ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ҚҰРЫЛЫС ЖӘНЕ ТҰРҒЫН ҮЙ-КОММУНАЛДЫҚ ШАРУАШЫЛЫҚ ІСТЕРІ АГЕНТТІГІ "ЖОБАЛАРДЫ МЕМЛЕКЕТТІК ВЕДОМСТВАДАН ТЫС САРАПТАУ" ШАРУАШЫЛЫҚ ЖҮРГІЗУ ҚҰҚЫҒЫНДАҒЫ РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК КӘСІПОРЫННЫҢ ("МЕМСАРАПТАМА" РМК) ҚЫЗЫЛОРДА ОБЛЫСЫ БОЙЫНША ФИЛИАЛЫ

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

ФИЛИАЛ РЕСПУБЛИКАНСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ НА ПРАВЕ ХОЗЯЙСТВЕННОГО ВЕДЕНИЯ "ГОСУДАРСТВЕННАЯ ВНЕВЕДОМОСТВЕННАЯ ЭКСПЕРТИЗА ПРОЕКТОВ" (РГП "ГОСЭКСПЕРТИЗА") АГЕНСТВА РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН ПО ДЕЛАМ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА ПО КЫЗЫЛОРДИНСКОЙ ОБЛАСТИ

БЕКІТЕМІН:
«Мемсараптама» РМК-ның
Қызылорда облысы бойынша
филиалының директоры

_____ Нұрлыбаев Б.Қ.

2012 жылғы 21 қыркүйек №14–0302/12

«Мұнайды алдын-ала дайындау қондырғысын қайта жаңғырту. Көлемі V=200м^3 МГС мұнайгазды сепараторын ауыстыру»

жұмыс жобасы бойынша

ҚОРЫТЫНДЫ

ТАПСЫРЫСШЫ:
«Торғай-Петролеум» АҚ

БАС ЖОБАЛАУШЫ:
«Казнефтегазконсалтинг» ЖШС

Қызылорда қаласы

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ҚҰРЫЛЫС ЖӘНЕ ТҰРҒЫН ҮЙ-КОММУНАЛДЫҚ ШАРУАШЫЛЫҚ ІСТЕРІ АГЕНТТІГІ "ЖОБАЛАРДЫ МЕМЛЕКЕТТІК ВЕДОМСТВАДАН ТЫС САРАПТАУ" ШАРУАШЫЛЫҚ ЖҮРГІЗУ ҚҰҚЫҒЫНДАҒЫ РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК КӘСІПОРЫННЫҢ ("МЕМСАРАПТАМА" РМК) ҚЫЗЫЛОРДА ОБЛЫСЫ БОЙЫНША ФИЛИАЛЫ

ФИЛИАЛ РЕСПУБЛИКАНСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ НА ПРАВЕ ХОЗЯЙСТВЕННОГО ВЕДЕНИЯ "ГОСУДАРСТВЕННАЯ ВНЕВЕДОМОСТВЕННАЯ ЭКСПЕРТИЗА ПРОЕКТОВ" (РГП "ГОСЭКСПЕРТИЗА") АГЕНСТВА РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН ПО ДЕЛАМ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА ПО КЫЗЫЛОРДИНСКОЙ ОБЛАСТИ

«УТВЕРЖДАЮ»:
Директор
филиала РГП «Госэкспертиза»
по Кызылординской области

Нурлыбаев Б.К.

З А К Л Ю Ч Е Н И Е

№14-0302/12 от 21 сентября 2012 года

по рабочему проекту

«Реконструкция УППН. Замена нефтегазового сепаратора НГСВ V=200м^3»

Заказчик:
АО «ТургайПетролеум»

Генпроектировщик
ТОО «Казнефтегазконсалтинг»

г. Кызылорда

1. НАИМЕНОВАНИЕ: Рабочий проект «Реконструкция УППН. Замена нефтегазового сепаратора НГСВ V=200м^3».

Основанием для рассмотрения объекта послужил договор №14/0226 от 20.07.2012 года между РГП «Госэкспертиза» и ТОО «Казнефтегазконсалтинг».

2. ЗАКАЗЧИК: АО «Тургай Петролеум».

3. ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК: ТОО «Казнефтегазконсалтинг» г. Кызылорда (ГЛ №00974Р от 19.06.2007г.).

Главный инженер проекта – Жадигер А.Ж (приказ ТОО «Казнефтегазконсалтинг» №021/12 от 29.04.2012г.).

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: собственные средства.

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1. Основание для разработки:

техническое задание на проектирование от 23.02.2012г. №06-12, утвержденное АО «ТургайПетролеум».

Исходно-разрешительные документы:

архитектурно-планировочное задание (АПЗ) от 23.02.2012 года, утвержденное отделом архитектуры и градостроительства Улытауского района Карагандинской области.

Технические условия:

на электроснабжение энергетического отдела АО «ТургайПетролеум» №18 от 11.06.2012года.

Письма:

АО «Тургай Петролеум» от 05.07.2012г. №1639 о проведении экспертизы и заключении договора с ТОО «Казнефтегазконсалтинг».

5.2. Согласования и заключения органов государственного надзора по РП:

заключение ГУ «Департамент комитета ГСЭН МЗ РК по Кызылординской области» от 20.07.2012г. №510;

заключение департамента по экологии Кызылординской области Комитета экологического регулирования и контроля Министерства охраны окружающей среды РК №01-04/1907 от 12.09.2012г;

экспертное заключение по промышленной безопасности №119-07-12 от 05.06.2012г, выданное ТОО «Туран Ойл Сервис» (Аттестат №0283 от 26.02.2008г., выдано Комитетом по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью МЧС РК);

согласование департамента по чрезвычайным ситуациям Кызылординской области №23-08/12-01-4649 от 24.07.2012г;

генплан и технологическая схема, согласованные АО «ТургайПетролеум».

5.3. Комплектность представленной на экспертизу документации.

05-544-ПЗ	Общая пояснительная записка
Альбом	Рабочие чертежи
05-544-ГП	Генеральный план
05-544-АС	Строительная часть
05-544-ТХ	Механическая часть
05-544-Э	Электротехническая часть
05-544-АК	Автоматизация технологических процессов
05-544-ПП	Паспорт проекта
05-544-РООС	Охрана окружающей среды
	Отчет об инженерно-геологических изысканиях, выполненных ТОО «НефтеГазПроект» г. Кызылорда в 2011г. (12-ГСЛ №0000776 от 23.09.2009г.)

5.4. Основные цели и задачи строительства.

Цель проекта:

улучшение эксплуатации месторождения АО «Тургай Петролеум» в связи с увеличением объема добычи нефти.

Необходимость и целесообразность строительства:

С вводом дополнительного сепаратора решается проблема сепарации нефтегазовой эмульсии на УППН. Нефтегазовый сепаратор предназначен для разделения нефтегазовой эмульсии на газ и жидкость.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА
МЕМСАРАПТАМА

6. ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ ОБЪЕКТА СТРОИТЕЛЬСТВА И ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1. Характеристики участка строительства и место размещения объекта.

Месторождение «Кумколь» расположено на контрактной территории АО «Тургай Петролеум» в административном отношении на территории Улытауского района Карагандинской области, в 180км севернее г. Кызылорда. В радиусе 20 км населенных пунктов нет.

6.1.1. Природно-климатические условия района строительства.

Климатические данные приняты по метеостанции «Карсакпай».

Климатический район - IIIA. (СНиП РК 2.04-01-2001);

Годовое количество осадков – 251мм;

Средняя температура наружного воздуха:

- наиболее холодной пятидневки - минус 32^0С(СНиП РК 2.04-21-2004*);
- наиболее холодных суток - минус 36^0С СНиП РК 2.04-01-2001);

сейсмичность района - 6 баллов (СНиП РК 2.03-30-2006);

район по весу снегового покрова - I (S_0 = 50 кг /м^2, СНиП 2.01.07-85*);

район по скоростному напору ветра - III (W_o= 38 кг/м^2, СНиП 2.01.07-85*).

6.1.2. Инженерно-геологические условия площадки строительства.:

Согласно отчета об инженерно-геологических изысканиях, выполненных ТОО «НефтеГазПроект» в 2011 году по объекту «Замена Концевого Делителя Фаз (КДФТ) на УППН на контрактной территории АО "Тургай-Петролеум" месторождения Кумколь» (архивные материалы) площадка строительства характеризуется следующими данными:

Рельеф участка относительно ровный, высотные отметки поверхности земли изменяются от 120,61-120,68м.

В геолого-литологическом строении выделено три инженерно-геологических элемента:

насыпной грунт из песка гравелистого и мелкого, суглинка, желтовато-серого и серовато-коричневого цветов, неслежавшийся, вскрытой мощностью 0,8-1,0м;

песок мелкий, желтовато-серого цвета, маловлажный, рыхлый, кварц-полевошпатого состава, с прожилками и выцветами гипса, с тонкими прослойками песка пылеватого толщиной до 20см, вскрытой мощностью 0,6-0,7м (γ_{II}–18,13кН/м^3, φ_{II}-27°, C_{II} -1кПа, Е-14,8МПа);

глина зеленовато-серого цвета, твердая, тонкослоистая, с прожилками и выцветами гипса, с тонкими пропластками гипса (марьиное стекло), вскрытой мощностью 7,4-7,5м (γ_{II}–19,31кН/м^3, φ_{II}-15°, C_{II} -45кПа, Е-17,05МПа).

Тип засоления грунтов – хлоридный и хлоридно-сульфатный. По содержанию сухого остатка грунты слабо- и сильнозасолены.

По содержанию сульфатов грунты сильноагрессивные к бетонам на портландцементе и шлакопортландцементе, среднеагрессивные к сульфатостойким видам цемента. По содержанию хлоридов – сильноагрессивные ко всем видам цемента.

Подземные воды на участке работ не вскрыты.

Нормативная глубина промерзания грунтов: суглинки, глины – 1,48м, пески мелкие и пылеватые – 1,81м, пески гравелистые и средней крупности – 1,93м.

6.1.3. Современное состояние.

В настоящее время на УППН месторождения Кумколь эксплуатируются 4 нефтегазовых сепаратора:

на 1-й ступени сепарации 2 сепаратора НГСВ объемом 200м^3 и 50м^3;

на 2-й ступени сепарации 2 сепаратора НГСВ объемом 200м^3.

Для увеличения производительности сепарации нефтегазовой эмульсии проектом предусмотрена замена сепаратора НГСВ объемом 50м^3 на сепаратор объемом 200м^3. Сепаратор V=200м^3 будет работать в 2 ступени. При эксплуатации двух существующих сепараторов второй ступени, заменяемый сепаратор будет работать как первая ступень. При ремонтных работах одной из двух сепараторов второй ступени, заменяемый сепаратор будет работать для двух ступеней сепарации.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА
МЕМСАРАПТАМА

6.2. Описания принятых проектных решений.

Проектом предусмотрено:

замена существующего сепаратора V-50м^3 на нефтегазовый сепаратор НГСВ V-200м^3;

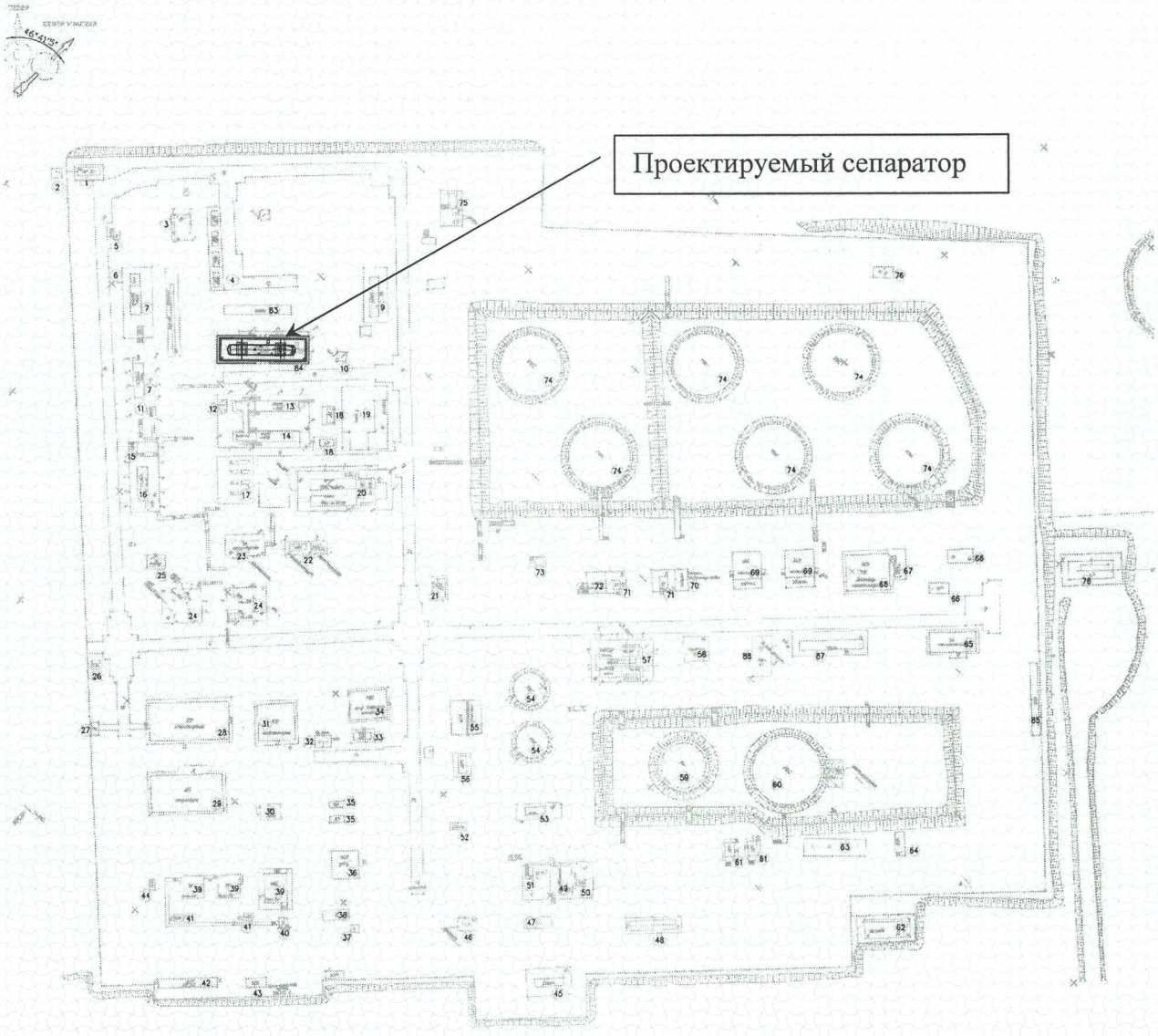
прокладка технологических трубопроводов.

6.2.1. Генеральный план.

Площадка существующего сепаратора V-50м^3, подлежащая замене, расположена на западной части территории УППН. Площадка, размером в плане 29,0х7,5м, площадью 217,5м^2. Покрытие – бетонное толщиной 130-150мм с бортиками по периметру высотой 15см.

Ситуационный план.

Рисунок 1.



Расположение проектируемых сооружений принято согласно технологической схеме, а также обеспечения рациональных производственных, транспортных и инженерных связей на площадке.

На площадке предусмотрено размещение:

нефтегазового сепаратора НГСВ V-200м^3;

подземного железобетонного лотка для трубопроводов, длиной 12,0м.;

мокрого колодца МК-1;

опоры трубопроводов и кабельной эстакады КИПиА;

стальных площадок обслуживания для арматур трубопроводов – 4шт.;

стальных лестничных маршей для доступа на стальную площадку сепаратора.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА
МЕМСАРАПТАМА

На территории УППН имеется существующая кольцевая схема дорог (подъездные, внутриплощадочные), обеспечивающих транспортировку и обслуживания сооружений. Дополнительные подъездные (внутриплощадочные) дороги проектом не предусмотрены.

Показатели генерального плана (территория УППН):

табл.1

№	Наименование	Ед. изм.	Количество		% к общей площади
			До реконструкции	После реконструкции	
1	Площадь участка	$м^2$	85068,0	85068,0	100
2	Площадь застройки	$м^2$	51767,1	52061,6	60,85/61,2
3	Площадь покрытий и участков, свободных от застройки	$м^2$	33300,9	33006,4	39,15/38,8

6.2.2. Технологическое решение.

Технологическая схема.

Технологической схемой предусмотрены следующие технологические операции:

- сепарация жидкости в 3-х фазном сепараторе.

Проектом предусмотрен демонтаж существующего сепаратора V=50м3 с установленными на нем приборами КИПиА и предохранительными клапанами с установкой на его месте нового сепаратора V=200 м3. В сепараторе происходит разделение эмульсии на газ, пластовую воду и нефть.

На площадке нефтегазового сепаратора выполнена трубная обвязка с арматурой, установлены приборы КИПиА, предусмотрен дренаж. Аварийное и ремонтное опорожнение аппарата предусмотрено в существующую дренажную систему.

Установка оборудована площадкой и лестницей для обслуживания арматуры, приборов КИП.

СЕПАРАТОР 3-Х ФАЗНЫЙ		
Номер оборудования		С-301/1
Тип оборудования		НГСВ-2-П-1,0-3400-2-Т-И
Производительность по нефтегазовой смеси	м≥/час	210-560
Рабочее давление	МПа	1-я ступень 0,5-0,62 2-я ступень 0,28-0,4
Расчетное давление	МПа	1,0
Рабочая температура	°С	30-60
Расчетная температура	°С	100
Вместимость	м≥	200
Габаритные размеры (длина, диаметр)	мм	23512х3400
Масса	кг	39220
Количество	шт.	1

Проектируемый сепаратор в зависимости от требований технологического процесса будет работать или на первой, или на второй ступенях сепарации.

<u>При 1-й ступени сепарации:</u>

Жидкость от точки подключения ТП-01 и ТП-02 от существующих коллекторов жидкости подается на сепарацию в проектируемый сепаратор V=200 $м^3$.

Дегазированная нефть из проектируемого сепаратора V=200$м^3$ подается в существующий трубопровод нефти к точке подключения ТП-03 в существующие печи подогрева.

Газ поступает в существующий коллектор газа к точке подключения ТП-09 на компрессор или в аварийной ситуации при невозможности подачи газа на компрессор, весь газ подается в существующий факельный коллектор. Давление в сепараторе поддерживается существующим регулятором.

а) мощность 1 ступени сепарации

Расход жидкости	расчетная	560 м3/ч
	максимум	649 м3/ч

МЕМСАРАПТАМА ПРОЕКТЭКСПЕРТИЗА
МЕМСАРАПТАМА

	минимум	210 м3/ч
Расход газа	расчетная	7200м3/ч
	максимум	5229м3/ч
	минимум	3500м3/ч
Обводненность на входе	макс.	92%
	Мин.	85%

При 2 ступени сепарации:

Жидкость от точки подключения ТП-04 и ТП-02 от существующих коллекторов жидкости из печи подается на сепарацию в проектируемый сепаратор V=200м^3 и в существующие сепараторы V=200м^3. Нефть из проектируемого сепаратора V=200м^3 подается в существующий трубопровод нефти к существующим отстойникам к точке подключения ТП-05.

Газ из сепаратора под давлением поступает в существующий трубопровод газа к точкам подключения ТП-11. Давление в сепараторе поддерживается регулятором, установленным на линии отвода газа. От ТП-11 газ подается по существующим трубопроводам на компрессор или в аварийной ситуации при невозможности подачи газа на компрессор, весь газ подается в существующий факельный коллектор.

Защита проектируемого сепаратора V=200м^3 от превышения давления осуществляется двумя предохранительными клапанами (1 рабочий, 1 резервный), установленными на сепараторе. Для обеспечения ревизии и ремонта клапанов до и после них установлены переключающие устройства, исключающие возможность одновременного закрытия рабочего и резервного клапана.

Сброс от предохранительных клапанов проектируемого сепаратора V=200м3 подается в существующий коллектор сброса газа на факел к точке подключения ТП-10.

Проектируемый дренажный коллектор подключается к существующему коллектору в точке подключения ТП-09 и далее к дренажным емкостям.

Пластовая вода из сепаратора поступает в существующие трубопроводы в резервуары пластовой воды к точкам подключения ТП-06 и ТП-07.

б) мощность 2 ступени сепарации

Расход жидкости	расчетная	1120м3/ч
	максимум	1163м3/ч
	минимум	500 м3/ч
Расход газа	расчетная	5100м3/ч
	максимум	5500м3/ч
Обводненность на входе	макс.	75%
	мин.	50%

Технологические трубопроводы.

На открытых технологических площадках трубопроводы проложены надземно на низких опорах, трубопроводы дренажа проложены частично подземно.

Трубопроводы в пределах площадок в соответствии с СН527-80 относятся:

трубопроводы нефти – III категория, группа Бб;

трубопроводы газа – II категория, группа Ба;

трубопроводы дренажа – III категория, группа Бб.

Трубопроводы и арматура при надземной прокладке изолированы матами минераловатными на синтетическом связующем с покровным слоем из алюминиевого листа толщиной 0,8мм. Антикоррозионная изоляция краской - БТ-177 за 2 раза по грунтовке ГФ-021. Предусмотрен термообогрев трубопроводов.

Антикоррозийное покрытие труб при подземной прокладке – «Усиленное» - грунтовка битумно-полимерная, лента полиэтиленовая изоляционная дублированная, обертка защитная липкая полимерная на основе полиэтилена.

Гидравлическое испытание и контроль сварных швов – согласно требованиям СНиП 3.05.09-2002, СНиП III-42-80:

испытательное давление - 1,25 $P_{раб}$ с $P_{раб}$ ≥0,5МПа и 1,5 с $P_{раб}$<0,05МПа;

100% контроль физическими методами сварных соединений, в т.ч. радиографическим - не менее 20% стыков, остальные магнитографическим или ультразвуковым методом.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА
МЕМСАРАПТАМА

6.2.3. Строительные решения.

Конструктивное решение проектируемых сооружений приняты с учетом обеспечения технологических потребностей и требований эксплуатации и соответствуют требованиям пожарной безопасности.

Конструктивные решения приняты с учетом обеспечения надежности и прочности строительных конструкций. Расчет фундаментов выполнен в соответствии с требованиями СНиП РК 5.01-01-2002.

Уровень ответственности – II.

Нефтегазовый сепаратор V=200м^3 установлен на отдельностоящие железобетонные фундаменты из бетона класса В15 (F75, W8), арматуры класса AIII. Под фундаменты выполнена щебеночная подготовка толщиной 100мм, пропитанная битумом до полного насыщения по подушке из ГПС-800мм. Крепление сепаратора к фундаментам производится с помощью анкерных болтов по ГОСТ 24379.1-80.

Площадка нефтегазового сепаратора размером в плане 29,0х7,5м, выполнена из монолитного железобетона класса В15 (F75, W8), толщиной 130-150мм с уклоном в сторону приямков. По периметру площадка имеет бортики высотой 15см и 3 приямка 0,8х0,8м. Площадка армируется арматурой 8-AIII по ГОСТ 5781-82* с шагом 150мм в каждом направлении. Под площадку выполнена щебеночная подготовка толщиной 50мм, пропитанная битумом до полного насыщения.

Для подземной прокладке трубопровода проектом предусмотрен подземный **железобетонный лоток** из лотковых элементов по серии 3.006.1-8. Лоток имеет уклон 0,5% в сторону мокрого колодца МК-1.

Колодец МК-1 диаметром 2м предусмотрен из сборных железобетонных элементов по серии 3.900.1-14. Под лотки и днище колодца предусмотрена щебеночная подготовка 100мм пропитанная битумом до полного насыщения.

Опоры трубопроводов предусмотрены из стальных конструкций по железобетонным фундаментам из бетона класса В15 маркой по водонепроницаемости W8, по морозостойкости F75 либо с установкой непосредственно на фундаменты.

Под фундаменты выполнена щебеночная подготовка толщиной 100мм, пропитанная битумом до полного насыщения по подушке из ГПС-300мм.

Площадки обслуживания трубопроводов выполнены из стальных прокатных профилей. Для доступа на площадки предусмотрен стальной лестничный марш с уклоном 45^0. Стойки площадок и лестничный марш опираются на армированные фундаменты из бетона класса В15 (F75, W8). Под фундаменты предусмотрена щебеночная подготовка толщиной 100мм, пропитанная битумом до полного насыщения по подушке из ГПС-300мм.

Стальной лестничный марш для доступа на стальную (заводскую) площадку сепаратора выполнен из стальных прокатных профилей. Марш выполнен в двух уровнях, с переходной по высоте площадкой. Общая высота лестничного марша составляет 6,1м. Уклон составляет 45^0. Стойки площадок и лестничный марш опираются на армированные фундаменты из бетона класса В15 (F75, W8). Под фундаменты предусмотрена щебеночная подготовка толщиной 100мм, пропитанная битумом до полного насыщения по подушке из ГПС-300мм.

Под ***кабельные лотки эстакады КИПиА*** на высоте 0,5м предусмотрены стальные стойки из прокатного профиля, установленные на фундаменты из бетона марки В7,5 с шагом не более 3м. Под фундаменты предусмотрена щебеночная подготовка толщиной 100мм. Вдоль существующей кабельной эстакады проектом предусмотрены стальные консоли с аналогичным шагом для установки проектируемого кабельного лотка КИПиА.

Мероприятия по защите от коррозии.

Все бетонные и железобетонные конструкции выполнены на сульфатостойком портландцементе.

Все боковые поверхности бетонных и железобетонных конструкций, соприкасающиеся с грунтом, обмазываются битумом за два раза

По периметру площадок предусмотрены бетонные отмостки для исключения попадания техногенных вод под основания.

6.2.4. Электроснабжение.

Категория надежности электроснабжения электроустановок - III.

МЕМСАРАПТАМА ГОСЭКСПЕРТИЗА
МЕМСАРАПТАМА

Потребная мощность на термообогрев трубопроводов – 16,91кВт.

Электроснабжение щита термокабеля от дополнительно установленного автоматического выключателя фирмы «Moeller» на ток 50А.

Питающие сети 0,4кВ протяженностью 360м выполнены кабелем типа ВБбШв, проложенным по существующей кабельной эстакаде и в траншее на глубине 0,7м.

Укладка греющих кабелей выполнена под теплоизоляцией снизу трубопровода прямолинейно и зигзагообразно с дополнительными петлями вокруг задвижек, фланцев и опор. Управление термокабелями автоматическое по сигналу термостата, контролирующего температуру окружающего воздуха, установленного в непосредственной близости от обогреваемых труб в нестандартном шкафу ТНР на основании однолинейной схемы. Тип греющего кабеля RSX 15-2 и BSX 10-2 принят на основании теплотехнического расчета с учетом диаметра каждого трубопровода и толщины теплоизоляции.

В качестве заземляющих устройств предусмотрены вертикальные и горизонтальные заземлители. Горизонтальные заземлители проложены в траншее, на глубине 0,3-0,5м и соединены с вертикальными заземлителями в колодцах для заземления.

В качестве вертикальных заземлителей предусмотрено использование стальных стержней длиной 3м для обеспечения сопротивления растеканию не более 4Ом.

Молниезащита объекта – существующая, установлена на осветительных мачтах.

6.2.5. Автоматизация технологических процессов. Контрольно-измерительные приборы и автоматика.

В качестве объекта автоматизации рассматривается нефтегазовый сепаратор НГСВ. Объекты автоматизации являются звеньями единого технологического комплекса, особенностями которого является непрерывный периодический характер производства.

В проекте предусмотрена установка сепаратора объемом V=200 м^3.

В проекте предусмотрен контроль и автоматизация следующих технологических параметров:

местное измерение температуры воды в трубопроводе;
местное измерение температуры нефти в трубопроводе;
местное измерение температуры газа в трубопроводе;
дистанционное измерение и контроль температуры в сепараторе;
дистанционное измерение и контроль давления в сепараторе;
дистанционное измерение и контроль уровня в сепараторе;
дистанционное измерение уровня раздела фаз в сепараторе;
сигнализация верхнего уровня в сепараторе;
сигнализация нижнего уровня в сепараторе;
дистанционное управление электрическим регулирующим клапаном на воде;
дистанционное управление электрическим регулирующим клапаном на нефти;
дистанционное управление электрическим регулирующим клапаном на газе;

Система управления объектом выполнена на основе программируемого логического контроллера фирмы Siemens, предусмотрена установка первичных приборов измерения технологических параметров и доведение данной информации до существующего кроссового шкафа, расположенного в операторной КИПиА.

Для местного измерения давления предусмотрена установка термометров и манометров фирмы Wika. Для дистанционного измерения технологических параметров предусмотрено оборудование фирмы EMERSON. Выбор приборов произведен исходя из свойств измеряемой среды.

Прокладка кабелей от датчиков до операторной протяженностью 100м кабелем с экранированными витыми парами в лотке и по существующей кабельной эстакаде.

6.2.6. Управление производством, предприятием и организациям условий труда рабочих и служащих:

В соответствии с требованиями ПБНГП РК, Закона «О безопасности и охране труда», «О труде в Республике Казахстан», на объектах АО «ТургайПетролеум» внедрена Программа по эксплуатации м/р Кумколь и КАМ, проектом разработаны мероприятия по охране труда, технике безопасности и противопожарные мероприятия, с учетом:

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА
МЕМСАРАПТАМА

организационной структуры управления предприятием, автоматизированной системы управления и его информационного, функционального, организационного и технического обеспечения;

автоматизации труда работников;

санитарно-гигиенических условий труда работающих;

Эксплуатация сооружений осуществляется в комплексе существующих сооружений на м/р Кумколь со сложившимися производственной и управленческой структурами.

Режим работы производства – вахтовый, непрерывный 24 часа в сутки, 365 дней в году.

В соответствии с СП 4156-86 – группа производственных процессов проектируемых объектов – IIIб. Все работающие обеспечиваются спецодеждой, спецобувью и средствами индивидуальной защиты.

6.2.7. Охрана окружающей среды.

Проектом предусмотрен раздел по охране окружающей среды и выполнена оценка воздействия на окружающую среду. Определены основные источники неблагоприятного воздействия на окружающую среду и намечены предложения по охране природной среды:

охрана атмосферного воздуха от загрязнения и предложение по ПДВ;

охрана почв, рекультивация нарушенных земель, утилизация отходов.

Предусмотрены природоохранные мероприятия в период эксплуатации:

соблюдение технологического регламента по эксплуатации трубопроводов;

соблюдение правил охраны магистральных трубопроводов.

Охрана атмосферного воздуха.

На данном производстве технологические выбросы в атмосферу возможны при сварочных и земляных работах, что незначительное, местное.

6.2.8. Технико-экономическая часть

По решению Заказчика технико-экономическая часть не рассмотрена.

7. ОЦЕНКА ПРИНЯТЫХ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ И РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1. Оценка принятых проектных решений.

Рабочий проект **«Реконструкция УППН. Замена нефтегазового сепаратора НГСВ V=200м^3»** разработан в необходимом объеме в соответствии с утвержденным заданием на проектирование, иными исходными данными, техническими условиями и требованиями, согласно функциональному назначению данного участка строительства и согласовано органами Госнадзора.

Состав и комплектность представленных материалов приведены в соответствие с требованиями СН РК 1.02-03-2011 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство».

Материалы инженерных изысканий содержат достаточные данные, необходимые для разработки проектной документации. В проекте учтены современные конструктивные требования по качеству и рациональности проектных решений.

Конструктивные и технологические решения приведены в соответствие требованиям СНиП 2.09.03-85 «Сооружения промышленных предприятий», ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений» и СНиП РК 3.05-09-2002* «Технологическое оборудование и трубопроводы».

Все разделы проектной документации соответствуют действующим нормативным документам, в части соблюдения правил взрыво- и пожаробезопасности, охране труда и технике безопасности, несущей способности, энергосбережения, экологических и санитарных требований, установленных государственными нормативами действующих на территории Республики Казахстан.

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

По общей части.

7.2.1. В соответствии с требованиями СН РК 1.02-03-2011 представлено:

технические условия на электроснабжение проектируемого объекта энергетического отдела АО «ТургайПетролеум» №18 от 11.06.2012года;

генеральный план «после замены», согласованный с заказчиком.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА
МЕМСАРАПТАМА

7.2.2. Выполнено согласование рабочего проекта с органами Госнадзора (экология) и заказчиком.

7.2.3. Согласно п.4 ТУ №18 от 11.06.2012г., проект согласован с энергетическим отделом АО «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ».

7.2.4. Общая пояснительная записка по составу и содержанию приведена в соответствие со СН РК 1.02-03-2011.

По генеральному плану.

7.2.5. Представлены технико-экономические показатели участка «до» и «после» замены сепаратора.

По технологическим решениям.

7.2.6. На чертежах трубных обвязок обозначена теплоизоляция труб.

7.2.7. В проекте указаны дата - щиты на предохранительные клапаны.

По строительным решениям.

7.2.8. Для подтверждения принятых решений по фундаментам опор трубопроводов и под сепаратор представлен расчет фундаментов и паспорт оборудования.

7.2.9. Представлен чертеж фундамента Ф-3 опоры ОП-L01.

7.2.10. На планах опор указано местоположение фундаментов ФМ-5, ФМ-6. Откорректировано количество ФМ-6.

7.2.11. С учетом агрессивности грунтов стенка канала выполнена из бетона, вместо кирпичной кладки.

7.2.12. На плане расположения опор трубопроводов указана маркировка площадок обслуживания и лестницы.

По электроснабжению.

7.2.13. В пояснительной записке указано:

тип и сечение, протяженность кабелей 0,4кВт, термокабеля;
тип распределительного шкафа;
информация о прокладке греющих и контрольных кабелей;
информация о выполнении электроснабжения 0,4кВт;
раздел молниезащиты.

7.2.14. Ток автоматического выключателя в пояснительной записке приведен в соответствие с проектом.

7.2.15. Указаны типы заземлителей в проекте и в пояснительной записке.

7.2.16. На принципиальной схеме откорректирован тип вводного автоматического выключателя.

По охране окружающей среды.

7.2.17. В разделе ООС дополнено:

о используемых СИЗ и СИЗОД;
о классификациях образующиеся отходы по уровню опасности;
о предложениях по программе управления отходами на период строительства.

7.2.18. Приведены данные по радиологическому загрязнению оборудования участка НГСВ. Представлен протокол радиационных испытаний.

7.2.19. Внести предложения по программе управления отходами на период строительства(например раздельный сбор отходов по видам) как составную часть проектной документации - ст. 290 п.1 ЭК РК.

7.2.20. Представлено письмо-справка РГП «Казгидромет» о климатических условиях и фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосфере проектируемого объекта на летний период 2012 года.

Технические показатели и параметры

Таблица 2

№ п/п	Наименование показателей	Един. измерения	Величина показателя
1	Площадь участка	га	8,5068
2	Площадь застройки	$м^2$	52061,6
3	Вместимость сепаратора	$м^3$	200
	Тип оборудования		НГСВ-2-П-1,0-3400-2-Т-И
	Производительность	$м^3$/час	210-560

МЕМСАРАПТАМА ГОСЭКСПЕРТИЗА
МЕМСАРАПТАМА

	Рабочее давление	МПа	1-я ступень 0,5-0,62 2-я ступень 0,28-0,4
	Расчетное давление	МПа	1,0
	Рабочая температура	°С	30-60
	Расчетная температура	°С	100
4	Потребляемая электрическая мощность	кВт	16,91
5	Продолжительность строительства	мес	3

8. ВЫВОДЫ.

8.1. Рабочий проект **«Реконструкция УППН. Замена нефтегазового сепаратора НГСВ V=200м^3»** соответствует требованиям нормативов действующих в Республике Казахстан.

8. ТҰЖЫРЫМ.

8.1. **«Мұнайды алдын-ала дайындау қондырғысын қайта жаңғырту. Көлемі V=200м^3 МГС мұнайгазды сепараторын ауыстыру»** жұмыс жобасы Қазақстан Республикасында қолданылатын мемлекеттік нормативтердің талаптарына сәйкес келеді.

Директордың орынбасары: Д. Төлеуова

Өндіріс бөлімінің бастығы: С. Нем

Конструкторлық сектор жетекшісі/ жетекші сарапшы: С. Ақылбаева

Сәулет-жоспарлау сектор жетекшісі: М.Қожаев