ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ҚҰРЫЛЫС ЖӘНЕ ТҰРҒЫН ҮЙ - КОММУНАЛДЫҚ
ШАРУАШЫЛЫҚ ІСТЕРІ АГЕНТТІГІ

"ЖОБАЛАРДЫ МЕМЛЕКЕТТІК ВЕДОМСТВОДАН
ТЫС САРАПТАУ"
РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК
КӘСІПОРНЫ

МЕМСАРАПТАМА
ГОСЭКСПЕРТИЗА

АГЕНТСТВА РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
ПО ДЕЛАМ СТРОИТЕЛЬСТВА И
ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА

РЕСПУБЛИКАНСКОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
ПРЕДПРИЯТИЕ
"ГОСУДАРСТВЕННАЯ ВНЕВЕДОМСТВЕННАЯ
ЭКСПЕРТИЗА ПРОЕКТОВ"

"ОҢТҮСТІКМЕМСАРАПТАМА" ЕМК
ДГП "ЮЖГОСЭКСПЕРТИЗА"

ҚОРЫТЫНДЫ

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ҚҰРЫЛЫС ЖӘНЕ ТҰРҒЫН ҮЙ - КОММУНАЛДЫҚ
ШАРУАШЫЛЫҚ ІСТЕРІ АГЕНТТІГІ

"ЖОБАЛАРДЫ МЕМЛЕКЕТТІК ВЕДОМСТВОДАН
ТЫС САРАПТАУ"
РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК
КӘСІПОРНЫ

АГЕНТСТВА РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
ПО ДЕЛАМ СТРОИТЕЛЬСТВА И
ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА

РЕСПУБЛИКАНСКОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
ПРЕДПРИЯТИЕ
"ГОСУДАРСТВЕННАЯ ВНЕВЕДОМСТВЕННАЯ
ЭКСПЕРТИЗА ПРОЕКТОВ"

"ОҢТҮСТІКМЕМСАРАПТАМА" ЕМК

БЕКІТЕМІН :

«Оңтүстікмемсараптама» ЕМК
директоры

_____Р.Д. Оразбаев

2010 жылғы 25 қазандағы №19-0624/10

«Тік болатты резервуарлардың технологиялық құбыр өткізгіштерінің мұнайды апатты тастау құбыр өткізгіштерін қайта құру»
(Шымкент мұнайды қайта қозғау бас стансасының алаңы)
жұмыс жобасы бойынша

ҚОРЫТЫНДЫ

Тапсырысшы:
«КазТрансОйл» АҚ ШФ

Бас жобалаушы :
«КазСтройПроект-ПВ» ЖШС

Шымкент қаласы

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ҚҰРЫЛЫС ЖӘНЕ ТҰРҒЫН ҮЙ - КОММУНАЛДЫҚ
ШАРУАШЫЛЫҚ ІСТЕРІ АГЕНТТІГІ

"ЖОБАЛАРДЫ МЕМЛЕКЕТТІК ВЕДОМСТВОДАН
ТЫС САРАПТАУ"
РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК
КӘСІПОРНЫ

АГЕНТСТВА РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
ПО ДЕЛАМ СТРОИТЕЛЬСТВА И
ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА

РЕСПУБЛИКАНСКОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
ПРЕДПРИЯТИЕ
"ГОСУДАРСТВЕННАЯ ВНЕВЕДОМСТВЕННАЯ
ЭКСПЕРТИЗА ПРОЕКТОВ"

ДГП "Южгосэкспертиза"

У Т В Е Р Ж Д А Ю :

Директор ДГП «Южгосэкспертиза»

_____Р.Д.Оразбаев

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№ 19-0624/10 от 25 октября 2010 года.

по рабочему проекту

«Реконструкция трубопроводов аварийного сброса нефти технологических трубопроводов РВС»
(Площадка ГНПС «Шымкент»)

Заказчик :
ВФ АО «КазТрансОйл»

Генпроектировщик:
ТОО «КазСтройПроект-ПВ»

г.Шымкент

1. Наименование: рабочий проект «**Реконструкция трубопроводов аварийного сброса нефти технологических трубопроводов РВС» (Площадка ГНПС «Шымкент»)**.

Настоящее заключение выполнено согласно договору 19/0479 от 11.08.2010 года на экспертизу рабочего проекта.

2. Заказчик: ВФ АО «КазТрансОйл»

3. Генеральный проектировщик: ТОО «КазСтройПроект-ПВ» Государственная лицензия 15-ГСЛ № 000410 от 5 февраля 2007 года. ГИП Рамазанов А.Ж. Приказ о назначении ГИП №1.1.12.2/10 от 09.03.2010 года.

4. Источник финансирования: Собственные средства.

5. Основные исходные данные.

5.1. Основание для разработки:

5.1.1. Задание на проектирование, утвержденное главным инженером Восточного филиала АО « КазТрансОйл» Кожановым М.Т. от 01.06.2009 года.

5.1.2. Письмо АО «КазТрансОйл» №46-18-66/4308 от 27.09.2010 года о том, что финансирование реконструкции объекта предусмотрено за счет собственных средств.

5.1.3. Отчет об инженерно-геологических условиях, выполненный ТОО «Инженерные Изыскания» в 2003 году.

5.2. Согласование и заключение органов государственного надзора.

5.2.1. Санитарно-эпидемиологическое заключение № 17-9-971/2 от 28.05.2010 года, выданное департаментом Комитета государственного санитарно-эпидемиологического надзора МЗ РК по ЮКО.

5.2.2. Заключение государственной экологической экспертизы №10-02-15/3886 от 10.11.2010 года, выданное управлением экологической экспертизы Комитета экологического регулирования и контроля МООС РК.

5.2.3. Согласование Департамента по чрезвычайным ситуациям ЮКО за №23-16/12-2-1750 от 25.05.2010 года.

5.3. Комплектность представленной на экспертизу документации.

5.3.1. Альбом 2 . Рабочие чертежи.

5.3.2. Том 1.2. Паспорт рабочего проекта.

5.3.3. Том 2.2. Общая пояснительная записка.

5.3.4. Том 3.2. Проект организации строительства.

5.3.5. Том 4.2. Сметная документация.

5.3.6. Том 5.2. Охрана воздействия на окружающую среду.

5.4. Цели и назначение объекта, необходимость и целесообразность его строительства.

5.4.1. Обеспечение безопасности эксплуатации нефтепровода и защита окружающей среды от разлива нефти.

6. Основные данные объекта строительства и принятые проектные решения.

6.1. Место размещения объекта и характеристика участка строительства.

Объектом проектирования: является трубопровод аварийного сброса нефти с технологических трубопроводов площадки ГНПС «Шымкент» в резервуар и РВС №4 с последующим дренажом остаточной нефти от площадки предохранительных клапанов до шаровых кранов в существующую подземную емкость ЕП-100.

Краткая характеристика района строительства.

ГНПС «Шымкент» в административном отношении расположен юго-западнее в 25 километрах от города Шымкент, Сайрамского района, Южно-Казахстанской области, Республики Казахстан.

Объект представляет собой промышленную площадку действующей ГНПС с наличием большого количества подземных и надземных коммуникаций и сооружений, в том числе резервуарный парк, состоящий из 4-х резервуаров РВСП-3шт. и РВС-1шт. объемом каждая по 20 000м^3.

Ближайший населенный пункт - пос.Акжар, расположенный в 12км на юго-восток от площадки ГНПС «Шымкент».

В геоморфологическом отношении район работ расположен в пределах равнины.

Климатическая характеристика района строительства.

Климатический подрайон IVГ.

Климат района резко – континентальный с жарким сухим летом и холодной малоснежной зимой. Территория относится к зоне с засушливым климатом.

Температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки минус 17°С.

Средняя скорость ветра по румбам: максимальная за январь 4,3м/сек, минимальная за июль 2,4м/сек.

Нормативная глубина промерзания супеси 0,55м.

Глубина проникновения при 0^0С в грунт на 0,65м.

Снеговой район – I, ветровой район –III, гололедный район – II.

Расчетная нагрузка от веса снегового покрова для I географического района 0.8 кПа (СНиП 2.01.07-85*);

Нормативная ветровая нагрузка – 0,38 кПа для III района (СНиП 2.01.07-85*).

Инженерно-геологические условия.

В геолого-литологическом строении территории, до глубины 10,5м, принимают участие: с поверхности земли – современные техногенные отложения – насыпной грунт из суглинка с включением гальки, гравия и строительного мусора до 20%, мощностью до 1,5м, перекрытый бетоном мощностью 0,1м.

Ниже, до глубины 9,7м, залегают аллювиально-пролювиальные средне-верхнечетвертичные глинистые отложения, представленные супесью светло-коричневой, макропористой, твердой консистенции, просадочной; ниже залегает суглинок красновато-коричневй, низкопористый и комковатый, твердой консистенции, непросадочный, вскрытой мощностью 0,8м.

Подземные воды, по данным бурения, до 10,5м не вскрыты.

Супесь обладает просадочными свойствами от собственного веса при замачивании и от дополнительных нагрузок.

По нормативному содержанию хлоридов в пересчете на ионы Cl^- ля бетонов на портладцементе, шлакопортладцементе по ГОСТ 10178-76 и сульфатостойких цементах по ГОСТ 22266-76 – неагрессивные. Нормативное содержание CL составляет 117мг/кг.

Сейсмичность площадки, согласно СНиП РК 2.03-04-2001, составляет семь баллов.

Уточненная сейсмичность (по инженерно-геологическим условиям) составляет восемь баллов при третьей категории грунтов по сейсмическим свойствам (e>0,7 – супесь).

Грунты по степени агрессивного воздействия на бетонные конструкции по содержанию сульфатов и хлоридов – неагрессивны.

6.2. Описания принятых проектных решений.

6.2.1. Принятые проектные решения по реконструкции аварийного сброса.

Существующие петли аварийного сброса нефти в резервуарном парке ГНПС «Чулак-Курган» эксплуатируется без системы опорожнения трубопровода петли, так как были запроектированы для нефти с низкозастывающей температурой. В настоящее время нефть на данном объекте с высокой температурой застывания, что создает опасность застывания остывшей нефти в трубопроводе петель. В холодное время года нефть в петле резервуара застывает, образуя парафиновую пробку, которая препятствует сбросу нефти в резервуар при аварийных ситуациях.

В целях обеспечения безопасной эксплуатации ГНПС в соответствии с заданием на проектирование предусмотрены выполнения следующих работ:

1) демонтаж петли аварийного сброса нефти на резервуаре РВС№4 с последующим монтажом обратного клапана и крана с быстрым действием для предотвращения обратного тока нефти в линию сброса повышенного давления;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

2) монтаж трубопровод опорожнения от нефти участка нефтепровода от площадки предохранительных клапанов до крана с быстрым действием с обвязкой в существующую емкость ЕП-100;

3) установка прибора контроля наличия нефти в нефтепроводе от площадки предохранительных клапанов до крана с быстрым действием с выводом показаний в операторную ГНПС;

4) утепление из матов на основе минеральной ваты с окожушкой из оцинкованного металла с монтажом греющего кабеля наружного участка трубопровода;

5) монтаж запорной арматуры в количестве 3-х штук.

6.2.2. Генеральный план

Изменение в размещении объектов на площадке ГНПС «Шымкент» не при реконструкции трубопроводов аварийного сброса нефти технологических трубопроводов РВС не предусмотрено.

В климатическом отношении участок строительства характеризуется резко континентальным климатом и относится к IV климатическому району.

Планировочные решения

Вертикальная планировка осваиваемой территории решена методом проектных отметок по сплошной системе с учетом отвода поверхностных вод и увязки существующих отметок транспортных путей с отметками проектируемых площадок.

Благоустройство

Существующие на площадке автодороги имеют асфальтобетонное покрытие.

Для обеспечения нормальных санитарно-гигиенических условий на проектируемой площадке, предусмотрены мероприятия по благоустройству и озеленению территории.

Участки с нарушенным растительным слоем после монтажных работ озеленяются.

Площадь газона засеивается многолетними травами (мятлик луговой, овсяница красная). Нормы высева для мятлика - 25кг/га, для овсяницы - 80кг/га. Посев трав производится весной в конце апреля начале мая в прогретую почву. Процент всхожести составляет 90%. Остальные 10% досевают следующей весной.

Рекомендуемый ассортимент деревьев и кустарников: береза бородавчатая.

6.2.3. Технологические решения.

ГНПС «Шымкент» введен в эксплуатацию в 1994 году. Максимальное рабочее давление за регуляторами давления 5,49 МПа (56,0 кг/см^2). Трубопроводы магистральной насосной рассчитаны на рабочее давление в трубопроводе плюс половина дифференциального напора одного насоса при 10% производительности от номинальной.

Диаметр существующего трубопровода аварийного сброса нефти от предохранительных клапанов до резервуара 500мм, давление 1,5МПа, категория трубопровода III, группа Б(б).

На ГНПС «Шымкент» установлено 7 предохранительных клапанов СППК-16, 4шт. на линии приема с настройкой на 8кгс/см^2 и 3шт. и на линии откачки с настройкой на 15кгс/см^2.

Существующие петли аварийного сброса нефти в резервуарном парке ГНПС «Шымкент» эксплуатируется без системы опорожнения трубопровода петли, так как были запроектированы для нефти с низкозастывающей температурой. В настоящее время нефть на данном объекте с высокой температурой застывания, что создает опасность застывания остывшей нефти в трубопроводе петель. В холодное время года нефть в петле резервуара застывает, образуя парафиновую пробку, которая препятствует сбросу нефти в резервуар при аварийных ситуациях.

Сбросной трубопровод условным диаметром 530х7,0 мм от предохранительных клапанов, подключен к резервуару РВС№4, после срабатывания защиты должен быть защищен. Рабочий уровень в резервуаре РВС№4 должен быть на 4м ниже максимального из расчета двухчасового непрерывного сброса нефти в резервуар через одну группу предохранительных клапанов и задвижку.

При превышении давления в трубопроводах диаметром 700мм от подпорной насосной или от камеры приема очистных устройств срабатывают предохранительные клапана, и происходит сброс нефти в трубопровод аварийного сброса давления (нефти) и далее в резервуар РВС№4. Кран шаровой (в соответствии с технологической схемой) расположенный на трубопроводе сброса нефти у резервуара должен быть закрыт. После подачи сигнала от «датчика наличия нефти в трубопроводе» шаровой кран №301 открывается, и осуществляется сброс нефти в резервуар.

Опорожнение трубопровода аварийного сброса давления производится посредством трубопровода опорожнения с обвязкой в существующий подземный резервуар ЕП-100, на трубопроводе дренажа установлен шаровой кран №302 условного диаметра 100мм, который открывается после сброса нефти в резервуар. Вся арматура, предназначенная для дренажа трубопроводов, в рабочем состоянии должна быть закрыта, окрашена и опломбирована.

6.2.3. Строительные решения.

Фундамент под оборудование принят железобетонный, монолитный, выполнен из бетона класса В15 и марок W4, F75 и арматурной сетки, изготовленной в соответствии с указаниями СНиП 2,03,01-84* «Бетонные и железобетонные конструкции».

Плиты Фм-1 и Фм-2 укладываются на щебеночную подготовку, пропитанную битумом до полного насыщения, толщиной 100мм, с размерами, на 100мм превышающими размеры подошвы фундамента. Выставленный на фундамент кран должен стыковаться с нефтепроводом прямыми стыками.

Окончательная установка крана к магистральному нефтепроводу с соблюдением допусков на стыковую сварку достигается при помощи набора подкладок из полосовой стали, устанавливаемых под опорные части крана, после чего производится подливка цементным раствором. Подливка из бетона класса В3,5 толщиной 50 мм выполнить после монтажа и выверки оборудования

Перед засыпкой узла установки крана, все пазухи под трубами на вскрытом участке нефтепровода должны быть засыпаны вручную с послойным уплотнением грунта трамбовками в соответствии с требованиями СНиП 3.02.01-87.

Для обслуживания шарового крана выполнен приямок с размерами в плане 2,0х2,0 м и ниже уровня земли на 500 и 600мм. Стены приямка выполнены из керамического кирпича КОРПо 1 НФ/100/2.0/25 по ГОСТ 530-2007 на растворе М50. Приямок перекрыт металлическими щитами, выполненными равнополочными уголками по ГОСТ 8509-93 и просечно-вытяжным листом по ГОСТ 8706-78.

Монтаж участка трубопровода надземная, частично подземная. До начала земляных работ уточнить расположения коммуникаций. При отсутствии данных о точном расположении трубопровода запрещено, рыть с помощью механизмов допускается только после установления истинного его положения, зондированием вручную или другим безопасным способом.

Сварные соединения трубопроводов подвергаются 2% контролю сварных стыков неразрушающим ультразвуковым методом согласно РД 38.13.004-86 по таблице 64. Смещение кромок и геометрия сварного шва при сварке труб, измеряемое по наружной поверхности, не должно превышать допусков, установленных СН 527-80 и РД 38.13.004-86. После монтажа трубопровод следует испытать гидравлическим способом на прочность давлением 16,25 кгс/см^2 в течение 5 минут, на плотность давлением 13 кгс/см2 в течение 20 минут согласно РД 38.13.004-86. После испытания подземную часть участка трубопровода покрыть антикоррозионной изоляцией ТИП и СИЛ в 2 слоя 6мм, надземный участок трубы и крепления окрасить за два раза лаком ПФ-170 ГОСТ 15907-70 с 10-15% алюминиевой пудры с предварительной очисткой их от грязи и ржавчины. Находящуюся в земле арматуру покрыть битумом, а наземную ее часть окрасить масляной краской за два раза. При переходе от надземной к подземной прокладке выполнить дополнительную защиту трубопровода липкой полимерной лентой, не менее 15см. над землёй.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Засыпка смонтированного узла должна производиться грунтом с тщательной его подбивкой и уплотнением.

Надземный участок трубопровода оборудован греющим кабелем, утеплен минеральной ватой и нанесена окожушка из оцинкованного металла. При изоляции участка трубопровода руководствоваться СНиП 2.04.14-88 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов». Монтаж проводится согласно СНиП РК 3.05-09-2002. Противопожарные мероприятия согласно ППБС-02-95 (РД 112-РК-004-95) принимаются первичные средства пожаротушения на площадке ГНПС.

6.2.5. Инженерное обеспечение, сети и системы.

Электроснабжение

Электроснабжение оборудования осуществляется от существующей ЩСУ-0 КТП2х630 на напряжение 380/220В с глухозаземленной нейтралью трансформаторов согласно техническим условиям выданных заказчиком от 30.03.2010г.

В существующей панели СА-2 добавлены 3 автоматических выключателя с регулирующей аппаратурой фирмы Siemens для управления задвижками и обогревающего кабеля. Предусмотрены бронированные медные не распространяющего горения кабели фирмы Nexans.

Питающие кабели прокладываются по проектируемым и существующим кабельным эстакадам.

Кабель проложен в траншее на глубине 0,7м от спланированной отметки земли. При пересечении с подземными коммуникациями и под основными проездами кабель защен асбестоцементной трубой диаметром 100мм. Для устройства постели в траншее применяется песок или мягкий грунт. При засыпке и трамбовке траншей грунт не должен содержать щебень, шлак, битое стекло во избежание повреждений оболочек кабеля. Прокладку кабеля в траншеях выполнить согласно чертежам т.п. А5-92 «Тяжпромэлектропроект» «Прокладка кабеля до 35кВ в траншеях».

Сечение проводов выбрано по нагрузкам и проверено по длительно допустимым токовым нагрузкам и потере напряжения. Потери напряжения в силовых сетях в наиболее удаленной точке сети не превышает 5%.

Проектом предусматривается обогрев участка трубы, расположенной выше отметки земли обогревающим кабелем для предотвращения парафиновых пробок. Кабель укладывается вдоль трубы с равным расстоянием между собой в 120 градусов и закрывается минераловатными матами с окожушкой из оцинкованной стали для сохранения температуры. Возле обогреваемого участка трубопровода устанавливается распределительный шкаф с регулирующей аппаратурой и клеммным соединением. Подходящий кабель к распределительному шкафу необходимо защитить металлической трубой.

Для защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током все металлические части проектируемых кабельных трас подлежат заземлению путем присоединения к существующим металлоконструкциям и заземляющим устройствам.

Все электромонтажные работы должны выполняться согласно ПУЭ РК.

6.2.6. Охрана окружающей среды

Мероприятия по охране окружающей среды разработаны в соответствии с инструкцией по проведению оценки воздействия намечаемой и иной деятельности на окружающую среду при разработке предплановой, предпроектной и проектной документации, утвержденной приказом МООС РК № 204-п 28 июня 2007 года.

Содержание и состав раздела определялись требованиями вышеуказанной инструкции с учетом расположения, масштабности и значимости объекта. Характеристики и параметры воздействия на окружающую среду: на почвенный покров, атмосферный воздух, подземные воды и т.д. приняты в соответствии с исходными данными заказчика.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Главными целями проведения мероприятий по ООС, являются:

1) определение степени деградации компонентов окружающей среды (ОС) под влиянием техногенной нагрузки, обусловленной размещением на изучаемой территории проектируемых объектов;

2) получение достоверных данных, необходимых для расчета лимитов при получении разрешений на природопользование, совершенствования технологических процессов и разработки инженерно-экологических мероприятий по обеспечению заданного качества окружающей среды.

Выбор такой нагрузки на экосистему, при которой будет обеспечено в течение заданного промежутка времени сохранение требуемого состояния компонентов ОС.

Поставленные цели достигаются путем:

1) определения номенклатуры факторов отрицательного воздействия проектируемого объекта на компоненты ОС;

2) изучения процесса воздействия факторов и определения их интенсивности, а также характера распределения нагрузки от проектируемого объекта ОС;

3) оценки количественного и качественного уровня воздействия каждого из выявленных источников на компоненты ОС и составления прогноза развития отрицательного влияния проектируемого объекта на природную среду;

4) разработки методов нейтрализации отрицательного влияния проектируемого объекта на ОС, вплоть до изменения технологии производства.

6.2.7. Инженерно-технические мероприятия по предупреждении чрезвычайных ситуаций

Мероприятия Гражданской обороне, предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций (далее ГО и ЧС) на магистральном нефтепроводе осуществляется в строгом соответствии с требованиями Законов Республики Казахстан «О Гражданской обороне», «О чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера».

Главной задачей сил и формирований по ГО и ЧС является сохранение жизни и здоровья населения, защита персонала, территории и опасных производственных объектов, поддержание безопасного функционирования объектов в случае возникновения чрезвычайной ситуации или от воздействия средств поражения, террористических актов, другого несанкционированного внешнего и внутреннего воздействия.

Предусмотрена разработка и согласование мероприятий по ГО и ЧС при эксплуатации линейных сооружений магистрального нефтепровода.

В соответствии с «Инструкцией по организации и ведению Гражданской обороны Республики Казахстан», предусмотрен перечень обязательной документации для формирований Гражданской обороны объекта, в том числе:

1) приказ на их создание;
2) схема организационно-штатной структуры формирования;
3) утвержденный штатно-должностной список личного состава;
4) ведомость оснащения формирований табельным имуществом;
5) приказ о прикреплении техники и оборудования за личным составом;
6) схема оповещения и сбора личного состава в рабочее и нерабочее время;
7) план приведения формирований в готовность;
8) журнал проверки формирования.

Разведка

Основными задачами разведки являются:

1) непрерывное наблюдение и контроль с целью выявления (установления) признаков опасности чрезвычайной ситуации или терроризма;

при чрезвычайных ситуациях обеспечить определение границ очага бедствия и направления его распространения, определения объектов, которым непосредственно угрожает опасность;

2) определение путей подхода техники к местам ведения спасательных работ;

3) определение места аварий и их масштабы на технологических линиях и инженерно-технических коммуникациях;

4) определение объемов, предстоящих спасательных и других неотложных работ.

6.2.8. Организация строительства.

Продолжительность строительства определена по сметным нормам п.1.3 СН РК 8.02-05-2002 по нормативной трудоемкости. Нормативная трудоемкость составляет - 1492чел.час.

Продолжительность строительства составляет:

1492/(8,2х2х5) равно 18,7 дней.

Продолжительность строительства принимаем 1 месяц.

6.2.9. Сметная документация.

Сметная документация составлена в соответствии с СН РК 8.02-02-2002 «Порядок определения сметной стоимости строительства в Республике Казахстан», СНиП РК1.02-01-2007 «Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство», СН РК 8.02-03-2002, СН РК 8.02-04-2002, СН РК8.02-05-2002, СН РК 8.02-06-2002, изменения и дополнения выпуски1-9.

Сметная документация составлена с использованием программного комплекса АВС-4, редакция 4.1.2.

Сметная стоимость строительства составлена в базовом уровне 2001 года с использованием сметных норм и расценок СНиР-2001, привязанных к местным условиям строительства ЮКО.

Перевод от цен 2001 года на текущий уровень цен определен через индекс изменения месячного расчетного показателя, установленного на 2010 год согласно бюджетному законодательству в размере 1413 тенге (1413 / 775 тенге равно 1,823).

При составлении сметной документации приняты:

1) территориальный район - 15.1;

2) накладные расходы согласно СН РК 8.02-02-2002 Приложение 1;

3) затраты на временные здания и сооружения согласно СН РК 8.02-09-2002 – 2,7х0,8 равно 2,16 %;

4) дополнительные затраты при производстве работ в зимнее время согласно СН РК 8.02-07-2002 – 0,7х0,7равно 0,49 %;

5) затраты на выслугу лет – 1,0 %;

6) затраты на дополнительные отпуска – 0,4 %;

7) налоги, сборы, обязательные платежи – 2 %;

8) налог на добавленную стоимость – 12%;

9) непредвиденные и ненормируемые затраты – 6%.

Основные показатели:

1.	Количество запорных арматур	3 шт.
2.	Общая сметная стоимость строительства в базовых ценах 2001 год	7,451 млн.тенге
	в том числе: СМР	3,344 млн. тенге
	оборудование	4,061 млн.тенге
	прочие	0,046 млн.тенге
3.	Общая сметная стоимость строительства в текущих ценах 2010 год	17,687 млн. тенге
	в том числе: СМР	6,095 млн.тенге
	оборудование	7,405 млн.тенге
	прочие	4,187 млн.тенге
4.	Нормативная трудоемкость	1,64 тыс.чел.час.
5.	Продолжительность строительства	1,0 месяц

7. Оценка проектных решений и результаты экспертизы.

7.1. В процессе экспертизы в рабочий проект внесены следующие основные изменения и дополнения согласно замечаниям ДГП «Южгосэкспертиза»:

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

1) на технологической схеме выделены проектируемые трубопроводы и оборудование, указаны недостающие диаметры трубопроводов, откорректированы условные обозначения;

2) толщины стенок трубопровода диаметром 500мм приведены в соответствие в спецификации и пояснительной записке;

3) предусмотрено антикоррозийное покрытие трубопроводов аварийного сброса перед нанесением изоляции;

4) уклоны трубопроводов приняты в соответствии с требованиями п. 3.52 ВНТП-2-86;

5) толщины стенок отводов приняты по расчету, но не менее толщины соответствующего трубопровода;

6) представлена ведомость материалов, изделий, конструкций и технологического оборудования Казахстанского содержания;

7) категория электроснабжения указана;

8) кабели проложены по существующим эстакадам и в земле в траншее;

9) кабельные линии и их ввода в здание привязаны к зданиям и сооружениям;

10) для кабельной эстакады выполнено заземление, материал выполнения указан;

12) сечение и марка кабелей для электроосвещения и электрических линий откорректированы;

13) секционный выключатель установлены между секциями ЩСУ;

14) условные обозначения на однолинейных схемах и планах выполнены по ГОСТ 21.614-88;

15) в сводном сметном расчете затраты на экспертизу проекта приняты по расчету;

18) в сводном сметном расчете откорректированы затраты на ПИР согласно договора;

19) в сметном расчете стоимости строительства затраты на временные здания и сооружения принято 2,7х0,8=2,16% вместо 6,32%, дополнительные затраты при производстве работ в зимнее время принято 0,7х0,7=0,49% вместо 1,12%;

20) расценки и объемы работ в локальных сметах приведены в соответствие с представленной ведомостью объемов работ и рабочих чертежей;

21) представлено письмо заказчика о начале строительства № 46-18-06/4308 от 27.09.2010год;

22) представлено письмо заказчика №46-18-05/4443 от 14.09.2010 года о том, что независимо от начала срока строительства сметную стоимость определить в текущих ценах 2010 года.

После внесения изменений и дополнений основные технико-экономические показатели сложились следующим образом:

№ п п	Наименование	Единица измерения	Показатели		Изменен. + Увелич. -Снижен.
			Заявл.до эксперт.	Рекомен.к утвержд	
1	Количество запорных арматур	шт.	3	3	
2	Общая сметная стоимость строительства в базовых ценах 2001 года	млн.тенге	7,451	7,337	-0,114
	в том числе: СМР	млн.тенге	3,344	3,200	-0,144
	оборудование	млн.тенге	4,061	4,092	+0,031
	прочие	млн.тенге	0,046	0,045	-0,001
3	Общая сметная стоимость строительства в текущих ценах 2010 года	млн.тенге	17,687	17,104	-0,583
	в том числе: СМР	млн.тенге	6,095	5,835	-0,260
	оборудование	млн.тенге	7,405	7,460	+0,055
	прочие	млн.тенге	4,187	3,809	-0,378
4	Нормативная трудоемкость	тыс.чел.ч	1,64	1,40	-0,24
5	Продолжительность строительства	месяц	1,0	1,0	-

Примечание: в результате рассмотрения сметной документации объекта, сметная стоимость снизилась в текущих ценах 2010 года на общую сумму 0,583 млн. тенге.

8. Вывод

С учетом внесенных изменений и дополнений, рабочий проект **«Реконструкция трубопроводов аварийного сброса нефти технологических трубопроводов РВС» (Площадка ГНПС «Шымкент»)** соответствует требованиям нормативных актов, государственных нормативов и документов, действующих в Республике Казахстан, и рекомендуется для утверждения в установленном порядке со следующими основными показателями:

1.	Количество запорных арматур	3 шт.
2.	Общая сметная стоимость строительства в базовых ценах 2001 года	7,337 млн.тенге
	в том числе СМР	3,200 млн.тенге
3.	Общая сметная стоимость строительства в текущих ценах 2010 года	17,104 млн.тенге
	в том числе СМР	5,835 млн.тенге
4.	Нормативная трудоемкость	1,40 тыс.чел.ч
5.	Продолжительность строительства	1,0 месяц

1. При предоставлении на утверждение и выдаче на производство работ рабочий проект подлежит проверке на соответствие его с настоящим заключением экспертизы.

2. До начала производства работ рабочий проект подлежит утверждению в установленном порядке в течение трех месяцев.

8. Тұжырым.

«Тік болатты резервуарлардың технологиялық құбыр өткізгіштерінің мұнайды апатты тастау құбыр өткізгіштерін қайта құру» («Шымкент» мұнайды қайта қозғау бас стансасының алаңы) жұмыс жобасын сараптаманың ескертпелері мен ұсыныстарымен енгізілген өзгерістер мен толықтыруларды ескере отырып, Қазақстан Республикасында қолданылатын заң актілерінің, мемлекеттік нормативтер мен құжаттардың талаптарына сәйкес келетіндіктен, төмендегі негізгі көрсеткіштерімен белгіленген тәртіппен бекітуге ұсыныс жасаймыз:

1. Бекіту арматуралар саны	3 дана
2. 2001 жылғы базалық бағадағы құрылыстың жалпы сметалық құны	7,337 млн.теңге
оның ішінде құрылыс-монтаж жұмыстары	3,200 млн.теңге
3. 2010 жылғы ағымдағы бағадағы құрылыстың жалпы сметалық құны	17,104 млн.теңге
оның ішінде құрылыс-монтаж жұмыстары	5,835 млн.теңге
4. Нормативтік еңбек сиымдылығы	1,40 мың адам сағ
5. Құрылыстың ұзақтығы	1,0 ай

1. Жұмыс жобасын бекіту және жұмыстарды өндіріске ұсынғанда, оның осы сараптама қорытындысына сәйкес келтірілгендігін тексеру қажет.

2. Жұмыс жобасы жұмыстарды өндіруді бастағанға дейін үш ай көлемінде белгіленген тәртіпке сәйкес бекітілуі тиіс.

Директордың орынбасары	И. Спатаев
Өндіріс бөлімінің бастығы	С. Турдиев
Жетекші сарапшы	О. Кадышев
Сектор басқарушысы	А. Нурымбетов
Жетекші маман	Е.Шестиалтынова
Штаттан тыс сарапшы	О. Ерос
Штаттан тыс сарапшы	Г.Сотникова