ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ҚҰРЫЛЫС ЖӘНЕ ТҰРҒЫН ҮЙ-КОММУНАЛДЫҚ ШАРУАШЫЛЫҚ ІСТЕРІ АГЕНТТІГІ «ЖОБАЛАРДЫ МЕМЛЕКЕТТІК ВЕДОМСТВОДАН ТЫС САРАПТАУ» ШАРУАШЫЛЫҚ ЖҮРГІЗУ ҚҰҚЫҒЫНДАҒЫ РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК КӘСІПОРНЫНЫҢ («МЕМСАРАПТАМА» РМК) АҚТӨБЕ ОБЛЫСЫ БОЙЫНША ФИЛИАЛЫ

ФИЛИАЛ РЕСПУБЛИКАНСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ НА ПРАВЕ ХОЗЯЙСТВЕННОГО ВЕДЕНИЯ «ГОСУДАРСТВЕННАЯ ВНЕВЕДОМСТВЕННАЯ ЭКСПЕРТИЗА ПРОЕКТОВ» (РГП «ГОСЭКСПЕРТИЗА») АГЕНТСТВА РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН ПО ДЕЛАМ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА ПО АКТЮБИНСКОЙ ОБЛАСТИ

БЕКІТЕМІН:

«Мемсараптама» РМК
Ақтөбе облысы бойынша
филиалының директоры

_____ С. Лекеров

«Құмсай» кен орнының жоғары тұтқырлы мұнайды шығарудың тәжірибе учаскесі»
жобасы бойынша

2013 жылғы 30 сәуірдегі №04-0136/13

ҚОРЫТЫНДЫ

ТАПСЫРЫСШЫ:
«КМК Мунай» АҚ,
Ақтөбе қаласы

БАС ЖОБАЛАУШЫ:
«ИнТехСтрой проект» ЖШС,
Ақтөбе қаласы

Ақтөбе қаласы

1. НАИМЕНОВАНИЕ: проект «Опытный участок по добыче высоковязкой нефти м/р «Кумсай».

Настоящее заключение выполнено в соответствии с договором № 151/131/2013 от 17.04.2013 г., между филиалом РГП «Госэкспертиза» по Актюбинской области и АО «КМК Мунай».

2. ЗАКАЗЧИК: АО «КМК Мунай», г.Актобе.

3. ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК: ТОО «ИнТехСтрой проект», гослицензия № 06-ГСЛ 000601 от 22.06.2007г., выданная ГУ «Департамент государственного архитектурно-строительного контроля Актюбинской области», с продлением до 22 июня 2013 года, выданная ГУ «Департамент государственного архитектурно-строительного контроля Актюбинской области» от 21 июня 2010 года.

ГИП – Карабаев Б.Н.(приказ №1-ГИП/2013 от 06.03.2013 года).

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: инвестиции АО «КМК Мунай».

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1. Основание для разработки:

- архитектурно-планировочное задание №15 от 09.04.2013 года, утвержденное главным архитектором Темирского района;
- техническое задание на проектирование, утвержденное президентом АО «КМК Мунай» от 10.02.2013 года;
- постановление акимата Актюбинской области о предоставлении права временного возмездного землепользования №183 от 04.06.2009 года;
- акт на право временного возмездного землепользования №0048330 от 16.04.2008 года.

Технические условия:

- на подключение к инженерным сетям, выданное АО «КМК Мунай» от 6.03.2013 года.

5.2. Согласования и заключения заинтересованных организаций:

- заключение на проект № 1132 от 16.08.2012 года, выданное санитарно-эпидемиологической службой Актюбинской области;
- заключение на рабочий проект №23-03-10/04/2459-зт от 06.09.2012 года, выданное Управлением государственного пожарного контроля ДЧС Актюбинской области;
- письмо №219 от 12.04.2013 года, выданное Актюбинским представительством АО «Казахэнергоэкспертиза»;
- заключение по присвоении шифра по декларации безопасности 19-05-06/ЮЛ-2191 от 27.08.2012 года, выданное ГУ «Комитет по государственному контролю чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью» МЧС РК г. Астана;
- заключение государственной экологической экспертизы на проект №01-04-20-215 от 17.09.2012 года, выданное ГУ «Департамент экологии по Актюбинской области» Комитета экологического регулирования и контроля Министерства охраны окружающей среды РК.

5.3. Перечень документации, представленной на экспертизу:

- общая пояснительная записка;
- отчет об инженерно-геологических изысканиях, выполненный ТОО «Инжгеосистем»;
- генеральный план, альбом 1;
- санитарно-техническая и технологическая часть, альбом 2;
- архитектурно-строительная часть, альбом 3;
- электроснабжение, альбом 4;
- раздел охраны окружающей среды.

МЕМСАРАПТАМА ГОСЭКСПЕРТИЗА

5.4. Цель и назначение объекта строительства:

Решением настоящего проекта «Опытный участок по добыче высоковязкой нефти месторождения «Кумсай» принимается обустройства 43-х скважин и внутрипромысловый сбор продукции до станции нагнетания пара и сбора нефти. Добыча высоковязкой нефти с применением системы паротепловой обработки скважин в призабойной зоне.

6.ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ ОБЪЕКТА И ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1. Место размещения и характеристика участка строительства:

Нефтяное месторождение Кумсай расположено на территории к юго-западу от города Актобе на расстоянии 240 км, с южной стороны на расстоянии примерно 30 км от нефтяного месторождения Жанажол, от нефтеперерабатывающей станции месторождения Кокжиде 11 км, на юго-западе от станции обработки тяжёлой нефти надсолевого месторождения Кенкияк на 15 км, от станции нагнетания пара №1 надсолевого месторождения на 10 км, с восточной стороны на расстоянии 70 км от вокзала Эмба, административно подчиняется Темирскому району Актюбинской области. На местности расположена низкохолмистая равнина в восточной части Каспийского моря высотой над морем 175-227 м. Автодорога от Кенкияка до Жанажола проходит через южную часть данного нефтяного района.

Природно-климатические условия района строительства:

- климатический район	- IIIа;
- скоростной напор ветра	- 38 кгс/м^2;
- расчетная зимняя температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки	- минус 31 ^{0}С;
- расчетный вес снегового покрова	- 100 кгс/м^2;
- нормативная глубина промерзания грунта	- 1,70 м.

Инженерно-геологические условия площадки строительства:

По данным инженерно-геологических изысканий проведенным ТОО "Инжгеосистем" в августе 2012 года выделены 2 инженерно-геологических элемента:

- суглинок легкий песчанистый, твердый, коричневый, просадочный - I тип, с прослойками глин с 20% дресвой, мощность слоя от 4,0 м до 11,1 м.
- песок средней крупности, с прослоями мелкого песка и суглинка, мощность слоя от 3,6 м до 8,9 м.

Грунтовые воды вскрыты на глубине 11,1 м.

Грунты не засоленные. Грунты сильноагрессивны к бетонам нормальной проницаемости (W4) на портландцементе и слабоагрессивны к бетонам нормальной проницаемости на сульфатостойком цементе, грунты среднеагрессивны к арматуре железобетонных конструкций. Коррозийная активность грунтов к углеродистой стали, алюминиевым и свинцовым оболочкам – высокая.

Данные инженерно-геологических изысканий приведены в отчете №1, выполненном ТОО «Инжгеосистем».

6.2. Проектные решения

6.2.1. Генеральный план

Генеральный план разработан на топографическом плане выполненный ТОО «Инжгеосистем» в августе 2012 г. Разбивка и закрепление границ участка на местности предусмотрена специализированной организацией в соответствии с земельным актом.

Вертикальная планировка территории площадок решена методом проектных горизонталей, с учетом природных условий, строительных и технологических требований. Планировочные отметки запроектированных зданий и сооружений увязаны между собой. Поверхностные атмосферные стоки с площадок удаляются открытым способом по спланированной территории. Инженерные сети на производственной

ГОСЭКСПЕРТИЗА • МЕМСАРАЙТАМА

площадке размещены в технологических полосах и увязаны со всеми зданиями и сооружениями в соответствии с решением технологической схемы и генерального плана.

Технологические коммуникации по площадкам запроектированы надземной прокладки на низких несгораемых опорах, сети электроснабжения и КИПиА прокладываются надземно, по конструкциям проектируемого ограждения и подземно в траншеях.

Площадка месторождения «Кумсай» имеет сложную конфигурацию в плане площадью 10805 м^2. По контуру площадки предусмотрено ограждение из сетчатых панелей по металлическим стойкам с устройством распашных ворот. На площадке строительства спроектированы следующие объекты:

- надземные вертикальные резервуары для нефти V=100 м^3 – 8 шт.;
- операторная (ящичная) ПС;
- блочная паронагнетательная котельная;
- водоподготовка блочного типа;
- операторная (помещение задвижек) с двумя надземными вертикальными резервуарами для воды V=100 м^3;
- фундамент под расширитель выпуска пара из котла;
- площадка и фундаменты подземного горизонтального резервуара V=35 м^3;
- здание с помещениями операторной (дежурной), камерой приборов и комнатой приема пищи;
- здание с помещениями операторной (дежурной), лаборатории и материального склада;
- площадка газосепаратора;
- здание размещения фильтров;
- надворная уборная на два очка.

Также в общую систему технологии производства участка по добыче высоковязкой нефти м/р «Кумсай» входит следующее:

- система сбора, подготовки и транспорта скважинной продукции (ССН) совмещенной с системой паротепловой обработки скважин в призабойной зоне (ПТОС);
- внеплощадочные сети газоснабжения парогенератора и АГРЭС;
- контейнер для хранения химических реагентов.

Площадка дизельной электростанции, огражденная по периметру сетчатыми панелями на высоту 1,50 м с устройством распашных ворот, расположена рядом с опытной площадкой месторождения «Кумсай». Площадь площадки ДЭС – 974,70 м^2. На площадке строительства спроектированы следующие объекты:

- здание операторной ДЭС;
- площадка блочной ДЭС;
- бетонный приямок аварийного сброса продукта с блочной ДЭС;
- подземные резервуары запаса топлива для ДЭС V=20 м^3 – 2 шт.

Показатели по генплану:

- площадь участка - 1,08 га;
- площадь застройки - 985,03 м^2.

6.2.1.1. Автомобильные дороги

Предусмотрено строительство автомобильной дороги «IV-в» категории, согласно техническому заданию на проектирование, по своему назначению и расчетному объему грузоперевозок со щебеночным типом покрытия.

Общая протяженность проектируемой подъездной дороги 298,0 м, в том числе около 167,0 м – дорога, направленная на вторые распашные ворота (пожарный подъезд), ширина проезжей части – 4,5 м. Длина внутриплощадочных проездов составляет около 520,0 м. Минимальная высота насыпи внутриплощадочной автодороги – 0,30 м, ширина проезжей части – 4,5 м, расчетная скорость движения автотранспорта – 30 км/ч. Проектирование плана производится из условия наименьшего ограничения принятой расчетной скорости, обеспечения безопасности и удобства движения.

Трасса подъездной автодороги не имеет углов поворота в плане и видимость в плане обеспечена. Проектируемая подъездная автодорога проходит в условиях

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

относительно ровной поверхности рельефа с небольшим уклоном в сторону площадок месторождений. В пониженных местах не наблюдаются застои поверхностных вод. Естественный сток обеспечен за счет быстрого впитывания поверхностных вод.

Земляное полотно проектировалось с учетом категории дороги, типа дорожной одежды и высоты насыпи. Для отсыпки земляного полотна используются грунты из притрассовых резервов. Средняя высота насыпи полотна около 0,60 м, минимальная – 0,30 м. Крутизна откосов принята 1:3.

Покрытие дорожной одежды предусмотрено из щебня толщиной 0,25 м. Уплотняется щебень катками на пневмошинах, начиная от бровок с приближением к оси дороги. Число проходов катка по одному следу не менее 18÷20 проходов по одному следу. Признаком окончания уплотнения является отсутствие следа от прохода заднего вальца тяжелого катка.

Началом трассы принято примыкание к существующей дороге со щебеночным покрытием. Элементы плана трассы автодороги назначены в соответствии с действующими нормативными документами. Минимальный радиус круговых кривых на участке примыкания подъездной автодороги приняты равными 12,0 и 15,0 м.

Площадка дизельной электростанции имеет отдельное ограждение с устройством внутриплощадочной автодороги с площадкой разворота заправочной техники. Длина дороги 10,60 м, габариты разворотной площадки автотранспорта 12,0х13,20 м.

6.2.2. Технологические решения

Данным разделом предусмотрено технологическое проектирование скважин нефтегазосборной и транспортной системы 35 новых пробуренных скважин способом тепловой добычи и 8 существующих скважин способом холодной добычи, проектирование станции нагнетания пара для централизованной перевозки нефти, дизельной электростанции 400 кВт и 4 станций манифольда для сбора нефти, измерения и распределения пара 12-скважинного многопроходного клапана.

Технология сбора и транспортировки

В наземной системе сбора и транспорта для тепловой добычи тяжёлой нефти на нефтяном месторождении Кумсай предусмотрен технологический процесс трёхступенного распределения станции, т. е. устье скважины→ станция манифольда для сбора нефти, измерения и распределения пара многопроходного клапана→станция централизованной перевозки нефти→надсолевая станция обработки тяжёлой нефти.

Режим распределения станций

Согласно расположению сети скважин выбрано место плоского рельефа центральной части подведомственных нефтяных скважин для расположения станции манифольда сбора нефти, измерения и распределения пара 12-многопроходного клапана.

По местонахождениям разных станций манифольда сбора нефти, измерения и распределения пара 12-многопроходного клапана, выбрано место с умеренным расстоянием, разумным направлением потока и подходящим рельефом в качестве месторасположения станции нагнетания пара для централизованной перевозки нефти.

Состояние входа на станцию разных нефтедобывающих скважин

Таблица №1

Коллекторная станция	Кол-во скважин	Номер подключенных скважин этого объекта	Примечание
1	2	3	4
№1	9	459, 461, 458, 460, 456, 432, 440, 407 (существующие скважины со способом холодной добычи), 448	Проектируемая станция манифольда для сбора нефти, измерения и распределения пара 12-скважинного многопроходного клапана

МЕМСАРАЛТАМА ГОСЭКСПЕРТИЗА

Коллекторная станция	Кол-во скважин	Номер подключенных скважин этого объекта	Примечание
1	2	3	4
№2	8	449, 420, 434,425, 445, 409 (существующие скважины со способом холодной добычи), 424, 447	Проектируемая станция манифольда для сбора нефти, измерения и распределения пара 12-скважинного многопроходного клапана
№3	10	415,408(существующие скважины со способом холодной добычи), 416, 412, HW-1,419, HW-2, HW-3, 418, 417	Проектируемая станция манифольда для сбора нефти, измерения и распределения пара 12-скважинного многопроходного клапана
№4	11	441,421,435,436,444,443, 427,450,446,410 (существующие скважины способом холодной добычи), 442	Проектируемая станция манифольда для сбора нефти, измерения и распределения пара 12-скважинного многопроходного клапана

В связи с регулировкой геологических позиций скважин, скважины №411, №457, №414, №439 и №437 (всего 5 скважин) стоят далеко от новых систем 2012 года, рекомендованы в качестве контрольных скважин, и временно не входят в системы для сбора и транспортировки.

Процесс сбора и транспортировки

Жидкость, поступающий из разных нефтедобывающих скважин, в станцию манифольда для сбора и измерения нефти, направляется в манифольд для сбора нефти с многопроходным клапаном для транспортировки её на станцию централизованной перевозки нефти. Жидкость, поступающая из отдельных скважин с необходимостью измерения, после выбора скважины многопроходным клапаном направляется в блочно-измерительную установку тяжёлой нефти на станцию манифольда для измерения отдельной скважины. Жидкость из отдельных скважин после измерения, вливается в манифольд для сбора нефти с многопроходным клапаном, вместе с жидкостью из отдельных скважин без необходимости измерения через сборно-транспортный трубопровод отправляются на станцию централизованной перевозки нефти, где жидкость загружается в автоцистерны и доставляется на станцию обработки тяжёлой нефти месторождения Кенкияк для обезвоживания.

Обустройство скважин

Предусмотрен на территории нефтедобывающих скважин монтаж 43 скважин, в том числе 35 скважин со способом тепловой добычи (32 вертикальные скважины, 3 горизонтальные скважины), 8 скважин со способом холодной добычи.

Для этого предусмотрены 35 фундаментов для станков откачки нефти нефтедобывающих скважин, в том числе 22 фундамента станков для откачки нефти типа CYJ4-2.5-13B (мощность электродвигателя 7,5кВт) и 13 фундаментов станков для откачки нефти типа CYJS5-3-18HY (мощность электродвигателя 22кВт).

Таблица №2

Номера скважин со станками для откачки нефти типа CYJ4-2.5-13B							
416	411	457	439	414	448	437	461
460	459	458	440	456	420	415	417
445	419	412	436	442	421		
Номера скважин со станками для откачки нефти типа CYJS5-3-18H							
418	424	435	441	443	444	446	447
449	450	451	452	453			

МЕМСАРАЛТАМА ГОСЭКСПЕРТИЗА

Станция манифольда для сбора нефти, измерения и распределения пара 12-скважинного многопроходного клапана

Станция манифольда для сбора нефти, измерения и распределения пара 12-скважинного многопроходного клапана состоит из одного 12-скважинного многопроходного клапана для выбора скважины, 1 комплекта манифольда для сбора нефти, 1 комплекта манифольда для распределения пара и 1 блочно-измерительного устройства нефтяной скважины, может контролировать 12 нефтедобывающих скважин.

В зоне нефтегазонакопления жидкость, поступающей из разных нефтедобывающих скважин в станцию манифольда для сбора и измерения нефти 12-скважинного многопроходного клапана, без необходимости измерения, направляется в манифольд для сбора нефти с многопроходным клапаном для транспортировки её на станцию централизованной перевозки нефти. Жидкость, поступающая из отдельных скважин с необходимостью измерения, после выбора скважины многопроходным клапаном направляется в блочно-измерительную установку тяжёлой нефти на станции манифольда для измерения отдельной скважины. Нефтегазовая смесь из отдельных скважин после измерения, направляется в манифольд для сбора нефти станции манифольда с многопроходным клапаном, где вместе со смесью из остальных скважин через сборно-транспортный трубопровод отправляются на станцию нагнетания пара для централизованной перевозки нефти. Выбор скважин и измерение жидкости, поступающей из отдельных скважин станции манифольда для сбора нефти, измерения и распределения пара 12-скважинного многопроходного клапана, могут быть выполнены в камере приборов измерительного устройства тяжёлой нефти на станции.

Станция нагнетания пара и сбора нефти

Станция сбора нефти и станция нагнетания пара 1×22,5т/ч строятся совместно, имеют в своём ведении 4 станции манифольда для сбора нефти, измерения и распределения пара 12-скважинного многопроходного клапана. Объём добычи жидкости проектируемой зоны нефтегазонакопления 600 тн/день, хранение сырой нефти рассчитывается по 24 часа, на станции устанавливается 8 буферных резервуаров для перевозки нефти по 100 м^3 (использование отработанных ресурсов), используется земляное основание в качестве фундамента буферного резервуара, отметка верха фундамента 3,4м, применяется способ самотечной разгрузки сырой нефти.

На станции устанавливаются 1 котельная нагнетания пара (1 котёл нагнетания пара), 1 камера водообработки и 1 фильтрующая камера, дежурка(операторная), лаборатория и 1 камера материалов, помещение управления приборами, столовая, водяные резервуары 2×100м^3, камера задвижек, блок для регулирования давления природного газа, ящичная подстанция, 1 блочный туалет на одно очко.

Технологический процесс перевозки нефти: жидкость со станции манифольда → резервуар для перевозки нефти станции нагнетания пара для централизованной перевозки нефти → автомобильная доставка на надсолевую станцию обработки тяжёлой нефти месторождения Кенкияк.

Технологический процесс нагнетания пара: вода из водяного резервуара 100м^3 в зоне станции → устройство размягчения и обескислороживания 25т/ч → паронагнетательный котёл 22,5т/ч → трубопроводная сеть для нагнетания пара → станция манифольда → устье скважины.

Параметры физических свойств

Пластовой водой юрской системы нефтяного месторождения Кумсай является содовая вода с некоторым солевым вкусом. В составе воды в основном двууглекислая сода вместо окиси магния. Степень минерализации от 5200 мг/л до 10700 мг/л, средняя степень минерализации составляет 6620 мг/л, плотность 1.004 -1.009 г/см^3. На основании содержания кальция, магния и ионов определена общая жесткость воды 5-14 мг/л.

При наземных условиях средняя плотность дегазированной сырой нефти 0.9452 г/см^3(20°С), среднее содержание газа 1.79 м^3/т.

Физические свойства сырой нефти

МЕМСАРАЙТАМА ГОСЭКСПЕРТИЗА

Таблица №3

№	Объект	Среднее значение
1	Плотность нефти г/см^3 (20°С)	0.9452
2	Вязкость нефти МПа.с	
	(10°С)	12529
	(20°С)	4065.4
	(30°С)	1557.4
	(40°С)	649.3
	(50°С)	318.4
3	Точка застывания(°С)	-11.57
4	Содержание битума (%)	0.04
5	Содержание коллоидов (%)	23
6	Содержание воска(%)	1.25
7	Температура вспышки (°С)	77.8
8	Содержание серы(%)	0.81
9	Коэффициент кислотности (мг/КОН/г)	1.7

Физические свойства природного газа

Таблица №4

Относительная плотность	Содержание компонентов (%)							
	Метан	Этан	Пропан	Н-бутан	Изобутан	Пентан и более	N_2	H_2S
0.7042	82	5.25	3.40	1.12	0.86	1.72	5.63	0

Параметры эксплуатации нефтяного месторождения Кумсай в 2012 году

Таблица №5

№	Объект	вертикальная скважина	Горизонтальная скважина
1	Количество скважин (шт.)	32	3
2	Расстояние скважины (м)	150	150
3	Средняя глубина скважины (м)	300	500
4	Суточная добыча из одиночной скважины (т)	5	12
5	Скорость нагнетания пара (т/д)	200	200
6	Интенсивность нагнетания пара (т/м)	180-200	8-15
7	Количество распределения пара одиночной скважины (т)	1800	1800
8	Давление нагнетания пара устья скважины (МПа)	8	8

Кроме того восстановлено и использовано 8 существующих скважин способом холодной добычи.

Определение диаметров трубы и толщин стенки совмещённых трубопроводов нагнетания и добычи одиночной скважины и нефтесборных трубопроводов

Давление нагнетания пара на устье скважины на нефтяном месторождении Кумсай составляет 5~8 МПа, установленное давление на выходе котла нагнетания пара - 10,0МПа, то проектирование давления системы нагнетания пара выполнено согласно 10,0 МПа. Скорость нагнетания пара одиночной скважины для вертикальной скважины 200тн/день, количество распределения пара одиночной скважины 1800 т. Объём добычи жидкости данной зоны в 2012 году 600 тн/день.

В настоящем проекте для совмещённого трубопровода нагнетания и добычи одиночной скважины, отводящего нефтепровода из одиночной скважины и

МЕМСАРАЛТАМА ГОСЭКСПЕРТИЗА

нефтесборного трубопровода, согласно выполненных расчетов, предусмотрены бесшовные стальные трубы.

Используется бесшовная стальная труба диаметром 76×7/20G для совмещённого трубопровода нагнетания и добычи одиночной скважины.

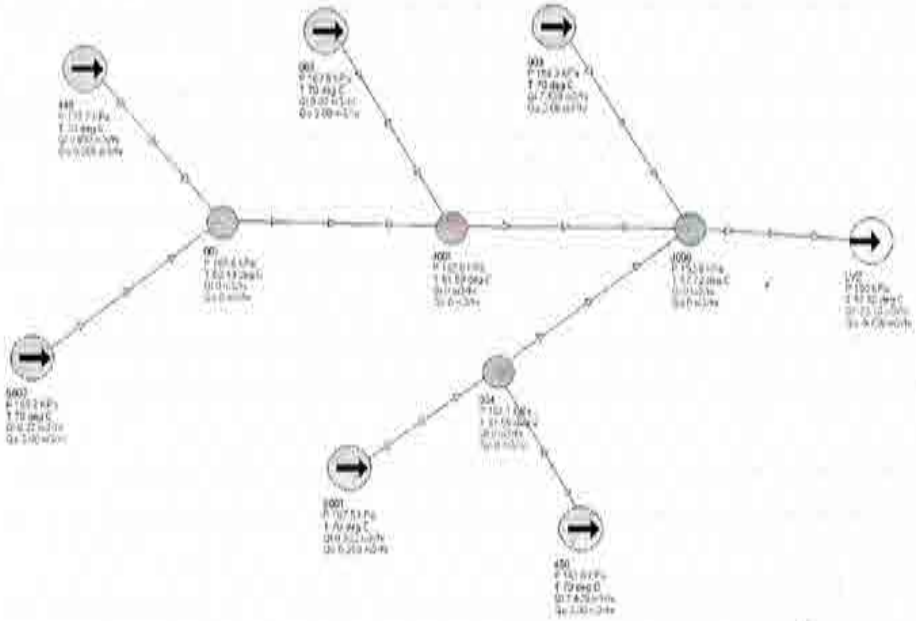
Используется бесшовная стальная труба диаметром 89×4/20 для отводящего нефтепровода из одиночной скважины.

Используется бесшовная стальная труба диаметром 159×5/20 для нефтесборного трубопровода.

Гидравлический расчёт сети трубопроводов сбора и транспорта

Гидравлический расчёт сети трубопроводов сбора и транспорта производится в соответствии со схемой размещения сети скважин нефтеносного района Кумсай и вариантом расположения станций.

Схема узлов гидравлического расчёта сети трубопроводов сбора и транспорта



На рисунке LYZ - станция нагнетания пара для централизованной перевозки нефти; 001~004 - проектируемые станции манифольда; 448, 450 - самые далёкие скважины.

Параметры нагнетания пара для тепловой добычи тяжёлой нефти на нефтяном месторождении Кумсай

Таблица №6

№	Параметры нагнетания пара	Показатель
1	Скорость нагнетания пара вертикальной скважины	200 т/д
2	Скорость нагнетания пара горизонтальной скважины	200 т/д
3	Давления нагнетания пара устья скважины	5-8МПа
4	Сухость нагнетания пара устья скважины	≥60%
5	Температура нагнетания пара	260-290°C
6	Сухость пара на выходе котла	80%

Масштаб нагнетания пара

На нефтяном месторождении Кумсай в 2012 году пробурено 35 новых скважин способом тепловой добычи, в том числе 32 вертикальные скважины, 3 горизонтальные скважины. Годовой объём нагнетания пара $9{,}54\times10^4$т/г. С этой целью в масштабе нагнетания пара в 2012 году определено построить 1 станцию нагнетания пара для централизованной перевозки нефти для паронагнетательного котла 1×22,5т/ч и его

МЕМСАРАЛТАМА ГОСЭКСПЕРТИЗА

комплектующих сооружений с системой перевозки нефти.

Основные технические параметры паронагнетательного котла

Таблица №7

№	Наименование	Показатель	Примечание
1	Номинальная паропроизводительность	22.5т/ч	
2	Номинальное давление	14МПа	
3	Тепловая эффективность	86%	
4	Расход газа	1569Нм^3/ч	Давление: 0.2~0.4МПа
5	Степень сухости пара	80%	
6	Температура пара	337 °C	
7	Объём водоснабжения (умягчённая и обескислорожённая вода)	23м^3/ч	Давление: 0.2~0.6МПа
8	Способ погрузки:	блочное основание	
9	Способ управления:	PLC + сенсорный экран	

Паронагнетательный котёл 22,5 т/ч установлен на блочном передвижном основании, его корпус состоит из радиационной секции, конвекционной секции, переходной секции, водоподогревателя и комплектующего дымохода. Вспомогательное оборудование: насос водоснабжения котла, горелка и воздуходувка.

Паронагнетательный котёл полностью с автоматическим управлением, топливо - природный газ, годовой объём производства пара 15,7×10^4 т/год.

Для паронагнетательного котла применяется форма местного расположения под открытым небом, т. е. передний конец паронагнетательного котла (плунжерный насос для подачи воды, горелка, шкаф приборов и другие) располагается в помещении, переходная секция и конвекционная секция устанавливаются под открытым воздухом.

Для удовлетворения требований к качеству воды водоснабжения паронагнетательного котла на станции нагнетания пара устанавливается 1 камера водообработки, где имеются - интегрированное устройство умягчения и обескислороживания для водообработки (включая установку подачи реагентов), ящик соли из стеклопластика 25 м^3, 2 насоса солевой жидкости. Основные параметры интегрированного устройства умягчения и обескислороживания для водообработки следующие:

- объем обработки воды - 25д/ч.;
- рабочее давление – 0,6 МПа;
- общая мощность оборудования - 55-60 кВт;
- способ погрузки - блочное основание;
- способ управления - PLC + сенсорный экран + интерфейс для загрузки.

Технологический процесс системы пара и воды

Блок-схема технологического процесса системы пара и воды:

Вода из резервуара чистой воды 100 м^3 на территории станции → Устройство умягчения и обескислороживания 25 т/ч → Паронагнетательный котел 22.5 т/ч → Трубопроводная сеть паронагнетания → Коллектор труб измерения и распределения пара → Устье скважины.

Выпуск воды из котла паронагнетания → Группа дроссельных блоков с отверстиями → Расширитель → Буферный резервуар 35 м^3 → Насос внешней перекачки → Нефтяной резервуар 100 м^3.

Вода из водяного резервуара 100 м^3 на территории станции поступает в интегрированное устройство умягчения и обескислороживания 25 т/ч, откуда обескислороженная вода поступает в помещение с паронагнетательным котлом и через плунжерный насос подается в паронагнетательный котёл, где возникающий пар высокого

ГОСЭКСПЕРТИЗА • МЕМСАРАЙТАМА

давления через трубопроводную сеть паронагнетания отправляется в разные станции манифольда распределения пара.

Выпущенная вода из паронагнетательного котла через группу дроссельного блока с отверстиями выпускается в расширитель. Выпущенная вода из расширителя после входа в буферный резервуар 35 м^3 через насос внешней перекачки на крышке резервуара (насос под жидкостью) прямо подается в нефтяной резервуар 100 м^3 на территории станции.

Система сжатого воздуха

Устройство умягчения и обескислороживания на станции паронагнетания несёт с собой сжатый воздух для сушки пневматических приборов. Трубопроводная линия выключённого паронагнетательного котла в зимнее время нуждается в продувке сжатым воздухом, поэтому в помещении с паронагнетательным котлом устанавливается 1 винтовой воздушный компрессор с полной производительностью. После обработки воздуха через встроенную холодильную сушилку и высокоэффективный фильтр выпускается сухой и чистый сжатый воздух. Параметры воздушного компрессора: объём выхлопных газов 1,4 м^3/мин, давление 0,8 МПа, мощность электродвигателя 11 кВт.

Выпускная система

При пуске и остановке паронагнетательного котла применяется дроссельный блок с отверстиями для распрессовки, расширения и выпуска. Выпущенная вода поступает в горизонтальный буферный резервуар 35 м^3. Выпущенная вода после прямой и обратной промывки устройства обработки воды на территории станции самотеком поступает в горизонтальный буферный резервуар 35 м^3, после смешивания и снижения температуры подается через насос внешней перекачки (насос под жидкостью) подается в нефтяной резервуар 100 м^3 на станции.

Основные технические характеристики паронагнетательной станции

Таблица №8

№ п/п	Наименование показателей	Ед.	Показатель
1	Объем подачи пара в год	×10^{4}т/г	15.7
2	Объем расхода воды для умягчения и обескислороживания в год	×10^{4}м^3//г	18.2
3	Объем расхода газа в год	×10^{4}Нм^3/г	1267.2
4	Объем потребления электроэнергии	×10^{4}кВт/г	242.2

Трубопроводная сеть паронагнетания

На нефтяном месторождении Кумсай в 2012 году построено 4 новых 12-скважинных манифольда для измерения и распределения пара. Для обеспечения необходимого количества пара для разных манифольдов применяется способ расположения 1 паронагнетательного трубопровода с 4 манифольдами распределения пара.

Диаметр паронагнетательного трубопровода D114×10, используется сталь 20G для трубопровода, качество материала трубопровода выполняется в соответствии с «Бесшовная стальная труба для котла высокого давления». Рабочее давление паронагнетательного трубопровода 10 МПа, производительность перевозки 22,5 т/ч, перевозимая среда пар сухостью 80%. Паронагнетательная станция стоит на расстоянии 1,2 км от паронагнетательного трубопровода самой далёкой станции манифольда (не включая квадратный компенсатор). Во избежание слишком высокого давления предусмотрен поочерёдный способ паронагнетания.

Газоснабжение

Источник снабжения природного газа для станции нагнетания пара и сбора нефти на Кумсайском нефтяном месторождении берется с Тянъжанажол-Актюбинской магистрали газа диаметром 530×10 мм с давлением 4,5 МПа.

Расход природного газа

Предусмотрено снабжение природным газом котла производительностью 23т/ч в новостроящейся котельной для станции нагнетания пара и сбора нефти. Нормативное

ГОСЭКСПЕРТИЗА • МЕМСАРАЛТАМА

давление потребительного газа 0,2-0,4 МПа, дополнительный расход потребления газа $4,2\times10^4$Нм^3/сут. В соответствии с 5-летним планом разведки и освоения Кумсайского нефтяного месторождения, 2012-2016гг. необходимо установить 5 котлов производительностью 23 т/ч, в то же время расход потребления газа достигнет 21×10^4Нм^3/сут.

Расход природного газа Кумсайского нефтяного месторождения в 2012-2016гг.

Таблица №9

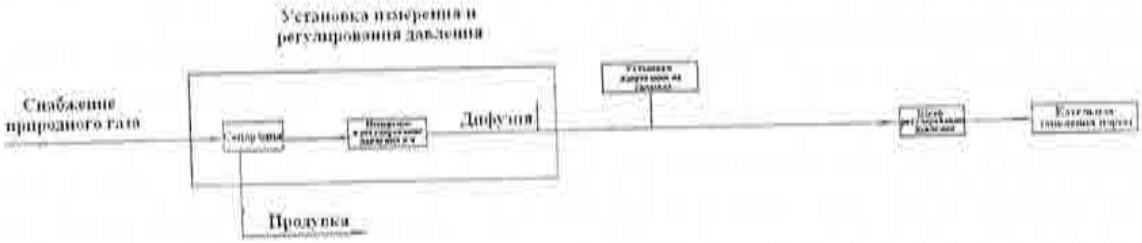
Время	Кол-во котлов	Расход газа	Давление потребления
2012г.	1шт.	$4,2\times10^4$Нм^3/сут	0,2МПа~0,4МПа
2013г.-2016г.	4шт.	$16,8\times10^4$NHм^3/сут	0,2МПа~0,4МПа

Расход газа Мортукского нефтяного месторождения 6×10^4Нм^3/сут. Общий расход газа нефтяного месторождения КМК - 27×10^4Нм^3/сут.

Процесс распределения газа

Общий расход новостроящейся станции на Кумсайском нефтяном месторождении и Мортукского нефтяного месторождения 27×10^4Нм^3/сут, существующая Тянъжананол-Актюбинская магистраль диаметром 530×10 мм может удовлетворять потребности газа новостроящихся котлов, в связи с этим берется газ с Тянъжанажол-Актюбинской магистрали диаметром 530×10 мм, точка отбора находится в 8,5 км от новостроящейся станции нагнетания пара и сбора нефти на Кумсайском месторождении. В соответствии с техническими условиями соединения с Тянъжанажол-Актюбинской магистралью Мортукского нефтяного месторождения на регионе Темир, производится вырез на магистрали природного газа диаметром 530×10 мм, где предусмотрена установка измерения и регулирования давления на салазках с установкой одоризации природного газа. Структура регулирования давления «1+1» (1 работающая, 1 байпас). Турбинный расходометр применяется в установке измерения и регулирования давления, который имеет функцию дистанционной передачи данных.

Блок-схема процесса технологии



Технические параметры установки измерения и регулирования давления

Таблица №10

№	Параметры управления		
	Наименование	Единица	Величина
1	Проектное давление	МПаГ	6.3
2	Способность обработки газа	$\times10^4$Нм^3/день	30
3	Давление во входе	МПаГ	4.5
4	Температура на входе	°C	5~20
5	Давлениенавходе	МПаГ	1.6
6	Диаметр входной трубы в салазки регулирования и измерения	DN (мм)	250
7	Диаметр выходной трубы с салазок регулирования и измерения	DN (мм)	150
8	Материал трубопроводной линии		Сталь номер 20

МЕМСАРАТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Установка одоризации на салазках

Одоризация относительно производится по изменению расхода природного газа (данные расхода от системы станцией потребителя), установка одоризации имеет систему управления и функцию дистанционной передачи данных.

Предусмотрен проект полностью на салазках и местный наружный монтаж, взрывозащищенная категория не менее Ex dⅡBT4; указание количества одоризации и автоматическое суммирование; реагент одоризации - тетрагидротиофен; требуется высокая точность (менее ±5□) и одоризация должна быть испарением; емкость резервуара одоризации 200л.

Предусмотрен трубопровод одоризации с давлением работы 1,6 МПа, расход природного газа 30×10^4 $Нм^3$/ч.

Технические параметры шкафа регулирования давления

Таблица №11

1	Расход газа ($Нм^3$/ч)	8750
	Температура на входе(°C)	0～20
2	Температура на выходе(°C)	0～20
3	Давление во входе(МПа)	1.6
4	Давление во выходе(МПа)	0.2~0.4
5	Способ монтажа	Наружная установка
6	Диапазон точности измерения	B(GB50350-2005)

Линия снабжения газа

Согласно выполненных расчетов определения диаметра и типа трубопровода, исходя из расхода природного газа ($м^3$/ч), давления газа, диаметр трубопровода перед шкафом регулирования давления составил DN150, предварительный диаметр главного трубопровода от шкафа регулирования давления – DN250; диаметр патрубка от главной трубопроводной линии до котла –DN150.

Расчет перепада давления, что составило ΔP=0,001÷0,338 МПа, полностью удовлетворяет потребность снабжения газа на новостроящуюся котельную.

Толщина стенки трубопровода

Трубопроводная линия настоящего проекта проходит через регион II категории. Коэффициент прочности газопровода - 0,6. Расчетное давления трубы 4,5 МПа (манометрическое давление), расчетное давление после регулирования давления и измерения – 1 МПа (манометрическое давление).

В соответствии с расчетом, тип трубы DN150 – диаметром 168×5 мм; тип трубы DN250 – диаметром 273×7 мм; патрубок с главной трубопроводной линии до котла – стальная труба диаметром 168×5 мм из ст.20.

Направление и способ прокладки линии

Трубопроводная линия снабжения газа продолжается с актюбинской магистрали Жанажолского нефтяного месторождения до котельной. Глубина заложения центра трубопровода -1,8 м. При прохождении трубопроводной линии через автодорогу применяется способ прокладки подземный, в защитном кожухе.

Защита от коррозии

Часть нефтесборной зоны

Внешние стенки совмещенных трубопроводов нагнетания и добычи одиночной скважины в зоне сбора нефти покрыты 5 слоями тяжёлой антикоррозийной кремнефенольной окраски (температуростойкость 400°C), Внешние стенки отводящего нефтепровода из одиночной скважины, трубопровода сбора нефти и трубопровода для учёта одиночной скважины подвергаются антикоррозийной окраске двумя слоями грунтовой и тремя слоями облицовочной антикоррозийной краски, толщина сухих плёнок антикоррозийных слоев ≥150μм.

ГОСЭКСПЕРТИЗА ЖЕМСАРАПТАМА

Для внешних стенок газотрубопроводов в зоне сбора нефти применяется прессованная полиэтиленовая двухслойная конструкция, толщина антикоррозийных слоев≥2.7мм, толщина антикоррозийных слоев на месте сварных швов должна быть не менее 70% от толщины антикоррозийных слоев тела трубы. Для внешних стенок газотрубопроводов в зоне сбора нефти применяется катодная защита, по всей линии подземно установлены всего 3 группы (12 штук, 4 штуки в каждой группе, масса 4.1кг) расходуемого анода из магниевого сплава.

Подземный водопровод в зоне сбора нефти: применяется полиэтиленовая клейкая лента, конструкция антикоррозийных слоев: один слой грунтовой окраски - один слой внутренней ленты (ширина перекрытия составляет 50%~55% от ширины клейней ленты) - один слой внешней ленты (ширина перекрытия составляет 50%~55% от ширины клейкой ленты), общая толщина антикоррозийных слоев ≥1.4мм.

Часть станции нагнетания пара для централизованной перевозки нефти

Для внешних стенок подземных трубопроводов в станции нагнетания пара с централизованной перевозкой нефти применяется полиэтиленовая клейкая лента, конструкция антикоррозийных слоев: один слой грунтовой краски - один слой внутренней ленты - одни слой внешней ленты, общая толщина антикоррозийных слоев ≥1.4мм.

Для внешних стенок наземных трубопроводов в станции нагнетания пара с централизованной перевозкой нефти применяется конструкция покрытия с двумя слоями грунтовой -тремя слоями облицовочной антикоррозийной краски (нанесена прямо на поверхность с коррозией), толщина сухих плёнок антикоррозийных слоев ≥150μм.

Для внутренних стенок резервуара воды обратной промывки 100 $м^3$ применяется конструкция покрытия с двумя слоями эпоксидной антикоррозийной краски, не требующей использование растворителя, толщина сухих плёнок антикоррозийных слоев ≥250μм; для внешних стенок резервуара применяется конструкция покрытия с двумя слоями грунтовой - тремя слоями облицовочной антикоррозийной краски (нанесена прямо на поверхность с коррозией), толщина сухих плёнок антикоррозийных слоев ≥150μм.

Часть дизельной электростанции 400кВт

Внешние стенки подземных водопроводов: применяется полиэтиленовая клейкая лента, конструкция антикоррозийных слоев: один слой грунтовой окраски - один слой внутренней ленты - один слой внешней ленты, общая толщина антикоррозийных слоев ≥1.4мм.

Для внешних стенок наземных водопроводов: применяется конструкция покрытия с двумя слоями грунтовой - тремя слоями облицовочной антикоррозийной краски (нанесена прямо на поверхность с коррозией), толщина сухих плёнок антикоррозийных слоев ≥150μм.

Для внутренних стенок подземного резервуара разгрузки нефти: применяется конструкция покрытия с двумя слоями светлой эпоксидной антикоррозийной окраски, не требующей использование растворителя и проводящей статическое электричество, толщина сухих плёнок антикоррозийных слоев ≥250μм; для внешних стенок подземного резервуара разгрузки нефти применяется конструкция покрытия с тремя слоями эпоксидной антикоррозийной окраски, не требующей использование растворителя, толщина сухих плёнок антикоррозийных слоев ≥400μм.

Теплозащита

Для тепловой изоляции подземных совмещенных трубопроводов нагнетания и добычи одиночной скважины в зоне сбора нефти (D76×7/20G), отводящего нефтепровода из одиночной скважин (D89×4/20) и трубопровода сбора нефти (D159×5/20) применяется войлок из минеральной ваты толщиной δ=100 мм, в качестве внешней защиты применяется оцинкованная жесть толщиной 0,5 мм.

Для тепловой изоляции наземных трубопроводов сбора нефти на станции манифольда для сбора нефти, измерения и распределения пара 12-скважинного многопроходного клапана и в станции нагнетания пара с централизованной перевозкой нефти применяется войлок из минеральной ваты толщиной δ=100 мм, в качестве наружного защитного слоя применяется оцинкованная жесть δ=0,5 мм.

Для тепловой изоляции наземных газотрубопроводов применяется войлок из минеральной ваты толщиной δ=100 мм, в качестве наружного защитного слоя

МЕМСАРАЛТАМА ГОСЭКСПЕРТИЗА

применяется оцинкованная жесть толщиной 0,5 мм.

Подземные газотрубопроводы не требуют тепловой изоляции.

Защитный слой

Предусмотрен усиленный упругий полиуретан и стеклоткань: один слой стеклоткани - два слоя облицовочной полиуретановой краски, общая толщина защитного слоя составляет ≥400μм.

6.2.3. Архитектурно-строительные решения

Перед началом производства земляных работ по устройству оснований зданий и сооружений предусмотрена срезка почвенно-плодородного слоя мощностью 0,20 м с последующей планировкой участка с вырезкой грунта с необходимым проектным уклоном. За условную отметку 0,000 приняты отметки уровня чистых полов зданий.

Разрывы между зданиями и сооружениями запроектированы с учетом требований действующих нормативных документов.

Поверхности всех площадок расположены выше уровня планировочной отметки земли на 0,15 м и огорожены по периметру бетонными бортовыми камнями на высоту 150 мм.

На месторождение «Кумсай» спроектированы следующие объекты:

- основания под надземные вертикальные резервуары для нефти V=100 м^3 – 8 шт.;
- основание под операторную (ящичная) ПС (3,0x4,0 м);
- блочная паронагнетательная котельная (7,50x26,0x5,0 м);
- водоподготовка блочного типа (6,50x24,0x4,80 м);
- операторная (помещение задвижек) с двумя надземными вертикальными резервуарами для воды V=100 м^3;
- фундамент под расширитель выпуска пара из котла;
- площадка и фундаменты подземного горизонтального резервуара V=35 м^3;
- здание с помещениями операторной (дежурной), камерой приборов и комнатой приема пищи (4,50x13,20x3,40 м);
- здание с помещениями операторной (дежурной), лаборатории и материального склада (4,50x9,0x3,40 м);
- площадка газосепаратора;
- здание размещения фильтров (5,40x7,20x3,30 м);
- надворная уборная на два очка (2,50x3,0 м);
- здание операторной ДЭС (4,50x4,50x3,60 м);
- площадка блочной ДЭС (2,64x6,26 м);
- подземные резервуары запаса топлива для ДЭС, V=20 м^3 – 2 шт.

Надземные вертикальные резервуары для нефти V=100 м^3

Надземные стальные вертикальные резервуары для нефти V=100 м^3, спроектированы в количестве 8 шт. Монтаж резервуаров предусмотрен на насыпи высотой 3,40 м от планировочной отметки земли. В основании резервуаров предусмотрен кольцевой железобетонный фундамент с устройством бетонной подготовки. Материал бетона фундамента из бетона кл. В25, подготовки – кл. В15.

Для обслуживания оборудований резервуара, расположенных на крыше резервуара, проектом предусмотрено устройство кольцевой лестницы.

Насыпь под резервуары предусмотрен из песчано-гравийной смеси с добавлением до 40% (по объему) глинистого грунта. Насыпной грунт тщательно уплотняется послойно без включения строительного мусора и растительного слоя грунта, слоями не более 0,25 м при оптимальной влажности грунта.

Технические показатели для РВС-100 (на один резервуар):

- номинальный объем резервуара – 100 м^3;
- полезный объем резервуара – 84,76 м^3;
- максимальная высота налива продукта – 4085 мм;
- площадь застройки – 23,30 м^2;
- внутренний диаметр резервуара – 5140 мм;
- высота стенки резервуара – 4806 мм;
- площадь зеркала продукта – 20,70 м^2;

ГОСЭКСПЕРТИЗА • МЕМСАРАЛТАМА

- масса теплоизоляции – 1385 кг;
- масса монтируемого оборудования – 6488 кг;
- максимальная масса резервуара – 92633 кг.

Высота кольцевых фундаментов от проектной отметки вокруг резервуара принята не менее 600 мм.

Операторная (ящичная) ПС

Операторная представляет собой сооружение блочного типа с устройством в основании железобетонного заглубленного в землю приямка с габаритными размерами в плане 3,0х4,0 м. Железобетонный приямок возвышается над уровнем планировочной отметки земли на высоту 300 мм и по периметру оконтурена бетонной отмосткой шириной 1000 мм, толщиной 60 мм с железнением поверхности по щебеночной подготовке с проливкой цементно-песчаным раствором кл. В3,5 толщиной 150 мм.

Внутренняя поверхность приямка оштукатуривается водонепроницаемым цементно-песчаным раствором состава 1:3, толщиной 20 мм. Материал приямка – бетон кл. В30, подготовки – кл. В15.

Крыльцо для входа в операторную выполнена из мелкозернистого бетона кл. В20 толщиной 60 мм с железнением поверхности. В основании бетонного покрытия предусмотрена подготовка из гравия с проливкой цементно-песчаного раствора кл В3,5, толщина гравийной подготовки – 300 мм.

Технические показатели:

- общая площадь - 9,36 м^2;
- площадь застройки - 12,0 м^2;
- строительный объём - 19,8 м^3.

Блочная паронагнетательная котельная

Здание блочной паронагнетательной котельной с габаритными размерами в осях в плане 7,50х26,0 м, высота этажа до низа несущих конструкций – 5,60 м.

За условную отметку 0,000 принята отметка чистого пола, что соответствует абсолютной отметке 213,50. Кровля двускатная с уклоном 10%. Шаг рам 6,50 м.

На продольных фасадах предусмотрены окна в переплетах из стальных гнутых профилей С-образного сечения размерами 2,10х1,50 м и 2,10х0,90 м, дверные проемы 1,20х2,70 м , по оси «1» предусмотрены ворота размерами 4,20х4,0 м.

Материал заполнения оконных проемов - металлопластик по ТУ 640 РК-38729075-ТОО-01-2000 с двойным остеклением, дверных проемов и ворот – индивидуального изготовления из панелей «СЭНДВИЧ».

Крыльцо для входа в котельную - из мелкозернистого бетона кл. В20 толщиной 60 мм с железнением поверхности. В основании бетонного покрытия предусмотрена подготовка из гравия с проливкой цементно-песчаного раствора кл В3,5, толщина гравийной подготовки – 300 мм. Конструкция пандуса котельной - аналогично крыльцу входа с уклоном от здания 1:8.

По периметру здания предусмотрена бетонная отмостка шириной 1000 мм, толщиной 60 мм с железнением поверхности по щебеночной подготовке с проливкой цементно-песчаным раствором класса В3,5 толщиной 150 мм.

Технические показатели:

- общая площадь - 210,0 м^2;
- площадь застройки - 220,38 м^2;
- строительный объём - 1320,0 м^3.

Водоподготовка блочного типа

Здание водоподготовки прямоугольное в плане с размерами в осях 6,50х24,0 м, высота этажа до низа несущих конструкций – 5,60 м. За условную отметку 0,000 принята отметка чистого пола, что соответствует абсолютной отметке 213,85. Кровля двускатная с уклоном 10%. Шаг рам 6,0 м.

На продольных фасадах предусмотрены окна в переплетах из стальных гнутых профилей С-образного сечения размерами 2,10х1,50 м и дверные проемы 1,20х2,70 м, по оси «1» предусмотрены ворота размерами 4,20х4,0 м.

МЕМСАРАПТАМА ГОСЭКСПЕРТИЗА

Материал заполнения оконных проемов - металлопластик по ТУ 640 РК-38729075-ТОО-01-2000 с двойным остеклением, дверных проемов и ворот – индивидуального изготовления из панелей «СЭНДВИЧ».

Крыльцо для входа в здание - из мелкозернистого бетона кл. В20 толщиной 60 мм с железнением поверхности. В основании бетонного покрытия предусмотрена подготовка из гравия с проливкой цементно-песчаного раствора кл В3,5, толщина гравийной подготовки – 300 мм. Конструкцию пандуса котельной выполнить аналогично крыльцу входа с уклоном от здания 1:8.

По периметру здания предусмотрена бетонная отмостка шириной 1000 мм, толщиной 60 мм с железнением поверхности по щебеночной подготовке с проливкой цементно-песчаным раствором класса В3,5 толщиной 150 мм.

Технические показатели:

- общая площадь - 169,82 м^2;
- площадь застройки - 179,42 м^2;
- строительный объём - 950,93 м^3.

Операторная (помещение задвижек) с двумя надземными вертикальными резервуарами для воды V=100 м^3

Здание операторной расположено между двумя вертикальными резервуарами, которые одновременно являются поперечными стенами здания. В плане габаритные размеры операторной в осях равны 4,40x4,80 м, высота этажа до низа несущих конструкций – 3,60 м. За условную отметку 0,000 принята отметка чистого пола операторной, что соответствует абсолютной отметке 213,85. Кровля двускатная с уклоном 10%. Шаг рам 4,40 м.

На фасаде по оси «Б» предусмотрен оконный проем в переплетах из стальных гнутых профилей С-образного сечения размерами 1,50x1,50 м и дверной проем 1,0x2,10 м по оси «А».

Материал заполнения оконных проемов - металлопластик по ТУ 640 РК-38729075-ТОО-01-2000 с двойным остеклением, дверных проемов и ворот – индивидуального изготовления из панелей «СЭНДВИЧ».

Крыльцо для входа в здание - из мелкозернистого бетона кл. В20 толщиной 60 мм с железнением поверхности. В основании бетонного покрытия предусмотрена подготовка из гравия с проливкой цементно-песчаного раствора кл В3,5, толщина гравийной подготовки – 300 мм.

По периметру здания и включая два вертикальных резервуара предусмотрена бетонная отмостка шириной 1000 мм, толщиной 60 мм с железнением поверхности по щебеночной подготовке с проливкой цементно-песчаным раствором кл. В3,5 толщиной 150 мм.

Технические показатели:

- общая площадь - 28,75 м^2;
- площадь застройки - 31,26 м^2;
- строительный объём - 123,79 м^3.

В основании резервуаров, настоящим проектом, предусмотрен кольцевой железобетонный фундамент с устройством бетонной подготовки. Материал бетона фундамента из бетона кл. В25, подготовки – кл. В15.

Для обслуживания оборудований резервуара, расположенных на крыше резервуара, проектом предусмотрено устройство кольцевой лестницы.

Пространство внутри кольцевого фундамента под резервуары заполняется песчано-гравийной смесью с добавлением до 40% (по объему) глинистого грунта. Насыпной грунт тщательно уплотняется послойно без включения строительного мусора и растительного слоя грунта, слоями не более 0,25 м при оптимальной влажности грунта.

Технические показатели для РВС-100 показаны выше. Высотная отметка верха кольцевых фундаментов +0,300.

Расширитель выпуска пара из котла

Расширитель выпуска пара из котла монтируется на монолитный железобетонный фундамент. Фундамент в плане имеет форму круга диаметром 2,0 м. Возвышение фундамента над планировочной отметкой земли составляет 0,20 м. Для крепления

МЕМСАРАЙТАМА ГОСЭКСПЕРТИЗА

оборудования в фундамент заложены закладные детали. Класс бетона фундамента В30 с устройством подготовки из бетона кл. В15.

За условную отметку 0,000 принята отметка верха фундамента, что соответствует абсолютной отметке 213,45.

Технические показатели:

- площадь застройки - 3,14 м²;

Подземный горизонтальный резервуар V=35 м³

Площадка подземного стального горизонтального резервуара, V=35 м³ имеет прямоугольную форму в плане с размерами 4,70х12,0 м. Покрытие площадки - из уплотненного щебня. Площадка возвышается над планировочной отметкой земли на 0,15 м. По контуру площадка ограждена бетонными камнями по ГОСТ 6665-91 на высоту 0,15 м. В качестве емкости принят резервуар стальной горизонтальный объемом 35 м³. Заглубление резервуара в землю от верха площадки до верха образующей резервуара принято около 0,45 м.

Конструкция резервуара предусматривает опирание на две опоры. Опоры выполнены из монолитных железобетонных фундаментов с устройством бетонной монолитной подготовки из бетона кл. В15.

Отметка верха фундаментов находится на глубине 3,20 м от планировочной отметки земли.

Технические показатели РГС-35:

- резервуар горизонтальный стальной с коническим днищем;
- допускаемое давление – 0,125 МПа;
- длина – 9,034 м;
- геометрическая емкость – 40,20 м³;
- масса резервуара – 7486 кг;

Технические показатели:

- площадь застройки - 22,56 м².

Над устанавливаемым под землей резервуаром не допускаются какие-либо дополнительные нагрузки, кроме собственного веса грунта обратной засыпки и щебеночного покрытия площадки.

Здание с помещениями операторной (дежурной), камерой приборов и комнатой приема пищи

Здание с помещениями операторной (дежурной), камерой приборов и комнатой приема пищи - прямоугольное в плане с размерами в осях 4,50х13,20 м, высота этажа до низа несущих конструкций – 3,60 м. За условную отметку 0,000 принята отметка чистого пола, что соответствует абсолютной отметке 213,95. Кровля односкатная с уклоном 10%. Шаг рам 3,0 и 3,60 м.

На продольных фасадах предусмотрены окна в переплетах из стальных гнутых профилей С-образного сечения размерами 1,50х1,50 м и дверные проемы 1,0х2,10 м по оси «А».

Материал заполнения оконных проемов - металлопластик по ТУ 640 РК-38729075-ТОО-01-2000 с двойным остеклением, дверных проемов и ворот – индивидуального изготовления из панелей «СЭНДВИЧ».

Крыльцо для входа в здание - из мелкозернистого бетона кл. В20 толщиной 60 мм с железнением поверхности. В основании бетонного покрытия предусмотрена подготовка из гравия с проливкой цементно-песчаного раствора кл В3,5, толщина гравийной подготовки – 300 мм.

По периметру здания предусмотрена бетонная отмостка шириной 1000 мм, толщиной 60 мм с железнением поверхности по щебеночной подготовке с проливкой цементно-песчаным раствором кл. В3,5 толщиной 150 мм.

Технические показатели:

- общая площадь - 64,94 м²;
- площадь застройки - 71,57 м²;
- строительный объём - 300,60 м³.

Здание с помещениями операторной (дежурной), лаборатории и материального склада

МЕМСАРАЛТАМА ГОСЭКСПЕРТИЗА

Здание с помещениями операторной (дежурной), лаборатории и материального склада - прямоугольная в плане с размерами в осях 4,50x9,0 м, высота этажа до низа несущих конструкций – 3,60 м.

За условную отметку 0,000 принята отметка чистого пола, что соответствует абсолютной отметке 213,65. Кровля односкатная с уклоном 10%. Шаг рам 3,0 м.

На фасаде по оси «Б» предусмотрены оконные проемы в переплетах из стальных гнутых профилей С-образного сечения размерами 1,50x1,50 м и дверные проемы 1,0x2,50 м по оси «А».

Материал заполнения оконных проемов - металлопластик по ТУ 640 РК-38729075-ТОО-01-2000 с двойным остеклением, дверных проемов и ворот – индивидуального изготовления из панелей «СЭНДВИЧ».

Крыльцо для входа в здание - из мелкозернистого бетона кл. В20 толщиной 60 мм с железнением поверхности. В основании бетонного покрытия предусмотрена подготовка из гравия с проливкой цементно-песчаного раствора кл В3,5, толщина гравийной подготовки – 300 мм.

По периметру здания предусмотрена бетонная отмостка шириной 1000 мм, толщиной 60 мм с железнением поверхности по щебеночной подготовке с проливкой цементно-песчаным раствором кл. В3,5 толщиной 150 мм.

Технические показатели:

- общая площадь - 45,03 м^2;
- площадь застройки - 50,40 м^2;
- строительный объём - 211,68 м^3.

Площадка газосепаратора

Площадка газосепаратора имеет прямоугольную в плане форму с габаритными размерами 6,40x14,0 м. Покрытие площадки принято монолитное железобетонное из бетона кл. В30 с устройством в основании подготовки из бетона кл. В15. Площадка возвышается над планировочной отметкой земли на 0,15 м. По контуру площадка ограждена бетонными камнями по ГОСТ 6665-91 на высоту 0,15 м. Площадка выполнена с уклоном (i=2%) в сторону монолитного бетонного дождеприемника.

За условную отметку 0,000 принята отметка верха площадки, что соответствует абсолютной отметке 212,75.

Технические показатели:

- площадь застройки - 89,60 м^2.

Здание размещения фильтров

Здание размещения фильтров прямоугольная в плане с размерами в осях 5,40x7,20 м, высота этажа до низа несущих конструкций – 3,30 м. За условную отметку 0,000 принята отметка чистого пола, что соответствует абсолютной отметке 213,95. Кровля двускатная с уклоном 10%. Шаг рам 3,6 м.

На фасаде по осям «А» и «Б» предусмотрены оконные проемы в переплетах из стальных гнутых профилей С-образного сечения размерами 1,50x1,50 м и дверной проем 1,0x2,40 м по оси «А».

Материал заполнения оконных проемов - металлопластик по ТУ 640 РК-38729075-ТОО-01-2000 с двойным остеклением, дверных проемов и ворот – индивидуального изготовления из панелей «СЭНДВИЧ».

Крыльцо для входа в здание - из мелкозернистого бетона кл. В20 толщиной 60 мм с железнением поверхности. В основании бетонного покрытия предусмотрена подготовка из гравия с проливкой цементно-песчаного раствора кл В3,5, толщина гравийной подготовки – 300 мм.

По периметру здания предусмотрена бетонная отмостка шириной 1000 мм, толщиной 60 мм с железнением поверхности по щебеночной подготовке с проливкой цементно-песчаным раствором кл. В3,5 толщиной 150 мм.

Технические показатели:

- общая площадь - 43,43 м^2;
- площадь застройки - 47,52 м^2;
- строительный объём - 159,67 м^3.

ГОСЭКСПЕРТИЗА • МЕМСАРАПТАМА

Надворная уборная на два очка

Надворная уборная на 2 очка прямоугольная в плане с размерами в осях 2,50х3,0 м. Ограждающие конструкции уборной - из панелей «СЭНДВИЧ» с монолитным железобетонным выгребом. Выгреб - из бетона кл. В30 с устройством подготовки из бетона кл. В15. Внутренняя поверхность выгреба оштукатуривается водонепроницаемым цементно-песчаным раствором состава 1:3, толщиной 20 мм с добавкой азотнокислого кальция. Бетон выгреба на сульфатостойком портландцементе. Наименьшая высота уборной составляет 2,15 м. Кровля односкатная с уклоном 10%.

Технические показатели:

- общая площадь - 7,08 м^2;
- площадь застройки - 14,81 м^2;
- строительный объём - 39,78 м^3.

Площадка ДЭС

Площадка ДЭС - огражденная по периметру прямоугольная в плане с габаритными размерами 27,0х36,10 м. Внутри площадки расположены: операторная, дизельная электростанция блочного исполнения, и две горизонтальные подземные емкости запаса топлива по 20 м^3 каждая. Для заправки емкостей, проектом предусмотрен заезд внутрь площадки с устройством площадки разворота заправочной техники и распашных ворот. Ограждение площадки принято из сетчатых продуваемых панелей, высотой не менее 1,50 м.

Технические показатели:

- площадь застройки площадки - 974,70 м^2.

Здание операторной ДЭС

Здание операторной ДЭС прямоугольная в плане с размерами в осях 4,50х4,50 м, высота этажа до низа несущих конструкций – 3,60 м. За условную отметку принята отметка чистого пола, что соответствует абсолютной отметке 214,95. Кровля односкатная с уклоном 10%. Шаг рам 4,50 м.

На фасаде по осям «А» и «Б» предусмотрены оконные проемы в переплетах из стальных гнутых профилей С-образного сечения размерами 1,20х1,20 м и дверной проем 0,90х2,40 м по оси «А».

Материал заполнения оконных проемов - металлопластик по ТУ 640 РК-38729075-ТОО-01-2000 с двойным остеклением, дверных проемов и ворот – индивидуального изготовления из панелей «СЭНДВИЧ».

Крыльцо для входа в здание - из мелкозернистого бетона кл. В20 толщиной 60 мм с железнением поверхности. В основании бетонного покрытия предусмотрена подготовка из гравия с проливкой цементно-песчаного раствора кл В3,5, толщина гравийной подготовки – 300 мм.

По периметру здания предусмотрена бетонная отмостка шириной 1000 мм, толщиной 60 мм с железнением поверхности по щебеночной подготовке с проливкой цементно-песчаным раствором кл. В3,5 толщиной 150 мм.

Технические показатели:

- общая площадь - 24,20 м^2;
- площадь застройки - 27,45 м^2;
- строительный объём - 108,70 м^3.

Площадка блочной ДЭС

Площадка блочной ДЭС имеет прямоугольную в плане форму с габаритными размерами 2,64х6,26 м. Покрытие площадки принято монолитное железобетонное из бетона кл. В30 с устройством в основании подготовки из бетона кл. В15. Площадка возвышается над планировочной отметкой земли на 0,15 м. За условную отметку 0,000 принята отметка верха площадки, что соответствует абсолютной отметке 212,40.

Технические показатели:

- площадь застройки площадки - 16,53 м^2.

Подземные резервуары запаса топлива для ДЭС, V=20 м^3 – 2 шт.

Подземные резервуары запаса топлива (2 шт.), V=20 м^3 каждая, предусмотрены как запас топлива для дизельной электростанции. Заглубление емкостей в землю от

МЕМСАРАПТАМА ГОСЭКСПЕРТИЗА

уровня планировочной отметки земли до верха образующей резервуара принято около 0,55 м.

Конструкция каждого из резервуаров предусматривает опирание на две опоры. Опоры выполнены из монолитных железобетонных фундаментов с устройством бетонной монолитной подготовки из бетона кл. В15. Отметка верха фундаментов находится на глубине 2,80 м от планировочной отметки земли.

Технические показатели для РГС-20:

- резервуар горизонтальный стальной с коническим днищем;
- внутренний диаметр резервуара – 2,0 м;
- длина резервуара – 7,078 м;
- геометрическая емкость – 21,10 м^3;
- масса резервуара – 7078 кг

Технические показатели:

- площадь застройки двух резервуаров - 35,59 м^2.

Над устанавливаемыми под землей резервуарами не допускаются какие-либо дополнительные нагрузки, кроме собственного веса грунта обратной засыпки.

Приямок аварийного сброса продукта с блочной ДЭС выполнен из монолитного железобетона. Приямок прямоугольной формы с габаритными размерами 1,40x1,60 м, глубина приямка 1,30 м. Стенки приямка возвышаются над планировочной отметкой земли на 0,10 м. По верхней поверхности приямок имеет периметральное ограждение высотой 900 мм. Для спуска в приямок устроены скобы из круглого проката диаметром 20 мм, шаг 300 мм. Внутренняя поверхность приямка оштукатуривается водонепроницаемым цементно-песчаным раствором состава 1:3, толщиной 20 мм.

Приямок выполнен из бетона кл. В30 с устройством подготовки из бетона кл. В15. Бетон приямка на сульфатостойком портландцементе.

6.2.4. Конструктивные решения

Все конструктивные решения зданий настоящего объекта приняты однотипными.

Уровень ответственности – III. Степень огнестойкости - IIIа. Здания отапливаемые.

Наружные ограждающие конструкции зданий из панелей типа «СЭНДВИЧ»: теплоизоляционный слой из минеральной ваты Y=120÷150 кг/м^3, защитные слои из профилированных крашеных листов по ГОСТ 24045-94. Перехлест наружных профлистов не менее 300 мм, внутренних – не менее 100 мм.

Цветовое решение внутреннего покрытия профилированных листов ограждающих конструкций – белое, наружного – синего цветов.

Основной несущей конструкцией является однопролетная рама. Ригели и колонны рам приняты из сварных двутавров постоянного сечения. Сопряжение колонн с фундаментами – жесткое, сопряжение ригелей и колонн – также жесткое на фланцах.

Вертикальные связи приняты как гибкие предварительно напряженные из круглой стали диаметром 20 мм, горизонтальные – диаметром 12 мм.

Покрытия, выполненные из панелей «СЭНДВИЧ», выполняют роль диска жесткости по покрытию.

Пространственная жесткость зданий обеспечивается собственной жесткостью конструкций, распорками, системой вертикальных связей, диском жесткости по покрытию.

Прогоны покрытий выполнены из сваренных (спаренных) между собой стенками гнутых С-образных профилей.

Стеновые прогоны приняты также из С-образных гнутых профилей спаренных между собой полками.

Все С-образные несущие конструкции приняты сечением 120x60x20x3 мм.

Монтажные соединения выполняются на высокопрочных болтах, болтах нормальной точности, самонарезающих болтах и монтажной сварке.

Постоянные болты приняты по ГОСТ 7798-70 класса точности В, класса прочности 5.8 по ГОСТ 1759.4-87. Гайки постоянных болтов (ГОСТ 5915-70) после выверки конструкций должны быть закреплены контргайками.

Фланцевые соединения элементов рамных конструкций приняты в соответствии с рекомендациями «Пособия по проектированию стальных конструкций» к СНиП II-23-81*.

МЕМСАРАЛТАМА ТОСЭКСПЕРТИЗА

Для фланцевых соединений приняты высокопрочные болты М22 исполнения ХЛ по ГОСТ 22354-77* с временным сопротивлением не менее 110 кг/мм^2, а также высокопрочные гайки и шайбы к ним (ГОСТ 22354-77*, ГОСТ 22355-77*). Класс точности болтов и гаек В.

Для фланцев, основных несущих конструкций принята сталь по ГОСТ 19903-74* марок 09Г2С-15 по ГОСТ 19281-89.

Колонны зданий крепятся к бетонным основаниям посредством фундаментных болтов, принимаемых из круглой стали по ГОСТ 2590-88. Сталь фундаментных болтов принята по ГОС 24379.0-80, марка Вст3пс2 по ГОСТ 380-88*. Гайки фундаментных болтов после выверки конструкций закрепляются контргайками. Фундаментные болты служат также в качестве закрепления опорных частей от сдвига. Дополнительно для этих целей применяются и противосдвиговые упоры.

Цоколь зданий монолитный железобетонный, бетон кл. В15.

Фундаменты столбчатые железобетонные из бетона кл. В30, с устройством подготовки бетона кл. В15, толщиной 100 мм.

Специальные инженерные мероприятия

Антикоррозийная защита строительных конструкций предусмотрена в соответствии со СНиП РК 2.01-19-2004 «Защита строительных конструкций от коррозии».

Антикоррозийная защита подземной части сооружений из бетона предусмотрена нанесением на эту поверхность гидроизоляционного слоя следующего состава:

покрытие - два слоя горячего битума БН II;

грунтовка – 40% раствор битума в керосине.

Под фундаменты и железобетонные площадки предусмотрены бетонная и щебеночная подготовки пропитанные битумом до полного насыщения.

Материал сборных и монолитных бетонных и железобетонных конструкций фундаментов и опор – бетон на сульфатостойком портландцементе по ГОСТ 22266-94.

Антикоррозийная защита подземных металлических конструкций осуществляется путем нанесения за два раза битумно-резиновой мастики.

Обратная засыпка пазух фундаментов производится грунтом без включения строительного мусора и растительного слоя грунта, слоями не более 25 см с тщательной трамбовкой при оптимальной влажности.

После монтажа всех металлических конструкций и закладных изделий предусмотрены мероприятия по их антикоррозийной защите путем нанесения на эти поверхности за два раза эмалевой краски ПФ-115, ГОСТ 6465-76* по грунту из лака ГФ-021, ГОСТ 25129-82* в соответствии со СНиП РК 2.01-19-2004.

Предусмотрено устранение просадочных свойств грунтов путем устройства подушки из ПГС оптимальной влажности с послойным уплотнением тяжелыми трамбовками. Мероприятия по регулированию поверхностного стока путем сбора ливневых вод с площадок.

6.2.5. Инженерное обеспечение, сети и системы

6.2.5.1. Водоснабжение и канализация

Водоснабжение

Водоснабжение для технических нужд станций нагнетания пара и сбора нефти предусмотрено от существующей водозаборной скважины ВК-1.

От скважины ВК-1 до станции нагнетания пара и сбора нефти прокладывается водопровод диаметром 114х4 мм из труб стальных бесшовных ГОСТ 8732-78* протяженностью 600 м на глубине 2,4 м до верха образующей трубы. На станции нагнетания пара и сбора нефти водопровод подключается к линий входа блока фильтров очистки воды.

Глубина установки погруженного насоса существующей водозаборной скважины составляет 150 м, дебит водозаборной скважины составляет 600 м^3/сут, что удовлетворяет потребность воды для одного котла. Параметры погруженного насоса скважины: Q=25 м^3/ч, Н=200 м, N=37 кВт. На устье скважины установлен отапливаемый блок-бокс.

В качестве питьевой воды в проектируемой станции нагнетания пара и сбора нефти применяется вода привозная бутилированная.

Процесс подготовки воды

МЕМСАРАЛТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Отопление всех здании блочного типа заводского изготовления электрическое, осуществляемое электронагревательными приборами типа ПЭТ-4 (электрическими масляными радиаторами).

Для естественной вентиляции в каждом помещении в стенах установлены вентиляционные клапаны с решетками и открывающиеся ПВХ - окна. Для принудительной вентиляции устанавливается вытяжной вентилятор. Заводом изготовителем предусмотрено кондиционирование воздуха каждого помещения.

6.2.5.3. Электроснабжение

Категория электроснабжения – II, III.

Напряжение сети – 380/220 В.

Расчетная активная мощность – 519,3 кВт.

Расчетная реактивная мощность – 235,24 кВар.

Степень напряжения электроснабжения новодобавленной нагрузки электропотребления в зоне сбора нефти Кумсай 10 кВ. В настоящее время основной каркас сети 10 кВ в зоне сбора нефти уже образован, в данном объекте можно использовать существующие воздушные линии 10 кВ. Источник питания 10кВ приводится от воздушной линии 10 кВ местной нефтеносной зоны, проектируемая воздушная линия 10 кВ 1,45 км для нефтедобывающих скважин, станции манифольда и части измерительного блока. Для проводов применяются алюминиевые скрученные проводы со стальным сердечником сечением 70 мм^2. На опорах, от которых приводятся проектируемые линии, устанавливаются соответственно одна группа открытых вакуумных разъединителей нагрузки высокого напряжения и молниеприёмников.

На станции нагнетания пара для централизованной перевозки нефти применяется двойная обратная цепь для электроснабжения, рабочий источник питания приводится от местной воздушной линии 10 кВ, для проводов применяется алюминиевый скрученный провод со стальным сердечником сечением 70 мм^2. На опорах, от которых приводятся проектируемые линии, устанавливаются соответственно одна группа открытых вакуумных разъединителей нагрузки высокого напряжения и молниеприёмников. Используется проектируемый дизель-генераторный агрегат в качестве запасного источника питания. При отключении внешнего источника питания агрегат автоматически введён в работу.

Зона сбора нефти

Нефтедобывающие скважины

В зоне сбора нефти согласно состоянию распределения нефтяных скважин устанавливаются воздушные комбинированные ящичные подстанции 10/0,4 кВ, применяется способ распределения привода в движение многих скважин с помощью одиночной подстанции. Всего проектируемые 4 комплекта воздушных комбинированных ящичных подстанций 160 кВА, на стороне 0,4 кВ воздушной комбинированной ящичной подстанции резервируется размыкатель вводов источника питания электрогенератора. Для стороны 0,4 кВ применяется магистральный режим электрораспределения, используется ящичная подстанция в качестве центра. Радиус электроснабжения линии 0,4 кВ около 500 м, всего проектируемая воздушная линия 0,4 кВ - 6,1 км, для проводов применяется алюминиевый скрученный провод со стальным сердечником типа АС-50. для кабелей источника питания 0,4 кВ применяется способ закладки прямо под землёй к разным распределительным ящикам станков для откачки нефти.

Станция нагнетания пара для централизованной перевозки нефти

На станции нагнетания пара для централизованной перевозки нефти устанавливается 1 ящичная подстанция, где имеются отделение распределительных щитов высокого напряжения, помещение трансформаторов и отделение распределительных щитов низкого напряжения. На стороне 10 кВ применяется несегментированная проводка одиночной шины, устанавливается 2 шкафа кольцевой сети высокого напряжения (1 шкаф вводов, 1 шкаф выводов); на стороне 0,4 кВ применяется несегментированная проводка одиночной шины, устанавливается 7 распределительных шкафов низкого напряжения (2 шкафа вводов, 1 компенсационный шкаф, 4 шкафа выводов); устанавливается 1 трансформатор 400 кВА. На стороне 0,4 кВ

МЕМСАРАПТАМА ГОСЭКСПЕРТИЗА

Значения освещённости в разных местах освещения проектируются согласно требованиям норм, для разных мономеров выбираются энергосберегающие лампы, местный контроль, в распределительном помещении устанавливаются устройства аварийного освещения.

На территории применяются прожекторы (натриевые лампы высокого напряжения) для освещения, используются оптические переключатели для контроля, что можно реализовать автоматические включение и выключение на территории станции, также можно вручную контролировать. Таким образом, можно эффективно экономить энергию и продлить срок службы лампы.

Для нефтедобывающих скважин и станций манифольда устанавливается наружное освещение (натриевые лампы высокого напряжения), применяются способы оптического управления/ручного управления, источник питания приводится от наружного распределительного шкафа нефтедобывающих скважин и станций манифольда.

В качестве кабелей в нефтесборной зоне выбран переплетенный полиэтиленовый бронированный кабель, который непосредственно прокладывается под землей до открытой электрораспределительной коробки.

В качестве кабелей станции нагнетания пара для перевозки нефти и насосной для разгрузки нефти выбираются переплетенные полиэтиленовые небронированные кабели. В основном применяется способ прокладки кабелей в кабельном канале, закладка кабелей в трубах под землёй используется в качестве вспомогательного способа прокладки, кабели для прямой закладки под землёй должны быть защищены в стальных трубах при прохождении через автодорогу, и при входе и выходе из комнаты.

Для динамической части применяется закладка проводов (кабелей) в сварной стальной трубе под землей, для части освещения применяется закрытая закладка проводов в сварной стальной трубе в теплозащитном покрытии кровли или в стенах.

Молниезащита, антистатическая защита и заземление

Заземление проектируемой линии 10кВ: заземляется опора и траверса каждого комплекта, сопротивление заземления не должно быть более 30 ОМ, заземляется разъединители нагрузки, группа молнеотводов, установленных на опорах 10 кВ, сопротивление заземления R≤10 ОМ.

Заземление проектируемой линии 0,4 кВ: на терминалах, ответвлениях, местах подвода кабеля и прямолинейных участках через каждый 250 м, нулевые линии повторно заземляются, сопротивление заземления не должно быть более 30 ОМ.

Для каждого воздушного комбинированного камерного трансформатора установлена 1 группа заземляющего устройства, сопротивление заземления камерного трансформатора ёмкостью 100 кВА и менее - R≤10ОМ. Сопротивление заземления камерного трансформатора ёмкостью более 100кВА - R≤4ОМ.

Дизель-генераторный агрегат оснащен заземляющим устройством, сопротивление заземления R≤4 ОМ.

Для открытых электропроводных деталей нижних оборудований, сооружений необходимо надежно заземлять, сопротивление заземления R≤10 ОМ.

Наружная токопроводящая часть сооружения информационной системы связи надёжно заземлена, сопротивление заземления не более 4 ОМ.

Наружная токопроводящая часть приборного сооружения надёжно заземлена, сопротивление заземления не более 4 ОМ.

Для защиты информационного оборудования от перенапряжения, возникающего при грозе и молнии, установлено устройство защиты от перенапряжения SPD на стороне вводов электрораспределительной коробки электрошкафа низкого напряжения. Молниеотводное заземление, электрооборудование, оборудование информационной системы и приборное сооружение имеют общую заземляющую систему, сопротивление заземления не более 1 ОМ.

Станция манифольда и насосная для разгрузки нефти проектируются в качестве молниеотводного здания второго класса, на крыше здания установлена сеточная молниеотводная полоса 6×6 (м) (изготовлена из оцинкованной круглой стали φ10) для защиты от прямой молнии, количество мест для расположения заземляющего спуска должно быть не менее 2, и эти спуски должны быть равномерно расположены с

МЕМСАРАЛТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

расстоянием друг от друга не более 18 м, ударное сопротивление заземления каждого спуска не более 10 ОМ.

Наружно расположенное технологическое оборудование относится к молниеотводным зданиям первого класса, вокруг зоны нефтяного резервуара установлен молниеотводный шток, на станции перевозки нефти и нагнетания пара установлено кольцевое молниеотводное заземляющее устройство, количество мест для расположения заземляющего спуска нефтяного резервуара должно быть не менее 2, и эти спуски должны быть равномерно расположены на расстоянии друг от друга не более 12 м, сопротивление заземления не более 10 ОМ. На платформе для разгрузки нефти установлены кольцевое заземляющее устройство и заземляющий щит зажимов антистатической защиты, сопротивление заземления не более R≤10 ОМ

Для входных и выходных трубопроводов и их ответвлений, технологического оборудования предусмотрено антистатическое заземление, сопротивление заземления не более 30 ОМ. Для соединенных с помощью 4 и менее 4 фланцев и клапанов с переходным сопротивлением соединения R≤0,03 ОМ, на их обоих концах предусмотрены проволоки BVR-450/750В 6 мм^2 в качестве перемычки.

Модель заземления распределительной системы низкого напряжения: система TN-S.

Для воздушной коробчатой подстанции принята комплектная сборная подстанция типа ZBW21 (JK). Для распределительного шкафа принят тип JXXT-HXT-63, настенный монтаж. Для силового кабеля принят тип YJV (YJV_{22}).

В данном проекте предусмотрена одна электростанция с дизель-генераторным агрегатом около станции нагнетания пара для централизованной перевозки нефти на месторождении Кумсай, построенной в 2012 году. Данная электростанция применяется в качестве резервного источника питания на всей территории нефтяного производства и может автоматически переключается при отсутствии электроснабжения из главной электросети на территории нефтяного производства с целью электроснабжения силовых нагрузок на всей территории нефтяного производства.

Расчётная нагрузка станции нагнетания пара для централизованной перевозки нефти данного объекта составляет 260 кВт, в том числе плунжерный насос имеет максимальную рабочую нагрузку-мощность 220 кВт, для запуска применяется преобразователь частоты.

Учет электроэнергии производится счетчиками установленными в КТП и вводно-распределительных устройствах объектов.

В данном объекте установлен один новый блочный дизель-генераторный агрегат 400 кВт, применяемый в качестве резервного источника электропитания в нефтяной зоне, при отсутствии электроснабжения из электросети данный агрегат автомотически запускается в течение 15 секунд с помощью преобразовательного шкафа ATS для осуществления электроснабжения потребителей электроэнергии в целой нефтяной зоне.

В соответствии с расходом на дизельное топливо в агрегате установлен один разгрузочный резервуар ёмкостью 20 м^3 (подземный резервуар), который применяется для обеспечения расхода на дизельное топливо в агрегате.

Дизельное топливо подаётся из разгрузочного резервуара в бытовой бак топлива с помощью вертикального топливоотводящего насоса для обеспечения подачи топлива в дизель-генераторный агрегат.

Автоматизация

В дежурной станции заполнения паром с централизованной добычи предусмотрена 1 система управления станцией и 1 тревожная система горючего газа.

Применяется система PLC для системы управления станцией, чтобы выполнить сбор данных, контроли и тревоги, система управления станцией с контроллером многопроходного клапана и контроллером измерений производит обмен данными (соглашение RS485 MODBUS) и затем выполняет дистанционный выбор скважин и измерений. Предусмотрен интерфейс для загрузки данных, для своевременной загрузки при необходимости.

Тревожная система горючего газа предназначена для сбора данных, контроля и тревоги горючего газа котельной для заполнения паром.

МЕМСАРАЛТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

6.2.5.4. Связь и сигнализация

Для удобной бытовой производственной диспетчеризации и связи между работниками в дежурной проектируемой станции нагнетания пара с централизованной перевозкой нефти и другими работниками в зоне сбора нефти в данном объекте применяется беспроводная взрывозащитная переговорная связь для осуществления звуковой связи между работниками в дежурной проектируемой станции нагнетания пара с централизованной перевозкой нефти и другими работниками в зоне сбора нефти. В данном объекте на основе существующей базовой беспроводной системы связи на производственной базе месторождения Кокжиде на станции нагнетания пара с централизованной перевозкой нефти установлены 3 пары беспроводной взрывозащищенной рации 450МГц (150МГц) для осуществления нормальной производственной диспетчеризации и связи между работниками в дежурной проектируемой станции нагнетания пара с централизованной перевозкой нефти и другими работниками в зоне сбора нефти и гарантии действия связи и командования по работе производственной диспетчеризации, срочного ремонта, срочного спасения в случае аварии. Рабочая частота беспроводной взрывозащитной ручной рации должна соответствовать рабочей частоте 450МГц (150МГц), применяемой местными существующими потребителями.

Для контроля за отклонениями технологических параметров оборудования от нормальной работы предусмотрена установка приборов, контролирующих температуру, давление. Приборы контроля и средства автоматизации и управления технологическими процессами, выбраны в соответствии с классом помещений, категорией и группой взрывоопасных смесей.

Предусмотрено защитное заземление электроприборов и установок систем автоматизации.

6.3. Инженерно-технические мероприятия по предупреждению взрыво и пожаробезопасности

Пожарная безопасность площадок обеспечивается комплексом проектных решений, направленных на предупреждение пожара и взрыва, а также создание условий, обеспечивающих успешное тушение и эвакуацию людей и материальных ценностей.

Для тушения пожара на участках проектирования предусмотрены первичные средства пожаротушения.

Пожаротушение осуществляется первичными средствами – пожарными инвентарными щитами, укомплектованными в соответствии с действующими нормативными документами.

Для противопожарной защиты месторождения «Кумсай» будут привлекаться близлежащие службы пожарной охраны поселка Кенкияк, где в настоящий момент, расположены две противопожарных станции, одна из которых подчиняется управлению Нефтедобывающего завода Кенкияк. Всего в поселке имеются 6 пожарных машин, в том числе 4 пожарных пенообразовательной машины, 2 водяных пожарных машин. Эти машины используются в противопожарной работе на нефтяном месторождении и в поселке Кенкияк. Другая пожарная станция принадлежит компании «Щемущелэ» (главное управление расположено в Алматы). Эта противопожарная станция отвечает за противопожарную охрану нефтехранилища «Кенкияк», также координирует работу пожарной охраны нефтехранилища «Кенкияк». Данная станция имеет в наличии 3 пожарные машины, в том числе 2 водяные машины и 1 пеногенераторная машина.

Мероприятия по снижению последствий ЧС, заложенные в проект, проводятся по следующим направлениям:

- рациональное расположение оборудования на технологических площадках;
- герметизация технологического процесса;
- обеспечение безопасности производства;
- обеспечение надежного электроснабжения;
- обеспечение защиты от пожаров;
- обеспечение защиты обслуживающего персонала;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

- обеспечение охраны объектов от несанкционированного доступа и террористических актов.

6.4. Охрана окружающей среды

Сокращение объемов выбросов вредных веществ и снижение их приземных концентраций обеспечивается комплексом планируемых технологических и специальных мероприятий. Основными, принятыми в проекте, мероприятиями, направленными на предотвращение выделения вредных, взрыво пожароопасных веществ и обеспечения безопасных условий труда являются:

- содержание в исправном состоянии всего технологического оборудования;
- недопущение аварийных ситуаций, ликвидация последствий случившихся аварийных ситуаций;
- постоянный контроль за техническим состоянием транспорта и оборудова-ния;
- пылеподавление технической водой;
- измерение и контроль автотранспорта и спецтехники на токсичность;
- своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов и профилактики всего автотранспортного парка и спецоборудования.

На предприятии предусмотрены ряд мероприятий по предупреждению и смягчению негативного воздействия отходов на окружающую среду:

- все промышленные объекты несут ответственность за сбор и утилизацию отходов согласно требований РК в области ТБ и ООС;
- использование экономичного и экологичного оборудования;
- проведение рекультивационных работ нарушенных территорий;
- сбор и безопасная для окружающей среды утилизация всех категорий сточных вод и отходов;
- своевременное проведение технического обслуживания и проверки автотранспорта и оборудования, ремонтных работ;
- разработка плана ликвидации аварийных ситуаций;
- проведение всех видов деятельности в соответствии с требованиями экологических положений РК.

7. ЭКСПЕРТНАЯ ОЦЕНКА ПРИНЯТЫХ РЕШЕНИЙ И РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ:

7.1. Оценка принятых решений:

Проект разработан в соответствии с техническим заданием на проектирование и соблюдением экологических, санитарно-эпидемиологических и противопожарных требований.

Состав и комплектность представленных материалов соответствуют требованиям СН РК 1.02-03-2011 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство».

7.2. Изменения и дополнения, внесенные в проект в процессе проведения экспертизы:

В процессе рассмотрения проекта по замечаниям и предложениям заказчиком и проектировщиком были внесены следующие изменения и дополнения:

Общая часть

1. Исключены объекты УПН «Кенкиякнадсолевое» отсутствующие в задании на проектирование.

7.3. Рекомендации при последующем строительстве объекта:

1. Заказчику во исполнение пункта 5 Протокольного решения заседания Правительства Республики Казахстан от 2 февраля 2010 года №17-56/005-1689, 05-12 при строительстве максимально использовать оборудование, материалы и конструкции отечественных товаропроизводителей.

2. В процессе производства строительно-монтажных работ следует соблюдать основные требования безопасности согласно СНиП РК 1.03-05-2001 «Охрана труда и

МЕМСАРАЛТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

техника безопасности в строительстве», СНиП РК 1.03.06-2002* «Строительное производство. Организация строительства предприятий, зданий и сооружений», а также учитывать эти нормативы при разработке проектов производства работ.

8. ВЫВОД

1. С учётом внесённых изменений и дополнений проект «Опытный участок по добыче высоковязкой нефти м/р «Кумсай» соответствует требованиям государствен-ных нормативов и документов, действующих в Республике Казахстан, и рекомендуется к утверждению с нижеприведенными основными техническими показателями:

- мощность - 12,7 тыс.тонн/год;
- площадь участка - 1,08 га;
- площадь застройки - 985,03 м^2;
- протяженность водопровода Д114х4,0 мм - 600 м;
- протяженность газопровода Д159х5,0 мм - 1 251 м;
- протяженность выкидных линий добычи холодным способом Д89х4,0 мм - 2 000 м;
- протяженность коллектора нефтепровода Д159х5,0 мм - 1 850 м;
- протяженность паропровода к 35-скважинам Д76х7,0 мм - 6 516 м;
- протяженность коллектора паропровода Д114х10,0 мм - 1 901 м.

2. При представлении на утверждение и выдаче на производство работ проект (рабочий проект) подлежит проверке на соответствие его с настоящим заключением экспертизы.

3. До начало производства работ проект (рабочий проект) подлежит утверждению в установленном порядке в течение 3-х месяцев.

8. ТҰЖЫРЫМ

1. Енгізілген өзгерістер мен толықтыруларды ескере отырып, «Құмсай» кен орнының жоғары тұтқырлы мұнайды шығарудың тәжірибе учаскесі» жобасы Қазақстан Республикасында қолданылатын мемлекеттік нормативтердің талаптарына сай келеді және төменде келтірілген негізгі техникалық көрсеткіштерімен бекітілуге ұсынылады:

- қуаттылығы - 12,7 мың тонна/жылына;
- телімнің ауданы - 1,08 га;
- құрылыс салу алаңы - 985,03 ш.м;
- Д114х4,0 мм су құбырының ұзындығы - 600 м;
- Д159х5,0 мм газ құбырының ұзындығы - 1 251 м;
- Д89х4,0 мм салқынды тәсілмен алудың шығару желілерінің ұзындығы - 2 000 м;
- Д159х5,0 мм мұнай құбыры коллекторының ұзындығы - 1 850 м;
- Д76х7,0 мм 35 ұңғымаларына бу құбырының ұзындығы - 6 516 м;
- Д114х10,0 мм бу құбыры коллекторының ұзындығы - 1 901 м.

2. Жоба (жұмыс жобасы) бекітілуге ұсынылғанда және өндіріс жұмысына берілген кезде, оның мемсараптаманың нағыз тұжырымымен сәйкестілігі тексерілуге жатады.

3. Жоба (жұмыс жобасы) өндіріс басталғанға дейін қойылған тәртіп бойынша 3 ай мерзім ішінде бекітілуге жатады.

Директордың орынбасары — Қ. Қандығұлов

ӨБ бастығы — Г. Табылдин

Жетекші сарапшы — Б. Қалменов

Бас маман — Б. Досмұратов

Бас маман — С. Куздибаева

Жетекші маман — Г. Айжарықова

Жетекші маман — Ш. Тлегенов

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА