

Общество с ограниченной ответственностью



Строительство НПС-1 на Егоркинском нефтяном месторождении

Проектная документация

**Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании,
о сетях инженерно-технического обеспечения,
перечень инженерно-технических мероприятий,
содержание технологических решений»**

Подраздел 7 «Технологические решения»

46-19-ИОС7

Том 4.4

2021

Общество с ограниченной ответственностью



Строительство НПС-1 на Егоркинском нефтяном месторождении

Проектная документация

**Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании,
о сетях инженерно-технического обеспечения,
перечень инженерно-технических мероприятий,
содержание технологических решений»**

Подраздел 7 «Технологические решения»

46-19-ИОС7

Том 4.4



Главный инженер

Е.В. Ожередов

Главный инженер проектов

Р.М.Мовламов

2021

Инва. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №

Обозначение	Наименование	Примечание
46-19-СП	Состав проектной документации	
46-19-ИОС	Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений»	
	Текстовая часть	
46-19-ИОС7	Подраздел 7 «Технологические решения»	
	Графическая часть	
46-19-ИОС7 лист 1	Принципиально-технологическая схема нефтесбора Егоркинского нефтяного месторождения	
46-19-ИОС7 лист 2	Принципиально-технологическая схема НПС-1	
46-19-ИОС7 лист 3	План площадки НПС-1 на Егоркинском нефтяном месторождении. М 1:500	

Инв. №подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №	46-19-ИОС7						Стадия	Лист	Листов
			Изм.	Колуч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	П	1	1
			Разраб.	Григорьев				Содержание тома 4.4			
			ГИП	Мовламов							

Содержание

1. Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции, характеристику принятой технологической схемы производства в целом и характеристику отдельных параметров технологического процесса, требования к организации производства, данные о трудоемкости изготовления продукции – для объектов производственного назначения....	3
1.1 Исходные данные	3
1.2 Краткая физико-географическая характеристика района строительства	4
1.3. Характеристика принятой технологической схемы производства и отдельных параметров технологического процесса. Описание существующей системы сбора и транспорта нефти и нефтяного газа.....	5
1.4. Требования к организации производства.	5
2. Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд.....	6
3. Описание источников поступления сырья и материалов	6
4. Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции	6
5. Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования.....	7
5.1. Основные технологические решения	8
5.2. Расчет и выбор оборудования	9
5.2.1. Установки подачи химреагентов	9
5.2.2. Насосная установка NETZSCH NM076SY08S48Z.....	10
5.2.3. Ёмкость подземная дренажная.....	11
5.2.4. Фильтр сетчатый СДЖ 150-40	12
5.2.5. Запорная арматура.....	12
5.2.6. Клапан обратный поворотный	13
5.3. Основные параметры технологического режима.....	14
5.4. Состав сооружений и основные компоновочные решения.....	14
5.5. Технологические трубопроводы.....	15
5.6. Промысловый трубопровод	18
5.7. Расчет нефтегазопроводных трубопроводов на прочность. Выбор труб	20
5.8. Гидравлический расчет системы сбора и транспорта нефти	22
6. Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов.....	23
7. Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах	24
7.1. Основные технические решения, средства и меры по обеспечению пожарной безопасности	24
7.2 Мероприятия по защите трубопроводов и оборудования от коррозии	24
8. Сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешений на применение используемого оборудования и технических устройств.....	25

Взам. инв. №		Подп. и дата		46-19-ТХ				
Изм.	Колуч	Лист	№ док	Подп.	Дата			
Исполн.		Григорьев				Стадия	Лист	Листов
						П	1	27
ГИП		Мовламов				Технологические решения		
						ООО «Проект МНК»		

Таблица 4.1 Свойства нефти Егркинского нефтяного месторождения

Наименование параметра	Единицы измерения	Результат
Плотность	кг/м ³	931
Вязкость	сСт	307,23
Молекулярный вес	г/моль	378,46
Содержание серы	%	3,47
Содержание воды	%	0,3

Таблица 4.2 – Компонентный состав нефтяного газа (массовая доля, %)

№п/п	Компоненты	Объемная доля	Массовая доля
1	Сероводород	0,011	0,011
2	Диоксид углерода	2,83	2,72
3	Азот	6,01	5,72
4	Гелий	23	23
5	Метан	40,345	39,142
6	Этан	12,23	13,523
7	Пропан	4,2	5,95
8	изо-Бутан	4,82	3,25
9	Н-Бутан	2,384	2,84
10	Неопентан	0	0

5. Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования

Технологические решения по обустройству НПС-1, размещение технологического оборудования, предполагают эффективность транспортировки нефтегазового сырья, учитывают климатические условия района строительства, эксплуатационные характеристики оборудования, возможность его нормальной эксплуатации и ремонта.

Принятые проектные решения выполнены на основании технического задания на проектирование, технических условий, отвечают требованиям государственных стандартов, норм, правил в области промышленной безопасности, направлены на обеспечение высокопроизводительного и безаварийного технологического режима транспорта нефтяного сырья по заданным

Таблица 5.2.1.1. Техническая характеристика

Параметры	Значение
Производительность, л/ч максимальная	1,6
Производительность, л/ч минимальная	0,2
Давление рабочее, МПа, не более	6,3
Диапазон регулировки хода плунжера, мм	0,2.....16
Количество насосов	1
Электропитание: напряжение, кВт	0,44
Габаритные размеры УДЭ, мм, не более: длина ширина высота	1600 664 1220
Масса УДЭ, кг, не более	300
Климатическое исполнение	УХЛ1

В качестве деэмульгатора рекомендуется ТНХС-ДЭ марки 407 по ТУ 2458-008-83459339-2014.

Деэмульгатор ТНХС-ДЭ марки 407 по ТУ 2458-008-83459339-2014 предназначен для применения в нефтедобывающей промышленности, в процессах обезвоживания и обессоливания водонефтяной эмульсии в системах сбора, установках предварительного сброса воды (УПСВ) и на установках подготовки нефти (УПН).

Физико-химические показатели деэмульгатора ТНХС-ДЭ марки 407 указаны в таблице 5.2.1.2.

Таблица 5.2.1.2. Физико-химические показатели деэмульгатора ТНХС-ДЭ марки 407

Наименование показателя	Норма
	ТНХС-ДЭ марки 407
Внешний вид при 20°C	Однородная прозрачная жидкость от светло-желтого до коричневого цвета, допускается опалесценция
Массовая доля нелетучих компонентов, %, не менее	40-45
Кинематическая вязкость при температуре 20°C, сСт, не более	25
Температура застывания, °С, не выше	минус 50
Плотность при 20°C, г/см ³	0,88-0,92

5.2.2. Насосная установка NETZSCH NM076SY08S48Z

Винтовые многофазные насосы NEMO предназначены для перекачивания нижеследующих сред с вязкостью до 5 млн. мПа*с, с содержанием мех примесей до 70% и температурой до 140 °С (200 °С только с давлением до 12 атм):

- пластовой жидкости с содержанием свободного газа в среде до 85-90%;
- пластовой и товарной нефти;
- пластовой воды с содержанием хлоридов до 150 г/л;
- мазута и нефтепродуктов (бензина, дизельного топлива и т.д.);

						46-19-ИОС7.1	Лист
Изм.	Колуч	Лист	№доку	Подп.	Дата		10

- нефтешлама;
- бурового раствора;
- сточных вод;
- аварийных разливов;
- реагентов и т.д.

Отличительные особенности мультифазных насосов NETZSCH:

- низкие обороты рабочих органов – до 400 об/мин – малый естественный износ проточной части винтовой пары;
- оптимальная геометрия статора-ротора, изготавливаемая компанией NETZSCH, которая позволяет увеличить рабочий ресурс статора;
- возможность реверсной работы (прямое и обратное вращение);
- вакуумметрическая способность в -0,8 атм.;
- низкое энергопотребление;
- высокий КПД;
- перекачивание мех. примесей без повреждения рабочих органов - обвязка насоса без фильтра тонкой очистки перед насосом, тем самым соблюдается равенство давления до фильтра и после.

Для обеспечения требуемых условий перекачки до 49,4 тыс.тонн/год, или 5,64 т/час, или при плотности 931 кг/м³ (при 5 °С) – 6,06 м³/час были выбраны насосы с диапазоном расхода 4-60 м³/час с возможностью частотного регулирования.

Для перекачивания нефти по нефтепроводу был выбран насос NETZSCH NM076SY08S48Z с давлением на выходе от 18,5 до 20 кг/см², с частотным преобразователем.

Основные технические характеристики насосов приведены в таблице 5.2.2.1.

Таблица 5.2.2.1.

Наименование	Обозначение	показатель
Насос	NM076SY08S48Z	мультифазный 4-60 18,5 – 20 Торцевое Burgman M74
	Тип	
	Производительность, м ³ /час	
	Давление в нормальном патрубке, бар	
	Тип уплотнения	
Электродвигатель	АС 75 280 М4	90 кВт 1ExdeПВТ4
	Мощность	
	Вид взрывозащиты	

5.2.3. Ёмкость подземная дренажная

Опорожнение насосов, трубопроводов осуществляется в подземную дренажную емкость типа ЕП 8-2000-1300-1, со следующими характеристиками:

- объем-8 м³;
- диаметр-2000 мм;
- давление условное -0,07Мпа

Производства ОАО «Салаватнефтемаш» ТУ 3615-023-00220322-2010.

Вид климатического исполнения — УХЛ1 ГОСТ 15150-69.

Ёмкость дренажная предусматривается с гидравлическим затвором и дыхательной трубой ø114x4,5 мм, выведенная на 3,0 м от поверхности земли, с огнепреградителем марки КДМ-150/100.

						46-19-ИОС7.1	Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата		11

Высота слоя жидкости, образующего гидравлический затвор в емкости, составляет не менее 0,25 м.

Опорожнение емкости предусматривается через герметичную сливную муфту, с последующим вывозом автомобилем-цистерной, оборудованным насосом откачки.

Рекомендуемое антикоррозионное покрытие внутренних поверхностей металлических емкостей и находящихся в них труб – эпоксифенольное покрытие Hempadur 85671 в 2 слоя общей толщиной 300 мкм по очищенной поверхности абразивно-струйным методом согласно РД 153-39.800-13.

Для стальных резервуаров, установленных в грунт, применяются наружные защитные покрытия усиленного типа по таблице Ж1 Приложения Ж по ГОСТ 9.602-2016. Нанесение изоляции должно быть выполнено в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164-98.

Изготавливается емкость по ТУ 3615-023-00220322-2010. По данным завода-изготовителя установленный срок эксплуатации подземной емкости не менее 20 лет, запорной арматуры составляет от 10 до 15 лет.

5.2.4. Фильтр сетчатый СДЖ 150-40

Фильтр сетчатый дренажный жидкостный СДЖ-150-40 предназначен для очистки нефти, нефти, нефтепродуктов и других жидкостей от твердых механических примесей и парафино-смолистых отложений. Фильтры жидкостные сетчатые СДЖ-150 предназначены для защиты насосного оборудования от попадания каких-либо инородных твердых частиц механических примесей.

Основные технические характеристики фильтра сетчатого СДЖ 150-40 даны в таблице 5.2.4.1.

Таблица 5.2.4.1

Условное давление P_u , кгс/см ² (МПа)		40(4)
Условный диаметр D_u , мм		150
Рабочая среда		Нефть, нефтепродукты, вода, природный газ
Объем фильтра, м ³		0,07
Поверхность фильтрации, м ² , не менее		0,183
Рабочая температура, °С		-40 - +300
Климатическое исполнение		У1
Класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76		опасная
Воспламеняемость категория и группа взрывоопасности по ГОСТ Р 51330.5-99		воспламеняемая
Размеры, мм	D	426
	L	970
	H	1985
Масса, кг		470

5.2.5. Запорная арматура

Задвижка предназначена для установки на трубопроводах в качестве запорного устройства. Задвижки с фланцевым присоединением, с ручным управлением (с маховиком, механическим редуктором). Класс герметичности «А» по ГОСТ 9544-2015.

						46-19-ИОС7.1	Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		12

Таблица 5.4.1

№ п/п	Наименование здания, сооружения	Категория по взрывопожароопасности	Позиции технологического оборудования
1	Площадка насосов	АН; В-1г	МФН
2	Дренажная ёмкость V=5м ³	АН; В-1г	ЕД-1
3	УДЭ 1,6/6,3	АН; В-1г	УДЭ

5.5. Технологические трубопроводы

К технологическим трубопроводам относятся все трубопроводы, находящиеся в пределах ограждения промышленных площадок, а при отсутствии ограждения – в пределах отсыпки соответствующих площадок. В данной проектной документации предусматривается строительство технологических трубопроводов в пределах границ площадки НПС-1.

Классификация технологических трубопроводов принята в соответствии с ГОСТ 32569-2013 (табл.5.1) и представлена в таблице 5.5.1

На площадке МНС-645 максимальное рабочее давление, развиваемое насосами до 2,0 МПа.

Таблица 5.5.1 – Классификация технологических трубопроводов.

Наименование трубопровода	Наименование транспортируемого продукта	Категория трубопровода	Группа среды
НПС-1			
Трубопроводы подачи нефти	нефть	II	Б(в)
Дренажные трубопроводы	нефть	II	Б(в)
Подача реагента	деэмульгатор	I	А(б)

Технологические подземные трубопроводы приняты с наружным антикоррозионным покрытием по ТУ 1390-001-67740692-2010 срок службы которых составляет не менее 15 лет.

Расчет толщины стенок технологических трубопроводов выполнен с учетом припуска на коррозионное поражение стенки за время эксплуатации трубопроводов.

Укладку трубопроводов выполнить с уклоном для жидких сред не менее – 0,002. Глубина заложения подземных трубопроводов должна быть не менее 0,6 м от поверхности земли до верхней части трубы или теплоизоляции. Подземные трубопроводы, прокладываемые непосредственно в грунте в местах пересечения автомобильных дорог, должны быть размещены в защитных металлических трубах, концы которых должны отстоять от бровки обочины дороги не менее чем на 2 м; расстояние от верхней образующей защитной трубы до бровки полотна автодороги - не менее 0,5 м. Все дренажные трубопроводы прокладываются с уклоном в сторону дренажной емкости.

Техническая характеристика труб приведена в таблице 5.5.2.

Таблица 5.5.2 – Техническая характеристика труб

Назначение трубопровода	ГОСТ	Диаметр, и толщина стенки, мм	Марка стали, класс прочности	Примечание

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	46-19-ИОС7.1	Лист
							15

После проведения всех монтажных работ трубопроводы промываются и подвергаются гидравлическому или пневматическому испытанию на прочность и герметичность в соответствии с СП 284.1325800.2016.

Величина испытательного давления на прочность для нефтегазосборного трубопровода II категории составляет $1,25 P_{\text{раб}}$.

Проверку на герметичность участка или трубопровода в целом производят после испытания на прочность и снижения испытательного давления до проектного рабочего в течение времени, необходимого для осмотра трассы (но не менее 12 часов).

Согласно приложения 7 табл. №2 п.736 Приказа Ростехнадзора от 12.03.2013 №101 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (с изменениями на 12 января 2015 года) (редакция действующая с 1 января 2017 года) радиус опасной зоны при выполнении гидравлических испытаний и удалении воды из напорных нефтепроводов в обе стороны от оси трубопровода для труб диаметром от 100-300 мм равен 75 м.

Участки трубопроводов в местах пересечений с действующими инженерными коммуникациями подлежат предпусковой внутритрубной диагностике, затем проходят испытание одновременно с прилегающими участками.

Гидравлическое испытание участков трубопровода проводить при температуре окружающего воздуха не ниже 5°C . Для гидравлических испытаний использовать воду с температурой не ниже плюс 5°C и не выше плюс 40°C . В случае отсутствия возможности произвести испытания при положительной температуре окружающего воздуха, следует принять меры против замерзания воды и обеспечить надежное опорожнение трубопровода.

Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность труба не разрушилась, а при проверке на герметичность давление остается неизменным, и не будут обнаружены утечки. При разрыве, обнаружении утечек визуально, по звуку, запаху или с помощью приборов участок трубопровода подлежит ремонту и повторному испытанию на прочность и проверке на герметичность.

Данной проектной документацией слив воды из участков трубопроводов после промывки и испытания гидравлическим методом предусмотрен в специально устроенные амбары.

После использования амбары засыпаются грунтом.

Величина испытательных давлений на участках согласно табл. 30 СП 284.1325800.2016 дана в таблице 5.6.1.

Таблица 5.6.1 Параметры предпусковой диагностики участков пересечений

Наименование участка трубопровода	Категория	Параметры испытания на прочность				
		Давление			Продолжительность (час)	
		гидравлическим способом		пневматическим способом	гидравлическим способом I этап- после укладки	пневматическим и гидравлическим способом II этап- одновременно с прилегающими участками
		в верхней точке	в нижней точке			
Пересечения с подземными коммуникациями.	II	$1,25 P_{\text{раб}}$	$P_{\text{зав}}$	нет	6	12

Соединение труб на сварке. После сварки сварные стыки трубопроводов подлежат контролю в объеме 100 % физическими методами.

Объем контроля сварных соединений радиографическим методом согласно таблицы 5.6.1 (раздел 16 табл.34 СП 34-11-97).

Радиографический контроль качества сварных соединений трубопроводов должен осуществляться в соответствии с требованиями ГОСТ 7512-82; ультразвуковой контроль - в соответствии с требованиями ГОСТ 14782-86; магнитографический - ГОСТ 25225-82.

Таблица 5.6.2 Объемы контроля сварных соединений промышленных трубопроводов

Категории участков трубопроводов	Количество сварных соединений, проконтролированных физическими методами, %			
	Всего	Радиографический, не менее	Ультразвуковой	Магнитографический
1	2	3	4	5
I	100	100	-	-
II	100	100	-	-

Согласно п.43 приказа от 15 декабря 2020 года №534 Ростехнадзора после завершения строительства, испытания на прочность и проверки на герметичность трубопровод должно быть осуществлено комплексное опробование.

На углах поворота трубопровода в горизонтальной плоскости, на переходах через препятствия устанавливаются линейные опознавательные знаки.

Опознавательные знаки устанавливаются с правой стороны по ходу движения продукта перпендикулярно трубопроводу на расстоянии 1 м от его оси.

Характеристика проектируемых трубопроводов представлена в таблице 5.6.3.

Таблица 5.6.3. Характеристика проектируемого нефтегазосборного трубопровода

Назначение трубопровода	Диаметр условный, мм	Протяженность трубопроводов, м	Категории участков по СП 284.1325800.2016			Контроль физическими методами по СП 284.1325800.2016	Давление испытания, МПа по СП 284.1325800.2016	
			I	II	III		на прочность	на герметичность
Нефтепровод от узла подключения до НПС-1	159х6,0	16,7	-	100	-	100 %, из них 100 % радиографич.	1,25 P _{раб} = 2,5 МПа	P _{раб.} = P _{исп} = 2,0 МПа
Нефтепровод от НПС-1 до узла подключения	159х6,0	17,1	-	100	-	100 %, из них 100 % радиографич.	1,25 P _{раб} = 2,5 МПа	P _{раб.} = P _{исп} = 2,0 МПа

Соединение труб на сварке. Для сварки трубопроводов и их элементов применять сварочные материалы согласно СП 284.1325800.2016 раздел 11.2. Сварочные материалы должны иметь сертификаты и удовлетворять требованиям государственных стандартов. К производству сварочных работ следует допускать сварщиков, аттестованных в установленном порядке.

5.7. Расчет нефтегазопроводных трубопроводов на прочность. Выбор труб

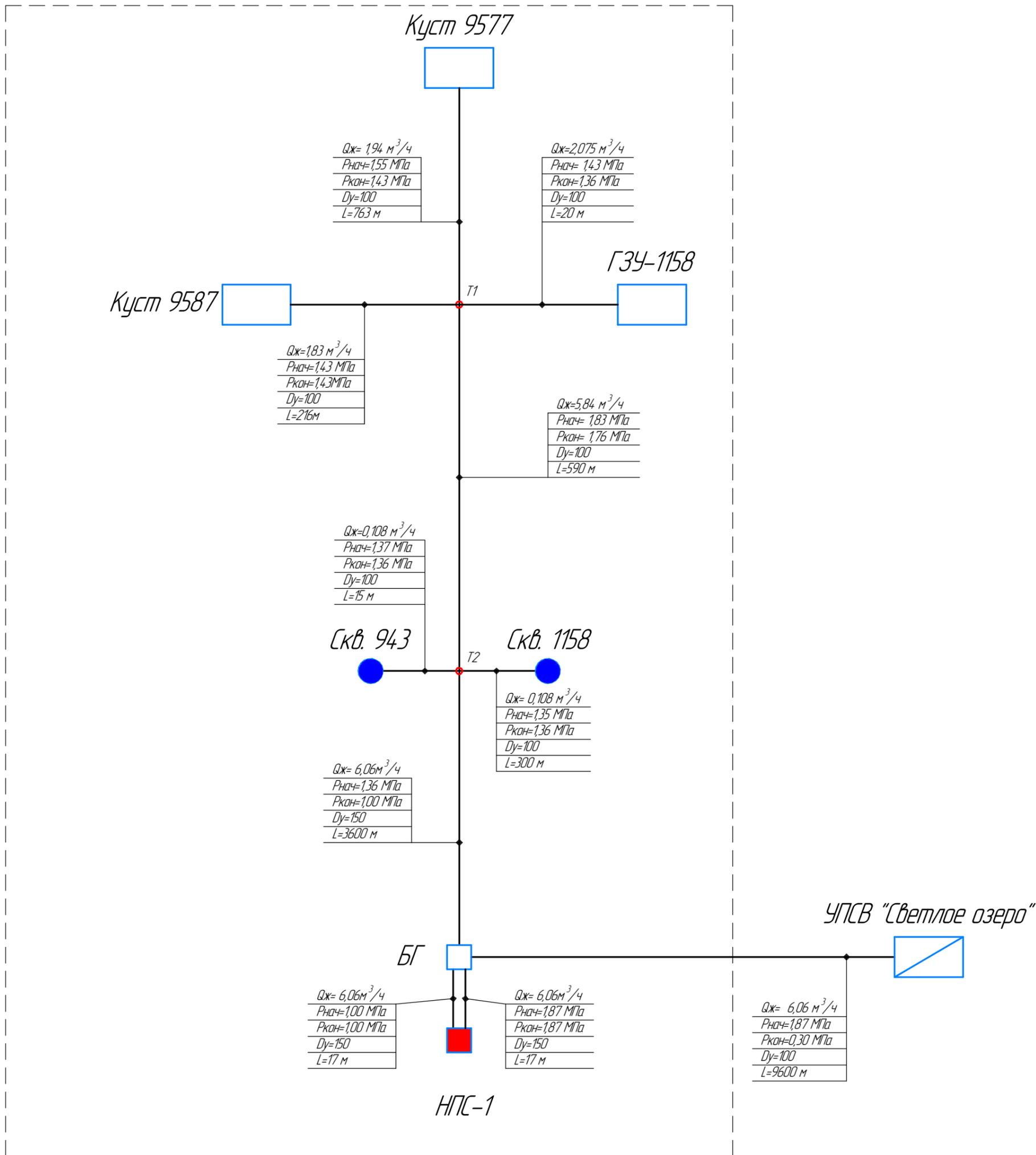
Расчетную толщину стенки определяем согласно требованиям раздела 13 СП 284.1325800.2016 по формуле:

- РД 39-00-148317-001-94 Классификатор помещений, зданий, сооружений и наружных установок предприятий нефтяной и газовой промышленности по взрывопожароопасности;
- НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности;
- СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности;
- ГОСТ Р 51330.5-99 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения;
- ГОСТ 30852.11-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам;
- ПУЭ Правила устройства электроустановок, 6 издание 1999 г.
- «Рекомендацию по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»;
- ГОСТ 30852.11-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам;
- ПУЭ Правила устройства электроустановок, 6 издание 1999 г.
- «Рекомендацию по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»

Приложения

						46-19-ИОС7.1	Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		37

Егоркинское н/м



Согласовано

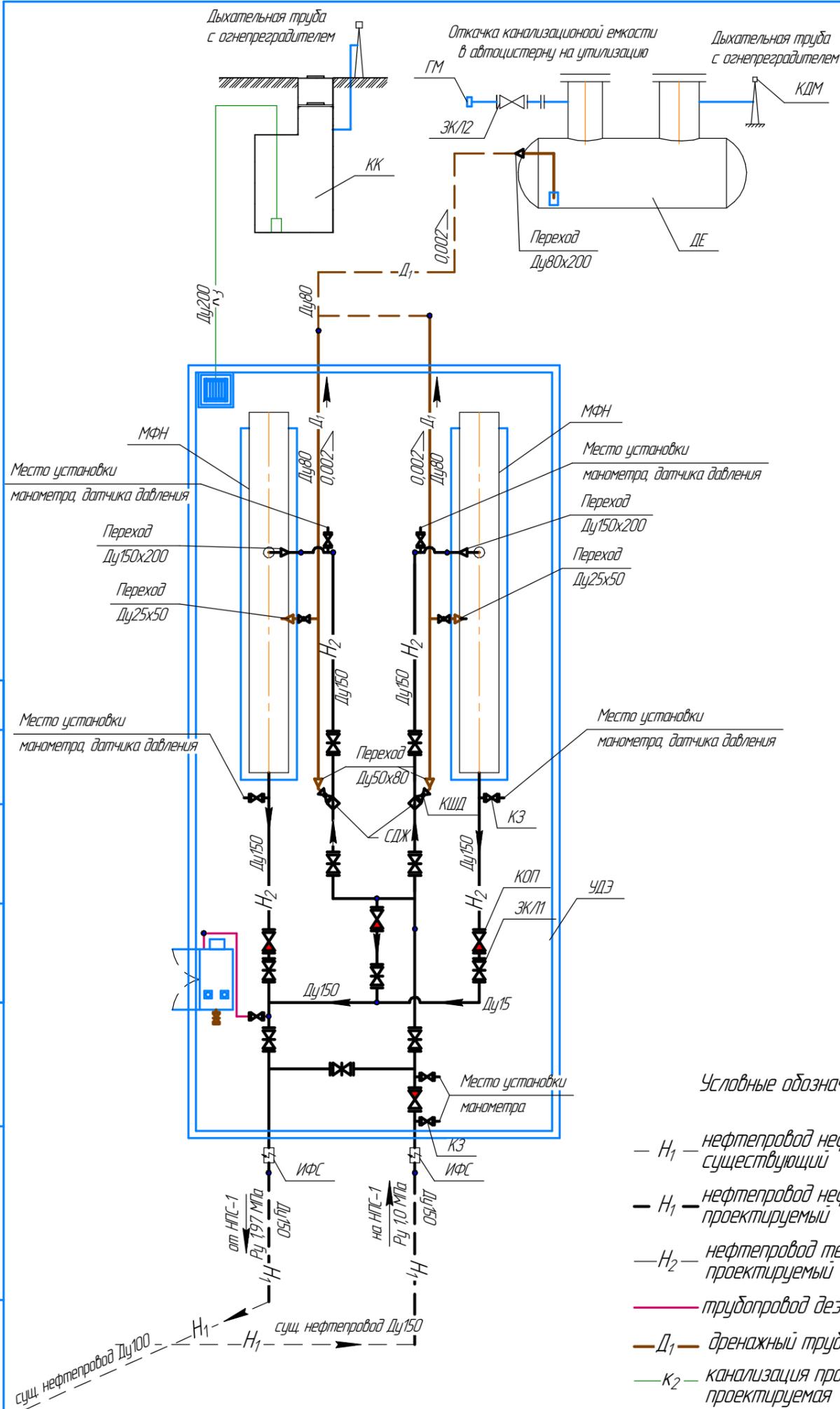
Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

46-19-ИОС7.1					
"Строительство НПС-1 на Егоркинском нефтяном месторождении."					
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал	Григорьев			<i>Григорьев</i>	
Технологические решения				Стадия	Лист
				П	1
Н. контроль	Хуснутдинова			Принципиальная технологическая схема нефтесбора Егоркинского нефтяного месторождения	
Т. контроль	Левченко				
ГИП	Мовламов				



Экспликация оборудования и аппаратуры

№п/п	Наименование	Кол-во шт.	Примечание
МФН	Установка мультифазная насосная NETZSCH NMO76SY08S48Z	2	$P_{у\text{вх}} 16; P_{у\text{вых}} 64$ макс.
УДЗ	Установка дозирующая элетронасосная УДЗ 1,6/6,3-К	1	$Q=1,6$ л/час; $P_u 6,3$ МПа
СДЖ	Фильтр сетчатый Ду150, Ру4,0		СДЖ-150-40
ЗК/11	Задвижка с ответными фланцами Ду150, Ру4,0	10	30с15нж
ЗК/12	Задвижка ЗК/12-80-16	1	30с41нж
КОП	Клапан обратный с ответными фланцами Ду150, Ру4,0	4	19с17нж
КШД	Кран шаровый с ответными фланцами Ду50, Ру1,6	6	КШД Ф.050.016.01
КЗ	Клапан запорный 15-160 G1/2"вн.	7	5с67дк
КК	Канализационный колодец	1	$V=5\text{м}^3$
ИФС	Изолирующие фланцевое соединение	2	ИФС-150-40 Ду150 Ру4,0
ДЕ	Емкость горизонтальная дренажная ЕП-8-2000-1300-1	1	$V=8\text{м}^3$
УКК	Узел коррозионного контроля	2	
КДМ	Клапан дыхательный с огнепреградителем КДМ 150/100	1	
ГМ	Головка муфтовая ГМ-80	1	



Условные обозначения

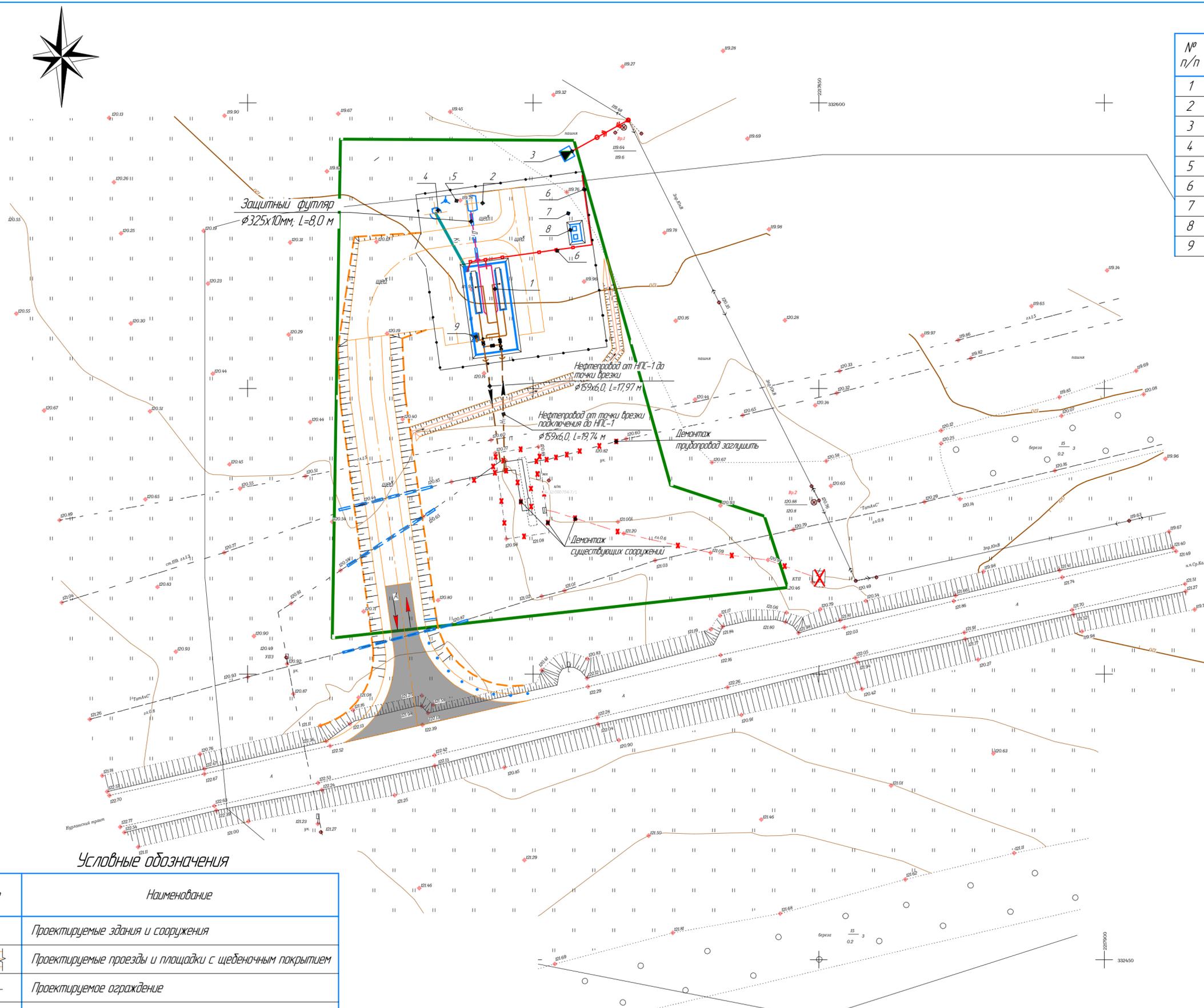
- Н₁ — нефтепровод нефтесборный существующий
- Н₁ — нефтепровод нефтесборный проектируемый
- Н₂ — нефтепровод технологический проектируемый
- — трубопровод дезмульгатора
- Д₁ — дренажный трубопровод
- К₂ — канализация производственно-дождевая проектируемая

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

46-19-ИОС7.1					
"Строительство НПС-1 на Егоркинском нефтяном месторождении".					
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
			Григорьев	<i>[Signature]</i>	
Технологические решения					Стадия
					Лист
					Листов
Принципиально-технологическая схема НПС-1					П
					2
Н. контроль	Хуснутдинова			<i>[Signature]</i>	
Т. контроль	Левченко			<i>[Signature]</i>	
ГИП	Мавламов			<i>[Signature]</i>	



№ п/п	Наименование	Кол.	Примечание
1	Площадка мультифазных насосов	1	
2	Емкость дренажная V=8м³	1	
3	КТП	1	
4	Емкость канализационная V=5м³	1	
5	Молниезащит с флюгером	1	
6	Эстакада кабельная	1	
7	Радиомачта	1	
8	Станция управления	2	
9	Установка дозирующая электронасосная	1	



Условные обозначения

Обозначение	Наименование
	Проектируемые здания и сооружения
	Проектируемые проезды и площадки с щебеночным покрытием
	Проектируемое ограждение
	Проектируемый подземный колодец
	Граница отвода земли
	Проектируемый промышленный нефтегазопровод
	Дренаж технологический проектируемый
	Канализация производственно-дождевая проектируемая
	В/Л проектируемая

Примечание:
 1. Заглубление проектируемых трубопроводов до верхней обrazyющей труб - 1,4 м;
 2. Объем контроля сварных соединений ультразвуковым или радиографическим методом от общего числа сваренных каждым сварщиком для проектируемых выкидных и технологических трубопроводов II категории группы А(В) составляет 10%;
 3. Объем контроля сварных соединений ультразвуковым или радиографическим методом от общего числа сваренных каждым сварщиком для проектируемых выкидных и технологических трубопроводов II категории группы А(В) составляет 10%;
 4. Наземные участки трубопровода и арматуру окрасить краской БТ-177 по грунтовке ГФ-021 за 2 раза, предварительно очистив от грязи и ржавчины.
 5. * Размеры для справок.

46-19-ИОС 7.1			
"Строительство НПС-1 на Егоркинском нефтяном месторождении".			
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.
Разраб.	Григорьев	3	1
Технологические решения		Лист	Листов
		11	3
Н.контр.	Хуснутдинова	Л.контр.	Левченко
Т.контр.	Майламов	Г.ИП.	Майламов
План площадки НПС-1 на Егоркинском нефтяном месторождении. М 1500			