ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

ИНДУСТРИЯ ЖӘНЕ САУДА МИНИСТРЛІГІ

ҚҰРЫЛЫС ЖӘНЕ ТҰРҒЫН ҮЙ - КОММУНАЛДЫҚ ШАРУАШЫЛЫҚ ІСТЕРІ КОМИТЕТІ

"ЖОБАЛАРДЫ МЕМЛЕКЕТТІК ВЕДОМСТВОДАН ТЫС САРАПТАУ" РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК КӘСІПОРНЫ

МИНИСТЕРСТВО ИНДУСТРИИ И ТОРГОВЛИ

КОМИТЕТ ПО ДЕЛАМ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЖИЛИЩНО - КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА

РЕСПУБЛИКАНСКОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ "ГОСУДАРСТВЕННАЯ ВНЕВЕДОМСТВЕННАЯ ЭКСПЕРТИЗА ПРОЕКТОВ"

"Оңтүстікмемсараптама" ЕМК
ДГП "Южгосэкспертиза"

ҚОРЫТЫНДЫ

Қазақстан Республикасы
Құрылыс және тұрғын үй-коммуналдық шаруашылық істері агентігі
«Мемсараптама» РМК

«Оңтүстікмемсараптама» ЕМК

БЕКІТЕМІН :

«Оңтүстікмемсараптама» ЕМК
директоры

_____Р.Д. Оразбаев

2010 жылғы 28 қаңтардағы №19-0029/10

«ҚазТрансОйл АҚ Шығыс филиалы Шымкент-Чарджоу магистралды мұнай құбыры 48 шақырымындағы тазалағыш қабылдау камера қондырғысы» Құрылысы (қайта өңдеу)
жұмыс жобасы бойынша
ҚОРЫТЫНДЫ

Тапсырысшы:
«КазТрансОйл» АҚ

Бас жобалаушы :
Орта Азия ғылыми зерттеу және жоба институты «Транснефть»

Шымкент қаласы

АЛҒЫ СӨЗ

«ҚазТрансОйл АҚ Шығыс филиалы Шымкент-Чарджоу магистралды мұнай құбыры 48 шақырымындағы тазалағыш қабылдау камера қондырғысы» Құрылысы (қайта өңдеу)

жұмыс бойынша осы сараптау қорытындысы
«Оңтүстікмемсараптама» ЕМК-мен берілді

«Оңтүстікмемсараптама» ЕМК -ның рұқсатынсыз осы сараптамалық қорытындыны толық немесе ішінара қайта шығаруға, көбейтуге және таратуға жол берілмейді.

Орын. Чукаева Н.С.

Республика Казахстан
Агентство по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства
РГП «Госэкспертиза»

ДГП «Южгосэкспертиза»

У Т В Е Р Ж Д А Ю :

Директор ДГП «Южгосэкспертиза»

_____Р.Д. Оразбаев

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№ 19-0029/10 от 28 января 2010 года.

по рабочему проекту
«КПОУ на 48 км МН «Шымкент-Чарджоу» Восточного филиала АО «КазТрансОйл». Строительство (корректировка проекта)

Заказчик :
АО «КазТрансОйл»

Генпроектировщик:
Центральноазиатский научно-исследовательский
и проектный институт «Транснефть»

г.Шымкент

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное экспертное заключение
на рабочий проект
«КПОУ на 48 км МН «Шымкент-Чарджоу» Восточного филиала АО «КазТрансОйл». Строительство (корректировка проекта)
выдано ДГП «Южгосэкспертиза»

Данное экспертное заключение не может быть полностью или частично воспроизведено, тиражировано и распространено без разрешения ДГП «Южгосэкспертиза»

Исп.Чукаева Н.С.

1. Наименование: рабочий проект **«КПОУ на 48 км МН «Шымкент-Чарджоу» Восточного филиала АО «КазТрансОйл». Строительство (корректировка проекта)**

Настоящее заключение выполнено согласно договору №19/950 от 03.12.2009 года на экспертизу рабочего проекта.

2. Заказчик: АО «КазТрансОйл».

3. Разработчик: Центральноазиатский научно-исследовательский и проектный институт «Транснефть». Гослицензия 03 ГСЛ №010059 от 31.10.2002г. (приложение к лицензии №0177506). ГИП Рагозин А.З.

4. Источник финансирования: Государственные инвестиции.

5. Основные исходные данные.

5.1. Основание для разработки:

5.1.1. Задание на проектирование, утвержденное главным инженером Восточного филиала АО «КазТрансОйл» Кожановым М. от 07.04.2009 года.

5.2. Согласования и заключения органов государственного надзора.

5.2.1. Санитарно-эпидемиологическое заключение за №17-8-1825 от 23.12.2009 года, выданное департаментом комитета государственного санитарно-эпидемиологического надзора Министерства Здравоохранения по ЮКО.

5.3. Комплектность представленной на экспертизу документации.

5.3.1. Том I. Пояснительная записка.

5.3.2. Том II. Охрана окружающей среды

5.3.3. Том III. Проект организации строительства

5.3.4. Том IV. Сводный сметный расчет. Сметы объектные, локальные

5.3.5. Том V. Рабочие чертежи.

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

5.4.1. Очистка магистрального нефтепроводов от химических осадков.

6. Основные данные объекта строительства и принятые проектные решения.

6.1. Место размещения объекта и характеристика участка строительства.

Место размещения объекта в инфраструктуре населенного пункта.

Природно-климатические условия района строительства.

Климатический подрайон IVГ.

Средняя температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки минус 15°С.

Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца минус 9,8°С.

Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца плюс 14,9°С.

Количество осадков за ноябрь-март – 368 мм.

Количество осадков за апрель-октябрь – 208 мм.

Нормативная глубина промерзания для суглинка - 0,33 м.

Глубина проникновения 0°С в грунт - суглинка - 0,43 м.

Район по весу снегового покрова – I.

Район по давлению ветра – III.

Район по толщине стенки гололеда – III.

Строительные группы грунтов.

Проектирование выполнено с учетом второго типа грунтовых условий по просадочности согласно ГЛЗ СНиП РК 5.01.01-2002.

С целью устранения просадочных свойств грунта и создания водонепроницаемого экрана необходимо произвести уплотнение грунта тяжелыми трамбовками весом 7,0 т и диаметром 1,8 м с высоты 4÷8 м.

Среднее значение объемного веса сухого грунта в уплотненном слое должно быть не менее 1,65 ÷1,70 тс/м^3. Глубина уплотнения – 1,5 м.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Инженерно-геологические условия территории.

Геоморфология и рельеф.

В геоморфологическом отношении площадка приурочена ко второй надпойменной террасе р.Арысь. Поверхность земли ровная. Высотные отметки поверхности земли колеблются в пределах 100,41÷1 00,71м.

Гидрография.

Гидрографическая сеть в пределах обследованной площадки отсутствует.

Гидрогеологические условия.

Подземные воды залегают на глубине 12,0 м от поверхности земли.

Физико-механические свойства грунтов.

По инженерно-геологическим условиям в пределах площадки, до глубины 12,0 м по архивным данным выделено два инженерно-геологических элемента (ИГЭ):

1) ИГЭ-1 - супесь лессовая светло-коричневая, высокопористая, просадочная, твердой консистенции, мощностью 10,2 м;

2) ИГЭ-2 - супесь светло-серая, твёрдой консистенции, низкопористая, непросадочная, запесоченная, вскрытой мощностью 1,8 м.

Первый инженерно-геологический элемент.

Элемент представлен одной литологической разновидностью - супесью, которая характеризуется следующими показателями физических свойств:

1.	Наименование показателей, ед.	Расчетные значения
2.	Плотность твердых частиц, г/см^3	2,70
3.	Плотность, г/см^3	1,54
4.	Плотность в СУХОМ состоянии, г/см^3	1,41
5.	Влажность природная, %	5,8-14,5
6.	Коэффициент пористости	0,92
7.	Влажность на границе раскатывания, %	19,6
8.	Степень влажности, %	0,17-0,40
9.	Число пластичности, %	6,7
10	Показатель текучести	<0
11	Коэффициент фильтрации, м/сут	0,34
12	Относительная просадочность при нормальном напряжении (до глубины 10,0 м), кПа: 100 200 300	 0,027 0,045 0,074
13	Начальное поосадочное давление, кПа	80
14	При водонасыщенном состоянии и природной плотности: удельный вес, кН/м^3 угол внутреннего трения, град удельное сцепление, кПа модуль деформации, МПа	 18,2/18,2 19/19 4/4 3,4
15	При водонасыщенном состоянии с уплотнением до 1,60-1,70 г/см^3: удельный вес, кН/м^3 угол внутреннего трения, град удельное сцепление, кПа модуль деформации, МПа	 20,4/20,4 25/25 9/11 14,1

Супесь просадочная. Тип грунтовых условий по просадочности - второй; просадка грунта от собственного веса при замачивании составляет 15 см.

Второй инженерно-геологический элемент

Элемент представлен одной литологической разновидностью - супесью, которая характеризуется следующими показателями физико-механических свойств.

1.	Наименование показателей, ед. измерения	Расчетные значения
2.	Плотность твердых частиц, г/см^3	2,70

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

3.	Плотность, г/см^3	1,80
4.	Плотность в сухом состоянии, г/см^3	1,60
5.	Влажность природная, %	12,3-12,8
6.	Коэффициент пористости	0,69
7.	Влажность на границе раскатывания. %	19,6
8.	Степень влажности, %	0,47-0,50
9.	Число пластичности, %	7,0
10	Показатель текучести	<0
11	Коэффициент фильтрации, м/сут	9,61
12	При водонасыщенном состоянии и природной плотности: удельный вес, кН/м	20,0 / 20,0

Прочностные и деформационные характеристики грунта не приводятся ввиду залегания его ниже сжимаемой зоны.

Сейсмичность.

Сейсмичность площадки согласно СНиП РК 2.03-04-2001 равна семи баллам. Уточнённая по инженерно-геологическим условиям сейсмичность площадки - восемь баллов (е>0,7).

Засоленность и агрессивность грунтов.

По результатам химического анализа «водной вытяжки» грунтов, по содержанию легко - и среднерастворимых солей, согласно ГОСТ 25100-82 грунты площадки до глубины 3,0 м незасолены. Величина сухого остатка составляет 0,062-0,068 %.

В пределах площадки грунты по нормативному содержанию сульфатов в пересчете на ионы SO_4^2 для бетонов марки W4 по водонепроницаемости на портландцементе по ГОСТ 10178-85 и на сульфатостойких цементах по ГОСТ 22266-94 - неагрессивные. Содержание SO_4^2 составляет 360 мг/кг.

По нормативному содержанию хлоридов в пересчете на ионы Cl - грунты площадки до глубины 3,0 м для бетонов на портландцементе по ГОСТ 10178-85 и сульфатостойких цементах по ГОСТ 22266-94 - неагрессивные. Содержание Cl составляет 134мг/кг.

6.2. Описания принятых проектных решений.

6.2.1. Генеральный план.

КПОУ расположена на 48 км магистрального нефтепровода «Шымкент-Чарджоу». в 100 км к западу от г. Шымкент, в 2-х км к югу от станции Шагыр Арысского района Южно-Казахстанской области.

Краткая характеристика площадки строительства.

Площадка под строительство КПОУ расположена на 48 км МН «Шымкент-Чарджоу», в 100 км к западу от г. Шымкента, в 2-х км к юго-востоку от ст. Шагыр Арысского района Южно-казахстанской области.

В районе площадки под строительство объекта, расположен узел с задвижками для пропуска нефти на нефтеналивную эстакаду НПС «Шагыр».

Севернее проектируемого сооружения расположен КТП-04 кВ.

Западнее площадки строительства проходит автодорога, обслуживающая магистральный нефтепровод. Площадку пересекает ЛЭП 10 кВ.

Отметки рельефа колеблются от 100,41 до 100,71м.

Размещение и состав зданий и сооружений по генплану.

Проектом предусмотрено строительство следующих зданий и сооружений: узел приема СОД; площадка дренажной емкости ЕП-16; подъездная автодорога к площадке узла приема СОД.

Узел приема СОД и подземная дренажная емкость монтируются на отдельной открытой площадке с размерами в плане 50х20 м.

Бетонная площадка для приема СОД приподнята над рельефом на 15 см и по периметру имеет бетонный бортик высотой 20 см с размерами в плане 5х3 м.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Площадка под строительство КПОУ имеет ограждение высотой 2м. В ограждении предусмотрена установка распашных ворот шириной 2,0 м с калиткой.

Размещение сооружений по генеральному плану произведено с учетом размещения существующих сооружений, противопожарных, санитарно-гигиенических требований и в соответствии со СНиП 11-89-80* «Генеральные планы промышленных предприятий», ВНТП 2-86 «Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов».

Планировочные решения.

Компоновка генерального плана выполнена с максимальным сохранением естественного рельефа, так как грунты, слагающие площадку, относятся ко II типу просадочности.

Почвенно-растительный слой на площадке 0,3 м.

В проекте предусмотрено снятие плодородного слоя грунта под трассу проектируемой автодороги. Площадь снятия плодородного слоя - 500 кв.м.

Отметка площадки узла приема СОД сохранена и увязана с отметками существующего рельефа, отметками проектируемого проезда и разворотной площадки.

Отвод ливневых стоков с технологической площадки предусмотрен в дренирующий грунт, размещенный на площадке.

Поверхностные стоки с незагрязненной территории и автодорог отводятся в пониженные места рельефа.

Подъездная автодорога.

К площадке узла приема **СОД** предусмотрен технологический подъезд с разворотной площадкой с габаритами 12х12 м.

Подъездная автодорога примыкает к существующей автодороге для обслуживания нефтепровода.

Интенсивность движения составляет менее 25 ед. транспорта в сутки.

Подъездная автодорога запроектирована согласно СНиП 2.05.07-91* «Промышленный транспорт».

Проектируемая автодорога относится к IV технической категории.

Технологический проезд запроектирован однополосным с проезжей частью серповидного профиля.

Основные параметры поперечного профиля автодороги приняты по табл. 46, прим.5 СНиП 2.05.07-91 «Промышленный транспорт»:

1) число полос движения – 1;
2) ширина проезжей части - 3,5 м;
3) ширина обочин -1,0 м.

Поперечные уклоны проезжей части и обочин приняты одинаковыми и равными 60%.

Конструкция дорожной одежды и вид покрытия приняты, исходя из транспортно-эксплутационных требований, категории дороги, гидрогеологических условий.

Дорожная одежда на подъездной автодороге запроектирована в соответствии со СНиП 2.05.07-91* «Промышленный транспорт».

Дорога запроектирована с переходным типом покрытия (гравийно-песчаная смесь).

Толщина конструктивного слоя покрытия составляет 30 см. Для улучшения несущей способности супесчаного грунта предусмотрено уплотнение грунта в основании земляного полотна до плотности скелета грунта – 1,72 т/м^2 на глубину 0,5 м и устройство гидрофобной прослойки из песка толщиной 10 см с пропиткой битумом.

Земляное полотно запроектировано в увязке с существующим рельефом и отметками существующей автодороги на примыкании.

Инженерные сети.

Инженерные сети проложены в траншеях и наземно - на опорах по площадке магистрального нефтепровода.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

При прокладке инженерных сетей расстояния между ними, а также расстояния от сооружений приняты по СНиП II-89-80* «Генеральные планы промышленных предприятий».

Технико-экономические показатели генплана.

№ п	Наименование показателей	Единица измерения	Количество
1.	Площадь участка в условных границах отвода в том числе: площадь узла приема в ограде	га га	10,0 0,1
2.	Площадь застройки	га	0,033
3.	Плотность застройки	%	33
4.	Площадь автодорог	га	0,05

6.2.2.Технологические решения.

Устройство узла приема средств очистки и диагностики (СОД)

Устройство узла предназначено для осуществления технологических операций по очистке и диагностике МН «Шымкент-Чарджоу» диаметром 720 мм.

Наличие камеры приема СОД повышает надежность и безопасность нефтепровода, так как позволяет своевременно выполнить очистку и диагностику трубопровода, что позволяет иметь информацию о состоянии металла сварных стыков нефтепровода и своевременно выполнять ремонтные работы.

Камера приема СОД размещена на 48 км МН «Шымкент-Чарджоу». Монтажные работы при строительстве узла приема должны осуществляться в соответствии со СНиП III-2-80*.

Узел приема очистных устройств и средств диагностики состоит:

1) камеры приема УЗП 7м.02.00.000(П) ОАО «Салаватнефтемаш»;

2) задвижек диаметром 700; диаметром 350; Ру=6,4 Мпа ОАО «Тяжпромарматура»;

3) задвижек диаметром 150; Ру= 6,4 Мпа ОАО «Пензатяжпромарматура» г.Пенза с ручным приводом;

4) емкости подземной горизонтальной дренажной ЕП 16 м^3 с электронасосом ГДМП-2 мощностью 18 кВт;

5) обвязывающих трубопроводов диаметром 700; диаметром 500; диаметром 350 м; диаметром 150 м;

6) тройников;

7) отводов.

Камера приема СОД подобрана так, чтобы имелась возможность приема средств диагностики, поэтому ее рабочая длина составляет 7,0 м.

Данная камера оборудована быстродействующим концевым затвором, что уменьшает затраты времени на выемку, очистку устройств и средств диагностики. Камера производится на ОАО «Салаватнефтемаш» Россия.

Электроприводные задвижки диаметром 700; диаметром 350 и задвижки диаметром 150 с ручным приводом, принятые изготовителями ОАО «Тяжпромарматура» г. Алексин и ОАО «Пензатяжпромарматура» г. Пенза.

Тройники, отводы, принятые в проекте производятся АО «Трубодеталь» г.Челябинск. Трубы, заложенные в проекте, изготавливаются на Челябинском трубном заводе г. Челябинск.

Все электроприводы, принятые в проекте, производства Томского электромеханического завода «Томприм».

Для освобождения камеры от нефти используются дренажные трубопроводы диаметром 150м. Для откачки нефти принята схема со сливом в дренажную емкость и дальнейшей откачкой ее при помощи насоса в трубопровод, устанавливаемый на емкость.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Антикоррозийное покрытие узла и труб подземной части на высоту 25 см над землей выполняется комбинированной изоляцией на основе мастики и полимерной ленты с защитной оберткой - типа пластобит-40 (ТУ39-1076-85). Вся арматура (подземной части и наземной), камера приема СОД, а также все трубные узлы изолируются антикоррозийным покрытием «JotamasticA1:S7» за два раза.

Все монтажные кольцевые швы подвергаются радиографическому контролю с целью обеспечения качества сварных работ.

После завершения всех строительно-монтажных работ по устройству узла пуска СОД выполняются испытания узла, величина испытуемого давления составляет 1,25 Р раб.= 1,25 х 6,4 = 80 МПа

Работы по сварке, контролю, приемке сварных соединений и испытанию должны проводиться с соблюдением требований (СНиП III-42-80*; ВСН-066-89; ВСН-011-88) и других действующих нормативных документов.

Эксплуатация данного узла должна производиться при рабочем давлении 6,4МПа.

6.2.3. Архитектурно - строительные решения.

Площадка узла приема очистных устройств и средств диагностики.

На площадке узла приема очистных устройств предусмотрены следующие строительные решения:

1) устройство монолитных железобетонных фундаментов под камеры из бетона кл. В15, армирование арматурными сетками (ГОСТ 23279-85) с установкой фундаментных болтов (ГОСТ 24379.0-80) для крепления камеры приема;

2) устройство монолитных бетонных фундаментов под задвижки, лестницы и площадки обслуживания задвижек из бетона класса В15;

3) под подземную емкость устраивается подготовка из песка средней крупности толщиной 900 мм;

4) устройство бетонной площадки перед затвором камеры с бордюром, выполненного из бортовых камней марки БР 300.45,18 (ГОСТ 6665-91) и бетонного приемника глубиной 700 мм для приема возможного разлива нефти;

5) площадка узла приема ограждается изгородью высотой 2,5 м из стальной сетки и металлической стойки.

Вход на площадку предусмотрен через металлические ворота шириной 2,0 мм и металлические калитки.

6.2.4 Инженерное обеспечение, сети и системы.

Электроснабжение.

Общие сведения.

Электротехнической частью рабочего проекта предусмотрено проектирование систем электроснабжения, электроосвещения КПОУ, молниезащиты и защитного заземления электрооборудования на площадке.

Площадка относится к взрывоопасной зоне класса В-1г.

Электроснабжение, электрооборудование.

Электроснабжение КПОУ на 48 км МН «Шымкент-Чарджоу» выполняется согласно заданию на проектирование, выданному Восточным филиалом АО «КазТрансОйл», и в соответствии с ПУЭ РК и другими нормативными документами РК.

Основными электроприемниками КПОУ являются асинхронные электродвигатели 0,4 кВ насоса, электрозадвижек, а также светильники наружного освещения. Точка подключения электропитания - РУНН-0,4кВ существующей трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ «КТП №4а, 2». В месте подключения в РУНН-0,4кВ трансформаторной подстанции предусматривается установка отдельного автоматического выключателя, а также наружного распределительного щита ЩР 0,4кВ с установкой групповых автоматических выключателей 0,4кВ для электроснабжения задвижек и блоков управления, насоса ГДМП-2 и наружного освещения.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Управление насосом ГДМП выполнено в двух режимах: - местное от кнопочного поста КУ-92, установленного на площадке КПОУ, и дистанционное от блока управления Б-1, установленного в ЩР. Управление задвижками местное от кнопок встроенного пульта управления, поставляемых комплектно с задвижками.

Электрические сети выполняются на напряжении 0,4кВ бронированными кабелями ВБбШв-1, прокладываемыми в траншее в земле на глубине 0,7 м. Кабели защищаются от механических повреждений путем покрытия обыкновенным глиняным кирпичом в один слой поперек трассы кабелей. В местах пересечений кабельной траншеи с инженерными сооружениями кабели прокладываются в асбестоцементных трубах. При подходе к оборудованию кабели защищаются от механических повреждений стальной трубой на высоту до двух метров.

Сечение кабелей выбрано по номинальному току и проверено по потере напряжения и отключению токов однофазного КЗ.

В качестве контрольных предусматриваются кабели КВБбШв.

Электроосвещение.

Наружное освещение площадки предусматривается выполнить светильниками типа ВЗГ/В4А-200МС во взрывозащищенном исполнении с лампами накаливания мощностью 200 Вт, установленными на железобетонных стойках СВ 105-3,5. Управление наружным освещением предусматривается местное от кнопочного поста КУ-92, установленного на площадке КПОУ и дистанционное от блока управления освещением Б-2, установленного в ЩР.

Заземление.

Контур заземления КПОУ и заземление ЩР предусматривается выполнить общим с заземлением подстанции путем подсоединения заземляющих проводников из полосовой стали 40х4мм к существующему заземляющему устройству трансформаторной подстанции.

Заземление электродвигателей выполняется путем присоединения нулевой жилы кабеля к заземляющему контакту во вводном устройстве электродвигателя, а также присоединением корпуса электродвигателя к заземляющему контуру проводником из полосовой стали 40х4мм.

Контур заземления выполняется в земле на глубине 0,8м.

Проектом предусматривается защита от статического электричества.

Молниезащита.

Молниезащиту предусматривается выполнить по II категории в соответствии с СН РК 2.04-29-2005 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений».

Молниезащита площадки выполняется молниеотводами, установленными на опорах освещения. Контур заземления молниезащиты выполняется раздельно с контуром защитного заземления из полосовой стали 40х4 мм. Каждый молниеотвод заземлен тремя заземлителями (длиной 2м), соединенными в треугольник и выполненными из круглой стали диаметром 16 мм.

6.2.5. Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуации и по взрыво- и пожаробезопасности.

Противопожарные мероприятия.

Противопожарное обеспечение включает пожарную разведку, доступ к ресурсам в аварийной зоне, тушение (локализацию) пожаров, спасение людей, находящихся в горящих, загазованных и задымленных помещениях и территориях.

Для решения задач противопожарного обеспечения, привлекаются отделения (звенья) пожаротушения нефтепровода, а также - по плану взаимодействия противопожарной службой территорий (районов), где расположена трасса нефтепровода, а также другие противопожарные службы предприятия.

6.2.6. Охрана окружающей среды.

Охрана здоровья, техника безопасности, защита окружающей среды

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Опасные факторы сооружений нефтепровода.

Нефтепровод с сооружениями, обеспечивающими перекачку нефти, насосными станциями представляет высокую потенциальную опасность вследствие возникновения утечек, вызванных неисправным оборудованием или аварийным разрывом труб. Места разлива перекачиваемого продукта и пропитанная поверхность суши образует загазованные зоны, которые образуют очаги взрывов, пожаров, отравления людей, животных и загрязняют окружающую среду. Вследствие этого проектом предусматриваются мероприятия, обеспечивающие безопасность обслуживающего персонала, оборудования, а также населения и сооружений в районе расположения нефтепровода и его объектов.

Вся система трубопроводов должна быть герметизированной, материалы и оборудование соответствовать характеристике перекачиваемого продукта и требованиям стандарта.

Охрана сооружений нефтепровода.

Вдоль трассы трубопровода, вокруг насосных станций, резервуарных парков, узлов учета продукта устанавливаются охранные зоны в соответствии с п.4 «Правила охраны магистральных трубопроводов», утвержденных 19.09.1994г., которые также регламентируют порядок допуска и производства работ, обязательных для исполнения в процессе строительства, эксплуатации нефтепровода, при возникновении повреждений и аварийных ситуаций.

Земляные работы.

До начала земляных работ в местах расположения действующих подземных коммуникаций разрабатываются мероприятия по безопасным условиям труда и согласовываются с организациями, эксплуатирующими эти коммуникации. Работы производятся под непосредственным руководством прораба или мастера, а в охранной зоне кабелей, находящихся под напряжением и/или действующего газопровода, кроме того, под наблюдением работников электролиний и газовой службы.

Земляные работы в особых районах (заповедники, места возможного патогенного заражения почвы и др.) производятся с разрешения территориальных органов охраны природы и Госсанэпиднадзора РК.

При обнаружении взрывоопасных материалов и превышении предельно-допустимой концентрации (ПДК) вредных веществ, земляные работы следует остановить до получения разрешения от соответствующих органов и должностных лиц.

Другие требования при производстве земляных работ регламентируются согласно СНиП РК 1.03-05-2001 «Охрана труда и техника безопасности в строительстве» и обязательны для исполнения проектными, строительными и эксплуатирующими организациями и предприятиями нефтепровода.

Организация эксплуатации нефтепровода и его сооружений должна соответствовать действующим «Правилам технической эксплуатации магистральных нефтепроводов», «Правилам безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов», «Правилам пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов», а также другим нормативно-техническим документам (НТД), действующим в Республике Казахстан.

Основные мероприятия по технике безопасности при реконструкции сооружений нефтепровода:

1) создание безопасных условий труда рабочих, занятых реконструкцией сооружений магистрального нефтепровода;

2) соблюдение технических условий и норм, обеспечивающих надежность и безопасность эксплуатации нефтепровода;

3) для создания безопасных условий труда при прокладке нефтепровода необходимо применять землеройные машины, грузоподъемные механизмы, очистные и изоляционные машины, машины для сварки труб и др., необходимо обучать рабочих правилам

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

безопасности при обслуживании машин и механизмов, правильно организовать работы, технический надзор и т.д;

4) все работники, занятые реконструкцией сооружений нефтепровода, помимо общих требований техники безопасности, должны соблюдать правила техники безопасности, касающиеся каждого выполняемого процесса;

5) персонал, обслуживающий грузоподъемные механизмы, подконтрольные АРК ЧС, должен быть обучен и аттестован в присутствии представителя местных органов Агентства по чрезвычайным ситуациям на знание «Правил устройств и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов», утвержденных 21.04.94 г.;

6) такелажные приспособления (канаты, тросы, стропы, цепи) и грузоподъемные механизмы (тали, лебедки, краны) перед работой должны быть проверены и снабжены бирками или клеймом с датой проведенного испытания и указанием о допустимой нагрузке. Если нагрузка превышает грузоподъемность этих приспособлений и механизмов, то их применять нельзя;

7) при использовании сосудов, работающих под давлением, персонал обязан соблюдать «Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением», утвержденные 21.04.94 года;

8) электрооборудование, применяемое во взрывоопасных установках (электродвигатели, аппараты, светильники и т.д.), должно быть взрывозащищенным и соответствовать категории и группе взрывоопасной смеси, что должно подтверждаться соответствующими сертификатами (паспортом);

9) запрещается применять стационарные светильники в качестве ручных переносных ламп. Должны применяться переносные лампы только заводского изготовления. Для переносных ламп в условиях строительства нефтепровода напряжение должно быть не выше 42 В, а в особо опасных местах (сырых помещениях, траншеях) - не выше 12 В. Ручной светильник снабжается металлической сеткой для защиты лампы и шланговым проводом с вилкой конструкция, которой исключает возможность ее включения в розетку, присоединенную к сети напряжением выше 42 В.

Во всех местах, где предусмотрена возможность подключения к сети переносных светильников, вывешиваются соответствующие надписи. Штепсельные соединения на 12 В и 42 В должны иметь окраску, резко отличающуюся от краски штепсельных соединений на 127 В и 220 В.

Техника безопасности при эксплуатации сооружений нефтепровода.

I. В соответствии с «Правилами безопасности при эксплуатации магистральных трубопроводов» (ПБЭМНП-1998г) и другими вышеуказанными законодательными актами и нормативно-техническими документами, на предприятиях разрабатываются мероприятия по охране труда и технике безопасности, предупреждению и ликвидации аварийных, травмоопасных и других чрезвычайных ситуаций, в которых предусматривается:

1) инструктивное обеспечение персонала и объектов;

2) медосмотр персонала и обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты;

3) содержание в безопасном состоянии территорий помещений объектов, рабочих мест;

4) безопасная эксплуатация и охрана трубопроводного и насосного оборудования;

5) средства аварийной защиты;

6) безопасная эксплуатация грузоподъемных механизмов и сосудов, работающих под давлением;

7) пожарная безопасность;

8) ограничение вредного воздействия опасных и вредных факторов на людей и мониторинг окружающей среды;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

9) информирование персонала, органов управления, населения о состоянии технической безопасности нефтепровода и его объектов.

II. План действий по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций составляется в соответствии с Инструкцией (РД 39-22-272-79) и предусматривает гарантии и действия по безопасности производственного персонала, населения; задействование дублирующих систем производственных процессов; отключение аварийного участка трубопровода, оборудования; локализацию и ликвидацию аварийной ситуации.

III.При наличии сероводорода должны выполняться дополнительные требования, указанные в разделе 4.9 ПБЭМНП-98, в том числе:

1) указание и обозначение знаками безопасности объектов, на которых возможно выделение сероводорода;

2) специальный инструктаж персонала и обеспечение средствами защиты органов дыхания (СИЗОД);

3) систематический контроль воздушной среды;

4) условия и порядок выполнения работ в опасных местах с возможным выделением сероводорода;

5) требования к резервуарам и их очистке;

6) нейтрализация сероводорода в случае разлива нефти.

IV. Производственное оборудование, узлы, предусматриваемые проектом, обеспечивают безопасность работающих при монтаже (демонтаже) и эксплуатации в составе технологических комплексов при соблюдении требований, предусмотренных эксплуатационной документацией.

V. Эксплуатационная документация должна устанавливать требования, которые исключают создание опасных (в том числе пожаровзрывоопасных) ситуаций при монтаже (демонтаже), вводе в эксплуатацию и эксплуатации производственного оборудования, также содержать требования, определяющие необходимость использования не входящих в конструкцию средств и методов защиты персонала.

Основные требования пожарной безопасности

Трубопроводы должны иметь опознавательную окраску и цифровое обозначение в соответствии с ГОСТом.

Обслуживающий персонал должен знать схему расположения задвижек и их назначение, а также уметь безошибочно выполнять технологические действия.

Продувка и испытание на герметичность, и прочность производится в соответствии с инструкцией, предусматривающей необходимые мероприятия по технической и пожарной безопасности, с учетом местных условий.

Инструкция и план работ по продувке и испытанию на герметичность и прочность должны быть составлены строительной организацией и согласование с техническим руководством предприятия, эксплуатирующего нефтепровод.

При продувке и испытании трубопровода запрещается проезд, нахождение в пределах зоны оцепления автомобилей, тракторов и другой техники с работающими двигателями, а также пользоваться открытым огнем и курить.

При возникновении аварии вблизи населенных пунктов, транспортных объектов промышленности, сельского хозяйства район аварии должен быть оцеплен, выставлены предупредительные знаки, прекращено движение транспорта и приняты меры по ликвидации аварии в соответствии с планом ликвидации аварий (ПЛА).

Предупредительные знаки должны быть выставлены от места аварии на расстоянии не менее 800 м на дорогах, проходах и т.п.

Запорные устройства на трубопроводах должны находиться в исправности, быть легкодоступными, чтобы обеспечить возможность надежного прекращения поступления нефтепродукта в отдельные участки трубопроводов. Неисправности следует немедленно устранять.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Для осмотра запорных устройств на предприятиях должны составляться графики, утверждаемые руководителями предприятия.

Соединения трубопроводов выполняются только на сварке. Резьбовые и фланцевые соединения используются в местах установки отключающих устройств, контрольно-измерительных приборов и другой арматуры с непроницаемыми уплотнениями. Прокладки фланцевых соединений необходимо изготовлять из материалов, не разрушающихся и не деформирующихся при повышенных температурах и воздействии сероводорода, нефтепродуктов.

Запорные устройства следует открывать и закрывать плавно. Не допускается применять для открытия и закрытия запорных устройств металлические предметы, которые могут вызвать искру.

По пожаро - и взрывобезопасности применяемое оборудование, технологические процессы, производственные инструкции и действия персонала должны соответствовать требованиям «Базовых правил пожарной безопасности Республики Казахстан» (БГГПБ РК-93), «Правил пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов». Каждый объект должен обеспечиваться необходимым количеством средств пожаротушения согласно нормам, предусмотренными указанными Правилами и СНиП.

Санитарно-гигиенические мероприятия.

В целях охраны здоровья персонала, предупреждения профессиональных заболеваний и отравлений, несчастных случаев, обеспечения безопасности труда работники проходят предварительные и периодические медицинские осмотры, специальные медицинские обследования.

Должностные лица предприятий не допускают к работе лиц, не прошедших предварительные или периодические медицинские осмотры или признанных непригодными к работе по состоянию здоровья.

При неблагоприятной санитарно-эпидемиологической обстановке в районе объектов нефтепровода, работников должны заблаговременно подвергать предварительной вакцинации от соответствующих заболеваний.

Предприятия, должностные лица, работники обязаны обеспечивать содержание и эксплуатацию производственных и санитарно-бытовых помещений, рабочих мест, технологического оборудования в соответствии с санитарными нормами, гигиеническими нормативами.

Атмосферный воздух в местах проживания, воздух производственных территорий и помещений должен соответствовать установленным нормативам. Контроль загазованности осуществляется в установленном на предприятии порядке согласно «Временному руководству по контролю источников загрязнения атмосферы» РНД 2.11.3.01-97.

Предприятия, должностные лица и работники обязаны обеспечивать сбор, переработку, обезвреживание и захоронение производственных и бытовых отходов и содержание территории в соответствии с санитарными правилами и нормами.

ИТР и рабочие должны быть обеспечены спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты согласно «Инструкции о порядке бесплатного обеспечения специальной одеждой, обувью и другими средствами индивидуальной защиты работников предприятий нефтяной и газовой промышленности» РД-08-33-94.

Все лица, находящиеся на строительной площадке и объектах нефтепровода, обязаны носить защитные каски. Рабочие и инженерно-технические работники без защитных касок и других необходимых средств индивидуальной защиты к выполнению работ не допускаются.

Подготовка к эксплуатации санитарно-бытовых помещений и устройств для работающих на строительной площадке и объектах нефтепровода должна быть закончена до начала основных строительно-монтажных работ и пуска в эксплуатацию.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

На каждом объекте строительства и эксплуатации необходимо выделять помещения или места для размещения аптечек с медикаментами, носилок, фиксирующих шин и других средств для оказания первой помощи пострадавшим.

Все работающие на строительной площадке и персонал объекта нефтепровода должны быть обеспечены питьевой водой, качество и условия хранения которой должно соответствовать санитарным требованиям.

Руководитель строительно-монтажной и эксплуатационной организации обязан обеспечить соблюдение всеми работниками правил внутреннего распорядка, относящихся к охране труда, в соответствии с Типовыми правилами внутреннего трудового распорядка для рабочих и служащих предприятий и организаций.

Допуск посторонних лиц, а также работников в нетрезвом и наркотическом состоянии на территорию объекта, в производственные, санитарно-бытовые помещения и на рабочие места запрещается.

Руководители предприятий, объектов должны обеспечить своевременное оповещение всех своих подразделений о неблагоприятных метеорологических условиях (гроза, ураган, аномальная температура воздуха и др.) и принять меры по обеспечению безопасности персонала и оборудования.

Решения по предупреждению ЧС.

Комплекс технических решений, заложенных в проекте, направлен на предотвращение или исключение аварийных ситуаций на сооружениях нефтепровода и базируется на следующих принципах:

1) сведение к минимуму вероятности аварийных ситуаций путем проведения комплексных мероприятий, направленных на устранение причин их возникновения;

2) своевременное обнаружение утечек (разрывов) и быстрая ликвидация их последствий;

3) обеспечение безопасности обслуживающего персонала, населения, сведение к минимуму ущерба от загрязнения окружающей среды.

Трубопроводы перекачивающих насосных станций.

Для строительства трубопровода предусматривается применение высокопрочных труб с высокоэффективным и долговечным изоляционным покрытием, обеспечивающим при высокой температуре качеству строительства надежную и безопасную работу в течение всего периода эксплуатации.

Подземная укладка трубопровода, соответствует принятым категориям и температурному режиму. На трубопроводе будут устанавливаться узлы приема и пуска средств очистки и диагностики трубы. Трубопровод должен быть защищен от коррозии изоляционным покрытием и эффективной системой электрохимической защиты.

Будет установлена современная система обнаружения утечек (LDS) включающая не менее 2-х независимых методов определения утечек вдоль трубопровода. LDS включает всю необходимую автоматизацию (КИП) на площадках отсекающих задвижек и НПС, которая предусматривает передачу сигналов через систему СКАДА к главному центру управления нефтепроводом (ЦУТ).

Охрана объектов нефтепровода

Система обеспечения охраны всех объектов включает:

1) патрулирование трубопровода;

2) службу охраны;

3) охранное ограждение для площадок отсекающих задвижек и площадок-камер очистных устройств и аварийную сигнализацию снаружи двери каждого помещения - укрытия КИП и оборудования связи;

4) процедуры исполнения охранных функций.

Мониторинг трассы и объектов нефтепровода

Обслуживающий персонал должен осуществлять мониторинг трубопроводной трассы и сооружений. Опасность подтопления и воздействие метеорологических и

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

природных явлений прогнозируется метеослужбой, для чего необходимо ежесуточно получать прогноз погоды, гидрографической обстановки по всей трассе нефтепровода.

Кроме этого, необходимо проводить геодезические измерения не реже одного раза в год. При необходимости, следует привлекать специальные подразделения Агентства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан.

План действий по предупреждению и ликвидации ЧС природного и техногенного характера

План действий разрабатывается в соответствии с законодательством РК в области чрезвычайных ситуаций (ЧС) для эксплуатации объекта на проектной мощности, укомплектованности персоналом и оснащении материально-техническими средствами согласно табелю по организации и оборудованию, с учетом действующего РД 39-006-99 «Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах» (1999 г).

Силы и средства предупреждения и ликвидации ЧС

Силы и средства организации, эксплуатирующей нефтепровод, должны включать:

1) силы и средства наблюдения и контроля;

2) силы и средства ликвидации ЧС.

К силам и средствам наблюдения и контроля относятся:

1) центр управления нефтепровода, включая компьютерный центр;

2) система обнаружения утечек, расположенная в ЦТУ, основанная на проведении мониторинга трубопровода через систему СКАДА.

3) операторы НПС, резервного парка, служба патрулирования, охраны и мониторинга.

К силам и средствам ликвидации ЧС относятся:

1) подразделение аварийного развертывания для ликвидации аварийных разливов нефти на суше и водной поверхности (АВБ);

2) группы по борьбе с пожарами и разливами (АВП).

Построение объектового звена ЧС

Ответственным за действия объектового звена по ликвидации ЧС является руководитель организации, эксплуатирующий нефтепровод.

Председателем комиссии по ЧС назначается первый заместитель руководителя, членами комиссии - заместители руководителя (главные специалисты) по транспортировке нефтепродукта, по строительству и нормативным вопросам (охрана труда, окружающей среды и т.д.).

Группа по борьбе с пожарами и разливами должна обеспечиваться противопожарными, механизированными, инженерно-техническими и вспомогательными средствами.

Группа обеспечивается пожарной и землеройной техникой, средствами локализации разливов и сбора нефтепродукта, средствами контроля загазованности, защиты людей и др. согласно табелю организации и оснащения.

Прогнозирование ЧС

На магистральных нефтепроводах места возможных разливов можно условно разделить на три группы:

1) участки, где располагаются резервуарные парки;

2) трасса трубопровода на суше;

3) места пересечения трубопровода сводными преградами.

При аварии без пожара, минимальное безопасное расстояние для персонала до 160 м, зона эвакуации более 200 м от места аварии. При воспламенении нефтепродукта, радиус действия токсичных паров составит около 600 м. Безопасные зоны рассчитаны в соответствии с процедурами оценки риска проекта и безопасности.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

При возникновении аварии со взрывом образуется ударная волна. Негативные последствия аварии будут носить локальный характер. В целом, проектом предусмотрено 30 площадок узлов запорной арматуры.

Перечень мероприятий по предупреждению и смягчению последствий ЧС

Основными мероприятиями по предупреждению и смягчению последствий ЧС в ходе эксплуатации нефтепровода являются:

1) тщательный контроль утечек (выбросов) с помощью электронных датчиков и приборов для объемных измерений, входящих в АСУ;

2) оборудование трубопровода системами отсечки и поддержание их в рабочем состоянии;

3) оборудование локальных систем оповещения и сигнализации;

4) поддержание в постоянной готовности сил и средств ликвидации ЧС (противопожарные формирования, группы по борьбе с разливами);

5) наличие транспортных средств для доставки сил ликвидации ЧС к аварийным участкам;

6) постоянное патрулирование полосы отвода (линейная часть) с использованием наземных и воздушных средств;

7) подготовка обслуживающего персонала к действиям при ЧС;

8) подготовка руководства к действиям в условиях ЧС и ликвидации ЧС;

9) своевременное диагностирование состояния трубопровода и запорной арматуры.

Мероприятия при угрозе и возникновении крупных производственных аварий, катастроф и стихийных бедствий.

Порядок оповещения органов управления, сил предупреждения и ликвидации, рабочих, служащих и населения об угрозе и возникновении ЧС.

(Режим повышенной готовности и режим ЧС).

Информация об угрозе возникновения ЧС от внешних источников для объектов нефтепровода на конкретном участке может поступить от территориальных органов АЧС РК.

От местных органов управления ЧС информация поступает к руководству первичным подразделениям нефтепровода, затем по подчиненности ответственным руководителям подразделений. При этом для передачи информации в звене - местный орган ЧС → руководство нефтепровода, используются средства радиосвязи и проводной связи.

При передаче информации от линейных контролеров до руководства первичных подразделений нефтепровода могут использоваться средства мобильной радиосвязи и подвижные средства. Передача информации от руководства первичных подразделений нефтепровода вышестоящего руководства, осуществляется с использованием технических возможностей автоматизированной системы управления технологическими процессами, средств проводной связи.

Оповещение рабочих и служащих первичных подразделений об угрозе возникновения ЧС, осуществляется по решению их руководителя с применением существующих технических средств оповещения:

1) сирена С-40, С-28, РСК на согласованных участках на станциях;

2) по телефону;

3) использование систем проводной связи (РТС).

Оповещение рабочих и служащих в ведомственных поселках, осуществляется силами администрации НПС и резервуарного парка.

Приведение в готовность органов управления нефтепровода

При угрозе возникновения ЧС, органы управления нефтепровода должны переключать условия работы на режим повышенной готовности. После поступления информации о такой угрозе должны быть приняты следующие меры:

1) приведение в готовность служб и др. органов управления объекта - +0,2 -0,5 часа;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

2) приведение в готовность системы связи и оповещения +0,2 -0,5 часа:

3) усилие (в 1,5-2 раза) круглосуточных дежурно-диспетчерских служб в центре управления круглосуточного дежурства администрации +0,5- 3 часа;

4) осуществление сбора руководящего состава, уточнение или постановка задач +1-3 часа;

5) информирование подчиненных, взаимодействующих организаций и представление докладов вышестоящим органам управления о сложившейся обстановке - +0,2-3 часа;

6) усиление контроля за состоянием окружающей природной среды и обстановкой на линейных объектах и элементах (узел учета, запорные арматуры, узел запуска и приема скребка и т.д.) - +0,5-1 часа;

7) уточнение плана действий по предупреждению и ликвидации ЧС - +2-3 часа:

8) прогнозирование возможного возникновения ЧС, их последствий и масштабов - + 1-2 часа;

9) принятие неотложных мер по повышению устойчивости работы нефтепровода и основных его элементов - + 0,5-1 час.

Неотложные меры по защите рабочих и служащих

К принимаемым неотложным мерам по защите рабочих и служащих относятся:

1) подготовка к выдаче средств индивидуальной защиты (СИЗ) +0,2-0,5 часа;

2) приведение в готовность сил и средств, предназначенных для вида ликвидации последствий ЧС - +0,2-2 часа;

3) приведение в готовность пожарных команд +0,2-1 час.

С целью анализа сложившейся ситуации, предсказания и оценки возможного ущерба, привлекаются специалисты отделов и служб администрации, члены регионального управления ЧС. Одновременно организуется разведка районов и участков возникновения ЧС.

Организация работ.

С возникновением ЧС руководитель нефтепровода и/или аварийно-спасательного формирования по ЧС, в зависимости от сложившейся обстановки, вводит режим чрезвычайной ситуации и контролирует выполнение мероприятий, предусмотренных планом действий. При необходимости создается комиссия по ликвидации ЧС (КЧС).

При этом выполняются следующие мероприятия:

1) устанавливается круглосуточный режим работы для первичных подразделений нефтепровода в зоне ЧС. для других органов управления, отделов и служб режим определяется вышестоящим начальником;

2) своевременный доклад вышестоящим органам управления об обстановке и проводимых мероприятиях, информирование подчиненного персонала, взаимодействующих организаций, местных органов государственного надзора;

3) выдача СИЗ и других средств защиты производственному персоналу + 0,2-1 часа;

4) выдвижение оперативных групп из органов управления нефтепровода + 0,2-1 часа;

5) выдача СИЗ и других средств согласно табелю оснащения, личному составу сил ликвидации ЧС, организация их доставки в район ЧС + 0.5-1,5 часа;

6) при необходимости, укрытие персонала в защитных сооружениях +5-10 мин.;

7) выявление и оценка обстановки в районах ЧС на основе данных разведки +2-4 часа;

8) организация и проведение аварийно-спасательных и неотложных работ (АСНДР) +3-4 часа;

9) организация поддержки и обеспечение безопасности АСНДР +3-4 часа;

10) организация выполнения в полном объеме мероприятий по восстановлению рабочего состояния нефтепровода - +24 часа;

11) оценка ожидаемого материального ущерба;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

12) при угрозе населенным пунктам, промышленным и сельскохозяйственным объектам производится эвакуация людей из зоны ЧС ведомственным автотранспортом и пешим порядком +2-6 часов.

При возникновении ЧС руководитель нефтепровода (председатель КЧС) начинает свою работу, как правило, в пункте постоянной дислокации, где на основе полученных данных об обстановке принимает предварительное решение и отдает распоряжение о развертывании работы соответствующих органов управления приведении в готовность необходимых сил и проведении экстренных мер по защите рабочих, служащих, населенных пунктов и ограничении масштабов загрязнения.

В последующем (по необходимости) по прибытии в район ЧС руководитель (председатель КЧС) должен принять окончательное решение и руководить проведением аварийно-спасательных и других неотложных работ (АСНДР). Руководитель осуществляет свою деятельность при поддержке КЧС, которая разрабатывает и докладывает ему предложения для принятия решения.

Руководитель (председатель КЧС) должен действовать в следующем порядке:

1) уяснение задачи;
2) анализ ситуации;
3) разработка программы действий:
4) принятие решения и разъяснение его подчиненным;
5) определение основных мероприятий и взаимодействия;
6) организация управления.

На основании данной последовательности, руководитель рассчитывает время, определяет режим работы, отдает предварительные распоряжения по принятию экстренных мер по защите населения и ликвидации ЧС.

Обеспечение действий сил ликвидации ЧС.

Обеспечение действий сил ликвидации ЧС - это комплекс мероприятий, организуемых и осуществляемых в целях создания условий для успешного выполнения поставленных задач, по следующим направлениям: разведка, радиационная и химическая защита, инженерное, противопожарное, дорожное, гидрометеорологическое, техническое, материальное, транспортное, медицинское обеспечение и др.

Руководитель (председатель КЧС) осуществляет порядок и координацию действий сил ЧС. Непосредственными организаторами являются члены КЧС, начальники отделов и служб администрации нефтепровода, руководители специализированных аварийно-спасательных формирований.

Разведка.

Это комплекс мероприятий по сбору, обобщению и изучению данных об обстановке, сложившейся на участках ЧС. Определяется степень загазованности и загрязнения воздуха, почвы, доставляются пробы для анализа, выяснение опасности взрывов, отравлений и других обстоятельств. Для ведения общей разведки привлекаются авиационный (вертолеты), речной и автомобильный транспорт, обходчики и операторы НПС, оснащенные и обученные работе с приборами радиационной, химической разведки и газометрического контроля. Срок готовности сил разведки – 1 час с получения соответствующего распоряжения.

При недостаточности сил для ведения общей разведки, а также проведения специальной разведки, могут привлекаться силы территориальной подсистемы ЧС Актюбинского промышленного комплекса (АПС), аварийно-спасательной службы и формирований органов Агентства РК по ЧС Актюбинской и Кызыл-Ординской областей.

Инженерное обеспечение.

Инженерное обеспечение есть комплекс инженерных мероприятий, направленных на предотвращение и ликвидацию ЧС. Основными задачами являются: инженерная разведка, обеспечение ввода сил на объекты (в районы) ведения работ, оборудование и содержание маршрутов выдвижения, переправ через водные преграды, пунктов водоснабжения.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Задачи инженерного обеспечения выполняют инженерно-технические звенья отделений по борьбе с пожарами и разливами.

Объем работ, который не может быть выполнен силами объекта, выполняется силами территориальной подсистемы ЧС КПК с соответствующей оплатой выполненных работ.

Противопожарное обеспечение.

Противопожарное обеспечение включает пожарную разведку, доступ к ресурсам в аварийной зоне, тушение (локализацию) пожаров, спасение людей, находящихся в горящих, загазованных и задымленных помещениях и территориях.

Для решения задач противопожарного обеспечения, привлекаются отделения (звенья) пожаротушения нефтепровода, а также - по плану взаимодействия - противопожарная служба территорий (районов), где расположена трасса нефтепровода, а также другие противопожарные службы предприятия.

Дорожное обеспечение.

Организуется в целях создания условий для беспрепятственного маневра сил и средств при ликвидации ЧС и своевременного подвоза, необходимых материально технических средств. Основными задачами являются: поддержание дорог и дорожных сооружений в рабочем состоянии, строительство дорог, оборудование объездов, обходов, колонных путей и переправ.

Основными силами являются инженерно-технические звенья групп отделений по борьбе с пожарами и разливами.

Объем работ, который не может быть выполнен силами служб и объектов нефтепровода, выполняется силами территориальной подсистемы ЧС с соответствующей оплатой выполненных работ.

Гидрометеорологическое обеспечение.

Организуется в целях всесторонней оценки погодных факторов, своевременного прогнозирования гидрометеорологических процессов, оценки их возможного влияния на действия сил ликвидации ЧС.

Основными задачами являются:

1) подготовка и доведение до органов управления и сил ликвидации ЧС сведений о фактической и ожидаемой гидрометеорологической обстановке, краткосрочных и долгосрочных прогнозов;

2) предупреждение об опасных явлениях природы;

3) сбор данных по радиационной и химической обстановке;

4) по проходимости местности и условия преодоления водных преград.

Техническое обеспечение.

Решает задачи по обслуживанию транспортной, землеройной, грузоподъемной и другой специальной техники и оборудования, сбору-вывозу, нейтрализации разлитого нефтепродукта, замене поврежденных труб и оборудования.

Для решения поставленных задач привлекаются механизированные и вспомогательные отделения (звенья) групп (отделений) по борьбе с пожарами и разливами, а также другие службы предприятия.

Материальное обеспечение.

Материальное обеспечение действий сил ликвидации ЧС решает задачи бесперебойного снабжения оборудованием, инструментом, средствами защиты, другими материальными средствами, необходимыми для ликвидации ЧС и жизнеобеспечения личного состава.

Организует материальное обеспечение заместитель руководителя нефтепровода, служба снабжения и вспомогательное отделение (звено) группы (отделения) по борьбе с пожарами и разливами.

Транспортное обеспечение.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Решает задачи доставки людей, оборудования, материалов, эвакуации населения, сельскохозяйственных животных из зоны ЧС. Для выполнения этих задач привлекается транспорт, находящийся на объекте. При недостатке транспортных средств объекта привлекается транспорт территориальных подсистем ЧС, с последующей оплатой выполненных работ.

Медицинское обеспечение.

Медицинское обеспечение в ходе выполнения аварийно-спасательных и неотложных работ решает задачи оказания медицинской помощи при ЧС, эвакуации пострадавших в лечебные учреждения, снабжение сил ликвидации ЧС медицинским имуществом, медикаментами.

Первая медицинская помощь персоналу в зоне ЧС оказывается путем само- и взаимопомощи, силами внештатных санитарных постов.

Охранное обеспечение.

Организуется в целях обеспечения безопасности дорожного движения в зоне ЧС, охраны объектов, контроля за соблюдением установленного режима допуска и производства аварийно-спасательных и других неотложных работ на объектах нефтепровода.

Проведение аварийно-спасательных и других неотложных работ (АСНДР).

После получения сигнала о разливе нефти и приведения в готовность соответствующих органов управления нефтепровода, сил и средств ликвидации ЧС, организуется их доставка к участку разлива. В зависимости от масштабов ЧС может быть возложено на руководителя одного из объектов нефтепровода. При недостаточном количестве сил и средств для ликвидации разлива, ставятся в известность территориальные органы, специально уполномоченные решать задачи по предупреждению и ликвидации ЧС субъектов РК, на территории которых произошло ЧС.

Очистка поверхности суши от нефтепродуктов достигается применением различных средств и способов, основными из которых являются:

1) локализация разливов;
2) сбор разлитой жидкости и мусора;
3) удаление (переработка) собранной жидкости и мусора;
4) зачистка и рекультивация пораженных участков.

В отдельных случаях, работы по очистке поверхности суши от нефтепродуктов сопровождаются, а иногда им предшествуют работы по локализации и тушению пожаров. В некоторых случаях зачистка территории сопровождается выжиганием остатков нефти. Для ликвидации участков разлива могут привлекаться ресурсы нефтепровода: группы (отделения) по борьбе с пожарами и разливами, первичные подразделения нефтепровода, а в некоторых случаях, при загрязнении водоемов, основные средства для водных операций: катера для установки бонов, боновые заградительные системы, всасывающие и выпускные шланги и т.д.

При недостаточности ресурсов нефтепровода, к ликвидации последствий разлива нефти и пожара будут привлекаться различные силы территориальных подсистем ЧС: разведки (воздушной, наземной, речной), сводные отряды (команды, группы) для проведения механизированных операций, команды (группы) обеззараживания, пожарные команды (группы, отделения, расчеты), центры медицины катастроф и др.

Основной комплект оборудования для локализации и ликвидации разливов на сухопутном участке нефтепровода включает: канавокопатели, бульдозеры, погрузчики, пожарные автомобили, мотопомпы, автоцистерны, самосвалы, прицепы, вспомогательные автомобили, тракторы с широкой траковой лентой; насосы, рассчитанные на большие рабочие нагрузки; высокопроизводительные насосы; пеноотделители. редукционные клапаны, разъемы пеноотделителей, пластиковые ленты, переносные емкости для хранения, бочки для сжигания мусора, дизель-генераторы, кварцевые галоновые лампы, боны, пластиковые мешки для мусора, шанцевый инструмент.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Очистка поверхности суши от нефтяных загрязнений зависит от степени ее загрязнения, характера поверхности, климатических, гидрографических условий, времени года и достигается сочетанием различных средств и способов очистки.

6.2.7. Организация строительства.

Продолжительность строительства определена в соответствии с «Пособие по определению продолжительности строительства предприятий зданий и сооружений (к СНиП РК 1.0403-2008)», расчетным методом по приложению 3 п.2 (применительно) зависимости по формуле:

$T_н = A^*_1\sqrt{C} + A^*_2 C,$

где С – объем СМР в млн. руб. в ценах 1984 года,

A_1, A_2 – параметры уравнения, определяемые по данным статистики (прил.3).

Базовая стоимость СМР в ценах 2001 года – 6839,48 тыс. тенге.

Стоимость СМР, приведенная к ценам 1984 года равна:

$6839{,}48 : 119{,}757 : 1{,}61 = 35{,}473 тыс.тг \approx 0{,}0355 млн.тенге$

119,757 и 1,61- региональные индексы;

A_1=9,2; A_2=-0,5; $T_н = 9{,}2\sqrt{0{,}0355} + (-0{,}5) \times 0{,}036 \approx 2 мес.$

Общая продолжительность строительства равна 2 месяца, в том числе продолжительность подготовительного периода – 5 дней.

Распределение капитальных вложений и объемов строительно-монтажных работ приведено в таблице 1 «Календарный план строительства».

6.2.8. Сметная документация.

Сметная документация составлена в соответствии с СН РК 8.02-02-2002 «Порядок определения сметной стоимости строительства в Республике Казахстан», СНиП РК 1.02-01-2007 «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 РК 8.02-05-2002, СН РК 8.02-06-2002, изменения и дополнения выпуски 1-9.

Сметная документация составлена с использованием программного комплекса АВС-4, редакция 3.17.5а.

Сметная стоимость строительства составлена в базисном уровне цен 2001 года с использованием сметных норм и расценок СНиР2001 привязанных к местным условиям строительства ЮКО.

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

При составлении сметной документации приняты:

1) территориальный район -15.2

2) накладные расходы согласно СН РК 8.02-02-2002 Приложения 1.

3) затраты на временные здания и сооружения согласно СН РК 8.02-09-2002 - 3,28%

4) дополнительные затраты при производстве работ в зимнее время согласно СН РК 8.02-07-2002 – 0,98%.

5) затраты на выслугу лет - 1%.

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%.

10) содержание технадзора - 0,49%

11) авторский надзор - 0,2%.

Основные показатели :

1.	Общая сметная стоимость строительства в базовых ценах 2001 года	14,322 млн.тенге
	в том числе: СМР	6,424 млн.тенге
	оборудование	7,810 млн.тенге

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

	прочие	0,088 млн.тенге
2.	Общая сметная стоимость строительства в текущих ценах 2009, 2010 годов	29,868 млн.тенге
	в том числе: СМР	11,397 млн.тенге
	оборудование	13,855 млн.тенге
	прочие	4,616 млн.тенге
3.	Нормативная трудоемкость	3,453 тыс.чел.час.
4.	Продолжительность строительства	2 месяца

7. Оценка проектных решений и результаты экспертизы.

7.1. Изменения и дополнения, внесенные в проект в процессе экспертизы:

7.1.1. Технологические решения.

1) предоставлена пояснительная записка, выполненная в соответствии с требованиями СНиП РК 1.02-01-2007; в пояснительной записке добавлены мероприятия по предупреждению техногенных чрезвычайных ситуаций, взрыво и пожаробезопасности;

2) обоснованы принятые в проекте толщины стенок трубопроводов и соединительных деталей, предоставлен расчет толщины стенки, выполненный с учетом требований п. 8.22* СНиП 2.05.06-85*; предоставлен расчет трубопроводов на прочность с учетом сейсмичности площадки 7 баллов;

3) трубы стальные электросварные по ГОСТ 10704-91 производства, Россия заменены на трубы стальные электросварные по ГОСТ 10704-91 производства Павлодарского трубопрокатного завода;

4) предусмотрено устройство молниезащиты;

5) первичные средства пожаротушения на площадке камеры приема СОД приняты по ППБС РК 11-98 «Правила пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов»; средства пожаротушения включены в спецификацию оборудования и материалов;

6) для насосного агрегата НВ-Е-50/50 указано исполнение электродвигателя (взрывозащищенное); выбрана длина погружной части -3,0м и, в соответствии с выбранным насосом, заказано исполнение дренажной емкости-1;

7) предусмотрен сигнализатор уровня для дренажной емкости;

8) исполнение дренажной емкости принято для сейсмичности площадки строительства 7 баллов;

9) предусмотрено устройство криволинейной вставки в месте присоединения трубопровода к оборудованию согласно требований п. 5.35 СНиП 2.05-06-85* ;

10) предусмотрены трубопроводы газовоздушной линии; трубопроводы проложены с уклоном 0,002 в сторону подземной дренажной емкости и присоединены к предусмотренным конструкцией патрубкам камер СОД и емкости дренажной.

11) детали трубопроводов – отводы, переходы, заглушки приняты по ГОСТ 17375-2001, 17378-2001, 17379-2001;

12) представлены гидрогеологические изыскания;

13) проект согласован в установленном порядке с заинтересованными организациями.

7.1.2. Архитектурно-строительные решения.

1) представлен расчет фундаментов (расчеты по деформации);

7.1.3. Инженерные обеспечение, сети и системы.

Электроснабжение.

1) прокладка проводов и кабелей в земле предусмотрено в асбоцементных трубах ;

2) защита кабелей от механических повреждений выполнена строительным кирпичом;

3) наружный контур заземления выполнен сталью полосовой 40х4мм;

4) в однолинейной схеме указаны марка, сечение, длина, способ прокладки силовых и контрольных кабелей;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

5) спецификации указан завод-изготовитель;

6) в общей пояснительной записке выполнена электротехническая часть.

7.1.4 Сметная документация.

1) согласно справке о начале срока строительства приняты МРП и НДС на 2010 год;

2) стоимость ПИР принята 904,74 тыс.тенге без НДС, стоимость экспертизы принята по расчету 180,95 тыс.тенге без НДС;

3) МРП на 2010 год принят 1413 тенге;

Локальная смета №2-1-1. Узел приема СОД. Площадка дренажной емкости монтажные работы.

1) п.12,18 приняты по базе 2001г.

2) п.16,44,50 указаны стоимости в ценах 2001г.

3) предоставлены прайс-листы на оборудование

Локальная смета №2-1-2. Узел приема СОД. Площадка дренажной емкости общестроительные работы.

1) локальная смета приведена в соответствие с ресурсной сметой.

2) материалы откорректированы.

Локальная смета №2-1-3. Площадка дренажной емкости общестроительные работы.

1) п.11,23 учтена стоимость бетона.

Локальная смета №4-1-1. Внутриплощадочные эл.сети.

1) п.13 стоимость выключателей принята по ценнику 2001г.

2) п.16 стоимость кабелей принята по ценникам 2001г

3) п.23-25 исключены стоимости по прейскурантам

4) п.27 учтена стоимость ж/б опор.

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

№	Наименование	Ед. изм.	Показатели		Изменен +Увелич -Снижен.
			Заявл.до экспертиз	Рекомен.к утвержден	
1	Общая сметная стоимость строительства в базовых ценах 2001 г.	млн.тенге	14,322	11,544	-2,778
	в том числе: СМР	млн.тенге	6,424	5,635	-0,789
	оборудование	млн.тенге	7,810	5,831	-1,979
	прочие	млн.тенге	0,088	0,078	-0,010
2	Общая сметная стоимость строительства в текущих ценах 2009, 2010 годов	млн.тенге	29,868	25,426	-4,442
	в том числе: СМР	млн.тенге	11,397	10,273	-1,124
	оборудование	млн.тенге	13,855	10,632	-3,223
	прочие	млн.тенге	4,616	4,521	-0,095
	из них по годам:				
	2009 год с МРП 1296 (ПИР, экспертизы)	млн.тенге	1,216	1,216	-
	2010год с МРП 1413	млн.тенге	28,652	24,21	-4,442
3	Нормативная трудоемкость	тыс.чел.ч	3,453	3,310	-0,143
4	Продолжительность строительства	месяцев	2,0	2,0	-

Примечание: в результате рассмотрения сметной документации сметная стоимость объекта снизилась в текущих ценах 2010 года на общую сумму 4,442 млн.тенге.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

8. Вывод.

С учетом внесенных изменений и дополнений рабочий проект **«КПОУ на 48 км МН «Шымкент-Чарджоу» Восточного филиала АО «КазТрансОйл». Строительство (корректировка проекта)** соответствует требованиям нормативных актов, государственных нормативов и документов, действующих в Республике Казахстан, и рекомендуется для утверждения в установленном порядке со следующими основными показателями:

1.	Общая сметная стоимость строительства в базовых ценах 2001 г.	11,544 млн.тенге
	в том числе СМР	5,635 млн. тенге
2.	Общая сметная стоимость строительства в текущих ценах 2009, 2010 годов	25,426 млн.тенге
	в том числе СМР	10,273 млн.тенге
3.	Нормативная трудоемкость	3,310 тыс.чел.час
4.	Нормативная продолжительность строительства	2,0 месяцев

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.

«ҚазТрансОйл АҚ Шығыс филиалы Шымкент-Чарджоу магистралды мұнай құбыры 48 шақырымындағы тазалағыш қабылдау камера қондырғысы» Құрылысы (қайта өңдеу) 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	2001 жылғы базисті бағадағы құрылыстың жалпы сметалық құны	11,544 млн.тенге
	оның ішінде құрылыс-монтаж жұмыстары	5,635 млн. тенге
2	2009-2010 жылдардағы ағымдағы бағадағы құрылыстың жалпы сметалық құны	25,426 млн.тенге
	оның ішінде құрылыс-монтаж жұмыстары	10,273 млн.тенге
3	Нормативтік еңбек сыйымдылығы	3,310 мың адам сағ.
4	Құрылыстың нормативтік ұзақтығы	2,0 ай

1. Жұмыс жобасын бекітуге және жұмыстарды өндіріске ұсынғанда осы сараптама қорытындысына сәйкес келетіндігін 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	Н. Ларкина
Бас маман	М. Айнабаев
Штаттан тыс сарапшы	О. Ерос
Штаттан тыс сарапшы	Г. Сотникова
Штаттан тыс сарапшы	У.Истилеева

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА