метров от осей ниток производить вручную, в присутствии представителя РРНУ (филиал АО «Транснефть – Прикамье»), согласно требованиям ВСН 31-81; не разрешается отвал грунта на магистральный трубопровод, складировать оборудование и материалы, устраивать стоянку техники в охранной зоне магистрального трубопровода, должен обеспечиваться свободный проезд и подъезд к магистральному трубопроводу.

4.3 Место пересечения построенной коммуникации с магистральными нефтепроводами обозначить щитами-указателями на стойках (см. рисунок Ж.7, приложение Ж), предупреждающим знаком «Огнеопасно! Высокое давление! Землю не копать!» (см. рисунок Е.11, приложение Е), которые устанавливаются по обе стороны пересечения на оси коммуникации на границе охранной зоны магистрального трубопровода (за 25 м от пересечения), а также знак Охранная зона магистрального трубопровода, обозначается специальными опознавательными знаками на стойках без козырьков (см. рисунок Ж.1) должна располагаться на оси трубопровода или на расстоянии от 1 до 2 м влево от оси магистрального трубопровода по направлению движения потока нефти (нефтепродукта) в соответствии с

требованиями РД-01.120.00-КТН-186-16 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Типовые цветовые решения для объектов и оборудования магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов»:

4.3.1. знаки изготовить из полимерных или композитных материалов, не поддерживающих горение, согласно ОТТ-75.200.00-КТН-044-19;

4.3.2. ответственность за сохранность и техническое состояние установленных знаков несет владелец построенной коммуникации;

4.3.3. после установки знаков составить с представителем РРНУ (филиал АО «Транснефть – Прикамье»), обслуживающим участок, совместный акт об установке знаков.

4.4 При пересечении строящейся коммуникации, защищаемой от коррозии средствами электрохимической защиты, с МН АО «Транснефть – Прикамье» выполнить устранение вредного влияния на последние путем установки контрольно-измерительных пунктов со встроенными регулируемыми блоками совместной защиты в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602-2016, ГОСТ Р 51164-98. Контрольно-измерительные пункты должны быть квадратного сечения из цельнотянутого полимерного материала (стойкость на излом не менее 1,5кН) с крышкой-плакатом, электроды сравнения с твердым или гелеобразным электролитом. Гарантийный срок эксплуатации контрольно-измерительных пунктов не менее 10 лет, электродов сравнения не менее 5 лет.

4.5 При проведении земляных работ в охранной зоне магистральных нефтепроводов оснастить экскаваторы/бульдозеры системой видеофиксации (обеспечить хранение отснятой видеoinформации).

4.6 Устанавливать грузоподъемную технику ближе 10-ти метров от осей магистральных трубопроводов **запрещается!**

4.7 Не разрешается производить отвал грунта на магистральные нефтепроводы, складировать оборудование и материалы, захламлять, устраивать стоянки техники ближе 100 м к МН. Должен обеспечиваться свободный проезд и подъезд к МН.

4.8 Земляные работы производить в дневное время суток. Передвижение техники в охранной зоне МН в ночное время **запрещается!**

4.9 При обнаружении на месте производства работ подземных коммуникаций, не указанных в проектной документации, работы должны быть остановлены, установлена принадлежность коммуникаций и вызван представитель эксплуатирующей организации.

4.10 При необходимости, для движения автотракторной техники через магистральный нефтепровод по согласованию с РРНУ оборудовать временные переезды. Движение автотракторной техники через магистральные нефтепроводы вне переездов **запрещается!**

Требования к временным переездам:

- до начала работ по устройству переездов следует выполнить:

- уточнить ось и заглубление подземных коммуникаций;
- согласовать месторасположение переездов с организациями, эксплуатирующими пересекаемую коммуникацию, получить разрешение на проведение работ по устройству переездов;
- геодезическую разбивку оси трубопровода, оси и границ переезда;
- планировку подъезда техники к месту устройства переездов;
- переезды через действующие коммуникации выполнить с использованием железобетонных дорожных плит ПДН-А IV 6×2×0,14 м (по песчаной подготовке);
- минимальное расстояние от верха покрытия переезда до верхней образующей трубопровода должно быть не менее 1,4м для трубопровода и не менее 1м для кабеля; при недостаточном заглублении выполнить подсыпку грунта над коммуникацией в месте переезда, укладку плит производить на спланированную поверхность при помощи автокрана;
- работы по устройству переездов выполнять в присутствии представителей, эксплуатирующих коммуникации;
- по окончании работ в течение 10 дней временные переезды демонтировать в присутствии представителя НПС «Елизаветинка» с составлением акта, материалы вывезти с места производства работ. Трассу привести в первоначальное состояние.

4.11 Работы произвести в течение 15 дней после начала работ в охранный зоне МН.

4.12 При обнаружении на месте производства работ подземных коммуникаций, не указанных в проектной документации, работы должны быть остановлены, установлена принадлежность коммуникаций и вызван на место представитель эксплуатирующей организации;

4.13 при обнаружении повреждений любых коммуникаций персонал и технические средства должны быть немедленно отведены за пределы опасной зоны;

- о происшествии должно быть немедленно извещено руководство РРНУ (филиал АО «Транснефть – Прикамье»), эксплуатирующего соответствующие коммуникации;

- до прибытия аварийно-восстановительной бригады руководитель работ должен принять меры, предупреждающие доступ в опасную зону посторонних лиц и транспортных средств.

4.14 При засыпке (возвращении) плодородного слоя на действующий магистральный трубопровод следует принять технологию производства работ по рекультивации, исключающую наезд машин на действующий магистральный трубопровод.

5. Требования для исполнения по окончании производства работ:

5.1 разработать или внести изменения и согласовать с Ромашкинским районным нефтепроводным управлением (филиал АО «Транснефть – Прикамье») инструкцию о совместном надзоре и содержании коммуникации технического коридора в соответствии с п.6 приложения 2

Правил охраны магистральных трубопроводов (утверждены Министерством топлива и энергетики России 29.04.1992, постановлением Госгортехнадзора России от 22.04.1992 №9);

5.2 По окончании работ Заявитель направляет в отдел эксплуатации РРНУ материалы исполнительной геодезической съемки (плана) масштаба от 1:500 до 1:2000 в бумажном и электронном виде в формате AUTOCAD *.dwf, с точными привязками взаимного расположения объекта Заявителя и объектов АО «Транснефть – Прикамье», указанных в технических условиях (с указанием мест пересечения, сближения, параллельного следования. При выполнении исполнительных съемок участка учитывать перечень сведений, подлежащих засекречиванию, утвержденный приказом Министерства энергетики Российской Федерации.

5.3 По окончании работ Заявитель направляет в отдел эксплуатации РРНУ сканированный образ проекта производства работ в охранной зоне и мероприятий по обеспечению сохранности коммуникаций в электронном виде и в формате *.pdf; экземпляр РРНУ инструкции о совместном надзоре и содержании коммуникации технического коридора;

5.4 По окончании работ Заявитель направляет в отдел эксплуатации РРНУ акт завершения работ в охранной зоне трубопроводов.

5.5 по окончании работ в течение 10 дней временные переезды демонтировать в присутствии представителя Альметьевского районного нефтепроводного управления (филиал АО «Транснефть – Прикамье») с составлением акта, материалы вывезти с места производства работ; трасса приводится в первоначальное состояние;

5.6 Провести комплекс кадастровых работ по постановке на кадастровый учет земельных участков (образование частей земельных участков без раздела исходных) под наземными объектами (опознавательными знаками и др.), появившимися в результате проведения строительно-монтажных работ. Границы формируемых земельных участков под наземными объектами необходимо согласовывать с земельно-имущественной службой РНУ и отделом по управлению собственностью АО «Транснефть – Прикамье».

6 Срок действия технических условий: **1 год с даты регистрации технических условий.**

7 Технические условия утрачивают силу и подлежат повторному получению в следующих случаях:

7.1 если работы по строительству (реконструкции) проектируемого объекта Заявителя не начаты до истечения срока действия полученных технических условий и отсутствует запрос от Заявителя на продление технических условий;

7.2 при смене участка магистрального трубопровода, на котором предполагается пересечение, параллельное следования, размещение в границах минимальных расстояний объекта Заявителя;

7.3 при смене технических характеристик объекта Заявителя и/или его назначения, указанных Заявителем.

8 В случае изменения требований нормативно-технической документации АО "Транснефть - Прикамье" оставляет за собой право внесения дополнений и изменений в настоящие технические условия до окончания срока их действия.

9 Данные технические условия не являются разрешением на производство работ в охранной зоне трубопровода.

10 Лица, выполняющие работы в границах зон с особыми условиями использования территорий, установленных для безопасной эксплуатации трубопроводов, принадлежащего АО «Транснефть – Прикамье» без согласования производства работ в охранной зоне объектов трубопроводов с АО «Транснефть – Прикамье» и/или разрешений на строительство, реконструкцию объектов капитального строительства в случае, если для осуществления строительства, реконструкции объектов капитального строительства Градостроительным кодексом Российской Федерации предусмотрено получение таких разрешений, или с нарушением требований технических регламентов, норм и правил, подлежащих обязательному исполнению, проектной документации, технических условий на пересечение (параллельное следование), выданных АО «Транснефть – Прикамье» или допускающие уничтожение или повреждение специальных знаков (предупредительных знаков, опознавательных знаков трубопроводов, сигнальных знаков, знаков ведения работ), а также знаков, обозначающих границы ЗОУИТ, приостанавливают по требованию АО «Транснефть – Прикамье» или обязаны приостановить по требованию органа, уполномоченного на осуществление государственного строительного надзора, осуществление таких работ до устранения нарушений.

11 Нарушение установленного порядка строительства, реконструкции объектов капитального строительства, уничтожение или повреждение специальных знаков образуют составы административных правонарушений, предусмотренных статьями 9.5, 7.2, 11.20.1 Кодекса Российской Федерации об административных правонарушениях.

12 В соответствии со ст. 11.20.1 Кодекса Российской Федерации об административных правонарушениях от 30.12.2001г. совершение в охранных зонах водопровода действий, запрещенных законодательством Российской Федерации, либо выполнение в охранных зонах водопровода работ без соответствующего разрешения предприятия трубопроводного транспорта или без его уведомления – влечет наложение административного штрафа на юридических лиц – от пятисот тысяч до двух миллионов пятисот тысяч рублей или административное приостановление деятельности на срок до девяноста суток.

13 Лица, виновные в строительстве сооружений без соблюдения безопасных расстояний до объектов трубопроводного транспорта несут ответственность в соответствии с законодательством Российской Федерации.

14 В случае невыполнения требования настоящих технических условий АО «Транснефть-Прикамье» оставляет за собой право ведения претензионных работ в судебном порядке.

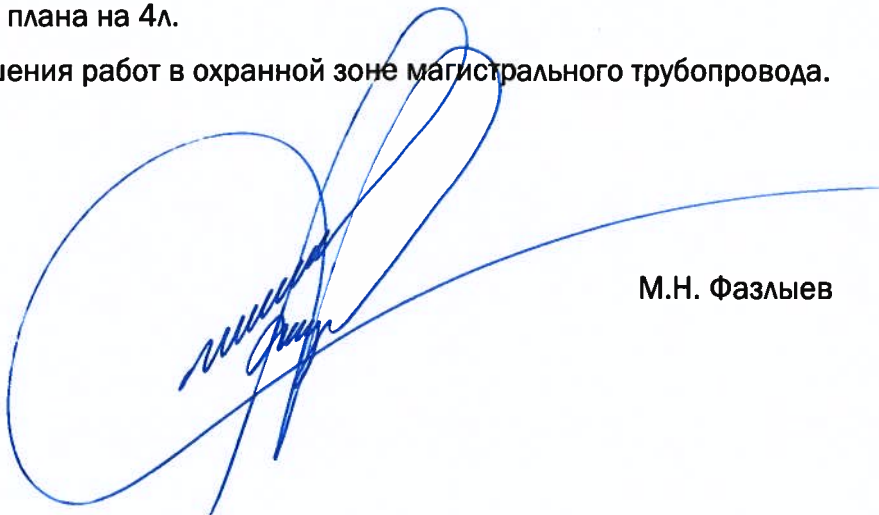
15 В случае обнаружения утечки (выхода) нефти необходимо немедленно сообщить диспетчеру РДП Ромашкинского РНУ по телефону 8(8553) 39-61-48, 39-69-43, 39-69-84, 43-71-18 и руководству НПС «Елизаветинка» по адресу: Самарская область, Клявлинский район, пос. ЛПДС «Елизаветинка», начальник НПС Мазурин Александр Алексеевич тел. сотовый (937)7796225, 8(84653) 2-28-30, 2-22-98.

Внимание: параллельно водопроводу проходит кабель связи. По вопросу согласования его пересечения обращаться по адресу: 420061, Татарстан, г. г. Казань, ул. Н. Ершова, д.2/1, Волго – Камский ПТУС филиал АО «Связьтранснефть», телефоны: диспетчер (843)2492300.

Приложение:

1. Требования к опознавательным знакам строительной и автомобильной техники подрядчика, привлекаемой к работам в охранной зоне магистрального трубопровода на 1л.
2. Предупреждающие и опознавательные знаки на 4л.
3. Акт определения местоположения участка/объекта магистрального трубопровода, лист согласования ситуационного плана на 4л.
4. Форма акта завершения работ в охранной зоне магистрального трубопровода.

Главный инженер

A large, stylized handwritten signature in blue ink, written over a horizontal line. The signature is cursive and appears to be 'М.Н. Фазлыев'.

М.Н. Фазлыев

Требования к опознавательным знакам строительной и автомобильной техники подрядчика, привлекаемой к работам в охранной зоне магистрального трубопровода

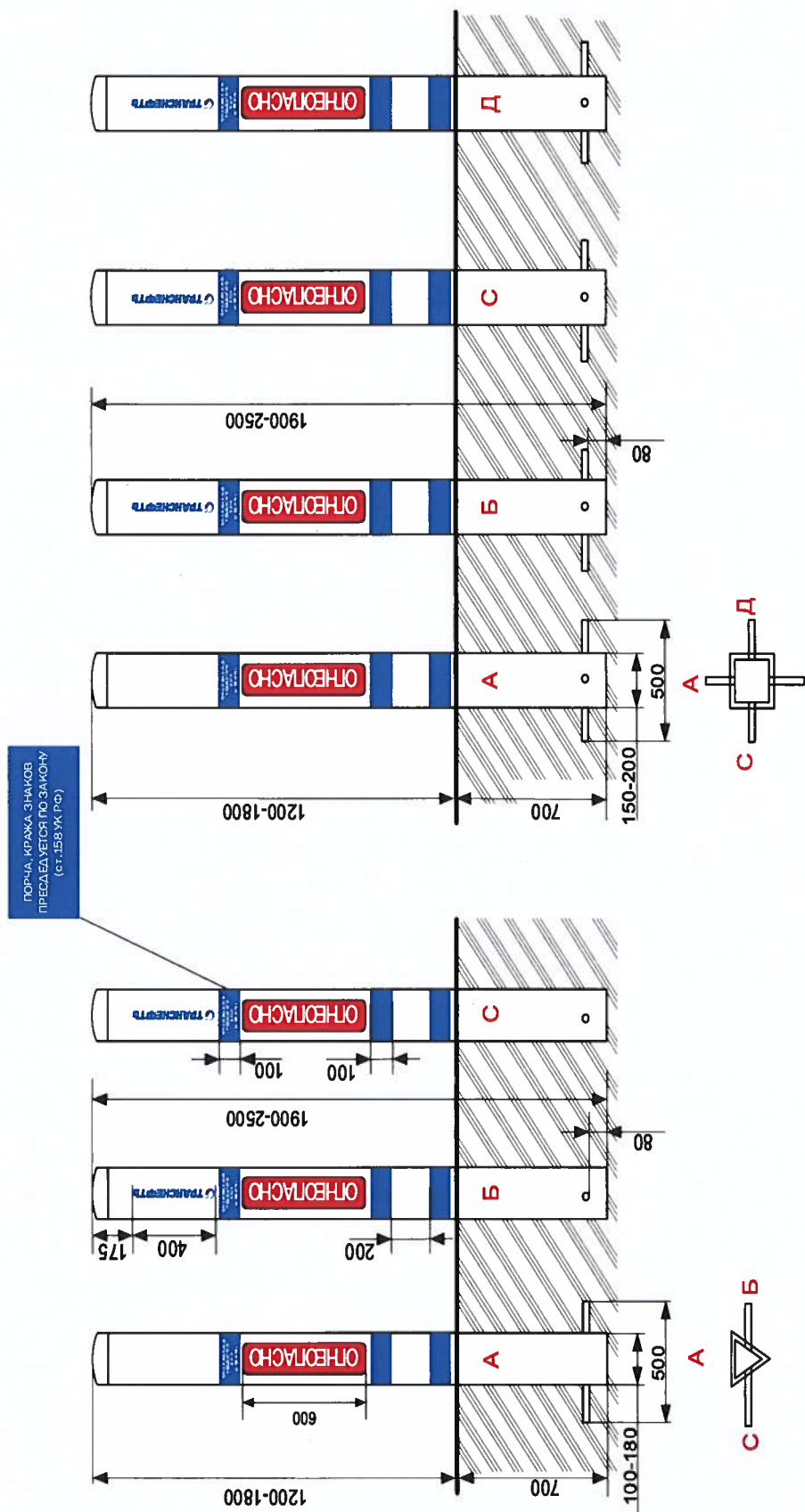
Опознавательный знак наносится для грузоподъемной, землеройной и автомобильной техники подрядных организаций полной массой свыше 3,5 т. Опознавательный знак должен содержать государственный регистрационный номер без указания кода региона, различимый с борта воздушного судна при авиапатрулировании. Нанесение опознавательных обозначений производится на крышу кабины, крышу манипулятора или другую плоскую поверхность размерами не меньше 800х500 мм.

Нанесение опознавательных знаков осуществляется перпендикулярно и симметрично продольной оси транспортной и строительной техники слева направо по ходу его основного движения.

Высота буквенных и цифровых знаков должна составлять не менее 300 мм, ширина – не менее 120 мм, толщина линии – не менее 20 мм.

Опознавательные знаки должны наноситься силами подрядчика до выполнения допуска для работ в охранной зоне магистральных трубопроводов. Цвет опознавательных знаков, наносимых на транспортные средства, выбирается исходя из условий обеспечения восприятия и контрастности надписей и знаков по отношению к основному цвету транспортного средства.

Предупреждающие и опознавательные знаки



б) стойка прямоугольного сечения

а) стойка треугольного сечения

Рисунок 1 – Стойка из пластика



Цвет надписи: «Охранная зона магистрального нефтепровода» – красный (RAL 3020).

Цвет стрелок-указателей границ охранной зоны – черный (RAL 9011).

Цвет остальных надписей – синий (RAL 5005)

Рисунок 2 – Щит-указатель с опознавательным знаком «Охранная зона»

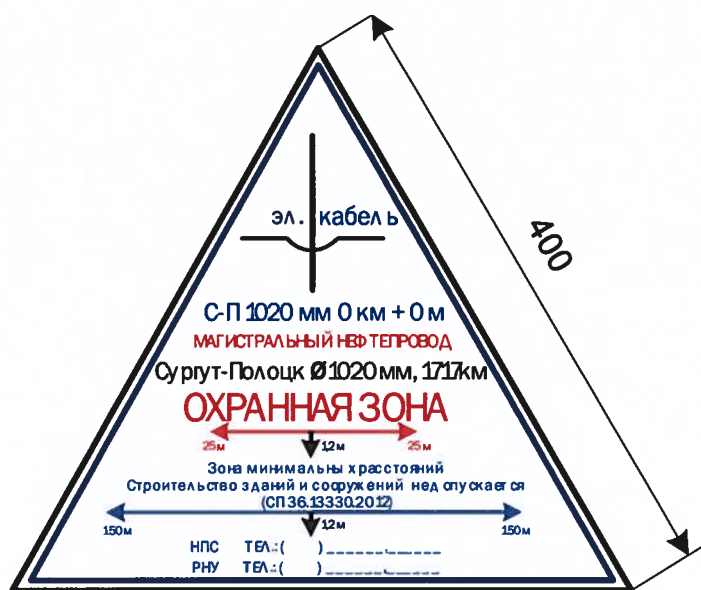


Цвет надписи «Огнеопасно! Высокое давление! Землю не копать!» – красный (RAL 3020).

Цвет остальных надписей – синий (RAL 5005)

Рисунок 3 – Щит-указатель с предупреждающим знаком «Огнеопасно! Высокое давление! Землю не копать!»

* Текст, нанесенный на щиты-указатели, приведен в качестве примера.



а) для ЛЧ МТ



б) для технологических трубопроводов НПС

Рисунок 4 – Оповестительный знак «Пересечение коммуникаций»

* Текст, нанесенный на щиты-указатели, приведен в качестве примера.

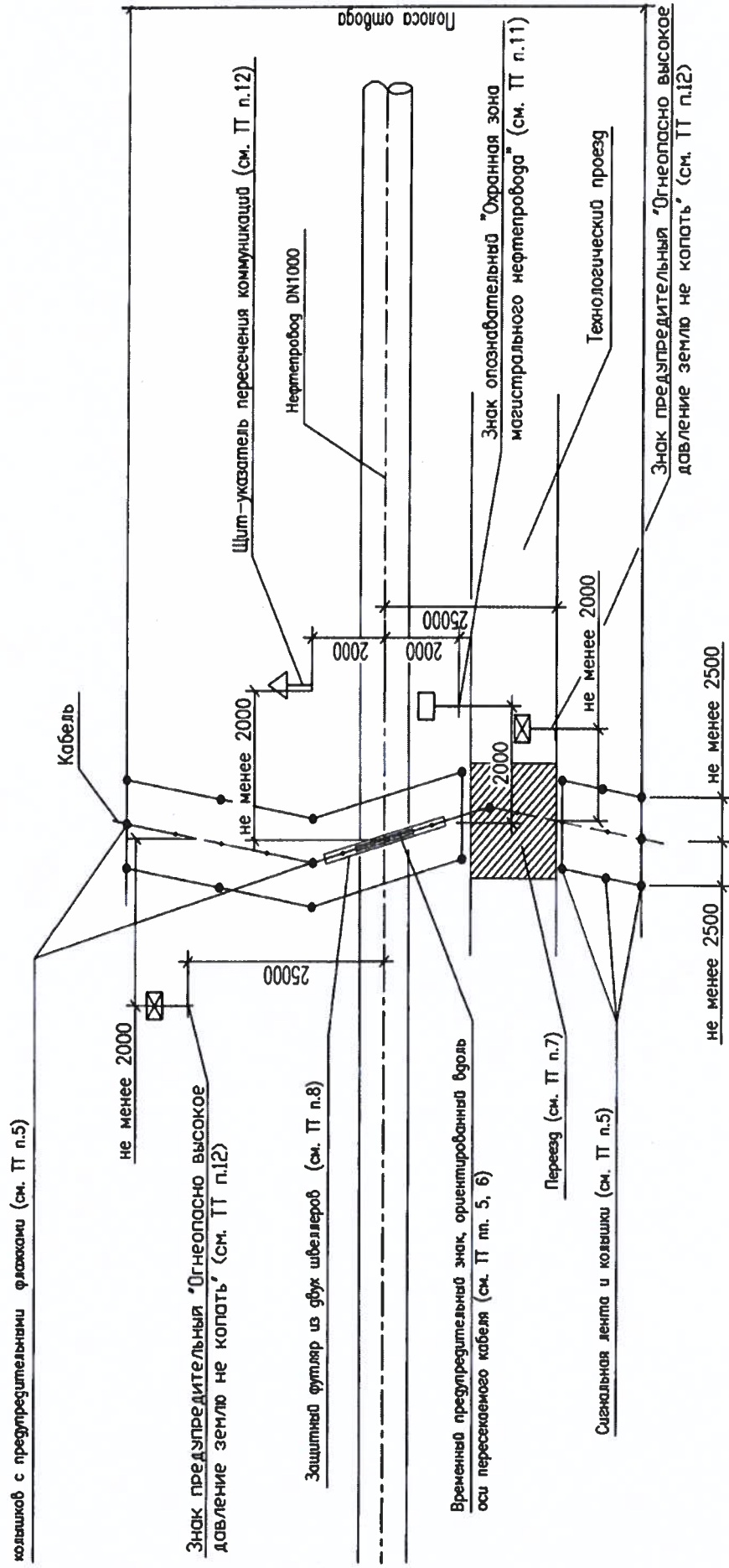
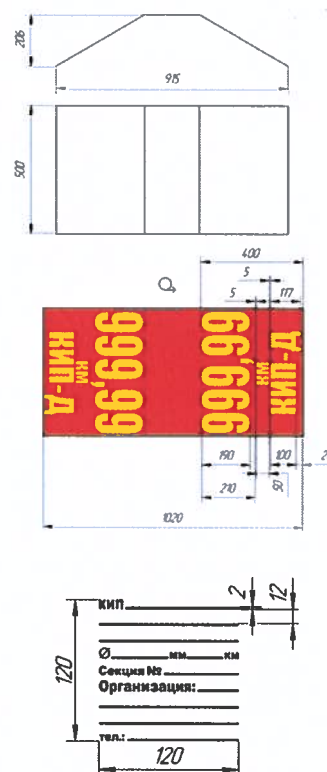
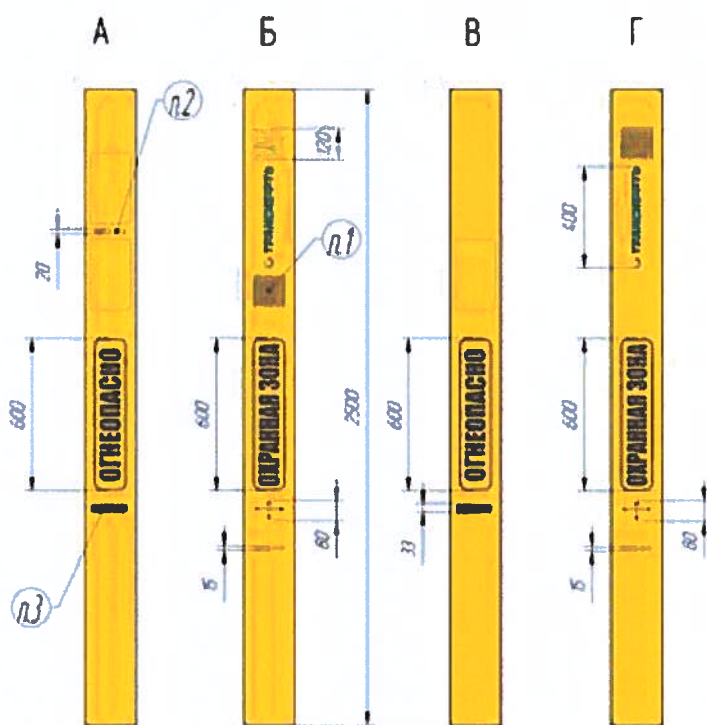


Рисунок 4 – Пример расположения предупреждающих и опознавательных знаков на пересечении коммуникаций

Цветовые решения и размещение информационных надписей на
пластиковых стойках КИП с дополнительным оборудованием,
установленных на ЛЧ МТ



- 1 – вентиляционная решетка
- 2 – надпись о наличии дополнительного оборудования
- 3 – место нанесения логотипа изготовителя КИП

Требования к предоставлению документации на экспертизу.

1. Для согласования в процессе полевых работ по ИГДИ расположения инженерных сетей и коммуникаций с организациями-владельцами или эксплуатирующими организациями, исполнителем ИИ формируются ситуационные схемы в государственных или местных системах координат, содержащие сведения о характеристиках и положении инженерных сетей и коммуникаций, зданий и сооружений, границы угодий и иные сведения без топографической основы. На схемах инженерных сетей и коммуникаций, выполненных в государственных системах координат, ЗАПРЕЩАЕТСЯ указание следующей информации:

- сведения о системе координат и высот (включая координатную сетку);
- численные характеристики древостоя (высота, толщина, расстояние между деревьями).

Отображение на схемах инженерных сетей и коммуникаций данных, выполненных в государственных системах координат, содержащих информацию о геопространственных сведениях, составляющих государственную тайну, НЕ ДОПУСКАЕТСЯ.

2. РД, другие чертежи, а также топографические планы, входящие в состав документации и выполняемые в государственной системе координат, разрабатываются, передаются и пересылаются в соответствии с требованиями Перечня сведений, подлежащих засекречиванию Министерством энергетики Российской Федерации, утвержденного приказом Минэнерго России от 19.10.2017 года №26с, законодательных и нормативно - правовых актов в области защиты государственной тайны.

3. При разработке документации в государственной системе координат организация должна иметь лицензию на право работы со сведениями, содержащими государственную тайну.

4. Разработка документации в местной системе координат производится с исключением требований Перечня сведений, подлежащих засекречиванию Министерством энергетики Российской Федерации, утвержденного приказом Минэнерго России от 19.10.2017 года №26с, законодательных и нормативно - правовых актов в области защиты государственной тайны.

**АКТ
завершения работ в охранной зоне магистрального трубопровода**

Мы, нижеподписавшиеся, представители подразделения ОСТ

_____ И.О. Фамилия, должность
 _____ И.О. Фамилия, должность
 и представитель Заявителя/подрядчика, ответственного за производство
 _____ работ, _____
 _____ вид работ _____ И.О. Фамилия, должность

составили настоящий акт о нижеследующем:

работы в охранной зоне МТ _____ DN _____ на _____ км/ _____ ПК завершены.
 _____ наименование

Работы выполнены в соответствии с:

1. Требованиями технических условий № _____ от « ____ » _____ 20__ г.
2. Рабочей документации _____
 _____ наименование рабочего документации

3. Утвержденного _____ от « ____ » _____ 20__ г. ППР
 _____ должность, ФИО

в месте _____ с МН, МНПП установлены знаки, щиты указатели
 пересечения, параллельного прохождения

_____ характеристика установленных знаков, щитов указателей

1. Состояние трассы трубопровода соответствует требованиям Правил охраны магистральных трубопроводов (утверждены Министерством топлива и энергетики России 29.04.1992, постановлением Госгортехнадзора России от 22.04.1992 № 9);

2. Проведена проверка выполнения требований технических условий, рабочей документации, ППР. По результатам проверки установлено, что мероприятия, предусмотренные указанными документами выполнены.

Начальник
 ЛАЭС (АРС) НПС (ЛПДС, НС, НБ) ОСТ _____ И.О. Фамилия _____
 _____ подпись _____ дата

Начальник
 НПС (ЛПДС, НС, НБ) ОСТ _____ И.О. Фамилия _____
 _____ подпись _____ дата

Представитель Заявителя/
 подрядчика _____ И.О. Фамилия _____
 _____ подпись _____ дата