

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

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

Заказчик ООО «БайТекс»

**«РЕКОНСТРУКЦИЯ СООРУЖЕНИЯ С КАДАСТРОВЫМ
НОМЕРОМ 63:20:0000000:352, НАЗНАЧЕНИЕ:1.4
СООРУЖЕНИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
(РЕКОНСТРУКЦИЯ УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ
(УПН) БАЙТУГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ЧАСТИ
РАЗДЕЛЕНИЯ ПОТОКОВ)»**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 1 «Пояснительная записка»

0225-01-ПЗ

Том 1

г. Оренбург, 2019г.

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

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

Заказчик ООО «БайТекс»

«РЕКОНСТРУКЦИЯ СООРУЖЕНИЯ С КАДАСТРОВЫМ
НОМЕРОМ 63:20:0000000:352, НАЗНАЧЕНИЕ:1.4
СООРУЖЕНИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
(РЕКОНСТРУКЦИЯ УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ
(УПН) БАЙТУГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ЧАСТИ
РАЗДЕЛЕНИЯ ПОТОКОВ)»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 1 «Пояснительная записка»

0225-01-ПЗ

Том 1

Технический директор

Р.А. Березовский

Главный инженер проекта

Д.В. Тюшевский

г. Оренбург, 2019г.

Согласовано			
Взам.инв.№			
Подпись и дата			
Инв.№полл.			



СОСТАВ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

Номер тома	Обозначение	Наименование	Примечание
Том 1	0225-01-ПЗ	Раздел 1. «Пояснительная записка»	
Том 2.1	0225-01-ПЗУ	Раздел 2. «Схема планировочной организации земельного участка»	
Том 2.1.1		Книга 1. Текстовая часть.	
Том 2.1.2		Книга 2. Графическая часть.	
Том 3		Раздел 3 «Архитектурные решения»	
		Раздел 4. «Конструктивные и объемно-планировочные решения».	
Том 4.1	0225-01-КР	Книга 1. Текстовая часть	
Том 4.2	0225-01-КР	Книга 2. Графическая часть	
Том 4.3	0255-01-КР	Книга 3. Графическая часть	
Том 4.4	0255-01-КР	Книга 4. Графическая часть	
		Раздел 5. «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений»	
		Подраздел 1 «Система электроснабжения».	
Том 5.1.1	0225-01-ИОС 1.1	Книга 1. Текстовая часть	
Том 5.1.2	0225-01-ИОС 1.2	Книга 2. Графическая часть	
Том 5.2	0225-01-ИОС 2	Подраздел 2 «Система водоснабжения»	
Том 5.3	0225-01-ИОС3	Подраздел 3 «Система водоотведения»	
Том 5.4	0225-01-ИОС4	Подраздел 4 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети»	
Том 5.5		Подраздел 5 «Сети связи»	Не разрабатывается

Взаим. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

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

Лист

5

Том 5.5		Подраздел 5 «Сети связи»	Не разрабатывается
Том 5.6	0225-01-ИОС6	Подраздел 6 «Система газоснабжения»	Не разрабатывается
		Подраздел 7 «Технологические решения»	
Том 5.7.1.	0225-01-ИОС7.1	Часть 1 «Технологические решения»	
Том 5.7.2	0225-01-ИОС 7.2	Часть 2«Автоматизация технологических процессов»	
Том 5.7.3	0225-01-ИОС 7.3	Часть 3 «Электрохимическая защита»	
Том 6	0225-01-ПОС	Раздел 6. «Проект организации строительства».	
Том 7	0225-01-ПОД	Раздел 7. «Проект организации работ по сносу или демонтажу объектов капитального строительства»	
		Раздел 8. «Перечень мероприятий по охране окружающей среды»	
Том 8.1	0225-01-ООС1	Книга 1. Текстовая часть	
Том 8.2	0225-01-ООС2	Книга 2. Приложения	
Том 9	0225-01-ПБ	Раздел 9. «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности»	
Том 10.1	0225-01-ЭЭ	Раздел 10.1 «Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов»	
Том 10.2	0225-01-ТБЭ	Раздел 10.2 «Требования к обеспечению безопасной эксплуатации объектов капитального строительства»	
Том 11	0225-01-СМ	Раздел 11. «Смета на строительство объектов капитального строительства»	
		Раздел 12. «Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами»	
Том 12.1	0225-01-ГОЧС	Подраздел 1 Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Взаим. инв. №

Подп. и дата

Инов. № подл.

0225-01-СП

Лист

2

Том 12.2.1	0225-01-ДПБ1	Подраздел 2 «Декларация промышленной безопасности опасного производственного объекта» Книга 1 «Декларация промышленной безопасности опасного производственного объекта»	
Том 12.2.2	0225-01-ДПБ2	Подраздел 2 Книга 2 «Расчетно-пояснительная записка к декларации промышленной безопасности опасного производственного объекта.»	
Том 12.2.3	0225-01-ДПБ3	Подраздел 2 Книга3 «Информационный лист к декларации промышленной безопасности опасного производственного объекта.»	

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

0225-01-СП

Лист

3

Содержание тома

Обозначение	Наименование	Примечание
0225-01-ПЗ.С	Содержание тома 1	2
0225-01-ПЗ.ТЧ	Текстовая часть	6-44

Изм. № докл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
--------------	----------------	--------------

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

0225-01-ПЗ

Лист

8

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

ГИП



Д.В. Тюшевский

Исполнители:

Ведущий инженер



Киселева И.Л.

Нормоконтроль



Горохов И.В.

Инв. №полл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					0225-01-ПЗ	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док.		Подпись

Содержание

1. Реквизиты документов, на основании которых принято решение о разработке проектной документации	12
2. Исходные данные и условия для подготовки проектной документации на объект капитального строительства	13
3. Сведения о функциональном назначении объекта капитального строительства, состав и характеристика производства, номенклатура выпускаемой продукции	16
4. Сведения о потребности объекта капитального строительства в топливе, газе, воде и электрической энергии	20
5. Данные о проектной мощности объекта капитального строительства	21
6. Сведения о сырьевой базе, потребности производства в воде, топливно-энергетических ресурсах	22
7. Сведения о комплексном использовании сырья, вторичных энергоресурсах, отходов производства	29
8. Сведения о земельных участках, изымаемых во временное и постоянное пользование	30
9. Сведения о категории земель, на которых располагается (будет располагаться) объект капитального строительства	31
10. Сведения о размере средств, требующихся для возмещения убытков правообладателям земельных участков	32
11. Сведения об использованных в проекте изобретениях, результатах патентных исследований	33
12. Техничко-экономические показатели проектируемых объектов	34
13. Сведения о наличии разработанных и согласованных специальных технических условий	37
14. Сведения о компьютерных программах, которые использовались при выполнении расчетов	38
15. Обоснование возможности осуществления строительства объекта капитального строительства по этапам строительства с выделением этих этапов	39
16. Сведения о предполагаемых затратах, связанных с переносом сетей инженерно-технического обеспечения	42
17. Заверение проектной организации	43
ПРИЛОЖЕНИЯ	45
1. Свидетельство №СРО – П – Б – 0097-08-2016 от 29 августа 2016 г.	
2. Техническое задание на проектирование «Реконструкция сооружения с кадастровым номером 63:20:0000000:352, назначение: 1.4 сооружения нефтяных месторождений (реконструкция установки подготовки нефти (УПН) Байтуганского месторождения в части разделения потоков)».	

Взам инв. №	
Подпись и дата	
Инв. №полл.	

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

- РД 78.145-93 "Системы и комплексы охранной, пожарной и охранно-пожарной сигнализации. Правила производства и приёмки работ";
- Приказ мин.регион.развития РФ от 30.06.2012 № 279 актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 "Отопление, вентиляция и кондиционирование".
- СП 124.13330.2012 "Тепловые сети".
- СП 41-103-2000 «Проектирование тепловой изоляции оборудования и трубопроводов»
- ВСН 604-III-87. Техника безопасности при строительстве линейно-кабельных сооружений.
- ПУЭ-2002 «Правила устройства электроустановок»;
- СП 77.13330.2011 «Системы автоматизации».
- Приказ от 11.03.2013г №96 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств»;
- Приказ Ростехнадзора от 26.12.2012 №780 «Об утверждении руководства по безопасности вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов»;
- «Руководство по безопасности факельных систем» от 26.12.12 Приказ № 779.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	0225-01-ПЗ	Лист
							15

Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Индв. №полл.	

3. Сведения о функциональном назначении объекта капитального строительства, состав и характеристика производства, номенклатура выпускаемой продукции

Байтуганская установка подготовки нефти (УПН) построена в 1952 г. по проекту ПСБ НГДУ «Бугурусланнефть» для термохимического обезвоживания нефтяной эмульсии скважин Байтуганского месторождения поступающих от ДНС-1 и ДНС-2.

Состав действующего производства УПН:

- реагентный блок;
- резервуарный парк с УУЛФ;
- блок подогревателей нефти и блок теплообмена;
- технологическая площадка подготовки нефти;
- технологическая площадка очистки пластовой воды;
- блок насосных станций;
- факельное хозяйство;
- СИКН-246;
- БКНС и КНС.

Характеристика производства включает:

- сепарацию нефти;
- подачу хим.реагентов;
- обезвоживание нефти и отделение пластовой воды;
- обессоливание нефти;
- очистка пластовой воды;
- замер нефти, газа и пластовой воды;
- использование части газа на собственные нужды: в качестве топливного на розжиг и горение дежурных горелок факела, а также для подогревателей нефти;
- использование пластовой воды для системы ППД;
- подача товарной нефти от подпорной насосной станции на прием насосов ОАО «АК Транснефть».

Номенклатура выпускаемой продукции – товарная нефть I группы качества по ГОСТ Р 51858-2002 .

Данным проектом предусматривается реконструкция УПН с учетом разделения потоков на «Турнейско-Бобриковский» (поток П-1: пласт Б₂, В₁) и «Серпуховско-Башкирский» (поток П-2: пласт А₄, С_{1S}) с разделением системы трубопроводов, технологического оборудования от входа на УПН до БКНС включительно. Проектными решениями предусмотрена подготовка нефти до блока обезвоживания для каждого потока отдельно.

В соответствии с заданием на проектирование предусмотрено выделение 5- и этапов строительства.

I *этапом строительства* предусматривается:

- площадка РВС-1/2 V=1000 м³ для пластовой воды на поток П-2.

Изм. №полл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
-------------	----------------	--------------

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

0225-01-ПЗ

II этапом строительства предусматриваются:

- площадка фильтров Ф-3,4;
- площадка теплообменников Т-3,4,5,6 (с установкой теплообменника кожухотрубчатого LOTUS (Т-6) и заменой неразборного теплообменника Т-4 на кожухотрубчатый LOTUS);
- площадка насосов КМ-1,2 (КМ 150-100-200Е);
- площадка подпорных насосов для БКНС (1Д-200 – 3шт. (Н-6/1,2,3));
- площадка насосов Н-4, Н-5 для системы ППД (ЦНС 90-500);
- площадка станции управления насосами Н-4, Н-5;
- площадка насоса Н-6 для системы ППД (ЦНС 180-500);
- площадка станции управления насосом Н-6;
- площадки УДХ-1-4; 5/1,2;6; 7/1,2;9,10,11;
- площадка слесарной мастерской;
- площадка газового сепаратора ГС-2 ($V=0,8 \text{ м}^3$);
- площадка отключающей арматуры для РВС-2,5;
- площадка ПП-0,63 (подогреватель путевой для пресной воды (ПП-0,63 №2));
- площадка блока автоматики ПП-0,63 №2;
- площадка склада хим.реагентов;
- перенос площадки дренажной емкости Е-12;
- площадка канализационной емкости ДЕ-18 $V=25 \text{ м}^3$ для промливневой канализации;
- площадка дренажной емкости ДЕ-13 $V=5 \text{ м}^3$;
- площадка 2КТП-1600/6/0,4;
- замена 2-х насосов ЦНС 105-147 на ЦНС 180-170 в сырьевой насосной Н-1/1-4 (ЦН-1/1,2);
- замена 2-х насосов ЦНС 38-1000 на ЦНС 63-1000 в БКНС (Н-1,2);
- станция управления насосом Н-1 БКНС;
- станция управления насосом Н-2 БКНС;
- площадка узла учета газа (СИКН-1) на ПП-1,6 №1-4;
- площадка узла учета газа (СИКН-2) на факел;
- площадка дренажной емкости ДЕ-14 $V=5 \text{ м}^3$;
- замена существующего смесителя пресной воды (СПВ) на новый на существующей площадке БУОН-2/3;
- установка фильтров жидкости ФЖУ– 2шт. (Ф-6/1,2) на площадке подпорных насосов БКНС;
- установка пробоотборников автоматических на БКНС – 2шт. (АП1/1,2).

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	Взам. инв. №
						Подпись и дата
						Индв. №полл.

0225-01-ПЗ

Лист

17

- установка автоматических отсекающих клапанов перед существующими фильтрами Ф-1,2;
- установка пробоотборных кранов на выходе нефти из существующих НГС-1,2,3,4;
- установка предохранительного клапана на существующем ГС-1, обратного клапана на линии выхода газа, дополнительного уровнемера в нижней части ГС-1;
- установка регулирующих клапанов на выходе нефти из существующих НГС-2,3;
- установка счетчиков расхода жидкости (возврат воды) с БУОН в НГС-1,2;
- установка оседиагонального насоса Н-02 (УОДН-200-150-125) для перекачки жидкости из НГС-2 в РВС №2, 5;
- технологическая обвязка последовательного включения пар БУОН-1/3,4 и БУОН-1/1,2;
- установка расходомеров на линиях входа , выхода потока нефти с БУОН-1/3,4; БУОН-2/1,2; БУОН-2/3 (в БУОН-1/1,2 только на выходе нефти из аппарата);
- установка предохранительного клапана в верхней части существующей колонны К-1 (блок очистки нефти от сероводорода);
- установка отсечного клапана с электроприводом на линии дренажа существующей БЕ-1, камеру уровнемера, теплоизоляция БЕ-1;
- установка фланцевых заглушек на существующем газопроводе УУЛФ с резервуарного парка для возможности производства очистки газопровода от отложений;
- установка пробоотборных узлов на линиях входа и выхода РВС-1/1;
- электрообогрев и теплоизоляция огнепреградителей на существующих трубопроводах факельной системы и трубопроводов откачки жидкости из ДЕ-7,8, а также ДЕ-12,10,2,3,4,5,11,15 ;
- замена газопровода высокого давления от ТГР-2 до факельной системы;
- теплоизоляция трубопроводов;

III этапом строительства предусматривается:

- площадка узла управления потоками;
- трубопроводы, для подключения проектируемого оборудования предусмотренного 4-м этапом строительства.

Производительность установки I, II, III этапов строительства (показатели добычи 2019 г. Байтуганского месторождения, в соответствии с приложением 1 к ТЗ):

- по жидкости – 4277,1 т/сут;
- по нефти – 1681,1 т/сут;
- по газу – 15857,7 м³/сут.

По потокам:

- «Турнейско-Бобриковский» поток П-1
 - по жидкости – 1608,2 т/сут;
 - по нефти – 1033,4 т/сут;

Изм. №полл.	Подпись и дата	Взам. инв. №
-------------	----------------	--------------

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

0225-01-ПЗ

Лист

18

- по газу – 15604,3 м³/сут.
- «Серпуховско-Башкирский» поток П2
- по жидкости – 2668,9 т/сут;
- по нефти – 362 т/сут;
- по газу – 253,4 м³/сут.

Пункт слива: по нефти – 100 000 т/год.

IV этапом строительства предусматривается:

- площадка под аппараты обезвоживания нефти с предварительным сбросом воды ОН-1,2 (БУОН, V=200 м³);
- площадка подготовки пластовой воды с оборудованием:
аппарат очистки воды ОВК, V=100 м³ (для потока П-2);
аппарат глубокой очистки воды АГОВ-2, V=100 м³ (для потока П-2);
аппарат глубокой очистки воды АГОВ-1, V=50 м³ (для потока П-1);
- площадка дренажной емкости ДЕ-16 V=100 м³ (с полупогружным насосом НВ);
- трубопровод разрядки товарной нефти от резервуаров до ПСП в ДЕ-16;
- площадка УДХ-8;
- площадка РВС-3 V=2000 м³ (замена существующего РВС №3 (V=2000 м³) для товарной нефти);
- демонтаж существующего оборудования на площадке подготовки пластовой воды:
демонтаж отстойников воды О-1/1,2, V=50 м³ каждый;
демонтаж буфера-дегазатора воды БД-1, V=100 м³.

V этапом строительства предусматривается:

- площадка под электродегидратор ЭДГ-1,2 (электродегидраторы трехсекционные ЭГП-3-100-10, V=100 м³).

Производительность установки IV, V этапов строительства

общая:

- по жидкости – 5981 т/сут;
- по нефти – 1726 т/сут;
- по газу – 17537,8 м³/сут.

По потокам:

«Турнейско-Бобриковский» поток П-1

- по жидкости – 1860 т/сут;
- по нефти – 1134 т/сут;
- по газу – 17123,4 м³/сут.

«Серпуховско-Башкирский» поток П2

- по жидкости – 4121 т/сут;
- по нефти – 592 т/сут;
- по газу – 414,4 м³/сут.

В связи с увеличением объемов подготовки пластовой воды отдельными потоками проектной документацией предусматривается реконструкция площадки подготовки пластовой воды с заменой существующего оборудования на новое большей производительности.

Изм. №полл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

0225-01-ПЗ

Лист

19

6 Сведения о сырьевой базе, потребности производства в воде, топливно-энергетических ресурсах

Сырьем установки подготовки нефти (УПН Байтуганская) является продукция скважин Байтуганского месторождения. Начиная со II этапа строительства продукция скважин Байтуганского месторождения на УПН поступает двумя потоками: поток П-1 «Турнейско-Бобриковский» (пласты Б₂, В₁) и поток П-2 «Серпуховско-Башкирский» (пласты А₄, С_{1S}).

Физико-химические свойства и компонентный состав пластовой нефти по потокам приведены в таблицах 4.1-4.4, пластовых вод в таблице 4.5, химических реагентов в таблицах 4.6-4.10.

Таблица 4.1 – Свойства пластовой и разгазированной нефти пластов А₄, С_{1S}

Наименование параметра	Пласты А ₄ , С _{1S} (поток П-2)				пластовая нефть
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
Молярная концентрация компонентов, % мол.					
–сероводород	1,06	сл.	0,17	0,01	0,01
–двуокись углерода	1,65	сл.	0,81	0,01	0,02
–азот+редкие	49,71	-	67,95	0,05	0,57
в т.ч. гелий	-	-	-	-	-
–метан	5,72	0,02	6,09	0,03	0,08
–этан	22,75	0,73	18,49	0,85	0,98
–пропан	8,82	0,54	3,27	0,62	0,64
–изобутан	2,58	0,39	0,79	0,42	0,42
–н. бутан	4,09	0,81	1,13	0,85	0,85
–изопентан	1,85	1,37	0,45	1,39	1,38
–н. пентан	0,88	0,85	0,29	0,85	0,85
–гексаны	0,64	3,23	0,34	3,22	3,20

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. №полл.

0225-01-ПЗ

Лист

22

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

–гектаны	0,21	4,07	0,12	4,06	4,03
–октаны	0,04	3,84	0,10	3,83	3,80
–остаток (C ₉ + высшие)	-	84,15	-	83,81	83,17
Молекулярная масса		267	29,61	266	264
Молекулярная масса остатка		301	-	301	301
Плотность:					
–газа, кг/м ³	1,400		1,232		
–газа относительная (по воздуху)	1,162		1,022		
–нефти, кг/м ³		899,0		898,0	901,4

Таблица 4.2 – Свойства пластовой и разгазированной нефти пласта Б₂.

Наименование параметра	Пласт Б ₂ (поток П-1)				
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
Молярная концентрация компонентов, % мол.					
–сероводород	1,95	0,07	1,98	0,12	0,37
–двуокись углерода	0,64	-	0,69	0,01	0,10
–азот+редкие	24,46	-	29,70	-	3,94
в т.ч. гелий	-	-	-	-	-
–метан	30,93	0,07	37,43	0,09	5,04
–этан	15,86	0,43	16,34	0,87	2,92
–пропан	13,24	1,66	9,51	2,62	3,53
–изобутан	2,64	0,43	0,95	0,77	0,79

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. №полл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

0225-01-ПЗ

Лист

23

–н. бутан	5,40	1,97	2,21	2,57	2,52
–изопентан	1,93	1,62	0,35	1,87	1,67
–н. пентан	1,59	1,78	0,42	1,95	1,75
–гексаны	0,93	4,05	0,27	4,05	3,55
–гектаны	0,38	5,60	0,10	5,47	4,76
–октаны	0,05	5,77	0,05	5,59	4,85
–остаток (C ₉ + высшие)	-	76,55	-	74,02	64,21
Молекулярная масса	-	294	27,19	286	252
Молекулярная масса остатка	-	357	-	357	357
Плотность:					
–газа, кг/м ³	1,342		1,131		
–газа относительная (по воздуху)	1,114		0,939		
–нефти, кг/м ³		894,7		891,0	881,4

Таблица 4.3 – Свойства пластовой и разгазированной нефти пласта В₁

Наименование параметра	Пласт В ₁ (поток П-1)				
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
Молярная концентрация компонентов, % мол.					
–сероводород	2,12	0,13	2,40	0,18	0,51
–двуокись углерода	1,05	0,04	1,42	0,02	0,23
–азот+редкие	14,33	-	18,34	-	2,72
в т.ч. гелий	0,0160	-	0,021	-	-
–метан	35,07	0,12	44,83	0,13	6,75

Взам. инв. №

Подпись и дата

Индв. №полл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

0225-01-ПЗ

Лист

24

–этан	15,36	0,54	16,53	1,06	3,35
–пропан	16,27	2,40	11,67	3,87	5,03
–изобутан	3,04	0,56	1,05	1,03	1,03
–н. бутан	6,83	2,74	2,62	3,68	3,52
–изопентан	2,41	1,87	0,35	2,25	1,97
–н. пентан	1,99	2,17	0,43	2,44	2,14
–гексаны	1,04	4,62	0,25	4,58	3,94
–гектаны	0,45	5,63	0,08	5,45	4,65
–октаны	0,04	4,43	0,03	4,22	3,60
–остаток (C ₉ + высшие)	-	74,75	-	71,09	60,56
Молекулярная масса	-	287	26,93	276	239
Молекулярная масса остатка	-	357	-	357	357
Плотность:					
–газа, кг/м ³	1,392		1,120		
–газа относительная (по воздуху)	1,155		0,929		
–нефти, кг/м ³		895,4		890,0	877,5

Таблица 4.4 Физико-химические свойства пластовых нефтей.

поток П-2

поток П-1

Наименование	Пласты А ₄ , С _{1s}	Пласт Б ₂	Пласт В ₁
Давление насыщения газом, МПа	1	3,75	4,13
Газосодержание, м ³	1	15,7	19,6
Суммарный газовый фактор, м ³ /т	0,7	12,9	15,1
Плотность в пластовых условиях, г/см ³	0,90	0,88	0,87
Вязкость в пластовых условиях, мПа.с	66	24,4	20,3
Содержание, % вес.			
- серы	2,95	2,68	3,00
- смол силикагелевых	16,72	18,71	18,54
- асфальтенов	3,45	4,17	4,64
- парафинов	5,81	5,53	5,36
Плотность разгазированной нефти, кг/м ³	899,0	894,7	895,4
Вязкость разгазированной нефти при 20°С, мПа.с	57,63	45,21	48,50
Температура застывания, °С	-15	-16	-15

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. №полл.

0225-01-ПЗ

Лист

25

Изм. Кол.уч Лист №док. Подпись Дата

Таблица 4.5

Физико-химический состав пластовых вод на Байтуганском нефтяном
месторождении

Показатели, мг/дм ³	Пластовая вода турнейского яруса, (поток П-1) скв. № 253	Пластовая вода бобриковского горизонта, скв. (поток П-1) № 55	Пластовая вода серпуховского яруса, (поток П-2) скв. № 250	Пластовая вода башкирского яруса, (поток П-2) скв. № 52
Плотность, г/см ³	1,0758	1,1644	1,0330	1,0410
pH	7,0	5,8	7,3	7,2
K ⁺ +Na ⁺	33764,0	81500,5	14264,6	20456,2
Ca ²⁺	6508,6	9278,7	607,6	966,8
Mg ²⁺	1285,8	2540,5	460,8	733,3
Cl ⁻	65731,8	148400,5	18468,7	29390,7
HCO ₃ ⁻	524,6	219,6	536,8	805,2
SO ₄ ⁻	1734,9	1265,8	7622,6	7484,4
Минерализация	109550	243206	41961	59837
H ₂ S	202,1	286,6	176,8	291,8

Вспомогательные материалы.

Таблица 4.6 – Физико-химические свойства поглотителя кислорода
«Сонокс-1601»

Наименование показателя	Значения
1. Основное назначение поглотителя кислорода	предотвращение попадания в напорные отстойники кислорода, растворенного в сточных водах
2. Удельный расход, г/м ³	20
3. Агрегатное состояние и однородность	нейтральный концентрированный раствор соли; невзрывоопасен, хорошо растворяется в воде
4. Плотность при 20 °С, кг/м ³	1300
5. Температура застывания, °С	минус 30
6. Температура вспышки, °С	-

Взам. инв. №

Подпись и дата

Индв. №полл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

0225-01-ПЗ

Лист

26

Таблица 4.9 – Физико-химические свойства реагента «ПСМ-1»

Наименование показателя	Значения
1. Основное назначение деэмульгатора	Снижение содержания H ₂ S в нефти
2. Удельный расход, г/м ³	уточняется в процессе пуско-наладочных работ
3. Агрегатное состояние и однородность	Жидкость от светло-желтого до коричневого цвета
4. Плотность при 20 °С, г/см ³	1,00-1,20
5. Температура застывания, °С	минус 16
6. Температура вспышки, °С	-
7. Вязкость кинематическая при 20 °С, мм ² /с	4,0-5,5

Таблица 4.10 – Физико-химические свойства ингибитора солеотложения «СНПХ 5318»

Наименование показателя	Значения
1. Основное назначение ингибитора солеотложения	Защита от отложений карбонатов и сульфатов кальция, бария, соединений железа в трубопроводах, оборудовании.
2. Удельный расход, г/м ³	50
3. Агрегатное состояние и однородность	Жидкость от бесцветного до желтого цвета
4. Плотность при 20 °С, кг/м ³	970-1020
5. Температура застывания, °С	-55
6. Температура вспышки, °С	-
7. Вязкость кинематическая при 20 °С, мм ² /с	3,0-6,0

Изм. №полл.	Изм. инв. №
Изм.	Изм. инв. №
Кол.уч.	Изм. инв. №
Лист	Изм. инв. №
№док.	Изм. инв. №
Подпись	Изм. инв. №
Дата	Изм. инв. №

0225-01-ПЗ

Лист

28

8 Сведения о земельных участках, изымаемых во временное и постоянное пользование

Байтуганское месторождение расположено в Северном районе Оренбургской области, Клявлинском и Камышлинском районах 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. Южнее месторождения проходит федеральная автодорога М-5 «Урал» (Москва-Самара-Уфа-Челябинск). В 60 км южнее от месторождения проходит железнодорожная магистраль Самара-Уфа.

Проектируемые объекты расположены на территории существующей технологической площадки УПН Байтуганского месторождения и находятся в Камышлинском районе Самарской области. Дополнительного отвода земель в постоянное или временное пользование на период реконструкции не требуется.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	Изм. №полл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	0225-01-ПЗ		Лист
											30

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

Проектирование новой площадки производится строго в границах отведенного ранее земельного участка, согласно координатам в кадастровом плане. Площадка строительства ограничена существующими сооружениями и границами огороженного участка.

Дополнительных денежных средств, требующихся на возмещение убытков правообладателям земельных участков, не предусматривается.

Интв.№полл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					0225-01-ПЗ	Лист
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док.		Подпись

11 Сведения об использованных в проекте изобретениях, результатах патентных исследований

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

Инов.№полл.	Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	0225-01-ПЗ	Лист
								33
Взам.инв.№								
Подпись и дата								

12 Технико-экономические показатели проектируемых объектов

Технико-экономические показатели проекта приведены в таблице 12.1.
Таблица 12.1

Показатели	Ед. измерения	Значения
1	2	3
Производительность УПН		
-по нефти	т/сут	1850
-по жидкости	т/сут	5981
-по газу	н.м ³ /сут	29600
Загрузка УПН (I этап строительства)		
по нефти	т/сут	1681,1
-по жидкости	т/сут	4277,1
-по газу	н.м ³ /сут	15857,7
Потребности в технической воде:		
- на обессоливание нефти	м ³ /сут	144
- на противопожарные нужды	м ³ /сут	540
- на пожаротушение РВС	м ³	1017,8
Суммарная мощность потребителей на 0,4 кВ		
Р _у	кВт	-
Р _р	кВт	-
Годовое потребление электроэнергии	кВт*ч	-
Стоимость строительства с учетом НДС,	тыс.руб.	18246,2
в том числе:		
- СМР	тыс.руб.	13118,69
- Оборудование	тыс.руб.	1955,68
- Прочие	тыс.руб.	3141,83
Общая продолжительность строительства	мес.	3
Загрузка УПН (II этап строительства)		
по нефти	т/сут	1681,1
-по жидкости	т/сут	4277,1
-по газу	н.м ³ /сут	15857,7
Потребности в технической воде:		
- на обессоливание нефти	м ³ /сут	144
- на противопожарные нужды	м ³ /сут	540
- на пожаротушение РВС	м ³	1017,8

Изм. №полл. Подпись и дата Взам инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

0225-01-ПЗ

Суммарная мощность потребителей на 0,4 кВ (с учетом предыдущего этапа) P _y P _p Годовое потребление электроэнергии Стоимость строительства с учетом НДС в том числе: - СМР - Оборудование - Прочие Общая продолжительность строительства	кВт кВт кВт*ч тыс.руб. тыс.руб. тыс.руб. мес.	1893,01 1335,43 11698367 383667,96 148488,96 168994,83 66184,17 10
Загрузка УПН (III этап строительства) по нефти -по жидкости -по газу Потребности в технической воде: - на обессоливание нефти - на противопожарные нужды - на пожаротушение РВС Суммарная мощность потребителей на 0,4 кВ (с учетом предыдущего этапа) P _y P _p Годовое потребление электроэнергии Стоимость строительства с учетом НДС в том числе: - СМР - Оборудование. - Прочие Общая продолжительность строительства	т/сут т/сут н.м ³ /сут м ³ /сут м ³ /сут м ³ кВт кВт кВт тыс.руб. тыс.руб. тыс.руб. мес.	1681,1 4277,1 15857,7 144 540 1017,8 1893,01 1335,43 11698367 15067,3 5017,74 7450,84 2598,72 2
Загрузка УПН (IV этап строительства) по нефти -по жидкости -по газу Потребности в технической воде: - на обессоливание нефти - на противопожарные нужды - на пожаротушение РВС	т/сут т/сут н.м ³ /сут м ³ /сут м ³ /сут м ³	1726 5981 17537,8 178 540 1049,3

Изм. №полл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

0225-01-ПЗ

Лист

35

13 Сведения о наличии разработанных и согласованных специальных технических условий

При выполнении проекта специальные технические условия не разрабатывались и не использовались.

Инв. №полл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			0225-01-ПЗ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата				

14 Сведения о компьютерных программах, которые использовались при выполнении расчетов

Графическая часть проектной документации выполнена в системе автоматизированного проектирования AutoCAD LT 2009 Russian, зарегистрированного под серийным номером 350-02332710.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	0225-01-ПЗ	Лист
							38

15 Обоснование возможности осуществления строительства объекта капитального строительства по этапам строительства с выделением этих этапов

Согласно заданию на проектирование по объекту «Реконструкция сооружения с кадастровым номером 63:20:0000000:352, назначение: 1.4 сооружения нефтяных месторождений (реконструкция установки подготовки нефти (УПН) Байтуганского месторождения в части разделения потоков)» предусмотрено выделение отдельных этапов строительства:

I этапом строительства предусматривается:

- площадка РВС-1/2 $V=1000 \text{ м}^3$ для пластовой воды на поток П-2.

II этапом строительства предусматриваются:

- площадка фильтров Ф-3,4;
- площадка теплообменников Т-3,4,5,6 (с установкой теплообменника кожухотрубчатого LOTUS (Т-6) и заменой неразборного теплообменника Т-4 на кожухотрубчатый LOTUS);
- площадка насосов КМ-1,2 (КМ 150-100-200Е);
- площадка подпорных насосов для БКНС (1Д-200 – 3шт. (Н-6/1,2,3));
- площадка насосов Н-4, Н-5 для системы ППД (ЦНС 90-500);
- площадка станции управления насосами Н-4, Н-5;
- площадка насоса Н-6 для системы ППД (ЦНС 180-500);
- площадка станции управления насосом Н-6;
- площадки УДХ-1-4; 5/1,2;6; 7/1,2;9,10,11;
- площадка слесарной мастерской;
- площадка газового сепаратора ГС-2 ($V=0,8 \text{ м}^3$);
- площадка отключающей арматуры для РВС-2,5;
- площадка ПП-0,63 (подогреватель путевой для пресной воды (ПП-0,63 №2);
- площадка блока автоматики ПП-0,63 №2;
- площадка склада хим.реагентов;
- перенос площадки дренажной емкости Е-12;
- площадка канализационной емкости ДЕ-18 $V=25 \text{ м}^3$ для промливневой канализации;
- площадка дренажной емкости ДЕ-13 $V=5 \text{ м}^3$;
- площадка 2КТП-1600/6/0,4;
- замена 2-х насосов ЦНС 105-147 на ЦНС 180-170 в сырьевой насосной Н-1/1-4 (ЦН-1/1,2);

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата		0225-01-ПЗ	Лист
								39

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

Взам. инв. №

Подпись и дата

Изм. №полл.

- замена 2-х насосов ЦНС 38-1000 на ЦНС 63-1000 в БКНС (Н-1,2);
- станция управления насосом Н-1 БКНС;
- станция управления насосом Н-2 БКНС;
- площадка узла учета газа (СИКН-1) на ПП-1,6 №1-4;
- площадка узла учета газа (СИКН-2) на факел;
- площадка дренажной емкости ДЕ-14 $V=5\text{м}^3$;
- замена существующего смесителя пресной воды (СПВ) на новый на существующей площадке БУОН-2/3;
- установка фильтров жидкости ФЖУ– 2шт. (Ф-6/1,2) на площадке подпорных насосов БКНС;
- установка пробоотборников автоматических на БКНС – 2шт. (АП1/1,2).
- установка автоматических отсекающих клапанов перед существующими фильтрами Ф-1,2;
- установка пробоотборных кранов на выходе нефти из существующих НГС-1,2,3,4;
- установка предохранительного клапана на существующем ГС-1, обратного клапана на линии выхода газа, дополнительного уровнемера в нижней части ГС-1;
- установка регулирующих клапанов на выходе нефти из существующих НГС-2,3;
- установка счетчиков расхода жидкости (возврат воды) с БУОН в НГС-1,2;
- установка оседиагонального насоса Н-02 (УОДН-200-150-125) для перекачки жидкости из НГС-2 в РВС №2, 5;
- технологическая обвязка последовательного включения пар БУОН-1/3,4 и БУОН-1/1,2;
- установка расходомеров на линиях входа , выхода потока нефти с БУОН-1/3,4; БУОН-2/1,2; БУОН-2/3 (в БУОН-1/1,2 только на выходе нефти из аппарата);
- установка предохранительного клапана в верхней части существующей колонны К-1 (блок очистки нефти от сероводорода);
- установка отсечного клапана с электроприводом на линии дренажа существующей БЕ-1, камеру уровнемера, теплоизоляция БЕ-1;

Изм. №полл.	
Подпись и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

0225-01-ПЗ

Лист

40

- установка фланцевых заглушек на существующем газопроводе УУЛФ с резервуарного парка для возможности производства очистки газопровода от отложений;
- установка пробоотборных узлов на линиях входа и выхода РВС-1/1;
- электрообогрев и теплоизоляция огнепреградителей на существующих трубопроводах факельной системы и трубопроводов откачки жидкости из ДЕ-7,8, а также ДЕ-12,10,2,3,4,5,11,15 ;
- замена газопровода высокого давления от ТГР-2 до факельной системы;
- теплоизоляция трубопроводов;

III этап строительства предусматривается:

- площадка узла управления потоками;
- трубопроводы, для подключения проектируемого оборудования предусмотренного 4-м этапом строительства.

IV этап строительства предусматривается:

- площадка под аппараты обезвоживания нефти с предварительным сбросом воды ОН-1,2 (БУОН, $V=200 \text{ м}^3$);
- площадка подготовки пластовой воды с оборудованием:
аппарат очистки воды ОВК, $V=100 \text{ м}^3$ (для потока П-2);
аппарат глубокой очистки воды АГОВ-2, $V=100 \text{ м}^3$ (для потока П-2);
аппарат глубокой очистки воды АГОВ-1, $V=50 \text{ м}^3$ (для потока П-1);
- площадка дренажной емкости ДЕ-16 $V=100 \text{ м}^3$ (с полупогружным насосом НВ);
- трубопровод разрядки товарной нефти от резервуаров до ПСП в ДЕ-16;
- площадка УДХ-8;
- площадка РВС-3 $V=2000 \text{ м}^3$ (замена существующего РВС №3 ($V=2000 \text{ м}^3$) для товарной нефти);
- демонтаж существующего оборудования на площадке подготовки пластовой воды:
демонтаж отстойников воды О-1/1,2, $V=50 \text{ м}^3$ каждый;
демонтаж буфера-дегазатора воды БД-1, $V=100 \text{ м}^3$.

V этап строительства предусматривается:

- площадка под электродегидратор ЭДГ-1,2 (электродегидраторы трехсекционные ЭГП-3-100-10, $V=100 \text{ м}^3$).

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата

Взам. инв. №

Подпись и дата

Изм. №полл.

0225-01-ПЗ

Лист

41

17 Заверение проектной организации

Проектная документация разработана в соответствии с градостроительным планом земельного участка, заданием на проектирование, 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.

Интв. №полл.	Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	0225-01-ПЗ	Лист
								43
Взам. инв. №								
Подпись и дата								

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



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
	<p>1. Работы по подготовке схемы планировочной организации земельного участка:</p> <p>1.1. Работы по подготовке генерального плана земельного участка</p> <p>1.2. Работы по подготовке схемы планировочной организации трассы линейного объекта</p> <p>1.3. Работы по подготовке схемы планировочной организации полосы отвода линейного сооружения</p> <p>2. Работы по подготовке архитектурных решений</p> <p>3. Работы по подготовке конструктивных решений</p> <p>4. Работы по подготовке сведений о внутреннем инженерном оборудовании, внутренних сетях инженерно-технического обеспечения, о перечне инженерно-технических мероприятий:</p> <p>4.1. Работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем отопления, вентиляции, кондиционирования, противодымной вентиляции, теплоснабжения и холодоснабжения</p> <p>4.2. Работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем водоснабжения и канализации</p> <p>4.3. Работы по подготовке проектов внутренних систем электроснабжения</p> <p>4.4. Работы по подготовке проектов внутренних слаботочных систем</p> <p>4.5. Работы по подготовке проектов внутренних диспетчеризации, автоматизации и управления инженерными системами</p> <p>4.6. Работы по подготовке проектов внутренних систем газоснабжения</p> <p>5. Работы по подготовке сведений о наружных сетях инженерно-технического обеспечения, о перечне инженерно-технических мероприятий:</p> <p>5.1. Работы по подготовке проектов наружных сетей теплоснабжения и их сооружений</p> <p>5.2. Работы по подготовке проектов наружных сетей водоснабжения и канализации и их сооружений</p> <p>5.3. Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения до 35 кВ включительно и их сооружений</p> <p>5.4. Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения не более 110 кВ включительно и их сооружений</p>

- 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.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ

№ _____

по объекту:

**«Реконструкция сооружения с кадастровым номером 63:20:0000000:352, назначение:1.4
Сооружения нефтяных месторождений (Реконструкция установки подготовки нефти (УПН)
Байтуганского месторождения в части разделения потоков»**

ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ

Объекта: «Реконструкция сооружения с кадастровым номером 63:20:0000000:352,
назначение: 1.4 Сооружения нефтяных месторождений (Реконструкция установки
подготовки нефти (УПН) Байтуганского месторождения в части разделения потоков»

1. Основание для проектирования.	Производственные показатели на 2018-22 г.г.(Приложение 1), Графики приема нефти от сторонних поставщиков (Приложение 2)
2. Район строительства.	Самарская область, Камышлинский район, с. Ново-Усманово, ул. Советская дом 120, территория действующей УПН Байтуганского месторождения.
3. Заказчик.	ООО «БайТекс»
4. Проектная организация.	Проектная организация, определенная тендером.
5. Вид строительства.	Реконструкция
6. Стадийность проектирования.	Проектная документация, Рабочая документация
7. Требования к составу и оформлению проектной/рабочей документации	Комплектность и вид в соответствии с Градостроительным кодексом (ст. 48), постановлением Правительства Российской Федерации № 87 от 16.02.2008г.
8. Уровень ответственности (согласно требованиям №384-ФЗ).	Повышенный (п.8 ст.4).
9. Сроки начала и окончания работ	Согласно договора и календарного графика работ.
10. Требования по вариантной проработке и формированию ОТР	Технические и технологические решения в обязательном порядке согласовываются с заказчиком. Срок представления основных технических решений на рассмотрение в общество – в течение 1 месяца с момента заключения договора.
11. Выделение пусковых комплексов и очередей строительства.	Этапы строительства определяются проектным решением исходя из непрерывности технологического процесса. Выделить 5 этапов строительства: 1 этап - строительство РВС-1/2 V=1000м ³ для пластовой воды потока П-2. Прием и подготовка нефти осуществляется без разделения на потоки. Объемы 2019г. 2 этап - подготовка нефти с учетом разделения потоков на «Турнейско-Бобриковский» (П-1) и «Серпуховско-Башкирский» (П-2), с разделением системы трубопроводов

до подогревателей ПП-1,6 №1-4, с установкой оборудования в соответствии с п. 2-5; 7-11 (кроме п.11.1.4 - 5 этап); 12-17; 19; 22-29 ТЗ. Подготовка нефти от подогревателей ПП-1,6 №1-№4 предусмотреть общим потоком с использованием существующего оборудования. Объемы 2019г.

Подготовка пластовой воды отдельными потоками с использованием существующего оборудования и трубопроводов.

3 этап - строительство узла управления потоками (п.1 ТЗ), а так же строительство трубопроводов для подключения оборудования 4-го этапа.

4 этап - установка и подключение проектируемого оборудования в соответствии с п. 6, 18, 20, 21 ТЗ. Производительность оборудования выбрать на объемы:

Поток П-1 («Турнейско-Бобриковский»)
жидкости - 1860 т/сут
нефти - 1134 т/сут
газа - 17123,4 нм³/сут

поток П-2 («Серпуховско-Башкирский»)
жидкости - 4121 т/сут
нефти - 592 т/сут
газа - 414,4 нм³/сут

5 этап - ЭДГ с функцией сепарирования от газа (п.11.1.4 ТЗ)

12. Состав и объем основных проектных работ.

1. Выполнить реконструкцию УПН с учетом разделения потоков на «Турнейско-Бобриковский» (П-1) и «Серпуховско-Башкирский»(П-2), с разделением системы трубопроводов, технологического оборудования от входа на УПН до БКНС включительно.
2. Выполнить технологический расчет инфраструктуры, расчет материального баланса с учетом перспективы добычи нефти и попутно добываемой воды (Приложение 1, Приложение 2).
3. Разработать технологический регламент на Байтуганскую УПН с учетом разделения потоков, модернизации и технического перевооружения.
4. Выполнить проект в соответствии с требованиями действующих нормативных документов, и технических условий, приложенных к настоящему заданию на проектирование, в том числе проектом предусмотреть:
5. Провести корректировку существующей «Декларации промышленной безопасности объекта» с учетом нового строительства, декларацию зарегистрировать в центральном аппарате РТН.
6. Разработать чертеж градостроительного плана УПН.

1. Блок входного узла управления запорно-регулирующей арматуры на двух потоках:

- 1.1. Выбор места и обустройство площадки под проектируемое оборудование.
- 1.2. Площадку под проектируемое оборудование с пром ливневой канализацией, контуром заземления, датчиками загазованности.
- 1.3. Выбор технологического оборудования КИП и А, оборудования энергетики:
 - 1.3.1. Монтаж запорной арматуры с электроприводом, с байпасными линиями;
 - 1.3.2. Монтаж пробоотборных устройств на двух линиях с системой пром. канализации;
 - 1.3.3. Монтаж датчиков КИП и А (датчики давления на входном трубопроводе с сигнализацией по максимальному и минимальному давлению, датчики температуры);

1.3.4. Монтаж линии разрядки трубопроводов в подземную дренажную емкость (проектируемую).

1.3.5. Теплоизоляцию трубопроводов с электрообогревом.

1.3.6. Необходимость защиты от статического напряжения (молниеотводы) определить проектом.

1.3.7. Покраску наружной поверхности оборудования и трубопроводов ЛКМ - по стандартам компании.

1.4 Автоматизация и электроснабжение согласно технических условий.

1.5 Демонтаж (ликвидация) неиспользуемого оборудования и объектов.

2. Блок входных фильтров на двух потоках:

2.1. Выбор технологического оборудования КИП и А, оборудования энергетики:

2.1.1. Запроектировать новые фильтры обвязки Ф-3, Ф-4;

2.1.2. Монтаж датчиков КИП и А с выводом показателей и сигнализации по превышению давления на АРМ оператора. (давление до и после фильтров);

2.1.3. Запроектировать датчики давления на входе в фильтры Ф3, Ф4;

2.1.4. Запроектировать сигнализацию по максимальному давлению на входе на фильтры Ф1, Ф2, Ф3, Ф4;

2.1.5. Запроектировать автоматические отсекающие клапаны перед фильтрами Ф-1,2 с закрытием по превышению давления;

2.1.6. Запроектировать УДХ с учетом разделения потоков.

2.2. Теплоизоляцию фильтров и технологической обвязки трубопроводов с электрообогревом.

2.3. Покраску наружной поверхности оборудования и трубопроводов ЛКМ по стандартам компании.

2.4. Площадки обслуживания запорной и регулирующей арматуры.

2.5. Автоматизация и электроснабжение согласно технических условий.

2.6. Демонтаж (ликвидация) неиспользуемого оборудования и объектов. 3

3. Кожухотрубчатые теплообменники ТО-6, ТО-3,4,5:

3.1. Выбор места и обустройство площадки под проектируемое оборудование (ТО №6 с технологической обвязкой с учетом разделения потоков).

3.2. Площадку под проектируемое оборудование.

3.3. Выбор технологического оборудования КИП и А, оборудования энергетики:

3.3.1. Монтаж ТО №6 с технологической обвязкой с учетом деления потоков (предусмотреть симметричный ввод потоков в проектируемую обвязку ТО)

3.3.2 Монтаж датчиков КИП и А (давления, температуры);

3.3.3. Монтаж предохранительных клапанов на линиях технологической обвязки (HAZOP);

3.3.4. Запроектировать замену не разборного ТО№4 на ТО 2х ходовой с плавающей головкой;

3.3.5. Технологическую обвязку ТО-3, ТО-4 и ТО-5 и ТО-6 с учетом разделения потоков;

3.3.6. Предусмотреть возможность удаленного контроля температуры жидкости после Т3, Т4, Т5, Т6.

3.4. Теплоизоляцию трубопроводов.

3.5. Покраску наружной поверхности оборудования и трубопроводов ЛКМ - по стандартам компании.

3.6. Автоматизация и электроснабжение согласно технических условий.

4. Блок дренажных емкостей ДЕ-1 –:- ДЕ-15

4.1. Выбор технологического оборудования КИП и А, оборудования энергетики:

4.1.1. Запроектировать дренажные емкости для сброса жидкости ДЕ-13 с фильтров Ф-3, 4 и ДЕ-14 с газопроводов высокого и низкого давления с уровнемерами и сигнализацией по высокому уровню, выводом показаний в операторную;

4.1.2. Запроектировать уровнемер в ДЕ-13 с выводом показаний в операторную и сигнализацией по высокому уровню;

4.1.3. запроектировать электрообогрев и теплоизоляцию линии дыхания и огнепреградителей ДЕ-12,10,2,3,4,5,11,15;

4.1.4. Предусмотреть сигнализацию по максимальному (НН) уровню в ДЕ-6, 15, 12, 10, 9, 1, 2, 3, 4, 5, 11.

5. Блок нефтегазосепараторов НГС1,2,3,4, ГС-1:

5.1. Выбор технологического оборудования КИП и А, оборудования энергетики:

5.1.1. Монтаж технологической обвязкой с учетом деления потоков

5.1.2. Запроектировать регулирующие клапана на выходе НГС-2, НГС-3 (HAZOP);

5.1.3. Монтаж датчиков КИПиА на линиях П1, П2 выхода разгазированной нефти из сепараторов. Предусмотреть датчики температуры, давления;

5.1.4. Монтаж пробоотборных кранов на выходе нефти из НГС-1, 2, 3, 4.

5.1.5. Монтаж предохранительного клапана на ГС-1, обратного клапана на линии выхода газа, датчика давления, трубопровода сброса газа с ПК в факельную систему (HAZOP);

5.1.6. Запроектировать дополнительный уровнемер в нижней части ГС-1 (HAZOP);

5.1.7. Запроектировать датчик давления в трубопроводе топливного газа перед клапаном HV-5092 с возможностью контроля давления с помощью клапана PV-K-01A (на факел);

5.1.8. Запроектировать обратный клапан на линии сброса газа из ГС-1 в топливную систему;

5.1.9. Запроектировать УДХ с возможностью подачи ингибитора

гидратообразования в линии выхода газа из НГС 1,2,3,4.

5.2. Запроектировать огнезащитное покрытие на металлические стойки эстакад и емкостей (HAZOP)

5.3. Запроектировать счетчики расхода жидкости на НГС-1, НГС-2;

5.4. Теплоизоляцию трубопроводов.

5.5. Покраску наружной поверхности оборудования и трубопроводов ЛКМ - по стандартам компании.

5.6. Площадки обслуживания запорной и регулирующей арматуры.

5.7 Автоматизация и электроснабжение согласно технических условий

6. Блок входных НГСВ(ОПСВ):

6.1 Выбор технологического оборудования КИП и А, оборудования энергетики:

6.1.1. Запроектировать блок входных емкостей предварительного сброса воды, с технологической обвязкой (в замен технологических РВС 1000 №2, №5 с вариантами их использования для подготовки воды и в качестве аварийных)

6.1.2. Теплоизоляцию трубопроводов, емкостей, с подогревом.

6.2. Покраску наружной поверхности оборудования и трубопроводов ЛКМ - по стандартам компании.

6.3. Автоматизация и электроснабжение согласно технических условий.

7. Блок технологических(сырьевых) РВС -№2, РВС-№5:

7.1 Выбор технологического оборудования КИП и А, оборудования энергетики:

7.1.1. Монтаж технологической обвязки РВС с учетом разделения потоков ;

7.1.2. Монтаж датчиков КИП и А (датчики минимально допустимого давления в РВС-2,5 с автоматической остановкой насосов ЦН-1/1,1/2,1/3,1/4 и УУЛФ);

7.1.3. Предусмотреть установку автоматических клапанов для контроля уровня в РВС-2,5 (включение насосов для откачки жидкостей из РВС-2,5 при достижении высокого (Н) и максимально высокого (НН) уровня);

7.1.4. Запроектировать датчики давления в верхней части резервуаров с выводом сигнализации по максимальному давлению в РВС-2,5 в операторную;

7.1.5. Запроектировать наземный стеклопластиковый трубопровод от РВС№2, 5 до резервуара пластовой воды РВС-1000 №1/2;

7.1.6. Запроектировать замену насосов сырьевого парка откачки воды с КМ-100-80-160 на КМ-150-100-200Е в кол-ве 2-х шт. с учетом разделения потоков;

7.1.7. Запроектировать обвязку насоса УОДН-200-150-125 для перекачки жидкости из НГС-2 в РВС №2,5;

7.1.8. Предусмотреть автоматизированный узел переключения сырьевых

РВС;

7.1.9. Запроектировать оснащение РВС №2,5, трехпоплавковыми уровнемерами.

7.2. Площадки обслуживания запорной арматуры.

7.3. Теплоизоляцию трубопроводов.

7.4. Покраску наружной поверхности оборудования и трубопроводов ЛКМ - по стандартам компании.

7.5. Автоматизация и электроснабжение согласно технических условий.

8. Блок технологических(сырьевых) насосов1/1,1/2,1/3,1/4, товарных насосов ЦН2/1,2/2

8.1 Выбор технологического оборудования КИП и А, оборудования энергетики:

8.1.1. Монтаж (замена 2-х ЦНС-105 на ЦНС-180 в насосной Н-1) с технологической обвязкой;

8.1.2 Монтаж обвязки ЦНС-105(ЦНС-180) с учетом разделения потоков;

8.1.3. Запроектировать электрообогрев трубопроводов товарной нефти на приемной и нагнетательной линии насосов ЦН-2/1,2/2.

8.2. Теплоизоляцию трубопроводов.

8.3. Покраску наружной поверхности оборудования и трубопроводов ЛКМ - по стандартам компании.

8.4 Автоматизация и электроснабжение согласно технических условий.

9. Узел переключения технологических(сырьевых) РВС -№2, РВС-№5:

9.1 Выбор технологического оборудования КИП и А, оборудования энергетики:

9.1.1. Монтаж узла управления, переключения РВС с выносом запорной арматуры за обвалование РВС;

9.1.2. Монтаж УДХ для подачи ингибитора коррозии в приемную линию насосов откачки воды из технологических (сырьевых) РВС;

9.1.3. Запроектировать трубопровод от сырьевых резервуаров №2, №5 до технологической насосной Н1.

9.2. Площадки обслуживания запорной и регулирующей арматуры.

9.3. Теплоизоляцию трубопроводов.

9.4. Покраску наружной поверхности оборудования и трубопроводов ЛКМ - по стандартам компании.

9.5. Автоматизация и электроснабжение согласно технических условий.

10. Блок печей нагрева ПП-1,6:

10.1 Выбор технологического оборудования КИП и А, оборудования энергетики, газоснабжения:

10.1.1. Монтаж технологической обвязки ПП-1,6 №1,№2 и ПП-1,6 №3,№4

с учетом разделения потоков ;

10.1.2. Предусмотреть сепаратор ГС-2 для низкого давления газа от НГС-3,4. Предусмотреть газопровод низкого давления для подачи к горелкам ПП -1,6(№1,2,3,4).

10.2. Теплоизоляцию трубопроводов.

10.3. Покраску наружной поверхности оборудования и трубопроводов ЛКМ - по стандартам компании.

10.4 Автоматизация и электроснабжение согласно технических условий.

11. Блок глубокого обезвоживания:

11.1 Выбор технологического оборудования КИП и А, оборудования энергетики:

11.1.1. Монтаж технологической обвязки последовательного включения пар БУОН 1/3,1/4 и БУОН 1/1,1/2;

11.1.2. Запроектировать счетчики на возврат воды из БУОН в НГС№1, №2;

11.1.3. Запроектировать датчики КИП и А (расхода) на линиях входа, выхода потока нефти (HAZOP);

11.1.4. Проектирование ,замена БУОН 1/1,1/2 на ЭДГ с функцией сепарирования от газа (предусмотреть отдельным этапом).

11.2. Теплоизоляцию трубопроводов.

11.3. Покраску наружной поверхности оборудования и трубопроводов ЛКМ - по стандартам компании.

11.4 Автоматизация и электроснабжение согласно технических условий.

12. Блок обессоливания БУОН 2/1,2/2,2/3:

12.1 Выбор технологического оборудования КИП и А, оборудования энергетики:

12.1.1. Запроектировать датчики КИП и А (расхода) на линиях входа, выхода потока нефти (HAZOP);

12.1.2. Предусмотреть замену смесителя узла обессоливания.

12.2. Теплоизоляцию трубопроводов.

12.3. Покраску наружной поверхности оборудования и трубопроводов ЛКМ - по стандартам компании.

12.4 Автоматизация и электроснабжение согласно технических условий.

13. Блок нагрева пресной воды Т-1,Т-2:

13.1 Выбор технологического оборудования КИП и А, оборудования энергетики:

13.1.1. Монтаж датчиков КИП и А (давление) на линиях входа, выхода потока нефти. Предусмотреть возможность замера перепада давления в ТО-1,2 с выводом сигнализации на пост оператора. (HAZOP);

13.2 Автоматизация и электроснабжение согласно технических условий.

14. Блок очистки нефти от сероводорода:

14.1 Выбор технологического оборудования КИП и А, оборудования энергетики:

14.1.1. Монтаж датчиков КИП и А (давление, температура аварийные уровни в К-1,С-1,С-2) на линиях входа, выхода потока газа (HAZOP);

14.1.2. Запроектировать предохранительный клапан в верхней части К-1. Сброс реализовать в линию газа высокого давления;

14.1.3. Предусмотреть сигнализацию по максимально и минимально (НН & LL) допустимой температуре выходящих газов после ХВ-1 с выводом на пульт оператора;

14.1.4. Предусмотреть сигнализацию по максимально допустимому уровню жидкости в К-1 (НН);

14.1.5. Предусмотреть сигнализацию по максимально допустимому уровню жидкости в скруббере С-2 (НН).

14.1.6. Предусмотреть автоматическое регулирование расхода природного газа в зависимости от объема поступающей товарной нефти в колонну отдувки. Предусмотреть замену датчиков уровня,эл. приводной задвижки. внесение изменений в ПО АРМ УПН;

14.2 Автоматизация и электроснабжение согласно технических условий.

15. Блок технологических(товарных) РВС №3,4,6,7,8:

15.1 Выбор технологического оборудования КИП и А, оборудования энергетики:

15.1.1. Монтаж датчиков КИП и А (давление на кровле, на линиях выхода ,входа товарной нефти). Запроектировать датчики давления в верхней части резервуаров с выводом сигнализации по максимальному давлению в РВС-3,4,6,7,8 в операторную с автоматическим закрытием электрозадвижек узла УЗ-3 (HAZOP);

15.1.2. Монтаж (замена) оборудования узла управления запорной арматурой УУ №3. Предусмотреть замену неработающих электрозадвижек. (экспертно – 10 шт.) Реализовать автоматическое закрытие электрозадвижек узла УЗ-3 при остановке насосов Н-3/1,3/2 (HAZOP);

15.1.3. Запроектировать датчики минимально (LL) допустимого уровня в РВС-3,4,6,7,8 с автоматической остановкой насосов НЦ-2/1,2/2;

15.1.4. Запроектировать автоматическое закрытие электрозадвижек на линиях подачи нефти в соответствующий резервуар товарной нефти при превышении уровня в нем выше допустимого.

15.2 Автоматизация и электроснабжение согласно технических условий.

16. Блок УУЛФ:

16.1 Выбор технологического оборудования КИП и А, оборудования энергетики:

16.1.1. Монтаж датчиков КИП и А (давление, аварийные уровни в БЕ-1 (HAZOP);

16.1.2. Запроектировать утепление буферной емкости УЛФ, на линии дренажа предусмотреть установку отсечного клапана с электроприводом;

16.1.3. Предусмотреть разборную конструкцию газопроводов УУЛФ с фланцевыми заглушками для возможности производства очистки

газопроводов от отложений.

16.2 Автоматизация и электроснабжение согласно технических условий.

17. Блок факельного хозяйства:

17.1. Предусмотреть теплоизоляцию с электрообогревом огнепреградителей на трубопроводах факельной системы и трубопроводов откачки жидкости из ДЕ-7,8.

18. РВС-2000 м³ (обеспечение 3-х суточного запаса свободных емкостей):

18.1 Выбор технологического оборудования КИП и А, оборудования энергетики:

18.1.1. Заменить РВС №3 на новый. Монтаж нового РВС №3 V= 2000 м³ предусмотреть на отдельной площадке. Выполнить проект демонтажа существующего РВС №3 V=2000м³

18.2 Автоматизация и электроснабжение согласно технических условий.

19. Блок очистки, подготовки воды для системы ППД (БКНС):

19.1 Выбор технологического оборудования КИП и А, оборудования энергетики:

19.1.1. Запроектировать РВС 1000 №1/2 с технологической обвязкой, внутренними распределительными устройствами, узлами отбора проб на входе и выходе в РВС 1000 №1/1, РВС 1000 1/2 с учетом раздельной подготовки потоков вод под закачку в систему ППД;

19.1.2. Запроектировать подпорные насосы (1Д-200) и фильтры на приеме БКНС с учетом разделения потоков, насосы ЦНС 90-500 (2 шт) в сторону КНС-1. Заменить насосы БКНС 2 шт. на ЦНС 63-1000 (в направлении БГ-3);

19.1.3. Запроектировать резервный насос ЦНС-180-500 на площадке шурфов;

19.1.4. Запроектировать автоматический пробоотборник пластовой воды на приеме БКНС;

19.1.5. Запроектировать трубопроводы от РВС-1/1,2 до БКНС с раздельной обвязкой насосов (Н-1,Н-2,Н-4,Н-5,Ш-№2,Ш-№3, Ш-№10 с учетом разделения потоков вод и транспорта до скважин ППД;

19.1.6. Запроектировать автоматическое отключение насосов БКНС-Н1,Н2, по низкому и высокому давлению на линии нагнетания, предусмотреть датчик максимально и минимально допустимого (НН & LL) уровня в РВС-1/1,2 с автоматической остановкой насосов БКНС-Н1,Н2,Н4,Н5, с передачей на пульт оператора, автоматическое включение насосов при превышении уровня в РВС-1/1,2 выше допустимого, автоматический останов насосов БКНС-Н1,Н2,Н4,Н5, при снижении уровня в РВС-1/1,2 ниже минимально допустимого (LL), сигнализацию по низкому и минимально допустимому (L & LL) уровню жидкости в РВС-1/1,2 с выводом показаний на пульт оператора;

19.1.7. Запроектировать пробоотборные узлы на линиях входа и выхода каждого РВС;

19.1.8. Запроектировать узел УДХ для подачи ингибитора солейотложений.

19.2 Автоматизация и электроснабжение согласно технических условий.

20. Дренажная емкость для разрядки трубопроводов , сброса с СППК, ТО:

20.1 Выбор технологического оборудования КИП и А, оборудования энергетики:

20.1.1. Монтаж датчиков КИП и А (контроль давления в подземных емкостях) (HAZOP);

20.1.2. Запроектировать аварийную дренажную систему (емкость ЕПП с погружным насосом), с учетом загрузки действующих систем, для приема сбросов с СППК ТО, разрядки входного узла, системы трубопроводов с ДНС;

20.1.3. Внести изменения в проект по обвязке дренажной ёмкости от ДЕ-11 до эстакады.

21. Узел подготовки дренажных эмульсий

21.1 Выбор технологического оборудования КИП и А, оборудования энергетики:

21.1.1. Запроектировать трубопровод подрезки пластовой воды из дренажных линий БУОН-1/3,4 на площадку подготовки пластовой воды;

21.1.2. Запроектировать электрообогрев и теплоизоляция трубопроводов системы отстоя пластовой воды.

21.3. Покраску наружной поверхности оборудования и трубопроводов ЛКМ - по стандартам компании.

21.4. Автоматизация и электроснабжение согласно технических условий.

22. Путьевой подогреватель ПП-0,63:

22.1 Выбор технологического оборудования КИП и А, оборудования энергетики, газоснабжения:

22.1.1. Монтаж технологической обвязки ПП-0,63№2 предусмотреть трубопроводом Ду114х8мм.;

22.1.2. Предусмотреть газопровод Ду57х8 от распределительного коллектора в районе путьевых подогревателей ПП-1,6 №1,2. На газопроводе путьевого подогревателя предусмотреть установку счетчика газа;

22.1.3. Точку подключения путьевого подогревателя ПП-0,63 №2 предусмотреть на участке подключения трубопровода обвязки существующего ПП-0,63 №1.

22.1.4. Монтаж дренажных линий с трубопроводов обвязки и с путьевого подогревателя предусмотреть с подключением к системе промливниевой канализации УПН.

22.2. Предусмотреть теплоизоляцию трубопроводов с греющим кабелем.

22.3. Покраску наружной поверхности оборудования и трубопроводов ЛКМ - по стандартам компании.

22.4 Автоматизация и электроснабжение согласно технических условий.

23. Слесарная мастерская:

23.1. Запроектировать слесарную мастерскую в блочно-модульном исполнении.

23.2. Планировка, подключение сигнализаций, коммуникаций, электроснабжение, заземление согласно технических условий.

24. Блок складского хозяйства:

24.1 Выбор площадки для размещения склада хранения резервного оборудования, материалов, хоз.инвентаря, хим.реагентов, прекурсоров (перенос на новую площадку в связи со строительством нового СИКН и КТП).

24.2 Электроснабжение согласно технических условий.

25. Блок печей нагрева ПП-1,6, № 4:

25.1 Выполнить корректировку расположения площадки под ПП-1,6 № 4 с учетом фактического расположения:

25.2 Выполнить корректировку расположения инженерных сетей, компоновку трубопроводов, оборудования с учетом фактического расположения.

26. Азотная установка:

26.1 Предусмотреть замену стационарной газобаллонной азотной установки на мобильную азотную установку (по договору оказания услуг).

26.2 Проектом определить точки подключения, проектирование узлов подключения трубопроводов УПН к мобильным азотным установкам.

27. Стационарные приборы обнаружения сероводорода на площадках УПН:

27.1 Выполнить проектирование стационарных приборов обнаружения сероводорода в окружающем воздухе с системой оповещения персонала УПН.

27.2 Проектом определить точки расположения стационарных приборов обнаружения сероводорода в окружающем воздухе.

28. Емкости дренажные ДЕ-7,8

28.1 Предусмотреть электрообогрев и изоляцию огнепреградителей на трубопроводах факельной системы и трубопроводов откачки жидкости из ДЕ-7,8 в дренажные емкости.

29. Площадки обслуживания оборудования КИПиА, запорной и запорно-регулирующей арматуры.

29.1 Предусмотреть площадки обслуживания оборудования КИПиА, запорной и запорно-регулирующей арматуры.

14 Особые условия.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Территория действующего предприятия. 2. Проектная организация представляет проект в согласующих органах проводит согласования проекта, экспертизы пром. безопасности, а также согласования с владельцами сетей. 3. Предусмотреть реконструкцию без остановки объекта 4. Максимальное использование имеющегося оборудования и существующих коммуникаций.
15 Требования к технологии, режиму работы.	Режим работы – непрерывный, круглосуточный.
16 Требования к выполнению инженерных изысканий	<p>Инженерные изыскания выполнить в соответствии с требованиями СНиП 11-02-96 «Инженерные изыскания для строительства».</p> <p>Состав: Инженерно-геодезические, инженерно-геологические, инженерно-экологические в объеме, достаточном для проектирования.</p>
17 Требования к архитектурно-строительным, объемно-планировочным и конструктивным решениям.	Основные решения по архитектурно-строительным, объемно-планировочным и конструктивным решениям согласовать с заказчиком.
18 Требования к разработке природоохранных мероприятий.	Разработать раздел «Мероприятия по охране окружающей среды» согласно требованиям №7-ФЗ «Об охране окружающей среды», предусмотреть рекультивацию нарушенных земель с учетом работ по временному занятию земель на период строительства.
19 Требования к режиму безопасности и охране труда.	Предусмотреть выполнение требований ПБ, РД, ВНТП и др. в области промышленной безопасности ОПО., «Анализ промышленной безопасности и степени риска аварий проектируемого объекта», «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности», «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием».
20 Требования к разработке инженерно-технических мероприятий гражданской обороны и мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций.	Разработать в соответствии с действующим законодательством и исходными данными Управления по делам ГО и ЧС Самарской области.
21 Количество экземпляров ПД	<p>На бумажных носителях: материалы инженерных изысканий в 4-х экземплярах, проектная документация в 4 экземплярах, рабочая документация в 4 экземплярах.</p> <p>В электронном виде: документация принимается на оптическом носителе информации (компакт-диск CD-ROM, DVD+R, DVD-R). Чертежи основных комплектов в формате Autodesk Design Web format (*.dwf) и Adobe Portable Document format (*.pdf); текстовая документация – Adobe Portable Document format (*.pdf).</p>

<p>22 Наличие существующей документации</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Проект «Реконструкция УПН Байтуганского месторождения» Положительное заключение главгосэкспертизы №0424-10/СГЭ-1184/02 от 07 октября 2010 г. 2. 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. 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 4. Проект «Техническое перевооружение УПН Байтуганского месторождения: «Пункт налива нефти с разворотным кольцом» Положительное заключение экспертизы промышленной безопасности №53-пд-11414-2010 5. Проект «Блок очистки товарной нефти от сероводорода на Байтуганской УПН» Положительное заключение экспертизы промышленной безопасности №46-ПД-00379-2005 6. Проект «Техническое перевооружение Байтуганского месторождения. Проектирование установки БКНС на КНС-3 ППД на УПН» Положительное заключение экспертизы промышленной безопасности №43-пд-067956-2012 7. Проект «Техническое перевооружение Байтуганского месторождения: установка нефтегазового сепаратора НГС-100» Положительное заключение экспертизы промышленной безопасности №43-пд-067867-2012 8. Проект «Пожарная сигнализация объектов Байтуганского нефтяного месторождения с центральным пультом в ПЧ-166 и резервными у диспетчера нефтепромысла, оператора УПН, сменного электрика РЭС» 9. «Реконструкция участка подготовки нефти (УПН) Байтуганского месторождения на 2015-16 г.г.».
---	--

Приложение:

1. Технические Условия по энергоснабжению - листов.
2. Технические Условия по КИПиА -листов.

Заказчик ООО "БайТекс":

Согласовано:

Главный инженер



Кузнецов В.В.

Зам. генерального директора по производству и развитию инфраструктуры



Янкин А.Б.

Начальник службы капитального строительства



Акульшин М.И.

Начальник ПТО



Самойлов А.А.

Главный энергетик



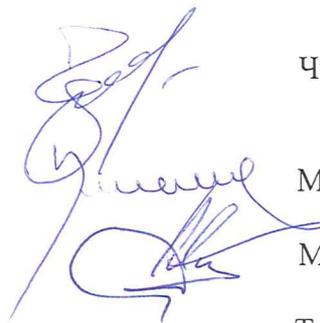
Родионов И.А.

Начальник отдела ОТ, ПБ и ООС

Руководитель службы имущественных
и земельных отношений

Специалист КИПиА

Начальник ЦППН



Чучупалов О.В.

Мишинов В.Н.

Мишин А.Ю.

Тазетдинов Р.Р.

► ООО «БайТекс»

MEMBER OF THE MOL GROUP

«11» 11 2012г.

Исх. № 1941 -Б-01

Руководителю проектной
организации

Технические условия
к проектированию объекта «Реконструкция сооружения с кадастровым номером 63:20:0000000:352, назначение:1.4. Сооружения нефтяных месторождений (Реконструкция установки подготовки нефти (УПН) Байтуганского месторождения в части разделения потоков» в части автоматизации.

1. Автоматизацию выполнить в соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», РД 39-0137095-001-86 Автоматизация и телемеханизация нефтедобывающих производств. Объекты и объёмы автоматизации. Основные положения, ВСН 205-84. ИНСТРУКЦИЯ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ: ГОСТ 34.201-89 «Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем»; РД 50-34.698-90 «Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов».
2. Предусмотреть техническую возможность подключения проектируемой системы автоматизации в существующую систему АСУ ТП УПН Байтуганского месторождения.
3. Применить следующие основные типы СИ и оборудования:
 - преобразователи температуры и давления «Метран».
 - преобразователи уровня «Еclipse», «Альбатрос».
 - сигнализаторы загазованности СГОЭС, ССС-90
 - сигнализаторы уровня «Альбатрос».
 - тип применяемых расходомеров согласовать с заказчиком.
4. В качестве приводов исполнительных механизмов применить интеллектуальные приводы АИМА.
5. Информацию от датчиков и исполнительных механизмов вывести на существующий технологический контроллер Allen-Bradley на свободные входы/выходы, расположенный в существующей операторной УПН.
6. Предусмотреть проектирование кабельных эстакад с применением коробов закрытого типа (при необходимости).
7. Предусмотреть выбор контрольного кабеля с учётом требований заводов-изготовителей к выпускаемым средствам измерения, приборам и оборудованию КИП и А.
8. Местные приборы и датчики размещаются на объектах автоматизации согласно рекомендаций завода изготовителя.
9. Оформление документации согласно ГОСТ 21.408-2013 Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов.
10. Срок действия ТУ- 2 года.

Специалист КИПиА

Начальник ПТО



Мишин А.Ю.

Самойлов А.А.

Общество с ограниченной ответственностью «БайТекс»

461630 Россия, Оренбургская область, г. Бугуруслан, ул. Ленинградская/ул. Революционная, 51/36

тел: (35352) 6-36-20, факс: (35352) 6-36-21, 3-21-75 E-mail: baitex@rus.mol.hu ИНН 5602004322 КПП 560201001/561350001

www.mol.hu



СОГЛАСОВАНО
Главный инженер
ООО «БайТекс»

В.В. Кузнецов

« » 2019г.

Приложение 4

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
ООО «БайТекс»

П. Торопчин

2019г.



Технические условия на проектирование строительства (монтажа) блочно-модульной слесарной мастерской

1. Заказчик ООО «БайТекс».
2. Место использования ЦППН с. Новое Усманово Самарской обл.
3. Предусмотреть проектирование блочно-модульной слесарной мастерской на УПН ООО «БайТекс», с проведением монтажа после закупа.
4. Предусмотреть здание слесарной мастерской в блочно-модульном исполнении, размером блока 6000x6000x3500мм., два блока размером 3000x6000x3500.
5. Климатическое исполнение УХЛ
Температура эксплуатации -40 ... +40 °С
6. Требования к зданию слесарной мастерской:
 - Возможность применения на опасных производственных объектах нефтяной промышленности
 - Сертификация
 - Наличие паспорта
 - Наличие логотипов MOL GROUP ООО БайТекс
 - Наличие сертифицированного комплекта инструмента, ключей (ключ гаечный 8-36, ключ накидной 8-36, ключ ударный 22-36, головки накидные 8-36, ключ газовый №№1,2,3,4, дрель электрическая переносная, машинка шлифовальная, инвертор сварочный)
 - Срок службы: не менее 10 лет
7. Предусмотреть подготовку, отсыпку площадки, укладку плит перед монтажом.
8. Место под площадку для строительства блочно-модульной слесарной мастерской определить проектом и согласовать с заказчиком.
9. Предусмотреть оконные и дверные проемы согласно приложенной схеме.
10. В здании слесарной мастерской предусмотреть (согласно прилагаемой схеме):
 - Два блока размером 3000x6000x3500
 - Верстак слесарный грузоподъемностью 0,5 тн. с тисками (поз. 2).
 - Станок настольный сверлильный (поз. 3).
 - Станок настольный заточный (Наждак) (поз. 4).
 - Верстаки слесарные с ящиками для хранения инструмента (поз. 5).
 - Кран монорельсовый с электрическим тельфером, с управлением с пола, грузоподъемностью 1,0 тн. (поз. 6).
 - Шкафы двухдверные (поз. 7) для хранения одежды - 4шт.
 - Шкафы для хранения инструмента, приспособлений и документации (поз. 8).
 - Стол (поз. 9) – 1 шт. со стульями – 4 шт.
 - Спед «Оказание первой медицинской помощи» (поз. 10).
 - Кондиционер (поз. 1) 2 шт - в каждом блоке по одному
 - Пожарный щит (перед слесарным помещением).
11. Предусмотреть освещение, вентиляцию, отопление – электрический конвектор.
12. Предусмотреть подключение к силовым сетям и контуру заземления согласно отдельным ТУ.
13. Предусмотреть строительство кабельной эстакады.
14. Предусмотреть пожарную сигнализацию с выводом информации в пожарную часть, на пульт оператора УПН согласно отдельным техническим условиям.
15. Исполнение фундамента под здание определить проектом.

Заместитель генерального директора
по производству и развитию инфраструктуры

Янкин А.Б.

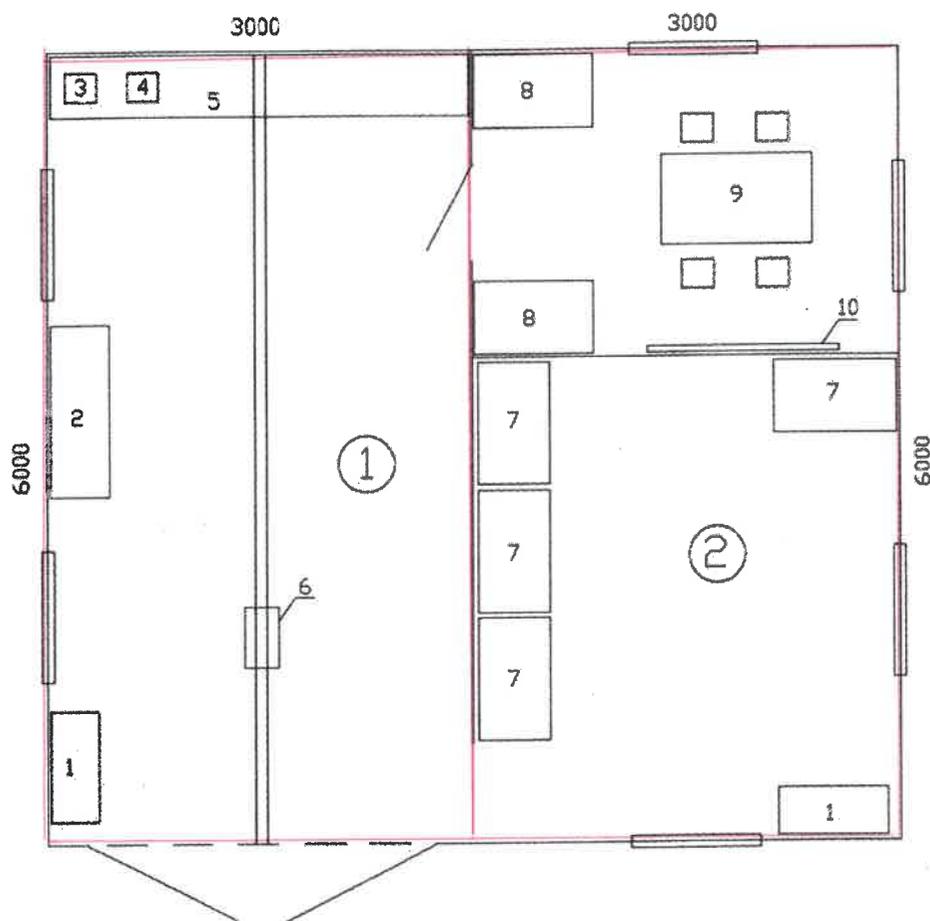
Главный механик

Дулов С.В.

Начальник ЦППН

Газетдинов Р.Р.

Схема блочно-модульной слесарной мастерской 6х6 м / двухблочный / ①, ②



Условные обозначения:

- 1 - Кондиционер
- 2 - Верстак слесарный грузоподъемностью 0,5 тн. с тисками
- 3 - Станок настольный сверлильный
- 4 - Станок настольный заточный (Наждак)
- 5 - Верстаки слесарные с ящиками для хранения инструмента
- 6 - Кран монорельсовый с электрическим тельфером, с управлением с пола, грузоподъемностью 1,0 тн.
- 7 - Шкафы двухдверные для хранения одежды
- 8 - Шкафы для хранения инструмента, приспособлений и документации
- 9 - Стол со стульями
- 10 - Стенд «Оказание первой медицинской помощи»

Начальник ЦППН

Газетдинов Р.Р./

ООО «БайТекс»
« 16 » 07 2019г.
Исх. № 986-Б-01

Генеральному директору
ООО «ОренбургНИПИнефть»
Персиянцеву В.М.

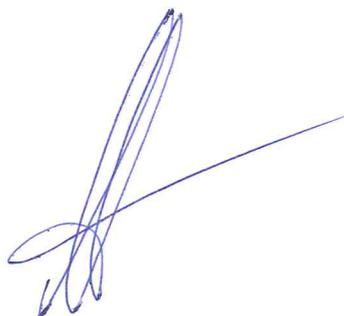
Уважаемый Владимир Михайлович!

Просим Вас внести изменения в проектную документацию «Реконструкция сооружения с кадастровым номером 63:20:0000000:352, назначение:1.4 Сооружения нефтяных месторождений (Реконструкция установки подготовки нефти (УПН)) в соответствие с дополнениями к техническому заданию на проектирование №1 и №2.

Приложение:

- дополнительное задание №1;
- дополнительное задание №2;
- Проектное решение «Техническое перевооружение СИКН №246 на ПСП «Байтуган» ООО «БайТекс»».

Генеральный директор
ООО «БайТекс»



Торопчин О.П.

Исполнитель: Самойлов А.А.
Тел. (909) 6046292

Дополнение №1
К ТЕХНИЧЕСКОМУ ЗАДАНИЮ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ

по объекту:

«Реконструкция сооружения с кадастровым номером 63:20:0000000:352, назначение: 1.4
Сооружения нефтяных месторождений (Реконструкция установки подготовки нефти (УПН))

1. Основание для проектирования.	Технические решения согласно протокола совещания представителей АО «Транснефть-Прикамье» и ООО «БайТекс» по вопросам сдачи нефти в рамках текущей деятельности ПСП «Байтуган».
2. Район строительства.	Самарская область, Камышлинский район, с. Ново-Усманово, ул. Советская дом 120, территория действующей УПН Байтуганского месторождения.
3. Заказчик.	ООО «БайТекс»
4. Проектная организация.	ООО «ОренбургНИИНефть»
5. Вид строительства.	Техническое перевооружение
6. Стадийность проектирования.	Проектная документация, Рабочая документация
7. Требования к составу и оформлению проектной/рабочей документации	Комплектность и вид в соответствии с Градостроительным кодексом (ст. 48), постановлением Правительства Российской Федерации № 87 от 16.02.2008г.
8. Уровень ответственности (согласно требованиям №384-ФЗ).	Повышенный (п.8 ст.4).
9. Сроки начала и окончания работ	Согласно договора и календарного графика работ.
10. Требования по вариантной проработке и формированию ОТР	Технические и технологические решения в обязательном порядке согласовываются с заказчиком. Срок представления рабочей документации на рассмотрение в общество - в течение 1 месяца с момента заключения договора.
11. Выделение пусковых комплексов и очередей строительства.	Не требуется
12. Состав и объем основных проектных работ.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Выполнить техническое перевооружение УПН в части обеспечения оперативной (10-15 минут) разрядки объема трубопровода (≈ 15 тонн) от товарного парка до ПСП на случай поступления некондиционной нефти на СИКН №246. 2. Выполнить проект в соответствии с требованиями действующих нормативных документов на проектирование, в том числе проектом предусмотреть: <ul style="list-style-type: none"> - трубопровод разрядки (Ду 114*6) неучтенной нефти, с уклоном в сторону дренажной емкости; - возможность использования существующего (проектируемого) оборудования (дренажная емкость с насосом откачки); - возврат объема некондиционной нефти на повторную подготовку; - в точке подключения трубопровода разрядки к сборному трубопроводу, от товарных РВС до ПСП, предусмотреть тройник, запорную арматуру с контролем протечек, гарантированным перекрытием и возможностью пломбирования фланцевого соединения и ЗА;

	<ul style="list-style-type: none"> - теплоизоляцию трубопровода с электрообогревом; - покраску наружной поверхности оборудования и трубопроводов ЛКМ - по стандартам ООО «БайТекс»; - площадку обслуживания запорной арматуры (при необходимости).
14 Особые условия.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Предусмотреть тех. перевооружение без останова объекта. 2. Максимальное использование имеющегося оборудования и существующих коммуникаций.
15 Требования к технологии, режиму работы.	Режим работы – непрерывный, круглосуточный.
16 Требования к выполнению инженерных изысканий	Инженерные изыскания выполнить в соответствии с требованиями СНиП 11-02-96 «Инженерные изыскания для строительства». Состав: Инженерно-геодезические, инженерно-геологические, инженерно-экологические в объеме, достаточном для проектирования.
17 Требования к архитектурно-строительным, объемно-планировочным и конструктивным решениям.	Основные решения по архитектурно-строительным, объемно-планировочным и конструктивным решениям согласовать с заказчиком.
18 Требования к разработке природоохранных мероприятий.	Разработать раздел «Мероприятия по охране окружающей среды» согласно требованиям №7-ФЗ «Об охране окружающей среды».
19 Требования к режиму безопасности и охране труда.	Предусмотреть выполнение требований ПБ, РД, ВНТП и др. в области промышленной безопасности ОПО.
20 Требования к разработке инженерно-технических мероприятий гражданской обороны и мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций.	Разработать в соответствии с действующим законодательством и исходными данными Управления по делам ГО и ЧС Самарской области.
21 Количество экземпляров ПД	<p>На бумажных носителях: материалы инженерных изысканий в 4-х экземплярах, проектная документация в 4 экземплярах, рабочая документация в 4 экземплярах.</p> <p>В электронном виде: документация принимается на оптическом носителе информации (компакт-диск CD-ROM, DVD+R, DVD-R). Чертежи основных комплектов в формате Autodesk Design Web format (*.dwf) и Adobe Portable Document format (*.pdf); текстовая документация – Adobe Portable Document format (*.pdf).</p>

<p>22 Наличие существующей документации</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Проект «Реконструкция УПН Байтуганского месторождения» Положительное заключение главгосэкспертизы №0424-10/СГЭ-1184/02 от 07 октября 2010 г. 2. 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. 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 4. Проект «Техническое перевооружение УПН Байтуганского месторождения: «Пункт налива нефти с разворотным кольцом» Положительное заключение экспертизы промышленной безопасности №53-пд-11414-2010 5. Проект «Блок очистки товарной нефти от сероводорода на Байтуганской УПН» Положительное заключение экспертизы промышленной безопасности №46-ПД-00379-2005 6. Проект «Техническое перевооружение Байтуганского месторождения. Проектирование установки БКНС на КНС-3 ППД на УПН» Положительное заключение экспертизы промышленной безопасности №43-пд-067956-2012 7. Проект «Техническое перевооружение Байтуганского месторождения: установка нефтегазового сепаратора НГС-100» Положительное заключение экспертизы промышленной безопасности №43-пд-067867-2012 8. Проект «Пожарная сигнализация объектов Байтуганского нефтяного месторождения с центральным пультом в ПЧ-166 и резервными у диспетчера нефтепромысла, оператора УПН, сменного электрика РЭС» 9. «Реконструкция участка подготовки нефти (УПН) Байтуганского месторождения на 2015-16 г.г.».
---	--

Заказчик ООО "БайТекс":

Согласовано:

Главный инженер

Зам. генерального директора
по производству и
развитию инфраструктуры

Начальник службы
капитального строительства

Начальник ПТО

Главный энергетик

Начальник отдела ОТ, ПБ и ООС

Специалист КИПиА

Начальник ЦППН

 Кузнецов В.В.

 Янкин А.Б.

 Акульшин М.И.

 Самойлов А.А.

Родионов И.А.

Чучупалов О.В.

Мишин А.Ю.

 Тазетдинов Р.Р.

Дополнение №2
К ТЕХНИЧЕСКОМУ ЗАДАНИЮ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ

по объекту:

«Реконструкция сооружения с кадастровым номером 63:20:0000000:352, назначение:1.4

Сооружения нефтяных месторождений (Реконструкция установки подготовки нефти (УПН))

1. Основание для проектирования.	Технические решения ТС ООО «БайТекс»
2. Район строительства.	Самарская область, Камышлинский район, с. Ново-Усманово, ул. Советская дом 120, территория действующей УПН Байтуганского месторождения.
3. Заказчик.	ООО «БайТекс»
4. Проектная организация.	ООО «ОренбургНИПИнефть»
5. Вид строительства.	Техническое перевооружение
6. Стадийность проектирования.	Проектная документация, Рабочая документация
7. Требования к составу и оформлению проектной/рабочей документации	Комплектность и вид в соответствии с Градостроительным кодексом (ст. 48), постановлением Правительства Российской Федерации № 87 от 16.02.2008г.
8. Уровень ответственности (согласно требованиям №384-ФЗ).	Повышенный (п.8 ст.4).
9. Сроки начала и окончания работ	Согласно договора и календарного графика работ.
10. Требования по вариантной проработке и формированию ОТР	Технические и технологические решения в обязательном порядке согласовываются с заказчиком. Срок представления рабочей документации на рассмотрение в общество – в течение 1 месяца с момента заключения договора.
11. Выделение пусковых комплексов и очередей строительства.	Не требуется
12. Состав и объем основных проектных работ.	<p>1) Пункт ТЗ №24.1 принять в следующей редакции: "Выполнить демонтаж складов хранения резервного оборудования и хозинвентаря. Запроектировать склад химреагентов."</p> <p>2) Пункт ТЗ №23.1 принять в следующей редакции: "Предусмотреть демонтаж существующей слесарной мастерской. Запроектировать слесарную мастерскую в блочно-модульном исполнении на месте демонтированной"</p> <p>3) Выполнить корректировку проектной документации с учетом перспективного размещения СИКН.</p> <p>4) Запроектировать обвязку узлов учета газа высокого и низкого давления: на ПП-1,6 №1-4, ПП-0,63 №1,2; на факел. Предусмотреть установку фильтра-каплеотбойника перед узлом учета газа путевых подогревателей.</p> <p>5) Запроектировать УДХ с технологической обвязкой (дозирование нейтрализатора сероводорода на БОНС).</p> <p>6) Запроектировать замену газопровода высокого давления от ТГР-2 до факельной системы по ТУ заказчика.</p> <p>7) Выполнить расчет пропускной способности системы газопроводов высокого и низкого давления УПН с учетом технического перевооружения БОНС.</p>
14. Особые условия.	<p>1. Предусмотреть тех.перевооружение без остановки объекта.</p> <p>2. Максимальное использование имеющегося оборудования и существующих коммуникаций.</p>

15	Требования к технологии, режиму работы.	Режим работы – непрерывный, круглосуточный.
16	Требования к выполнению инженерных изысканий	Инженерные изыскания выполнить в соответствии с требованиями СНиП 11-02-96 «Инженерные изыскания для строительства». Состав: Инженерно-геодезические, инженерно-геологические, инженерно-экологические в объеме, достаточном для проектирования.
17	Требования к архитектурно-строительным, объемно-планировочным и конструктивным решениям.	Основные решения по архитектурно-строительным, объемно-планировочным и конструктивным решениям согласовать с заказчиком.
18	Требования к разработке природоохранных мероприятий.	Разработать раздел «Мероприятия по охране окружающей среды» согласно требованиям №7-ФЗ «Об охране окружающей среды».
19	Требования к режиму безопасности и охране труда.	Предусмотреть выполнение требований ПБ, РД, ВНТП и др. в области промышленной безопасности ОПО.
20	Требования к разработке инженерно-технических мероприятий гражданской обороны и мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций.	Разработать в соответствии с действующим законодательством и исходными данными Управления по делам ГО и ЧС Самарской области.
21	Количество экземпляров ПД	На бумажных носителях: материалы инженерных изысканий в 4-х экземплярах, проектная документация в 4 экземплярах, рабочая документация в 4 экземплярах. В электронном виде: документация принимается на оптическом носителе информации (компакт-диск CD-ROM, DVD+R, DVD-R). Чертежи основных комплектов в формате Autodesk Design Web format (*.dwf) и Adobe Portable Document format (*.pdf); текстовая документация – Adobe Portable Document format (*.pdf).
22	Наличие существующей документации	1. Проект «Реконструкция УПН Байтуганского месторождения» Положительное заключение главгосэкспертизы №0424-10/СГЭ-1184/02 от 07 октября 2010 г. 2. 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. 3. Проект «Техническое перевооружение УПН Байтуганского месторождения»

технологических объектов УПН посредством отопительной установки»
Положительное заключение экспертизы промышленной безопасности №53-пд-14772-2010

4. Проект «Техническое перевооружение УПН Байтуганского месторождения: «Пункт налива нефти с разворотным кольцом»
Положительное заключение экспертизы промышленной безопасности №53-пд-11414-2010

5. Проект «Блок очистки товарной нефти от сероводорода на Байтуганской УПН»
Положительное заключение экспертизы промышленной безопасности №46-ПД-00379-2005

6. Проект «Техническое перевооружение Байтуганского месторождения. Проектирование установки БКНС на КНС-3 ППД на УПН»
Положительное заключение экспертизы промышленной безопасности №43-пд-067956-2012

7. Проект «Техническое перевооружение Байтуганского месторождения: установка нефтегазового сепаратора НГС-100»
Положительное заключение экспертизы промышленной безопасности №43-пд-067867-2012

8. Проект «Пожарная сигнализация объектов Байтуганского нефтяного месторождения с центральным пультом в ПЧ-166 и резервными у диспетчера нефтепромысла, оператора УПН, сменного электрика РЭС»

9. «Реконструкция участка подготовки нефти (УПН) Байтуганского месторождения на 2015-16 г.г.».

Заказчик ООО "БайТекс":

Согласовано:

Главный инженер

Зам. генерального директора
по производству и
развитию инфраструктуры

Начальник службы
капитального строительства

Начальник ПТО

Главный энергетик

Начальник отдела ОТ, ПБ и ООС

Специалист КИПиА

Начальник ЦППН


Кузнецов В.В.


Янкин А.Б.


Акульшин М.И.


Самойлов А.А.


Родионов И.А.


Чучупалов О.В.


Мишин А.Ю.


Тазетдинов Р.Р.

▶ ООО «БайТекс»

MEMBER OF THE MOL GROUP

«12» 02 2019 г.

Исх. № 123 - 19

Утверждаю

Главный инженер ООО «БайТекс»

В.В. Кузнецов

«___» _____ 2019 г.

**Технические условия
на водоснабжение и водоотведение к проекту:
«Реконструкция сооружения с кадастровым номером 63:20:0000000:352,
назначение: 1.4 Сооружения нефтяных месторождений (Реконструкция
установки подготовки нефти (УПН) Байтуганского месторождения в части
разделения потоков)»**

1. Проект выполнить в соответствии с действующими нормами и правилами.
2. Для каждого проектируемого РВС-3, РВС-1/2 предусмотреть кольцо охлаждения с подключением от передвижной пожарной техники.
3. Пенное пожаротушение РВС-3, РВС-1/2 предусмотреть от пенных камер КНП. Подачу раствора пенообразователя предусмотреть от передвижной пожарной техники.
4. Сухотрубы с БРС для подключения передвижной пожарной техники вывести за обвалование РВС-3, РВС-1/2.
5. Отвод производственно-дождевых стоков с проектируемых отбортованных площадок и с площадок РВС-3, РВС-1/2 выполнить в существующую производственно-дождевую канализацию УПН Байтуганского месторождения с дальнейшим направлением стоков на очистные сооружения для очистки и дальнейшего использования в технологическом процессе (системе ППД).
6. Расход производственно-дождевых стоков определить расчетом.
7. Срок действия технических условий 3 года.

Описание существующей системы водоотведения на УПН Байтуганского месторождения приведено в приложении №1.

Начальник ПТО



А.А.Самойлов

Общество с ограниченной ответственностью «БайТекс»

461630 Россия, Оренбургская область, г. Бугуруслан, ул. Ленинградская/ ул. Революционная 51/36

тел: (35352) 6-36-20, факс: (35352) 6-36-21, E-mail: Sbukhartseva@rus.mol.hu ИНН 5602004322 КПП 561350001

www.mol.hu



Приложение №1 к техническим условиям на водоотведение по объекту «Реконструкция сооружения с кадастровым номером 63:20:0000000:352, назначение:1.4 Сооружения нефтяных месторождений (Реконструкция установки подготовки нефти (УПН) Байтуганского месторождения в части разделения потоков)»

Существующие системы водоснабжения на УПН Байтуганского месторождения.

На площадке УПН Байтуганского месторождения эксплуатируются системы производственного и противопожарного водоснабжения.

Источником водоснабжения для УПН служат две артезианские скважины №16 и №17. Дебит каждой скважины 18 м³/час. Вода из скважин подается на производственные нужды, полив территории и восполнение противопожарного запаса воды в пожарных резервуарах.

Расход воды на производственные нужды (обессоливание нефти) 6.16 м³/час (147.9 м³/сут).

Расход воды на полив территории 11.6 м³/сут.

Вода на питьевое водоснабжение привозная бутилированная в количестве 0.375 м³/сут.

В существующую систему водоснабжения входит:

- два РВС (Р-1/1-2) объемом по 700 м³ каждый для запаса воды на противопожарные и производственные нужды (в утеплении с обогревом);

- насосная станция с насосами:

Нп 1/1-2 марки 1Д200-90-УХЛ производительность 200 м³/час, напор 90 м (1 рабочий, 1 резервный) для подачи воды на противопожарные нужды;

Нв-2/1-2 марки Grundfos CRN16-100 производительность 16 м³/час, напор 100 м (1 рабочий, 1 резервный) для подачи воды на производственные нужды;

- теплый бокс для хранения товарного пенообразователя в количестве 8 м³ в транспортной таре и пожарного инвентаря;

- тупиковый производственный водопровод Ø89x4 от насосной станции до установки обессоливания нефти;

- закольцованный противопожарный водопровод Ø159x5 с установленными пожарными гидрантами и лафетными стволами.

Для противопожарной защиты существующих РВС предусмотрено водяное охлаждение от стационарной системы орошения (два полукольца Ø108x4 из перфорированного трубопровода в верхнем поясе РВС) и пенное пожаротушение.

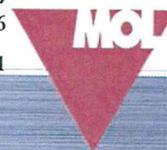
Подача воды к кольцу орошения на охлаждение существующих РВС и раствора пенообразователя на пенное пожаротушение предусмотрена от передвижной пожарной техники.

Для пенного пожаротушения на РВС установлены пенные камеры КНП-10, соединенные сухотрубками с установленными за обвалованием БРС для подключения передвижной пожарной техники.

Общество с ограниченной ответственностью «БайТекс»

461630 Россия, Оренбургская область, г. Бугуруслан, ул. Ленинградская/ ул. Революционная 51/36

тел: (35352) 6-36-20, факс: (35352) 6-36-21, E-mail: Sbukhartseva@rus.mol.hu ИНН 5602004322 КПП 561350001



Существующие системы канализации на УПН Байтуганского месторождения.

Бытовые сточные воды в количестве 0,375 м³/сут от обслуживающего персонала площадки УПН собираются в существующую канализационную емкость объемом 25 м³ с дальнейшим вывозом спецавтотранспортом на МУП «Жилищно-коммунальное хозяйство».

Промливневые стоки от существующих площадок УПН по самотечной сети промливневой канализации поступают в дренажную емкость канализационной насосной станции, откуда при помощи полупогружного насоса подаются в систему пластовой воды для совместной очистки на очистных сооружениях пластовых и дождевых стоков. Очищенные совместно пластовые и дождевые сточные воды подаются на прием насосов существующей БКНС и используются в системе поглощения Байтуганского месторождения и в системе ППД.

Для сбора дренажных стоков от РВС предусмотрена самотечная дренажная система с отводом дренажных стоков в дренажные емкости с последующей откачкой в технологический процесс.

Начальник ПТО

А.А.Самойлов



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 №1667-Б-01 от 29.10.2019 года

Генеральному директору
ООО «БайТекс»
О.П. Торпчину

Копия:
Главному инженеру
Ромашкинского РНУ
Ф.Х. Хасанову

Технические условия № 09-01/218 от 13.12.2019 года

Выданы: ООО «БайТекс»,

Юридический адрес: 461630 Оренбургская область, г. Бугуруслан, ул. Ленинградская/ ул. Революционная, 51/36.

1. на пересечение МН «Байтуган – Елизаветинка» DN 150 мм на 0,4 км, МН «Байтуган – Елизаветинка» (лупинг) DN 200 мм на 0,4 км.

2. Основные характеристики и назначение объекта: газопровод «УПН – ФВД» DN 150x8 мм, Pраб = 0,05 МПа.

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

3.1 Пересечение проектируемого нефтепровода с МН выполнить траншейным способом, предусмотрев угол пересечения близким к 90°, но не менее 60°;

3.2 В месте пересечения коммуникаций выполнить прокладку заменяемого участка газопровода под МН в защитном кожухе из стальных труб, концы которого удалить от оси МН не менее 5 м, предусмотрев расстояние по вертикали в свету между нижней образующей МН и верхней образующей кожуха не менее 0,6 м.

3.3 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».

3.4 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. Требования для исполнения на стадии проектирования:

4.1 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).

4.2 Проектная (рабочая) документация, представляемая на внутреннюю экспертизу, должна быть разработана согласно Приложению 3 или в соответствии с требованиями приказа Минэнерго от 19.10.2017 №26С (при этом проектная организация должна иметь допуск к сведениям, содержащим государственную тайну);

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

4.4 Работы при пересечении и параллельном следовании с МН выполнить в соответствии с требованиями 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*) с изм. 1.

4.5 Разработать план производства работ. В состав ППР включить мероприятия, обеспечивающие безопасное ведение работ, сохранность действующих нефтепроводов и сооружений на них.

5. Требования для исполнения до начала производства работ:

5.1 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.

5.2 Заявитель должен согласовать ПД/РД, проект производства работ с Ромашкинским РНУ (далее – РРНУ) и АО «Транснефть – Прикамье»;

5.3 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;

5.4 Получить на НПС «Елизаветинка» схему маршрута движения техники к месту производства работ в охранной зоне МН на месте пересечения;

5.5 предоставить в отдел эксплуатации РРНУ (филиал АО «Транснефть – Прикамье») топографический план ремонтируемого участка М 1:500 в бумажном и электронном виде в формате AUTOCAD*.dxf. На топографических планах исключить сведения попадающих под перечень сведений, подлежащих засекречиванию, утвержденный приказом Министерства энергетики Российской Федерации;

5.6 предоставить в отдел эксплуатации РРНУ (филиал АО «Транснефть – Прикамье») приказ о назначении ответственных за проведение работ по пересечению МН, для составления совместного приказа с РРНУ по обеспечению сохранности МН;

5.7 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 (филиал АО «Транснефть – Прикамье»), НПС «Елизаветинка»;

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

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

5.8 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;

5.9 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 Ромашкинского районного нефтепроводного управления (филиал АО «Транснефть – Прикамье»);

5.10 машинистам землеройной техники, производящих работы в охранной зоне магистральных трубопроводов, необходимо пройти проверку практических навыков по вскрытию трубопроводов на полигоне АО «Транснефть – Прикамье»;

5.11 подрядной организации оформить совместный приказ с АО «Связьтранснефть» ВК ПТУС и 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»;

5.12 работы в охранной зоне других коммуникаций согласовать с их владельцами;

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

5.14 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;

5.15 в целях обеспечения контроля за сохранностью коммуникаций и объектов магистрального трубопровода строительная и автомобильная техника подрядчика, привлекаемая к работам в охранной зоне магистрального трубопровода, должна иметь опознавательные обозначения для её идентификации с воздуха при воздушном патрулировании;

5.16 до начала работ предоставить в отдел эксплуатации РРНУ (филиал АО «Транснефть – Прикамье») эскизы изготовленных знаков;

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

5.18 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;

6. Требования для исполнения при производстве работ:

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

6.2 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;

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

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

6.5 Не разрешается производить отвал грунта на магистральные нефтепроводы, складировать оборудование и материалы, захламлять, устраивать стоянки техники ближе 200 м к МН. Должен обеспечиваться свободный проезд и подъезд к МН.

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

6.7 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;

6.8 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 1,4 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 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.

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

6.10 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;

6.11 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;

6.12 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;

6.13 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;

6.14 Не допускать складирование оборудования и материалов в охранной зоне ВЛ;

6.15 При повреждении ВЛ, ее работоспособность восстановить собственными силами в течение суток;

6.16 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;

6.17 Работы произвести в течение 15 дней после начала работ в охранной зоне МН;

6.18 При обнаружении повреждений любых коммуникаций, объектов магистральных трубопроводов, а также утечки нефти/нефтепродукта в процессе выполнения работ, персонал и технические средства должны быть немедленно отведены за пределы опасной зоны;

- о происшествии должно быть немедленно извещено руководство Ромашкинского районного нефтепроводного управления (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.

6.19 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.

7. Требования для исполнения по окончании производства работ:

7.1 по окончании работ Заявитель направляет в отдел эксплуатации РРНУ АО «Транснефть – Прикамье» 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.

7.2 по окончании работ Заявитель направляет в отдел эксплуатации РРНУ АО «Транснефть – Прикамье» сканированный образ проекта производства работ в охранной зоне и мероприятий по обеспечению сохранности коммуникаций в электронном виде и в формате *.pdf; экземпляр Ромашкинского районного нефтепроводного управления (филиал АО «Транснефть – Прикамье») инструкции о совместном надзоре и содержании коммуникации технического коридора;

7.3 по окончании работ Заявитель направляет в отдел эксплуатации РРНУ АО «Транснефть – Прикамье» акт завершения работ в охранной зоне трубопроводов;

7.4 по окончании работ в течение 10 дней временные проезды демонтировать в присутствии представителя РРНУ (филиал АО «Транснефть – Прикамье») с составлением акта, материалы вывезти с места производства работ; трасса приводится в первоначальное состояние;

7.5 2. 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».

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

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

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

8. Срок действия технических условий: 1 год с даты регистрации технических условий.

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

9.1 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;

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

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

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

11. 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.

12. 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.

13. В соответствии со ст. 11.20.1 Кодекса Российской Федерации об административных правонарушениях от 30.12.2001г. совершение в охранных зонах магистрального нефтепровода действий, запрещенных законодательством Российской Федерации, либо выполнение в охранных зонах магистрального нефтепровода 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.

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

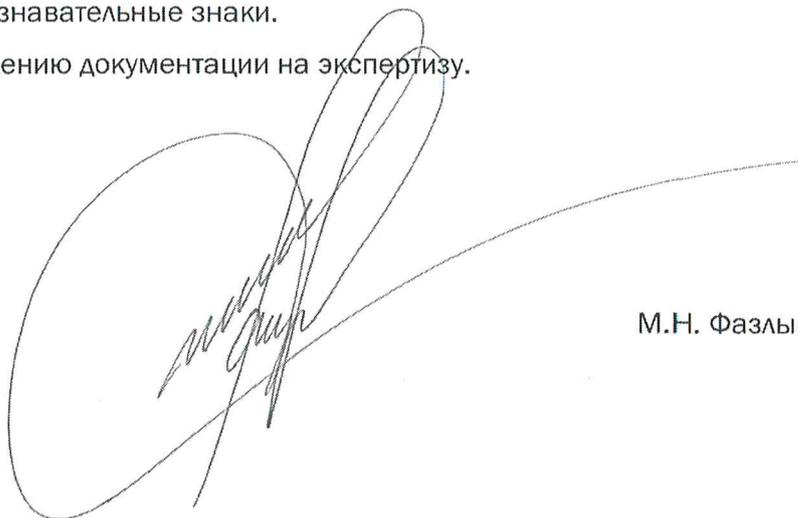
15. В случае невыполнения требования настоящих технических условий АО «Транснефть-Прикамье» оставляет за собой право ведения претензионных работ в судебном порядке.

Внимание: параллельно нефтепроводу 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.
2. Предупреждающие и опознавательные знаки.
3. Требования к предоставлению документации на экспертизу.

Главный инженер

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

М.Н. Фазлыев

Исп. Саетханова З.И.
(843) 2917473

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

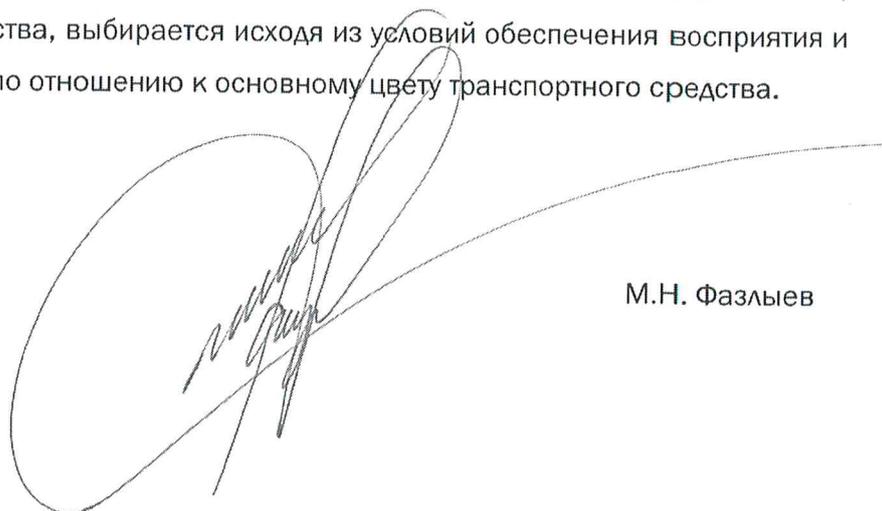
Опознавательный знак наносится для грузоподъемной, землеройной и автомобильной техники подрядных организаций полной массой свыше 3,5 т. Опознавательный знак должен содержать государственный регистрационный номер без указания кода региона, различимый с борта воздушного судна при авиапатрулировании. Нанесение 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.

Главный инженер



М.Н. Фазлыев

Предупреждающие и опознавательные знаки

(согласно ОТТ-75.200.00-КТН-044-19 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Типовые цветовые решения для объектов и оборудования магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов».)

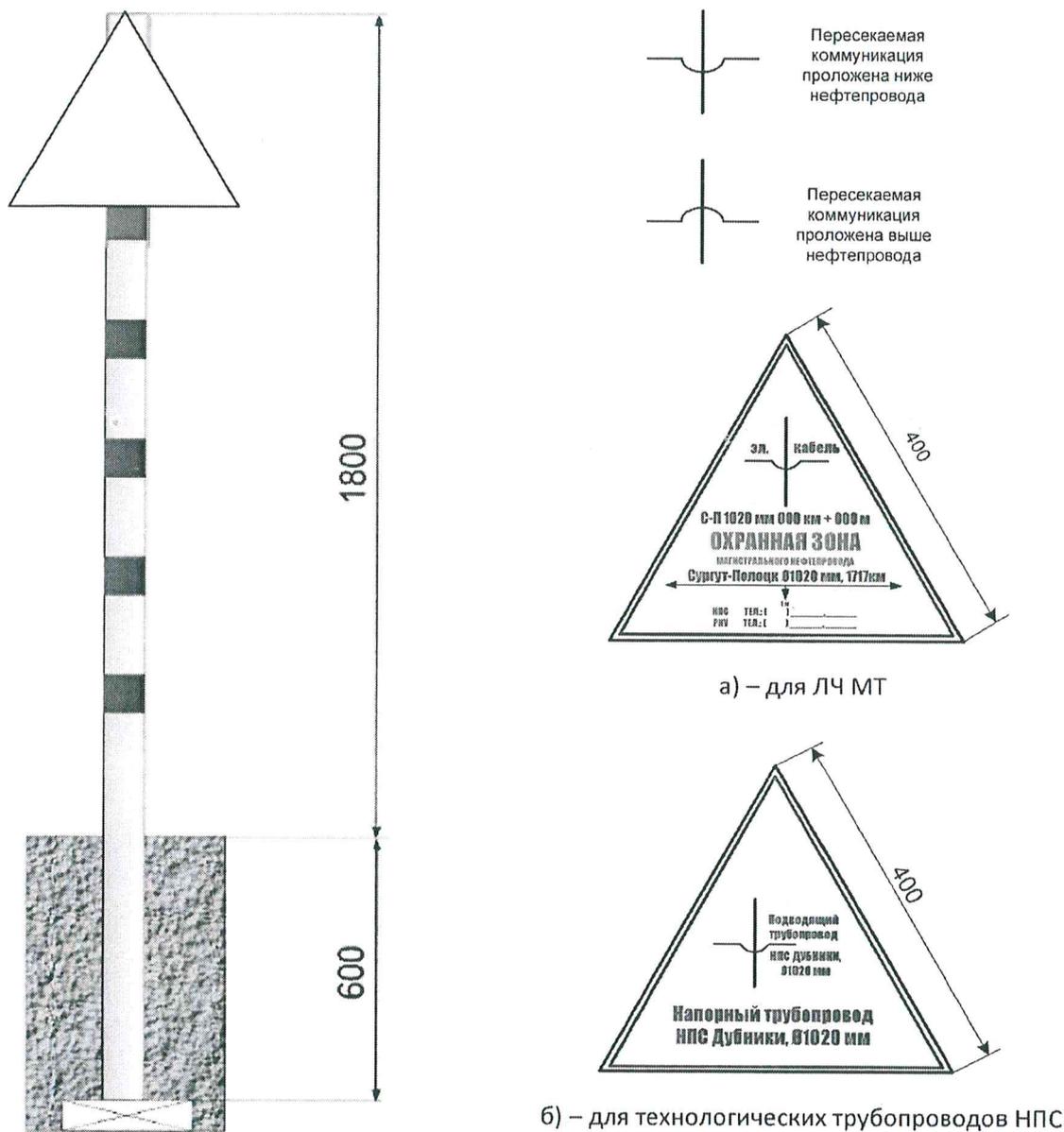


Рисунок Ж.7 – Опознавательный знак «Пересечение коммуникаций»

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

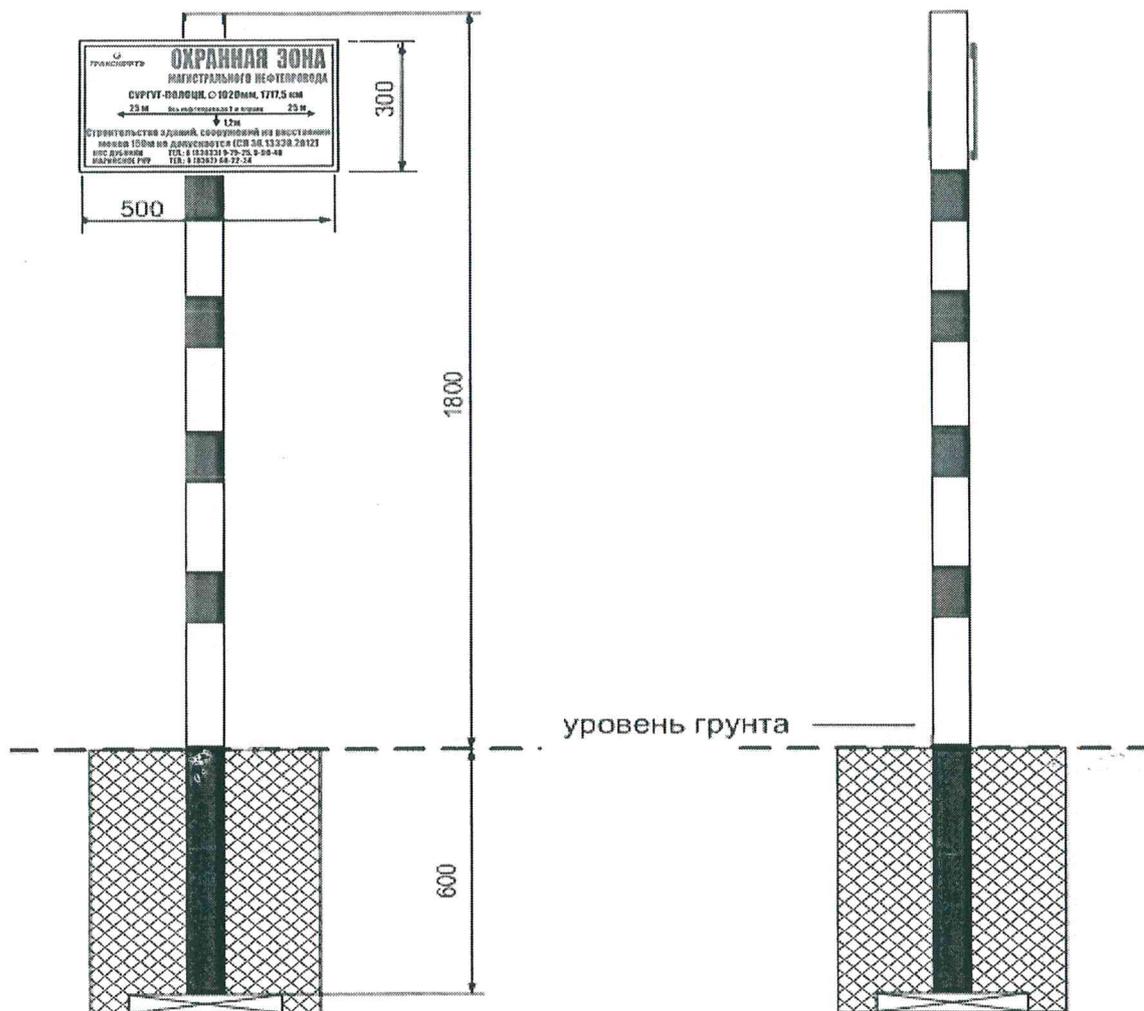


Рисунок Ж.1 – Общий вид опознавательного знака «Охранная зона»



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.

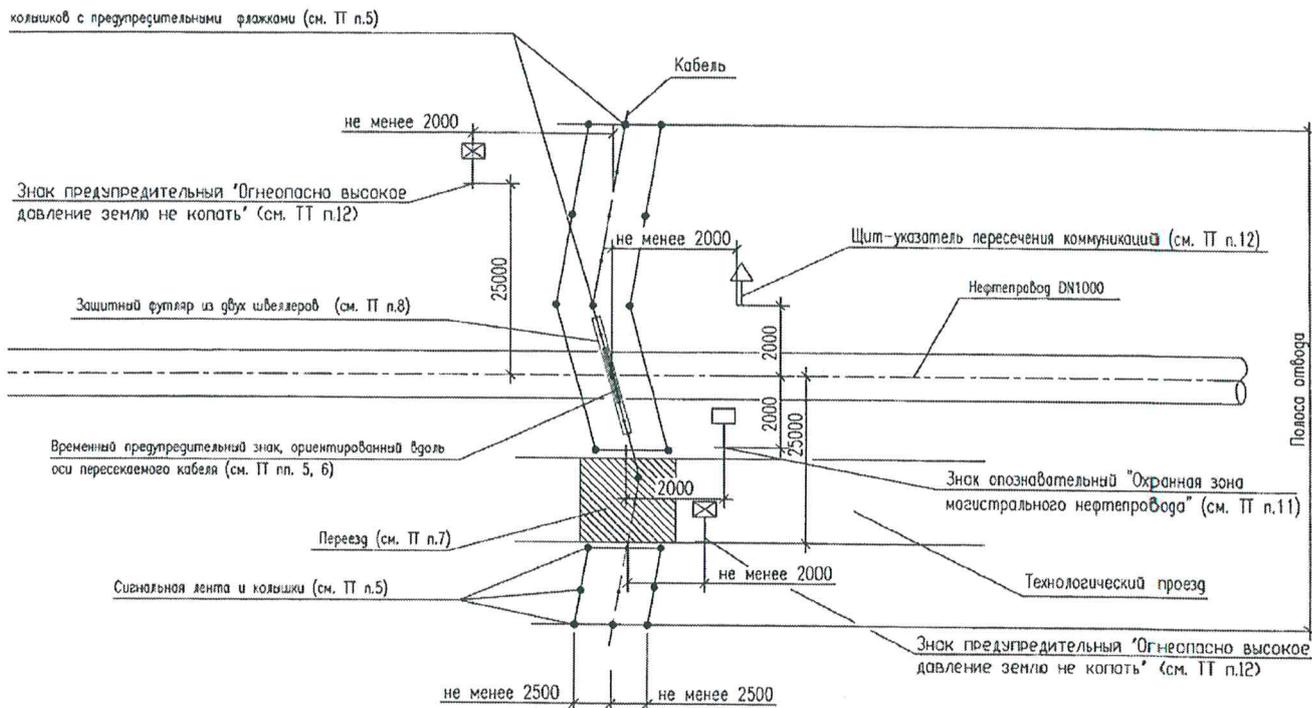


Рисунок – Пример расположения предупреждающих и опознавательных знаков на пересечении коммуникаций

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. 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.



УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер филиала

АО «Связьтранснефть» –

«Волго-Камское ПТУС»

А.И. Силаков

«17» 12 2019г.

Технические условия № 02-16/510

на проектирование по объекту ООО «БайТекс»:

Газопровод высокого давления от УПН до ФВД диаметром 159 мм на участке НПС «Байтуган» - ПКУ МН «Байтуган – Елизаветинка».

Основание: письмо ООО «БайТекс» № 1678-Б-01 от 30.10.2019г.

1. Общие положения:

- 1.1. Уведомить филиал АО «Связьтранснефть» – «Волго-Камское ПТУС» (далее Волго-Камское ПТУС) за 10 рабочих дней до планируемого прибытия на объект представителя проектной организации.
- 1.2. Включить в комиссию для проведения предпроектного обследования (далее – ППО) специалиста Волго-Камского ПТУС.
- 1.3. Провести ППО (с выездом на местность) для отображения существующих коммуникаций и сооружений, не отображенных на исходном топографическом плане и привязки проектируемого объекта к существующим объектам.
- 1.4. По итогам ППО представить в адрес Волго-Камского ПТУС акт ППО с ситуационной схемой (планом) с предварительным размещением объектов на картографических материалах.
- 1.5. Результаты инженерных изысканий согласовать с Волго-Камским ПТУС.
- 1.6. В случае необходимости выноса (переустройства) кабеля, строительства ВЛ- запросить соответствующие технические условия.
- 1.7. При разработке проектной документации предусмотреть затраты на работы и материалы для защиты линейно-кабельных сооружений (ЛКС).
- 1.8. В разделе проектной документации «Проект организации строительства» указать необходимость получения технических условий на производство работ в охранной зоне ЛКС Волго-Камского ПТУС.
- 1.9. Проектную и рабочую документацию согласовать с Волго-Камским ПТУС.
- 1.10. Затраты по обеспечению сохранности линейно-кабельных сооружений производятся за счет средств Заказчика.
- 1.11. В случае повреждения кабеля связи его ремонт и простой системы связи полностью оплачивается за счет средств Заказчика.

2. В проекте предусмотреть:

2.1. Организационные мероприятия:

- 2.1.1. Не позднее, чем за 3 дня до начала работ (исключая выходные и праздничные дни) вызвать **письменно или телефонограммой** представителя Ромашкинского ЦЭС Волго-Камского ПТУС: Республика Татарстан, г.Казань, ул. Н.Ершова, д. 26а, Региональный центр управления, тел.: (843) 249-23-00 (круглосуточно), факс: (843) 279-05-50, для указания трассы прохождения кабелей связи и контроля за производством работ в охранной зоне линейно-кабельных сооружений (ЛКС).
- 2.1.2. По результатам работы по уточнению трассы кабельной линии связи **ВОЛС КП-0 км - КП-7 км МН Байтуган - Елизаветинка, составить «Акт передачи на сохранность кабельной магистрали, замерных столбиков и предупредительных знаков»** с участием ООО «БайТекс» (далее – Заказчик), представителя Ромашкинского ЦЭС Волго-Камского ПТУС и представителя Подрядчика.
- 2.1.3. При производстве работ вблизи и в охранной зоне кабельных линий связи Волго-Камского ПТУС, Заказчик совместно с представителями Подрядчика и Волго-Камского ПТУС должны оформить **«Разрешение на производство работ в охранной зоне линий и сооружений связи»**. Для оформления разрешения на производство работ в охранной зоне линий и сооружений связи Волго-Камского ПТУС необходимо предоставить в отдел эксплуатации сетей связи Волго-Камского ПТУС, по адресу: Республика Татарстан, г.Казань, ул. Н.Ершова, д. 2/1, кабинет №411 пакет документов

(ППР, технологические карты; Акт передачи под сохранность объекта для производства работ; Приказ о назначении ответственных за сохранность сторонних коммуникаций; Лист ознакомления с приказом (с указанием контактных телефонов); Список землеройной техники; Приказ о закреплении транспортных средств (землеройной техники)).

2.1.4. После оформления всех разрешительных документов Заказчик оформляет **«Ордер на право производства работ в охранной зоне инженерных коммуникаций»**, в котором, за подписью должностного лица Волго–Камского ПТУС (начальника ЦЭС или лица его замещающего), удостоверяется выполнение всех необходимых мероприятий по обеспечению безопасности производства работ в охранной зоне ЛКС.

2.1.5. Производители работ (мастера, прорабы, машинисты строительных машин и механизмов) до начала работ в охранной зоне кабелей связи Волго–Камского ПТУС должны быть ознакомлены с расположением кабелей и проинструктированы о порядке производства работ ручным и механизированным способом.

2.1.6. Производство земляных работ на расстоянии ближе 20 метров от оси кабеля при отсутствии необходимых документов (акты, технические условия, разрешение на производство работ), **ЗАПРЕЩАЕТСЯ**.

2.1.7. Не позднее, чем за 2-е суток до начала производства работ согласовать с отделом эксплуатации сетей связи Волго–Камским ПТУС рабочий проект и проект производства работ.

2.1.8. **На месте производства работ у производителя работ должен быть рабочий проект, проект производства работ, данные технические условия и разрешение на производство работ, утверждённое главным инженером Волго–Камского ПТУС.**

2.2. Технические мероприятия:

2.2.1. Место расположения подземных сооружений связи уточнить по всей длине действующего подземного кабеля связи в зоне производства работ и обозначить вешками высотой 1,5–2 метра, которые установить на прямых участках трассы через 10–15 метров. У всех точек отклонений от прямолинейной оси трассы более чем на 0,5 метра, на всех поворотах трассы, а также на границах разрытия грунта, где работы должны выполняться ручным способом. Работы по установке предупредительного знака, вешек и шурфованию кабеля выполнять силами и средствами Заказчика или Подрядчика, в присутствии представителя Ромашкинского ЦЭС Волго–Камского ПТУС, эксплуатирующего кабельную линию связи. Изготовление или приобретение предупредительных знаков и вешек осуществляется за счет средств Заказчика или Подрядчика.

2.2.2. **До прибытия представителя Ромашкинского ЦЭС Волго–Камского ПТУС, эксплуатирующего кабельные линии связи ВОЛС КП-0 км - КП-7 км МН Байтуган - Елизаветинка, обозначения трассы, определения точного местоположения кабеля связи, документального оформления разрешений на производство работ, проведение земляных работ не допускается.**

2.2.3. Кроме вешек трасса кабеля связи в обязательном порядке обозначается предупредительными знаками, которые представляют собой окрашенный в желтый цвет металлический прямоугольник размером 400х300 миллиметров с надписью: «Копать запрещается, охранная зона кабеля», с указанием размеров охранной зоны, адреса (названия населенного пункта) и номера телефона (черным цветом) Волго–Камского ПТУС, эксплуатирующего кабельную линию связи. Знак устанавливается на столбе на высоте 1,7 метра над поверхностью земли.

2.2.4. Совместно с представителем Ромашкинского ЦЭС Волго–Камского ПТУС определить места проезда спецтехники. В местах проезда спецтехники через кабели связи предусмотреть устройство временных переездов с обозначением их временными знаками и указателями. Устройство временных проездов (укладку деревянных настилов и бетонных плит, подсыпку щебня и гравия) осуществляет строительная организация, выполняющая работы.

2.2.5. Разработка грунта в пределах охранной зоны подземной кабельной линии связи или линии радификации допускается только с помощью лопат, без резких ударов. Пользоваться ударными инструментами (ломами, кирками, клиньями и пневматическими инструментами) запрещается.

2.2.6. При разрытии траншей и котлованов на трассе подземной кабельной линии связи организация, осуществляющая строительные работы, производит защиту кабеля от повреждений в следующем порядке:

2.2.6.1. Кабель, проложенный в трубах (блоках), раскапывается ручным способом только до верхнего края трубы (блока). Затем прокладывается балка, необходимая для подвески указанного кабеля. После этого продолжается раскопка грунта до нижнего края трубы (блока), производится подвеска кабеля и затем дальнейшее разрытие грунта;

2.2.6.2. При разработке траншеи или котлована ниже уровня залегания подземного кабеля связи или в непосредственной близости от него должны быть приняты меры к недопущению осадки и оползания грунта;

2.2.6.3. При пересечении с кабелями связи Волго–Камского ПТУС первоначально определяется их местоположение, выполняется шурфование, вручную производится его открытие на длину, позволяющую свободно уложить его в защитный кожух из швеллера, длиной равной ширине траншеи + 2 метра с каждой стороны траншеи. Внутри и снаружи кожух обработать защитным антикоррозийным составом. Кожух по всей длине соединить болтовыми соединениями на расстоянии не более 1 метра с каждой стороны. Для установки болтовых соединений приварить петли. Для недопущения провисания кабеля с коробом, при необходимости, под короб установить опоры и закрепить их в грунте. Пересечение с кабелями связи Волго–Камского ПТУС выполнить в соответствии со СНиП. Места пересечения обозначить типовыми предупредительными знаками в соответствии с требованиями п.21 («Обозначение подземных кабелей на местности») «Правил технической эксплуатации первичных сетей взаимозвязанной сети связи РФ» (книга третья). Угол пересечения инженерных коммуникаций с кабелем связи выдержать не менее 60 градусов, расстояние по вертикали в свету между кабелем связи не менее 0,5м;

2.2.6.4. Защита кабеля связи или блоков кабельной канализации при оголении на большом протяжении должна быть предусмотрена на стадии разработки проекта производства работ;

2.2.6.5. При отсутствии защиты оголенных кабелей телефонной связи Заказчиком или Подрядчиком должна быть организована их охрана.

2.2.7. При пересечении кабеля связи методом ГНБ расстояние по вертикали в свету между верхней образующей кожуха и нижней образующейся кабеля связи не менее 2-х метров. Точки входа и выхода буровой головки расположить на расстоянии не менее чем 10 метров от оси кабеля связи.

2.2.8. При параллельном следовании расстояние до кабеля связи принять в соответствии со СНиП. **В случае сближения и отсутствия возможности выдержать требуемое расстояние выполнить переустройство (вынос) существующих кабелей связи, предварительно согласовав с отделом эксплуатации сетей связи Волго–Камского ПТУС.**

2.2.9. **В охранной зоне и вблизи кабелей связи Волго–Камского ПТУС без письменного согласия и присутствия представителей предприятий, эксплуатирующих линии связи, юридическим и физическим лицам запрещается:**

- устройство технологических проездов вдоль оси кабелей связи;
- планировка, срезка и выборка грунта с помощью землеройной техники;
- складирование стройматериалов;
- стоянка спецтехники, жилых вагончиков;
- разведение открытого огня;
- загромождение трассы кабеля поваленными деревьями, кустарниками, порубочными остатками, выбранным грунтом;
- производство работ в выходные, праздничные дни и в темное время суток;
- осуществлять всякого рода строительные, монтажные и взрывные работы, планировку грунта землеройными механизмами (за исключением зон песчаных барханов) и земляные работы (за исключением вспашки на глубину не более 0,3 метра);
- производить геолого-съёмочные, поисковые, геодезические и другие изыскательные работы, которые связаны с бурением скважин, шурфованием, взятием проб грунта, осуществлением взрывных работ;
- устраивать проезды и стоянки автотранспорта, тракторов и механизмов, провозить не габаритные грузы под проводами воздушных линий связи и линий радиодиффузии, строить каналы (арыки), устраивать заграждения и другие препятствия;
- производить строительство и реконструкции линий электропередач;
- производить защиту земельных коммуникаций от коррозии без учета проходящих подземных кабельных линий связи.

2.2.10. Отогревание мерзлого грунта в зоне расположения подземных кабелей связи должно производиться так, чтобы температура грунта не вызывала повреждения оболочки и изоляции жил кабеля связи. Разработка мерзлого грунта с применением ударных механизмов запрещается.

2.2.11. Засыпка траншей в местах пересечения подземных кабелей связи и кабельной канализации производится слоями грунта толщиной не более 0,1 метра, с тщательным уплотнением. В зимних условиях засыпка производится песком или талым грунтом. При производстве работ предусмотреть меры, исключающие смещение слоев и оседание грунта в охранной зоне кабеля связи.

Траншея засыпается вместе с балками и коробами, в которых были уложены кабели связи, о чем составляется акт на скрытые работы.

2.2.12. Обеспечить на время работ выносу и сохранность информационных знаков, шлагбаумов. После окончания работ средства фиксации трассы установить на место. В местах пересечений с КЛС установить информационные знаки.

2.2.13. Затраты по обеспечению сохранности линейно-кабельных сооружений производятся за счет средств Заказчика.

2.2.14. В случае повреждения кабеля связи его ремонт и простой системы связи полностью оплачивается за счет средств Заказчика.

2.2.15. После завершения работ кабель связи возвращается на своё место (за исключением выполненного выноса трассы кабеля), за счёт средств Заказчика проводится полный комплекс измерений, проверка герметичности оболочки кабеля. В случае соответствия параметров кабеля связи нормам производится его засыпка. При несоответствии нормам проводится комплекс работ по доведению его до нормативного состояния или замена кабеля за счёт средств Заказчика.

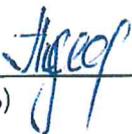
2.2.16. Все работы вблизи и в охранной зоне кабельных линий связи должны выполняться в соответствии с проектной документацией, разработанной проектными организациями, имеющими право и соответствующие допуски на выполнение проектных работ, с учётом технических условий (на производство работ) выданных Волго–Камским ПТУС, после согласования проектной документации, в части обеспечения сохранности КЛС, проект производства работ согласовать с отделом эксплуатации сетей связи Волго–Камского ПТУС.

2.2.17. После окончания СМР, совместно с представителем филиала АО «Связьтранснефть» – «Волго–Камское ПТУС» (начальником цеха) провести осмотр и проверку рабочего места с последующим подписанием акта о выполнении технических условий.

3. Данные технические условия не являются разрешением на производство работ в охранной зоне линейно-кабельных сооружений связи.

4. Срок действия технических условий – **один год** с момента выдачи.

Начальник ОЭСС



(подпись)

Т.С. Туймеева

Исп. Инженер ОЭСС
тел. 6 (977) 33-47



А.А. Сарбаев

ООО «БайТекс»

« 24 » 05 2018 г.

Исх. № 513 -Б-01

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор ООО «БайТекс»

О.П. Горочин

« 23 » 05 2018г.

**Технические условия на электроснабжение по объекту:
«Реконструкция установки подготовки нефти (УПН) Байтуганского месторождения
на 2018-2019 г.г.»**

1. Электроснабжение реконструируемого оборудования УПН предусмотреть от ПС 35/6кВ «Байтуган-1», по существующим линиям электропередач 6кВ: фидеру № 3 и фидеру № 6 от ТП-130/2х630кВА и ТП-262/2х630кВа.
2. Проектом произвести проверку, при необходимости, корректировку схем электроснабжения энергоемких потребителей УПН (технологических и подпорных насосов, модернизируемой БКНС, сетей электрообогрева газовых сетей и т.д.) с учетом двух трансформаторных подстанций и равномерного распределения нагрузок по ним.
3. Проектом произвести проверку (пересчет) существующего электрического оборудования (ячеек РУ 6кВ подстанции «Байтуган-1» [№ 5 I-ой секции (фидер № 3) и № 8 II-ой секции (фидер № 6)] на соответствие, - по максимальной мощности энергоприсоединяемых устройств УПН, по расчетным токам нагрузок и КЗ. В случае превышения расчетными величинами допустимых параметров предусмотреть мероприятия по необходимой замене оборудования и устройств, по усилению соответствующей электрической сети.
4. Произвести расчет токов КЗ, выбор уставок РЗА проектируемого, реконструируемого электрического оборудования УПН, ячеек 6кВ № 5, 8 подстанции 35/6кВ «Байтуган-1».
5. Проектом определить возможность использования существующих кабельных эстакад для прокладки силовых кабельных линий к проектируемому оборудованию на территории УПН. В противном случае запроектировать новую кабельную эстакаду.
6. Проектом предусмотреть монтаж системы защиты проектируемого оборудования УПН от действия статического электричества (монтаж контуров заземления, присоединения контуров заземления к общему уравнивающему контуру УПН, заземление всех электроприборов и датчиков КИП).
7. Проектом определить необходимость электрохимической защиты (ЭХЗ) оборудования УПН, в случае её выполнения – проектировать в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164-98, ГОСТ 9.602-89 и других нормативных документов.
8. Сделать анализ, при необходимости предусмотреть установку системы компенсации реактивной мощности 0,4/6кВ. Место расположения и мощность компенсирующих устройств определить проектом.
9. Проект выполнить согласно действующих СНиП, ПУЭ, ПОТЭЭ, ПЭЭП и других нормативных документов.
10. Отпуск мощности в счет разрешения РЭУ «Оренбургэнерго» № 05-3436 от 04.06.80г.
11. Срок действия технических условий – 3 года.

Главный энергетик



И.А. Родионов