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

2013 жылғы 19 ақпандағы №04-0045/13

«Ақтөбе облысы Байғанин ауданы Қардасын кен орнындағы ұңғыманы абаттандыру»
жұмыс жобасы бойынша

ҚОРЫТЫНДЫ

ТАПСЫРЫСШЫ:
«Сагиз Петролеум Компани» ЖШС,
Ақтөбе қаласы

БАС ЖОБАЛАУШЫ:
«ИнТехСтрой проект» ЖШС,
Ақтөбе қаласы

Ақтөбе қ.

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

УТВЕРЖДАЮ:

Директор филиала
РГП «Госэкспертиза»
по Актюбинской области

_____ С. Лекеров

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№04-0045/13 от 19 февраля 2013 года

по рабочему проекту
«Обустройство скважин на месторождении Кардасын в Байганинском районе Актюбинской области»

ЗАКАЗЧИК:
ТОО «Сагиз Петролеум Компани»,
город Актобе

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
ТОО «ИнТехСтрой проект»,
город Актобе

г. Актобе

1. НАИМЕНОВАНИЕ: рабочий проект «Обустройство скважин на месторождении Кардасын в Байганинском районе Актюбинской области».

Настоящее заключение выполнено в соответствии с договором №14 от 21.01.2013 г., между филиалом РГП «Госэкспертиза» по Актюбинской области и ТОО «ИнТехСтрой проект» г.Актобе.

2. ЗАКАЗЧИК: ТОО «Сагиз Петролеум Компани», город Актобе.

3. ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК : ТОО «ИнТехСтрой проект» г.Актобе, государственная лицензия 06 – ГСЛ №000601 от 22 июня 2007 года, выданная ГУ «Департамент государственного архитектурно-строительного контроля Актюбинской области, приложение к лицензии от 21 июня 2010 года, подтверждение от 10.12.2012 года лицензия №12018468.
ГИП – Карабаев Б.Н.(приказ №8-ГИП/2012 от 28.09.2012 г.)

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: инвестиции ТОО «Сагиз Петролеум Компани.

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1. Основание для разработки:

- техническое задание на разработку рабочего проекта, утвержденное генеральным директором ТОО «Сагиз Петролеум Компани» от 11.10.2012 года;
- постановление №304 от 23.09.2011 года акимата Актюбинской области о предоставлении права на временное землепользование;
- акт на право временного возмездного землепользования, кадастровый №02-023-018-112;
- отчет по инженерно-геодезическим изысканиям, выполненный ТОО«ИнТехСтрой проект» в 2012 году;
- отчет о результатах исследований физико-химического свойства устьевой пробы нефти и воды со скважин месторождения «Кардасын», выполненный ТОО «КазНИГРИ» в 2012 году.

5.2. Согласования и заключения заинтересованных организации:

- заключение на рабочий проект №1996 от 28.12.2012 года, выданное санитарно-эпидемиологической службой Актюбинской области;
- заключение государственной экологической экспертизы на рабочий проект №01-04-20-299 от 15.02.2013 года, выданное ГУ «Департамент экологии по Актюбинской области;
- письмо-согласование №18-13/23 от 12.02.2013 года, выданное территориальным департаментом комитета государственного энергонадзора и контроля по Актюбинской области;
- согласование рабочего проекта №23-03-10/04/3722-зт от 26.12.2012 года с ГУ «Департамент по ЧС Актюбинской области».

5.3. Перечень документации, представленной на экспертизу:

- Том I – Общая пояснительная записка;
- альбом 1 – Генеральный план;
- альбом 2 - Технологическая часть;
- альбом 3 – Линейная часть;
- альбом 4 – Архитектурно-строительная часть;
- альбом 5 – Электроснабжение;
- раздел охраны окружающей среды, выполненный ИП Керимбай Т. от 2012 года.

5.4. Цель и назначение объекта строительства:

Обустройство 35-ти добывающих скважин, сбор скважинной продукции на площадки группового замерного узла (ГЗУ) для дальнейшей транспортировки на площадку пункта сбора нефти (ПСН).

МЕМСАРАЙТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

- выкидные линии от 35 добывающих скважин до проектируемых ГЗУ-1/2/3;
- нефтесборный коллектор от площадок ГЗУ до ПСН.

Технологическая схема

Нефтегазовая смесь от добывающих скважин по выкидным линиям диаметром 89х5мм, подземной прокладки, поступает на манифольд с задвижками ручного управления, площадок групповых замерных узлов (ГЗУ-1/2/3), где поток направляется на линию замера и на линию нефтесборного коллектора до площадки пункта сбора нефти (ПСН). Линия замера (тестирования) поступает в резервуар горизонтальный стальной объемом 25м³ (РГС-25), где производится замер скважинной продукции, откуда с помощью консольных насосов нефть перекачивается в нефтесборный коллектор диаметром 159х6мм для дальнейшей транспортировки на площадку пункта сбора нефти (ПСН), где поступает на входной манифольд на 3 приемных патрубка, откуда по основному коллектору с продукцией нефтяных скважин проходят через нефтегазосепаратор 10S2-HSK-1GB-150-1998 (НГС), где происходит разделение фаз на газ – нефть. Газ, выделившийся в процессе сепарации с НГС сбрасывается на факел. Из нефтегазосепаратора НГС разгазированная нефть самотёком поступает в приемный коллектор диаметром 100х6мм и по нему направляется в резервуары хранения нефти РГС-70 объёмом 70 м³ каждый. Резервуары оборудованы приемо-раздаточными патрубками, сифонным краном, дыхательной арматурой, люками. Резервуары заполняются последовательно. Откачка в автоцистерны и замер товарной нефти осуществляется с помощью насосов К 80-65-160 производительностью 50 м³/ч, напором 32 м и потребляемой мощностью 7,5 кВт, расходомера и стояка налива нефти АСН-4ВГ.

Дренирование резервуаров предусмотрено в дренажную емкость ЕПП 50-2400-1-2-К объемом 50 м³. Откачка дренажа осуществляется погружным насосом на автоцистерны и вывозится в места утилизации, согласованные со службой СЭС.

Подогрев технологических трубопроводов и резервуаров сбора нефти осуществляется с помощью теплоспутников, проложенных и теплоизолированных совместно с технологическими трубопроводами и подогревателей, предусмотренных в резервуарах сбора нефти.

Источником теплоснабжения являются миникотельные, мощностью 24 кВт каждая в комплекте с электрическим водонагревателем. Миникотельные предназначены для подогрева технологических трубопроводов (теплоспутником) и подогрева резервуаров сбора нефти.

Обустройство устьев добывающих скважин

Добыча нефти на месторождении осуществляется забойными винтовыми насосами. Устья скважины оборудовано колонной головкой ОКК-1/21 177х245 и фонтанной арматурой АФК1-65х21. Основные технические данные и характеристики насосов ЭЦН: - подача - 7-18 м³/сут; - напор - 800 м; - КПД - 58-62%; - мощность - 15 кВт.

Эксплуатация насоса допускается в интервале подач от 7 м³/сут до 18 м³/сут. На каждой скважине предусмотрено размещение устьевого оборудования. Устьевое оборудование рассчитано на давление 21,0 МПа. Обустройство устьев скважин включает установку фонтанной и отключающей задвижки и обвязочных трубопроводов.

Для защиты выкидных линий скважин на фонтанной арматуре предусмотрен отсекающий клапан, автоматически перекрывающий поток пластового флюида из скважин при повышении и понижении давления и при аварийной разгерметизации нефтепровода. Всего обустраивается 35 добывающих скважин (№ KN-4, KN-5, KN-7, KN-9, KN-16, KN-18, KN-19, KN-20, KN-21, KN-22, KN-23, KN-24, KN-31, KN-32, KN-33, KN-34, KN-35, KN-36, KN-37, KN-38, KN-39, KN-40, KN-41, KN-42, KN-43, KN-44, KN-45, KN-46, KN-47, KN-48, KN-49, KN-50, KN-51, KN-52, KN-53). По категории взрыво-пожароопасности площадка устья добывающей скважины классифицируется - В-1г.

Согласно СН 527-80, обвязочные трубопроводы устьев скважин - I категории группы Б. Объем контроля качества сварных стыков согласно СНиП РК 3.05-09-2002* табл.2 неразрушающим методом (ультразвуковой дефектоскопией или др.) - не менее 20%. Давление испытания на прочность –1,25 Рраб. Давление испытания на герметичность - Рраб.

Контроль за выбросами H_2S и метана, в соответствии с нормами, производится переносными анализаторами опасных газов во время обслуживания оборудования.

МЕМСАРАЙТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Выкидные линии

Выкидные линии предназначены для сбора продукции скважин на площадки групповых замерных узлов. Проектными решениями приняты:

- выкидные линии из стальных труб диаметром 89х5мм по ГОСТ 8732-78* от устьев добывающих скважин до групповых замерных узлов в подземном исполнении.

Надземные трубопроводы возле устьев скважин, на площадках групповых замерных узлов и площадки сбора нефти теплоизолируются матами минераловатными прошивными по ГОСТ 21880-94, толщиной 60 мм.

Глубина заложения 2,1 м до верха трубы, разработка траншеи до глубины 2,3 м.

Согласно ВСН 2.38-85 выкидные линии нефтяных скважин отнесены к III категории, 1 группы и III класса.

В соответствии с ВСН 012-88 ч.1 объем контроля сварных соединений неразрушающими методами составляет - 5% от общего количества стыков, из них 2% радиографическим методом, остальные 3% ультразвуковым и магнитографическим методами.

После монтажа выкидные трубопроводы подлежат гидравлическому испытанию на прочность и герметичность. Согласно СНиП Ш-42-80*и ВСН 012-88 давление испытания равно: - на прочность Рисп=1.25 Рраб; - на герметичность Рисп=Рраб.

Протяженность выкидных линий по скважинам

Таблица №2

Показатель	Ед.изм.	Количество
1	2	3
Количество скважин	шт.	35
Выкидная линия скважины KN-4 Ø89х5мм до ГЗУ-1	м.	856
Выкидная линия скважины KN-5 Ø89х5мм до ГЗУ-1	м.	127
Выкидная линия скважины KN-9 Ø89х5мм до ГЗУ-1	м.	388
Выкидная линия скважины KN-24 Ø89х5мм до ГЗУ-1	м.	159
Выкидная линия скважины KN-34 Ø89х5мм до ГЗУ-1	м.	127
Выкидная линия скважины KN-35 Ø89х5мм до ГЗУ-1	м.	347
Выкидная линия скважины KN-45 Ø89х5мм до ГЗУ-1	м.	644
Выкидная линия скважины KN-46 Ø89х5мм до ГЗУ-1	м.	463
Выкидная линия скважины KN-47 Ø89х5мм до ГЗУ-1	м.	306
Выкидная линия скважины KN-48 Ø89х5мм до ГЗУ-1	м.	212
Выкидная линия скважины KN-49 Ø89х5мм до ГЗУ-1	м.	171
Выкидная линия скважины KN-50 Ø89х5мм до ГЗУ-1	м.	169
Выкидная линия скважины KN-51 Ø89х5мм до ГЗУ-1	м.	132
Выкидная линия скважины KN-52 Ø89х5мм до ГЗУ-1	м.	214
Выкидная линия скважины KN-53 Ø89х5мм до ГЗУ-1	м.	241
Выкидная линия скважины KN-33 Ø89х5мм до ГЗУ-2	м.	93
Выкидная линия скважины KN-23 Ø89х5мм до ГЗУ-2	м.	954
Выкидная линия скважины KN-7 Ø89х5мм до ГЗУ-2	м.	541
Выкидная линия скважины KN-38 Ø89х5мм до ГЗУ-2	м.	80
Выкидная линия скважины KN-18 Ø89х5мм до ГЗУ-2	м.	165
Выкидная линия скважины KN-20 Ø89х5мм до ГЗУ-2	м.	494
Выкидная линия скважины KN-40 Ø89х5мм до ГЗУ-2	м.	161
Выкидная линия скважины KN-37 Ø89х5мм до ГЗУ-2	м.	97
Выкидная линия скважины KN-43 Ø89х5мм до ГЗУ-2	м.	109
Выкидная линия скважины KN-22 Ø89х5мм до ГЗУ-2	м.	266
Выкидная линия скважины KN-31 Ø89х5мм до ГЗУ-3	м.	158
Выкидная линия скважины KN-21 Ø89х5мм до ГЗУ-3	м.	114
Выкидная линия скважины KN-41 Ø89х5мм до ГЗУ-3	м.	220
Выкидная линия скважины KN-16 Ø89х5мм до ГЗУ-3	м.	167
Выкидная линия скважины KN-39 Ø89х5мм до ГЗУ-3	м.	242
Выкидная линия скважины KN-32 Ø89х5мм до ГЗУ-3	м.	210
Выкидная линия скважины KN-42 Ø89х5мм до ГЗУ-3	м.	366

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

1	2	3
Выкидная линия скважины KN-19 Ø89х5мм до ГЗУ-3	м.	338
Выкидная линия скважины KN-36 Ø89х5мм до ГЗУ-3	м.	163
Выкидная линия скважины KN-44 Ø89х5мм до ГЗУ-3	м.	242
Нефтесборный коллектор от ГЗУ-1 до ПСН	м.	422
Нефтесборный коллектор от ГЗУ-2 до ПСН	м.	420
Нефтесборный коллектор от ГЗУ-3 до ПСН	м.	367

Линейная часть

Согласно СП 34-116-97 толщина стенки принятая из условия: t≥ D/140, но не менее 3 мм для труб диаметром до 200 мм, и не менее 4 мм для труб диаметром выше 200 мм.,

Номинальная толщина стенки труб определяется как наибольшее значение толщины от действия внутреннего давления и из условия обеспечения местной устойчивости стенки трубопровода, а также добавки на коррозию. Прибавка на общую коррозию предусмотрена минимальной, согласно требованиям ВСН 2.38-85 составляет 2 мм. Согласно выполненных расчетов принята труба диаметром 89х5мм. Ориентировочный срок службы трубопроводов составляет 20 лет.

Защита от коррозии

Для защиты от коррозии проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- антикоррозионная изоляция трубопровода принята «усиленного» типа согласно ГОСТ 25812-83 и ВСН 008-88. Трубы, укладываемые в траншею, покрываются битумно-полимерной грунтовкой ГТ-760ИН (расход не менее 0,1кг/м^2), изоляцией из липкой поливинилхлоридной лентой ПВХ-БК по ТУ 2245-001-00203312-2003-2 в два слоя и защитной обверткой ПЭКОМ в два слоя;
- надземные участки трубопроводов и запорная арматура защищаются от атмосферной коррозии лакокрасочным покрытием эмалью БТ-177 по грунтовке ГФ-021 согласно СНиП 2.03.11-85 и ГОСТ 14202-69.

6.2.3. Архитектурно-планировочные решения

Объемно-планировочные решения зданий и сооружений определены в соответствии со строительными нормами и технологическими процессами. Принятые объемно-планировочные решения обеспечивают безопасную эксплуатацию зданий и сооружений. В проекте предусмотрены следующие запроектированные здания и сооружения:

1. Насосные перекачки нефти.
2. Площадка налива нефти.
3. Резервуарный парк сбора нефти.
4. Фундамент 2-х фазного нефтегазосепаратора НГС.
5. Площадка дренажных емкостей.
6. Площадка манифольда.
7. Площадки под миникотельные.
8. Операторная.
9. Фундамент под резервуар РГС-25, объемом 25м^3.
10. Фундамент под пескоуловитель.
11. Площадка устьев добывающих скважин.
12. Опоры под технологический трубопровод.

6.2.4. Конструктивные решения

Насосная перекачки нефти представляет собой стандартный 20-ти футовый контейнер с размерами 6х2,4х2,5 (LxBxH). Класс ответственности – III, степень огнестойкости – III. Насосная утепленная – в качестве утеплителя приняты минераловатные плиты толщиной 60 мм. Внутренняя часть насосной обшита стеновыми профилированными оцинкованными листами. В качестве каркаса для обшивки приняты стойки из алюминиевого профиля. Насосное оборудование монтируется болтовыми соединениями к заранее подготовленным балкам, которые в свою очередь привариваются к основанию контейнера. Двери насосной - металлические утепленные. Окна из ПВХ профиля.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Насосная устанавливается на бетонную площадку.

Площадка налива нефти в автоцистерны запроектирована из металлических конструкции. Для подъема на площадку предусмотрена лестница, для налива предусмотрен рукав закрепленный на металлическую перекладину. Фундамент площадки - из бетона монолитного исполнения.

Для подъезда автоцистерн предусмотрена площадка из дорожных плит с уклоном в сторону приямка. Приямок из монолитного бетона предусмотрен на случай разливов нефтепродуктов. Площадка огорожена бортовыми камнями.

Резервуарный парк сбора нефти представляет собой 7 резервуаров РГС-70 общим объемом 490 м^3. Резервуары надземного расположения устанавливаются на фундаменты из бетона. Крепление к опорам резервуаров производится фундаментными болтами. Резервуарный парк обваловывается по периметру земляным валом. Для перехода через вал предусмотрены железобетонные мостики.

Для обслуживания резервуаров запроектированы площадки из просечно-вытяжного листа с ограждением из угловой стали. Для подъема на площадку предусмотрен лестничный марш.

Площадка дренажных емкостей запроектирована с бетонным покрытием по щебеночной подготовке для обслуживания технологического оборудования. По периметру площадки имеются бортовые камни. Дренажная емкость объемом 50м^3 заглублена на 3,5м и располагается на песчаной подушке. Под песчаной подушкой располагается изолирующий слой из геомембраны от случайных утечек. Над поверхностью площадки запрещаются какие либо нагрузки, кроме собственного веса грунта обратной засыпки.

Фундамент 2-х фазного нефтегазосепаратора (НГС) запроектирован из бетона монолитного исполнения с анкерным соединением емкостного оборудования. В качестве анкера приняты фундаментные болты исполнения 1 по ГОСТ 24379.1-80. Фундамент армируется сварными сетками и каркасом. В основании фундамента выполняется щебеночная подготовка с пропиткой битумом до полного насыщения.

Для обслуживания технологического оборудования, устанавливаемого на нефтегазосепаратор, предусмотрена площадка обслуживания, запроектированнная из металлоконструкции.

Площадки под манифольд, операторную и миникотельные запроектированы с твердым покрытием из монолитного бетона.

Операторная представляет собой утепленный стандартный 20 футовый контейнер с размерами 6,0x2,4x2,5 (LxBxH). Класс ответственности – III, степень огнестойкости – III. В качестве утеплителя приняты минераловатные плиты. Внутренняя отделка помещений из ламинированного ЛДСП. Каркасом для обшивки служат деревянные стойки и лаги. Полы - линолеумные по деревянным доскам, также с утеплителем. Перегородки помещений из деревянных стоек с обшивкой ЛДСП. Окна из ПВХ профилей. Двери внутренние и наружные - деревянные по ГОСТ. Контейнер устанавливается на бетонную площадку.

Фундамент под резервуар РГС-25, объемом 25м^3. Резервуары надземного расположения и устанавливаются на фундаментные блоки. Под блоками запроектированы железобетонные плиты.

Фундаментами под пескоуловитель являются бетонные блоки монолитного исполнения. Крепление сварное к закладным деталям фундамента.

Площадка устья добывающей скважины

Инженерное сооружение, в виде 3 площадок:

1. Площадка под инвентарные приемные мостки из железобетонных аэродромных плит по ГОСТ 25912.1-91.
2. Площадка под ремонтный агрегат с размерами в плане 16,0x5,0 м. Площадка из железобетонных аэродромных плит по ГОСТ 25912.1-91.
3. Приямок устья скважины. Приямок из монолитного бетона бетон кл. В15 рматура класса AIII по ГОСТ 5781-82*.

Опоры под технологические трубопроводы запроектированы из металлических конструкции и устанавливаются на монолитный фундамент. Крепление трубопровода осуществляется при помощи хомутов.

Специальные защитные мероприятия

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Сварка металлических конструкции производится электродами МР-4 или УОНИ по ГОСТ 9467-75, высоту швов принята равной наименьшей толщине двух свариваемых элементов.

После монтажа всех металлических конструкций и закладных изделий выполняются мероприятия по их антикоррозийной защите путем нанесения на эти поверхности 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.

Гидроизоляция бетонных и железобетонных поверхностей, соприкасающихся с грунтом, предусмотрена за два раза горячим битумом БН II по грунтовке из 40% раствора битума в керосине. Под фундаменты и железобетонные площадки предусмотрена щебеночная подготовка, пропитанная битумом до полного насыщения.

Для защиты основания и фундамента резервуара от подземной коррозии применяется битумно-минеральное покрытие, состоящее из битумной грунтовки толщиной 50-100 мкм и битумно-минеральной мастики толщиной 3-4 мм; мастика наносится не позднее, чем через 10-12 дней после нанесения грунтовки.

Обратная засыпка пазух фундаментов производится грунтом без включения строительного мусора и растительного слоя грунта, слоями не более 20 см с тщательной трамбовкой.

Производство, монтаж и приемку работ выполняется в соответствии с рабочими чертежами и указаниями глав СНиП 3.02.01-87, СНиП 3.03.01-87, СНиП 3.02-29-2004 под систематическим контролем за выполнением правил пожарной безопасности и правил техники безопасности в строительстве.

6.2.5. Инженерное обеспечение, сети и системы

6.2.5.1. Водоснабжение и канализация

Обеспечение обслуживающего персонала водой питьевого качества осуществляется привозной бутылированной водой. Источником хозяйственно-бытового водоснабжения является привозная вода из пос. Жарлы, расположенного в 15-ти км от пункта сбора нефти (ПСН) «Кардасын-Северный». Привозная вода хранится в емкости объемами 0,2 м^3, установленных в жилых вагонах.

При необходимости для технологических нужд предусматривается использовать привозную воду с поселка Жарлы, специальным транспортом.

На площадке для обеспечения бытовых нужд предусмотрен биосептик. В качестве уборной, проектом принята установка туалетной кабины с баком накопителем. Принцип действия автономной пластиковой туалетной кабины – все стоки собираются в бак, в которую добавляется специальная жидкость, для удаления неприятного запаха. Очистка бака осуществляется с помощью ассенизационной машины.

Водоотвод не загрязненных нефтепродуктами поверхностных вод во время дождя и таяния снега осуществляется по спланированной поверхности без твердого покрытия на рельеф.

6.2.5.2. Электроснабжение

Электрохимическая защита

В соответствии с требованиями ГОСТ 9.602-2005 для защиты стальных подземных коммуникаций и сооружений от почвенной коррозии наряду с изоляционным покрытием предусмотрена катодная поляризация. В связи с небольшой протяженностью проектируемых трубопроводов, принято решение использования в качестве активного метода электрохимической защиты - протекторной защиты. В технологической части проекта принято изоляционное покрытие усиленного типа. Технические решения по расположению элементов ЭХЗ приняты по типовой серии 7.402-5 «Узлы и детали установок электрохимической защиты подземных трубопроводов от коррозии».

В связи с отсутствием данных об электрохимической защите существующих трубопроводов, параметры электрохимической защиты проектируемых трубопроводов, определены расчетным путем и должны быть откорректированы при пуске запроектированной ЭХЗ, с учетом необходимости обеспечения защитного потенциала на всех сооружениях, которые расположены в зоне действия установок электрохимической защиты и имеют

МЕМСАРАЛТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

контролируемые и неконтролируемые металлические соединения, обеспечивающие электрическую проводимость. Удельное электрическое сопротивления грунта составляет 100 Ом. Количество протекторов для обеспечения защиты трубопровода определенное по номограмме составило 49 штук. Для устранения вредного влияния незащищенных коммуникаций на проектируемые трубопроводы и во избежание выноса потенциала, подземная часть трубопроводов отделяется от наземной изолирующими фланцами.

Все работы предусмотрено производить в строгом соответствии ПУЭ РК и СНиП РК 4.04-10-2002.

Электроснабжение

Электроснабжение скважин на месторождении «Кардасын» осуществляется от распределительных щитов установленных на существующих опорах ВЛ- 0,4 кВ, пункта сбора нефти и групповых замерных узлов от существующих ТП-10/0,4 кВА кабелями марки ВБбШв прокладываемых в земляной траншее глубиной 0,7 м от планировочной отметки на слой просеянного грунта или песка. В местах пересечения с инженерными коммуникациями кабель прокладывается в асбестоцементных трубах диметром 100 мм.

Электроснабжение пунктов сбора нефти осуществляются от распределительных щитов типа ПР11 кабелями марки ВБбШв.

Наружное электроосвещение. Наружное освещение площадок предусмотрено при помощи прожекторов, установленных на прожекторной мачте.

В качестве источников света применены натриевые лампы мощностью 500 Вт. Напряжение осветительной сети-380 В, напряжение прожекторных ламп- 220 В. Освещенность территории принята не менее 5 лк.

Управление прожекторным освещением осуществляется со щита наружного освещения установленного на прожекторной мачте.

Внутриплощадочные электрические сети. Внутриплощадочные электрические сети предусмотрено кабелями марки ВБбШв, прокладываемом в асбестоцементных трубах. Сечения кабелей выбраны по допустимому току, проверены по допустимой потере напряжения и по условиям отключения защитного аппарата при коротких однофазных замыканиях.

Электрооборудование. Проектом предусмотрено применение современного комплектного электротехнического оборудования, обеспечивающего безопасность эксплуатации. Для бесперебойного и надежного электроснабжения применяется рабочее и резервное электрооборудование существующих сетей.

Молниезащита и заземление. Согласно «Инструкции по устройству молниезащиты зданий и сооружений» СН РК 2.04-29-2005 скважины по добыче нефти и пункты сбора нефти относятся к зоне класса В – 1а по ПУЭ и ко второй категории молниезащиты и защищается от прямых ударов молний и ее вторичных проявлений.

От прямых ударов молний оборудование скважин на месторождении защищаются молниеприемником, установленным на прожекторной мачте, который присоединяется к заземляющему устройству.

Для защиты от вторичных проявлений молний металлические корпуса оборудования и резервуаров присоединяются к заземляющему контуру. Заземляющее устройство выполняется из угловой стали 50х50х5 мм длиной 2,5 м и полосовой стали 40х4 мм, соединенных с заземляющим устройством электроустановок.

Заземление и защитное зануление. Для защиты людей от поражения электрическим током проектом приняты системы заземления и защитного зануления. Заземление объекта принято с глухо-заземленной нейтралью по системе TN-S: три фазы, N- нулевой рабочий проводник , PE – нулевой защитный проводник. Для защиты людей от поражения электрическим током в случае повреждения изоляции принята система зануления – металлическая связь электрооборудования с заземленной нейтралью через нулевые проводники.

Защита от статического электричества. Защита от статического электричества выполняется в соответствии с «Правилами защиты от статического электричества и производствах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности». Защите от статического электричества подлежат все трубопроводы, резервуары и технологическое оборудование, на котором возможно возникновение статического

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

электричества. Заземление является основным и достаточным способом устранения опасности от статического электричества.

Охрана труда и техника безопасности. Для создания безопасных условий труда при обслуживании электрооборудования и исключения случайного прикосновения и токоведущим частям, проектом предусматривается аппаратура пуска и управления, установленная в шкафах, светильники и ящики в защищенном исполнении, пониженное напряжение для ремонтного и переносного освещения. Для защиты людей от поражения электрическим током в случае пробоя изоляции предусмотрена система зануления и заземления.

Измерение и учет электроэнергии осуществляется в существующих электрических сетях.

Энергосбережение. Энергосбережение обеспечивается применением малогабаритных комплектных устройств, соответствующих установленным мощностям и перспективного развития, оптимизацией кабельных трасс, применением прожекторов с улучшенными светотехническими характеристиками. Потребляемая мощность:

$N_{общее}$= 0,796 кВт., t=24ч * 365 дней=8760 час/год. E=N*t=0,796*8760= 6973 кВт/год. $Q_{усл.топ.}$=123*10^{-6} * E = 123*10^{-6}*6973=0,86 тонн условного топлива за 1 год.

Размер потребления энергетических ресурсов объекта составляет 0,86 тонн условного топлива за один год.

6.3. Инженерно-технические мероприятия по предупреждению ЧС и по взрыво- и пожаробезопасности.

Проектируемые сооружения размещены на безопасном расстоянии от существующих инженерных коммуникации в соответствии с нормами.

Применяемое оборудование, арматура и трубопроводы по техническим характеристикам обеспечивают безопасную эксплуатацию технологических аппаратов, узлов коммуникаций. Размещение запорной арматуры обеспечивает удобное и безопасное обслуживание.

Все технологические трубопроводы после монтажа будут подвергаться контролю сварных стыков и гидравлическому испытанию.

Все сооружения запроектированы с учётом требований по взрыво- и пожаробезопасности.

В проекте приняты следующие решения по обеспечению надежности трубопроводов и технологического оборудования:

- применение основного и вспомогательного оборудования, обладающего конструктивной надежностью, обеспечивающее безопасность обслуживающего персонала;
- установка отсечной запорной арматуры на трубопроводах;
- расположение арматуры на трубопроводах в местах, удобных для технического обслуживания и ремонта;
- обеспечение оборудования и трубопроводной арматуры стационарными площадками обслуживания, лестницами, мостиками, колодцами и пр. в необходимом количестве;
- обеспечение производственного персонала устройствами радиосвязи, средствами индивидуальной защиты, рабочей одеждой и пр.;
- прокладка технологических трубопроводов в соответствии с Нормами в основном в подземном и, частично, надземном исполнении;
- усиленная гидроизоляция и антикоррозионная защита трубопроводов при подземной бесканальной прокладке;
- выбор глубины прокладки подземных участков трубопроводов, в том числе в футлярах, с учетом возможного воздействия транспортных средств на трубопровод без повреждения последнего;
- заземление оборудования и трубопроводов, их молниезащита;
- компоновка основного и вспомогательного оборудования, обеспечивающая возможность свободного прохода людей при его обслуживании или эвакуации.

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

МЕМСАРАЛТАМА ГОСЭКСПЕРТИЗА