

Общество с ограниченной ответственностью



**«Обустройство куста скважин №4810 Тавельского
нефтяного месторождения»**

Проектная документация

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

**Подраздел 7. Технологические решения.
Часть 1. Общие решения**

78-21-ТХР1

Том 6.1

Общество с ограниченной ответственностью



**«Обустройство куста скважин №4810 Тавельского
нефтяного месторождения»**

Проектная документация

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

**Подраздел 7. Технологические решения.
Часть 1. Общие решения**

78-21-ТХР1

Том 6.1

Главный инженер

Е.В. Ожередов

Главный инженер проектов

Л.В. Левченко

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

1.1 Исходные данные

- Основанием для разработки проектной документации по объекту «Обустройство куста скважин №4810 Тавельского нефтяного месторождения» являются:

- задание на проектирование объекта «Обустройство куста скважин №4810 Тавельского нефтяного месторождения», утвержденное первым заместителем генерального директора-главным инженером ЗАО «Предприятие Кара Алтын» А.И. Саттаровым;

- технические условия на проектирование объекта «Обустройство куста скважин №4810 Тавельского нефтяного месторождения», утвержденное зам. Главного инженера-начальником ООТ и ПБ ЗАО «Предприятие Кара Алтын» Р.И. Сабировым;

- технические условия на технологические решения «Обустройство куста скважин №4810 Тавельского нефтяного месторождения», утвержденное первым заместителем генерального директора-главным инженером ЗАО «Предприятие Кара Алтын» А.И. Саттаровым;

- технические условия на водоснабжения и водоотведения в период строительства и эксплуатации куста №4810 Тавельского нефтяного месторождения, утвержденное заместителем генерального директора по капитальному строительству ЗАО «Предприятие Кара Алтын» А.Р.Хабировым;

- материалы инженерных изысканий, выполненные ООО «Нефтегазизыскания» в 2020 г.

В настоящее время на территории Тавельского нефтяного месторождения имеются существующие сети и сооружения систем водоснабжения и поддержания пластового давления.

Таблица 1.1.1 – Объём добычи проектируемых скважин

№ скважин	Расчетный дебит жидкости, м ³ /сут
4810	4,0
4811	4,0
4812	4,0
4813	4,0

Таблица 1.1.2 - 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

где, $\Delta p_{тр}$ – потери давления на трение;
 l - длина трубопровода;
 λ – коэффициент гидравлического сопротивления,

$$\lambda = \frac{64}{Re}$$

где Re – число Рейнольдса,

Потери давления, обусловленные гравитационными силами на восходящих участках трубопровода:

$$\Delta p_h = \frac{\Delta h}{10} \cdot \rho$$

где, Δp_h – потери давления, обусловленные гравитационными силами;

Δh – сумма восходящих участков трубопровода.

Суммарные потери давления:

$$\Delta p = \Delta p_{mp} + \Delta p_h$$

Давление на приеме ДНС с ПСВ 0,35 МПа.

Гидравлический расчет нефтегазопроводов производился на максимальную добычу жидкости с соответствующей обводненностью и максимальным значением по вязкости.

Расчеты выполнены в программе "Гидросистема", версия 4.0 НТП "Трубопровод". Результаты расчета представлены в таблице 1.10.3.

Исходные данные для расчета даны в таблицах 1.10.1 и 1.10.2.

Таблица 1.10.1 – Исходные данные

Показатели	Значение
Давление насыщения нефти газом, МПа	не более 2,0
Плотность нефтяной эмульсии, кг/м ³	996
Давление на входе ДНС-2, кгс/см ²	3,0
Вязкость нефтяной эмульсии при температуре 5 °С и обводненности 66,1%, сСт	219,85

Таблица 1.10.2 – Дебит по жидкости проектных скважин

№ п/п	№ куста, площадки	№ скв	Дебит 1 скв. по жидкости, м ³ /сут	Дебит по всем скв., м ³ /сут	Перекачиваемый агент
1	2	3	4	5	6
1	Куст №4810	4810	4,0	16	сернистая нефть + пластовая вода
2		4811	4,0		
3		4812	4,0		
4		4813	4,0		

Таблица 1.10.3 - Результаты гидравлических расчетов системы сбора нефти и газа Тавельского нефтяного месторождения

№ п/	Наименование участка		Расход м ³ /сут	Длина м	d _{вн} , м	Р _{нач} , Мпа	Δр _{тр} , Мпа	Δр _h , Мпа	Δр, Мпа	Р _{кон} , Мпа
	начало	конец								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	ГЗУ-209	т1	146,10	18,00	0,147	0,59	0,00	0,00	0,0003	0,59
2	Куст 4765	т1	20,00	295,00	0,105	0,59	0,01	0,00	0,0015	0,59
3	Куст 4787	т1	12,00	585,00	0,105	0,60	0,01	0,00	0,0104	0,59
4	ГЗУ-4761	т1	24,70	800	0,147	0,60	0,00	0,00	0,0112	0,59
5	т1	т2	202,80	330	0,147	0,59	0,01	0,00	0,0070	0,58
6	ГЗУ-4783	ГЗУ-447	21,60	1810	0,102	0,74	0,04	0,00	0,0850	0,65
7	ГЗУ-447	т4	196,10	10,65	0,147	0,65	0,00	0,00	-0,0032	0,65
8	Куст 4715	т4	12,00	480	0,105	0,61	0,00	-0,05	-0,0405	0,65
9	т4	т3	208,10	759,35	0,147	0,65	0,04	0,00	0,0143	0,64
10	ГЗУ-4800	т5	41,10	325	0,147	0,65	0,00	0,00	0,0085	0,64
11	Куст 4810	т5	16,00	102	0,102	0,64	0,00	0,00	0,0007	0,64
12	т5	т3	57,10	325	0,147	0,64	0,00	0,00	0,0041	0,64
13	т3	т2	265,20	2000	0,147	0,64	0,12	0,00	0,0616	0,58
14	т2	т6	468,00	2951	0,147	0,58	0,31	0,00	0,1926	0,39
15	ГЗУ-1045a	т6	339,09	1000	0,147	0,40	0,08	0,00	0,0195	0,39
16	т6	ДНС-2	807,09	1000	0,147	0,39	0,18	0,00	0,0854	0,30

Согласно выполненным расчётам давление на отдаленных скважинах составляет не более 2,0 МПа, на проектных скважинах не более 1,0 МПа.

Перерасчет существующих нефтесборных трубопроводов, также отражен на принципиальной расчетной схеме нефтегазосборных трубопроводов (см. чертеж 78-21-ТХР1 лист 1.) Согласно расчетных показателей видно, что существующие нефтепроводы удовлетворяют пропускной способности.

Проектными решениями к строительству приняты трубопроводы :

Ø 114x4,5 мм - по ГОСТ 8732-78 Сталь В20.

2. Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд

Основными видами ресурсов, необходимыми для технологических нужд, являются электроэнергия, а также ГСМ и обтирочный материал для обслуживания технологического оборудования. Потребность в электроэнергии изложена в разделе 78-21-ИОС1.

3. Описание источников поступления сырья и материалов

Продукция проектируемых кустов по нефтегазосборным трубопроводам поступает на ДНС-2 с ПСВ Тавельского нефтяного месторождения.

4. Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции

Требований к поступающему сырью от скважин – нет.

Данные по свойствам нефти и газа, физико-химическим свойствам, компонентному составу нефтяного газа приведены в таблицах 1.1.1-1.1.3.

										Лист
										9
Изм.	Колуч.	Лист	№доку	Подп.	Дата					

Таблица 5.2.1 - Характеристика объектов по категориям и классам пожаро- и взрывоопасности

Наименование помещений и наружных установок	Категория взрыво- и пожароопасности (СП 12.13130.20090)	Класс взрыво- и пожароопасности (ПУЭ Глава 7.3 и №123-ФЗ).	Категория и группа взрыво-опасной смеси по ПУЭ	Классификация взрывоопасных зон (ГОСТ Р и ТР403, приказ №101 прил. 3)
Устье добывающей скважины, куст скважин	Ан	В-1г	ПА-Т3	2
Емкости подземные горизонтальные дренажные	Ан	В-1г	ПА-Т3	2
Блок гребенка замеры жидкости	Ан	В-1г	ПА-Т3	2

5.3 Технологическое оборудование

Привод штангового скважинного насоса

Гидропривод «TMC POWER MAN» ПШСНГ-60-2,5-6 – предназначен для придания возвратно-поступательного движения плунжеру глубинного штангового насоса при откачивании пластовой жидкости из нефтяных скважин.

Таблица 5.3.1 Техническая характеристика

Наименование параметра	Значение параметра
Номинальная нагрузка на устьевом штоке, кН	60
Номинальная длина хода устьевого штока, м	2,5
Шаг изменения длины хода, м	Бесступенчатый
Мощность электродвигателя, кВт	6
Давление рабочей жидкости в гидросистеме, МПа (кгс/см ²), не более	
- в напорной магистрали	10 (100)
- в замкнутом контуре	20 (200)

Максимальное давление настройки предохранительного клапана, МПа	15
Номинальное давление, МПа	6
Рабочий объем насоса гидростанции, см ³	0...55
Вместимость бака гидростанции, л	420
Габаритные размеры (гидропривода), мм	1350x1400x1700
Габаритные размеры рамы, мм	7000x1400x9000
Масса гидростанции, кг	1500
Масса полного комплекта, кг	2450±50
Температура эксплуатации, °С	-40...+40

Групповая замерная установка

Замер продукции проектируемых скважин осуществляется групповой замерной установкой БГЗЖ 40-3-30Д, выпускается заводом изготовителем АО «Азнакаевский завод Нефтемаш».

Техническая характеристика групповой замерной установки приведена в таблице 5.3.2.

Таблица 5.3.2 Техническая характеристика групповой замерной установки

Условное обозначение	Счетчик	Диаметр зонирования, т/сут	Верхнее значение кинематической вязкости измеряемой среды, м ² /с	Давление рабочее, кгс/см ²	Условный проход, мм		Габаритные размеры, мм, ДхШхВ	Масса преобразователя, кг, не более
					Входного патрубка	Выходного		
БГЗЖ 40-4-30Д	СКЖ 60-40Д	30	5x10 ⁻⁴	40	50	100	4000x2250x1800	1200

Устьевая арматура

Арматура устьевая АУ 140x50 предназначена для герметизации устья скважины и регулирования режима работы скважины в процессе ее эксплуатации.

Климатическое исполнение устьевой арматуры УХЛ1(ХЛ1) по ГОСТ 15150-69. Категория изделия 1, исполнение У по ГОСТ 15150.

Таблица 5.3.3. Техническая характеристика арматуры устьевой АУ 150x40

Параметры	Значение
1	2
1. Рабочее давление. МПа (кг/см ²) не более	4(40)
- рабочее давление на устье скважины при работе	

Допускаемое напряжение определено в соответствии с п.5.3.1 ГОСТ 32388-2013 по формуле:

$$[\sigma] = \min \left[\frac{\sigma_{b/t}}{2,4}; \frac{\sigma_{p/t}}{1,5} \right]$$

где $\sigma_{b/t}$ – минимальное значение временного сопротивления (предела прочности);

$\sigma_{b/t} = 412$ МПа, для стали 20 по ГОСТ 8731-74;

$\sigma_{p/t}$ – минимальное значение предела текучести;

$\sigma_{p/t} = 245$ МПа, для стали 20 по ГОСТ 1050-2013.

Номинальную толщину стенки технологических трубопроводов S определяем из условий п.5.5.2 ГОСТ 32388-2013:

$$S \geq S_R + C$$

но не менее минимальной толщины стенки при эксплуатации с учетом прибавки на коррозию:

$$S \geq S_{min} + C_2$$

где S_{min} – минимальная толщина стенки труб и деталей при эксплуатации;

в соответствии с табл.5.6 для труб диаметром:

≤ 114 мм $S_{min} = 2,0$ мм;

C – суммарная прибавка к толщине стенки

$$C = C_1 + C_2$$

где C_1 – сумма прибавок для компенсации допуска на минимальную толщину стенки, мм;

$$C_1 = C_{11} + C_{12}$$

где C_{11} – прибавка для компенсации допуска на минимальную толщину стенки, принимается согласно стандартам и техническим условиям, мм. Если минусовый допуск на толщину стенки по стандартам или техническим условиям задается в процентах, то вычисление прибавки следует вести от номинальной толщины стенки трубы;

C_{12} – прибавка для компенсации максимального утонения при технологических операциях, мм;

C_2 – прибавка для компенсации коррозии и эрозии, принимаемая по нормам проектирования или отраслевым нормативным документам с учетом расчетного срока эксплуатации.

Результаты расчёта и выбора толщин стенок технологических трубопроводов приведены в таблице 5.4.4.

Таблица 5.4.4. Результаты расчета толщин стенок трубопроводов

№ П/ П	D, мм	P, МПа	[σ], МПа	Толщина стенки, мм					
				Расчётная, S_R	Минимальная, S_{min}	C	C_2	Номинальная, S	Принимаемая
1	89	2,0	163	0,54	2,0	3,3	2,0	4,5	4,5

									Лист
									17
Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата	78-21-ТХР1			

Таблица 5.5.1 Величина испытательного давления на прочность

Наименование участков трубопроводов и их переходов	Категории участков	Этапы испытания на прочность	Давление		Параметры испытания на прочность	
			Гидравлическим способом В верхней точке (не менее)	Пневматическим способом	Продолжительность (час)	
					Гидравлическим способом	Пневматическим способом
Узлы линейной запорной арматуры	II	Первый этап - до укладки или крепления на опорах	1,25 Рраб	-	6	-
		Второй этап - одновременно с прилегающими участками трубопровода	1,1 Рраб	1,1 Рраб	12	12
Трубопроводы и их участки, кроме указанных выше	II	В один этап одновременно со всем трубопроводом	1,1 Рраб	1,1 Рраб	12	12

Проверку на герметичность производят после испытания на прочность путем снижения испытательного давления до рабочего и его выдержки в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 12 часов (СП 284.1325800.2016 раздел 24).

Рабочее давление промышленных трубопроводов не превышает 2,0 МПа.

Техническая характеристика проектируемых промышленных трубопроводов и их протяженность приведены в таблице 5.5.2.

Таблица 5.5.2 Техническая характеристика проектируемых промышленных трубопроводов и их протяженность

Назначение трубопровода	ГОСТ	Диаметр и толщина стенки, мм	Группа и марка стали по ГОСТ 1050-2013	Протяженность трубопроводов, м
Промысловый трубопровод от куста 4810 до точки подключения				
- подземные (МПк) с наружным двухслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа 2У1 по ТУ 1390-001-67740692-2010 и с внутренним антикоррозионным покрытием на основе порошковых материалов по ТУ 24.20.13-027-67740692-2018	8732-78	ø114x4,5	B20	101,02

Утилизация воды после промывки трубопроводов осуществляется путем вывоза на очистные сооружения с помощью специальной техники.

Вода после гидравлического испытания нефтепроводов утилизируется в системе нефтесбора.

Согласно пункту 736 и таблице №2 приложения №7 Федеральных норм и правил в области

Для защиты от атмосферной коррозии надземные участки трубопроводов и арматура окрашиваются краской БТ-177 ГОСТ5631-79 (два слоя) по грунтовке ГФ-021 ГОСТ 25129-82* (два слоя), предварительно очистив от грязи и ржавчины. Опылительную окраску выполнить согласно ГОСТ 14202-69.

Согласно п.429 Руководства по безопасности "Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов" первое освидетельствование трубопроводов провести через 2,5 года после ввода трубопровода в эксплуатацию.

Последующие освидетельствования трубопровода проводить не реже одного раза в два года, согласно приложению №22 Руководства по безопасности "Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов"

Согласно п.15.2 по ГОСТ 32569-2013 для ревизии подземных трубопроводов производят вскрытие и выемку грунта на участках длиной не менее 2м каждый с последующим снятием изоляции.

Трубы, предназначенные для эксплуатации в условиях контакта с коррозионной средой, оснащаются приборами и устройствами для контроля за коррозией и коррозионным растрескиванием.

Для коррозионного мониторинга предусматривается установка узлов коррозионного контроля (УКК). Установку узлов коррозионного контроля произвести согласно РД 153-39.0-323-04 "Инструкция по коррозионному мониторингу трубопроводов и нефтепромыслового оборудования". Документ разработан институтом «ТатНИПИнефть».

8. Сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешений на применение используемого оборудования и технических устройств.

Сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешений на применение используемого оборудования и технических устройств приведены в приложение.

9. Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности

9.1 Количество рабочих мест и численность работников

Численность основного обслуживающего персонала приведена согласно данным ЗАО «Предприятие Кара Алтын» о существующем составе основных работников на производственном участке Тавельского нефтяного месторождения, которая соответствует «Типовым нормативам численности рабочих нефтегазодобывающих управлений, нефтяной промышленности», ВНИИО-ЭНГ, Москва 1987г., с учетом набора существующих и проектируемых сооружений, производственной структуры и уровня автоматизации работ.

Состав основных рабочих ЗАО «Предприятие Кара Алтын» на Тавельском нефтяном месторождении приведен в Таблице 9.1.1.

Таблица №9.1.1.

	Наименование	Категория производственных процессов	Численность работающих
Тавельский участок			
1	Мастер по добыче нефти и газа	16	2

С целью снижения опасности предусматриваются следующие мероприятия:

- для сбора и транспорта продукции скважин предусматриваются максимально герметизированные системы сбора нефти и ППД;
- устья скважин для обслуживания и ремонта оборудуются площадками;
- соединение трубопроводов предусмотрено на сварке;
- насосные агрегаты на площадке укомплектованы взрывозащищенным электроприводом;
- обеспечение радиационной безопасности при проведении дефектоскопии сварных стыков согласно СП 2.6.1.1284-03;
- все оборудование размещается в местах, хорошо обдуваемых ветром, на открытых площадках, что сокращает вероятность создания взрывопожароопасных зон;
- строгое соблюдение технологического регламента на эксплуатацию;
- обслуживание оборудования и производственных площадок квалифицированным персоналом, прошедшим обучение, стажировку, аттестацию, производственный инструктаж и имеющим удостоверения на проведение определенных видов работ;
- автоматизация и телемеханизация контроля технологического процесса;
- применение блочно-комплектного оборудования заводского изготовления;
- размещение электрооборудования и осветительной аппаратуры на взрывопожарных объектах во взрывозащищенном исполнении;
- защита обслуживающего персонала от поражения электрическим током путём защитного заземления всех металлических частей электрооборудования, нормально не находящегося под напряжением;
- молниезащита технологического оборудования;
- установка на территории проектируемого объекта запрещающих плакатов и знаков о грозящей человеку опасности;
- организация на объекте систематического контроля за концентрацией сероводорода согласно действующим инструкциям и указаниям;
- своевременная ревизия и ремонт сооружений, оборудования согласно графикам ППР;
- строгое соблюдение требований правил безопасности и инструкций по обслуживанию и эксплуатации трубопроводов и сосудов, работающих под давлением;
- обслуживающий персонал установки должен быть обеспечен спецодеждой, обувью и фильтрующими противогазами марки КД и А (наличие на установке аварийных средств защиты: три комплекта фильтрующих противогазов и два комплекта шланговых противогазов);
- немедленное прекращение работы неисправного оборудования;
- при работе с реагентом в случае пролива или утечки реагента необходимо собрать растёкшуюся жидкость и место разлива засыпать песком с последующим его удалением в специально отведенное место;
- работы с реагентом необходимо проводить в спецодежде и СИЗ (противогаз, защитные очки закрытого типа (ГОСТ Р 12.5.013-97 ССБТ), костюм защитный или халат с фартуком и нарукавниками из прорезиненной ткани, перчатки по ТУ 38-481041-82, сапоги резиновые по ГОСТ 122256-78);
- основные технические решения выполнены в соответствии с действующими нормами и правилами. Выполнение данных норм и правил гарантирует безопасную для людей и окружающей среды работу.

При непрерывном технологическом процессе добычи, сбора и транспорта нефти, газа и воды оборудование работает круглосуточно. Для производственного персонала предусмотрен сменный режим работы.

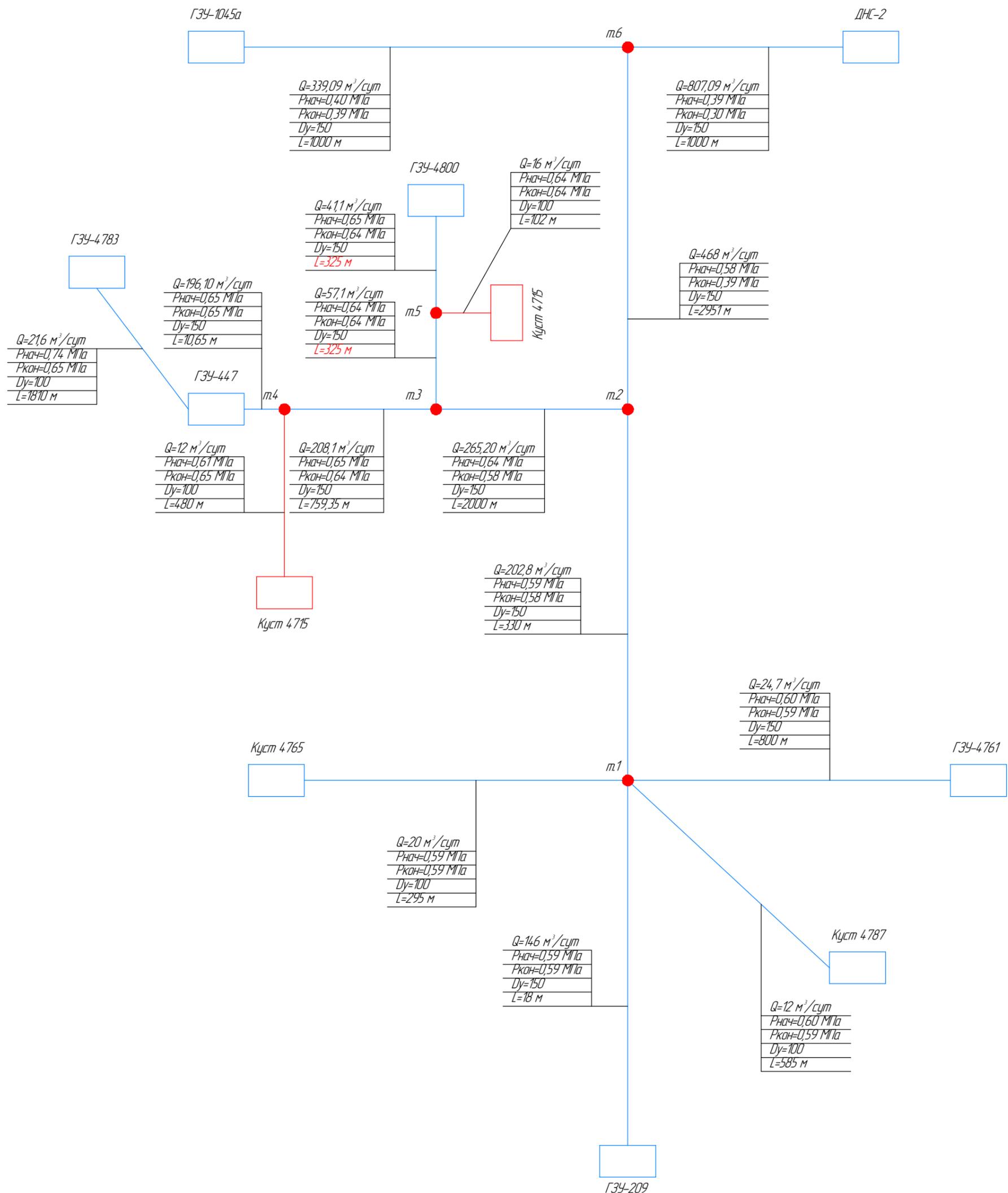
Работники, занятые на работах с опасными и вредными условиями труда, проходят обязательные предварительные (при поступлении на работу) и периодические (в возрасте до 21 года

										Лист
										29
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата					

78-21-ТХР1

Приложения

						78-21-ТХР1	Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		37



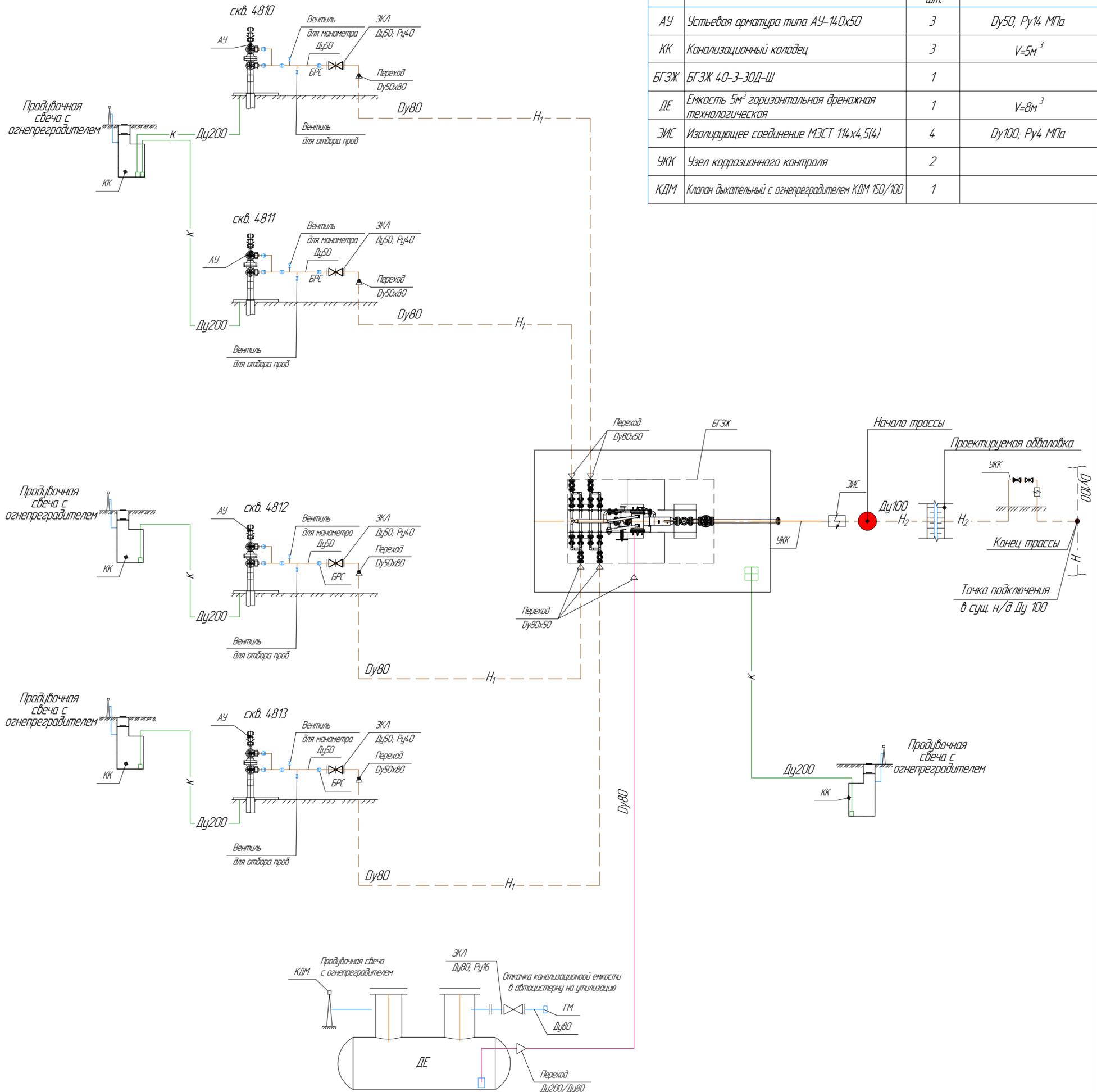
Согласовано	
Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

78-21-ТХР1					
Обустройство куста скважин №4810 Табельского нефтяного месторождения					
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал	Григорьев			<i>AG</i>	
Технологические решения			Стадия	Лист	Листов
			П	1	
Принципиальная схема нефтесбора Табельского нефтяного месторождения					
Н. контроль	Фатхуллин				
Т. контроль	Гончаров				
ГИП	Мовламов				

Принципиально-технологическая схема

Экспликация оборудования и аппаратуры

№п/п	Наименование	Кол-во шт	Примечание
АУ	Устьевая арматура типа АУ-140х50	3	Dу50; Ру14 МПа
КК	Канализационный колодец	3	V=5м ³
БГЗЖ	БГЗЖ 40-3-30Д-Ш	1	
ДЕ	Емкость 5м ³ горизонтальная дренажная технологическая	1	V=8м ³
ЭИС	Изолирующее соединение МЭСТ 114х4,5(4)	4	Dу100; Ру4 МПа
УКК	Узел коррозионного контроля	2	
КДМ	Клапан дыхательный с огнепреградителем КДМ 150/100	1	



- Условные обозначения
- Н₁ — нефтепровод выжидной проектируемый
 - Н₂ — нефтепровод промысловый проектируемый
 - Н — нефтепровод нефтесборный существующий
 - К — канализация производственно-дождевая проектируемая
 - [Symbol] — трубопроводное изолирующее соединение
 - [Symbol] — задвижка
 - [Symbol] — обратный клапан
 - [Symbol] — дренажный трубопровод

78-21-ИОС.7.1				
Обустройство куста скважин №4810 Табельского нефтяного месторождения				
Изм.	Колуч.	Лист № док.	Подп.	Дата
Разработал	Григорьев			
Технологические решения			Стадия	Лист
			П	2
Принципиально-технологическая схема куста №4.715				
Н. контроль	Заринов			
Т. контроль	Гончаров			
ГИП	Левченко			

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

Экспликация

№ п/п	Наименование	Кол.	Примечание
1	Устье скважины	4	проект
2	Приустьевая площадка	4	проект
3	Площадка для установки ремонтного агрегата	4	проект
4	Место для установки приемных мостков	4	проект
5	Рама скважинного насоса "ТМС POWER MAN" ПШСНГ-60-25-6	4	проект
6	Гидростанция	4	
7	Канализационный колодец V=5,0 м ³ с гидрозатвором	3	проект
8	КТПН	1	проект
9	Молниезащиты	2	проект
9а	Молниезащиты с флюгером	1	проект
10	Блок замера жидкости	1	проект
11	Емкость дренажная V=5 м ³	1	проект
12	Мачта Н=10	1	проект

Условные обозначения

Обозначение	Наименование
	Проектируемые здания и сооружения
	Проектируемые проезды и площадки с щебеночным покрытием
	Проектируемое ограждение куста скважин
	Канализационный колодец проектируемый
	Граница отвода земли
	Нефтепробой технологический выкидной проектируемый
	Нефтепробой промышленный нефтегазодобывочный проектируемый
	Канализация производственно-дождевая проектируемая
	Дренажный трубопровод
	V/L проектируемый
	Нефтепробой существующий
	Существующие здания и сооружения
	Линейный опознавательный знак

78-21-ТХР1

Обустройство куста скважин №4810 Тавельского нефтяного месторождения

Изм.	Колыч.	Лист	Маск.	Подп.	Дата	Технологические решения	Стадия	Лист	Листов
							П	3	
Никонтроль	Зарипов					План куста №4810. План нефтепровода от куста №4810 до узла подключения УП-4810. 1М1500			
Т.контроль	Гончаров								
ГИП	Левченко						Формат А1		

Изд. № подл. План и дата. Взам инв. №. Согласовано.

