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

ҚОРЫТЫНДЫ
ЗАКЛЮЧЕНИЕ

МЕМСАРАПТАМА

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

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

_____ Сәрсенбаев Қ.А.

«КазГерМунай» БК ЖШС "Нұралы" кенішіндегі мұнай дайындау қондырғысын қайта жаңарту»
жұмыс жобасы бойынша

2013 жылғы 20 қыркүйектегі №14-0368/13

ҚОРЫТЫНДЫ

ТАПСЫРЫСШЫ:
«Қазгермұнай» БК ЖШС

БАС ЖОБАЛАУШЫ:
КБ «МунайГазИнжиниринг» ЖШС

Қызылорда қаласы

АЛҒЫСӨЗ

«КазГерМунай» БК ЖШС "Нұралы" кенішіндегі мұнай дайындау қондырғысын қайта жаңарту» жұмыс жобасына осы сараптамалық қорытынды «Мемсараптама» республикалық мемлекеттік кәсіпорнының Қызылорда облысы бойынша филиалымен берілді.

«Мемсараптама» республикалық мемлекеттік кәсіпорнының Қызылорда облысы бойынша филиалының рұқсатынсыз осы сараптамалық қорытындыны толық немесе ішінара қайта шығаруға, көбейтуге және таратуға жол берілмейді.

МЕМСАРАПТАМА

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»
И.о. директора
РГП «Госэкспертиза» по
Кызылординской области

_____ Сарсенбаев К.А.

З А К Л Ю Ч Е Н И Е

№14-0368/13 от 20 сентября 2013 г.

по рабочему проекту

«Модернизация УПН (установка подготовки нефти) на месторождении "Нуралы" ТОО СП «КазГерМунай»

ЗАКАЗЧИК:
ТОО СП «КазГерМунай»

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
ТОО КБ «МунайГазИнжиниринг»

г. Кызылорда

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное экспертное заключение на рабочий проект **«Модернизация УПН (установка подготовки нефти) на месторождении "Нуралы" ТОО СП «КазГерМунай»** выполнено Филиалом РГП «Госэкспертиза» по Кызылординской области.

Данное экспертное заключение не может быть полностью или частично воспроизведено, тиражировано и распространено без разрешения филиала РГП «Госэкспертиза» по Кызылординской области.

1. НАИМЕНОВАНИЕ: Рабочий проект «Модернизация УПН (установка подготовки нефти) на месторождении "Нуралы" ТОО СП «КазГерМунай».

Настоящее заключение выполнено в соответствии с договором от 11.03.2013 года №0073 между филиалом РГП «Госэкспертиза» по Кызылординской области и ТОО КБ «МунайГазИнжиниринг».

2. ЗАКАЗЧИК: ТОО СП «КазГерМунай».

3. ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК: ТОО КБ «МунайГазИнжиниринг» (12 ГСЛ №0000783 от 13.10.2009 года, приложение от 04.06.2012 года), г. Кызылорда;

главный инженер проекта – Сейтказин Г.К. (приказ ТОО КБ «МунайГазИнжиниринг». №3 от 02.11.2009 года).

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: собственные средства.

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ.

5.1. Основание для разработки:

задание на проектирование от 29.07.2012г., утвержденное ТОО СП «КазГерМунай».

Исходно-разрешительные документы:

постановление Акимата Кызылординской области от 14.11.2011 года №199 «О предоставлении ТОО СП «КазГерМунай» права временного возмездного землепользования (аренды) на земельные участки»;

акт на право временного возмездного (долгосрочного, краткосрочного) землепользования (аренды) от 22.12.2011г.;

кадастровый номер земельного участка 10-153-018-2784;

план и схема земельного участка.

Технические условия:

ТОО СП «КазГерМунай»:

на электроснабжение для модернизации УПН на месторождении Нуралы;

на проектирование КИПиА от 02.10.2012г;

на врезку блока реагентов БР-1, БР-2, БР-3.

Письма:

ТОО СП «КазГерМунай»: о предоставлении проектной документации для проведения государственной экспертизы от 01.03.2013г. №213;

о предоставлении архитектурно-планировочного задания от 04.03.2013г. №214;

о разработке блочно-компрессорной станции отдельным проектом от 17.07.2013г. №135.

5.2. Согласования и заключения заинтересованных организации:

согласование департамента по ЧС по промышленной безопасности от 15.08.2013года №23-08/13-01-4734;

заключение Департамента Комитета ГСЭН от 13.02.2013года №55;

заключение экологической экспертизы Комитета экологического регулирования и контроля МООС РК от 04.03.2013 года №01-04/446;

технологическая схема, согласованная с ТОО СП «КазГерМунай».

5.3. Перечень документации, представленной на экспертизу.

Том I	Пояснительная записка. Паспорт проекта
Том II . Альбом 1	Чертежи. Генеральный план. Архитектурно-строительная часть. Технологическая часть. Электрическая часть.
Том III Книга 1	Сметная документация. Сводный сметный расчет. Объектные и локальные сметы. ПОС.
Том IV Книга 1	Раздел КИПиА
Том V Книга 1	Автоматическое пожаротушение
Книга	Оценка воздействия на окружающую среду, составленный ИП «ЭкоНУР», 2013 год
Книга 1	Технический отчет по выполнению топогеодезических изысканий, выполненный ТОО КБ «МунайГазИнжиниринг», в 2012 году,арх №5.
Книга 2	Отчет по инженерно-геологическим изысканиям ТОО «Инженерные изыскания и К», арх.№0158, г.Кызылорда (12 ГСЛ №0000049 от 11.04.2005г, продлена до 11.04.2014г.)

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА
МЕМСАРАПТАМА

	Независимое экспертное заключение №061 от 15.05.2013года, выданный ТОО «Geo Engineering Kazakhstan», аттестат на право проведения работ №0001473 выдан «Geo Engineering Kazakhstan» Комитетом по Госконтролю за ЧС и промбезопасностью МЧС РК от 02.08.2011г.

5.4 Цель и назначение объекта строительства

Цель настоящего проекта – расширение УПН и модернизация существующей системы с целью улучшения качества подготовки нефти по I группе, обеспечения возможности повышения производительности УПН с учетом увеличения добычи жидкости, попутного газа и увеличения обводненности жидкости в будущем.

6. ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ ОБЪЕКТА И ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1. Место размещения объекта и характеристика участка строительства:

Административная принадлежность района работ - Сырдарьинский район, Кызылординская область. Постоянные населенные пункты на территории отсутствуют. На промысле имеется постоянно функционирующий жилой поселок закрытого типа. По восточной границе месторождений Нуралы, направлением юг-север проходит асфальтовая автомобильная дорога сообщением Кызыл-Орда – Кумколь. На остальной территории, движение всех видов транспорта осуществляется по слабо развитой сети грунтовых проселочных и полевых дорог.

Территория месторождения Нуралы располагается на платообразной возвышенности.

Природно-климатические условия района строительства:

климатический район СНиП 2.01.01-82- IV Г;

годовое количество осадков - 219 мм;

средняя температура наружного воздуха: МСН 2.04-01-98;

наиболее холодных суток (обеспеченностью 0,92) - минус 37^{0}С;

наиболее холодной пятидневки (обеспеченностью 0,92) - минус 32^{0}С;

сейсмичность района - до 6 баллов;

район по весу снегового покрова СНиП 2.01.07-85 - I (S_0=50кгс/см^2);

район по скоростному напору ветра СНиП 2.01.07-85 - III (W_0=38кгс/см^2).

Инженерно-геологические условия площадки строительства

Согласно отчетам по инженерно-геологическим и инженерно-геодезическим условиям на трассе, выполненным ТОО «Инженерные изыскания и К» в 2012 году площадка характеризуется следующими данными:

В геоморфологическом отношении участок работ расположен на горной части хребта северо-западный Каратау, сложен алювиальными отложениями верхнечетвертичного возраста(aQ_{III}). Рельеф участка слабонаклонный. Высотные отметки поверхности земли изменяются от 192,60 до 193,00 м.

Площадка под проектируемой модернизации УПН сложена насыпным грунтом (tQ_{IV}) мощностью 0,4м. Ниже насыпного грунта до глубины 6,5м, залегает суглинок просадочный. Ниже суглинка просадочного до глубины 12,8(13,0) м залегает суглинок непросадочный), подстилаемый до разведанной глубины 15,0 песком мелким.

Подземные воды по замеру на 18.12.2012 года вскрыты на глубине 6,50 – 6,90 м от поверхности земли, т.е. на отметке 186,10 м.

Максимальное положение УПВ, от отмечаемое в весеннее время(март-май) предполагается на отметке 188,10 м, необходимо учесть что по мере освоения территории за счет утечек из подземных коммуникации и водозаборных скважин возможно образование техногенного горизонта подземных вод.

По номенклатурному виду и физико-механическим свойствам в пределах сжимаемой толщи грунтов выделено три инженерно-геологических элемента (ИГЭ):

1-й инженерно-геологический элемент - суглинок просадочный красновато-коричневого цвета, местами высокопористый, среднезасоленный, неслоистый, с включением карбонатных конкреции до 10% и прожилками гипса, твердой консистенции, вскрытой мощностью 6,1 м;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА
МЕМСАРАПТАМА

2-й инженерно-геологический элемент- суглинок непросадочный, красновато-коричневого цвета, низкопористый, тугопластичной и мягкопластичной консистенции, вскрытой мощностью 6,3 м;

3-й инженерно-геологический элемент- песок мелкий, серого цвета, средней плотности сложения, водонасыщенной, полимиктовый, с тонкими линзами суглинка, вскрытой мощностью 2,2 м.

По содержанию сухого остатка грунты (1,127-1,763%) – среднезасолён. Тип засоления – хлоридно сульфатный.

По содержанию сульфатов в пересчете на ионы SO_4^{2-} (4800-8830 мг/кг) грунты сильноагрессивные к бетонам на портландцементе, от среднеагрессивных до сильноагрессивных к бетонам на шлакопортландцементе, от не агрессивных до слабоагрессивных к бетонам на сульфатостойком виде цемента.

По содержанию хлоридов в пересчете на ионы Cl^-(2520-4080 мг/кг) грунты среднеагрессивные к бетонам на всех видах цемента.

Коррозийная активность грунтов к стали - от низкой до средней, к свинцу и алюминию- высокая степень коррозийности.

6.2. Проектные решения

6.2.1. Генеральный план

На месторождении существует сеть дорог с переходным типом покрытия, обслуживающих площадки промысла.

Предусмотрено промышленное обустройство юго-восточной части месторождения Нуралы для сбора продукции добывающих скважин.

В основу объемно-планировочных решений положен принцип максимального использования зданий и технологического оборудования в блочно-комплектном исполнении.

Настоящим проектом предусмотрено модернизация УПН месторождения Нуралы двумя этапами строительства в состав, которого входит следующие сооружения:

1-этап строительства (пусковой комплекс строительства):

- обустройство площадки сепаратора первой ступени С-1А и газового сепаратора ГС-1;
- обустройство площадки путевого подогревателя П-3;
- площадка факельного ствола;
- площадка факельного сепаратора;

2- этап строительства (пусковой комплекс строительства):

- площадка блока компрессоров;
- площадка бустерных насосов;
- площадка насоса внутрибазовой перекачки;
- площадка сборника конденсата;
- площадка дренажной емкости ДЕ-4;
- площадка емкости дизтоплива ДЕ-5;
- площадки БР;
- ЗРУ 6кВ;
- РП 0,4Кв;
- ТП-1000/6/0,4кВ.

Генеральный план площадок разработан с учетом технологии производства а также согласно СНиП II-89-80, СНиП 2.05.07-91*, ВНТП 3-85, СНиП 2.09.03-85.

Сооружения на площадках размещены таким образом, чтобы обеспечить целесообразную компоновку технической инфраструктуры (трубопроводы, кабели, производственные стоки), функциональные связи.

Для обслуживающего персонала предусмотрены короткие пути перемещения.

Вертикальные отметки застраиваемых частей территории, автодорог и площадок запроектированы в увязке между собой и общим решением генерального плана.

Система отвода атмосферных осадков принята открытой, по спланированной поверхности за пределы территории в пониженные места рельефа.

Планировка выполняется в насыпе и выемке с использованием грунтов карьеров и выемок.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА
МЕМСАРАПТАМА

Вертикальные отметки застраиваемых частей территории, автодорог и площадок запроектированы в увязке между собой и общим решением генерального плана.

Водоотвод от здании и сооружении обеспечивается за счет создания поперечных и продольных уклонов поверхности дорожного покрытия и с планированных участков территории.

Отвод атмосферных осадков предусмотрен вдоль дороги с последующим сбросом в пониженные места рельефа. Схема вертикальной планировки разработана с учетом природных условий, инженерно-технических и экономических требований.

Территории площадок ограждаются забором из сетчатых панелей по металлическим столбам.

Инженерные сети размещены в технологических полосах и увязаны со всеми зданиями и сооружениями в соответствии с решением генерального плана.

Технологические коммуникации запроектированы надземно, на низких опорах, сети электроснабжения и КИП и А местами проложены по кабельной эстакаде, местами подземно в траншеях.

Для обеспечения санитарно-гигиенических условий работы на площадках и территории примыкающих к ним, предусмотрены мероприятия по благоустройству и озеленению.

Показатели генерального плана до расширения

таблица 1

№	Наименование	Ед. изм.	Количество	% к общей площади
1	Площадь проектируемого участка	$м^2$	37380	100,0
2	Площадь застройки	$м^2$	9900	26,49
3	Площадь покрытия	$м^2$	11520	30,81
4	Площадь озеленения	$м^2$	15960	42,7

Показатели генерального плана после расширения

таблица 2

№	Наименование	Ед. изм.	Количество	% к общей площади
1	Площадь проектируемого участка	$м^2$	50395	100,0
2	Площадь застройки	$м^2$	10888	21,6
3	Площадь покрытия	$м^2$	14120	28,0
4	Площадь озеленения	$м^2$	25387	50,4
5	Ограждение	п.м.	193	

6.2.2. Технологические решения

Мощность, производственная программа

Режим работы УПН- непрерывный, круглогодичный, круглосуточный 24 часа в сутки, 365 суток в год.

Мощность производства:

по данным заказчика прогноз максимальной добычи жидкости, нефти и газа в год с учетом перспективы развития составляет:

-жидкость 866 000 т/год;

-нефть 444 000 т/год;

-попутный газ 211 000 000нм³/год.

Описание технологической схемы

- Технологической схемой предусматриваются следующие технологические операции:

- сепарация жидкости в 3-х фазном сепараторе НГСВ поз.С-1А;

- транспортировка дегазированной жидкости из 3-х фазного сепаратора 1-й ступени поз. С-1А в печь нагрева;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

- сепарация нагретой жидкости в 3-х фазных сепараторах ТФСК поз.С-3.1, поз.С-3.2 второй и третьей ступеней;
- учет товарной нефти и газа в оперативных узлах учета;
- подача нагретой дегазированной жидкости из сепаратора 3-й ступени в существующие резервуары;
- подача некондиционной нефти из РВС в печи нагрева;
- компремирование попутного газа в газовых компрессорах и подача в существующий промысловый газопровод;
- сбор дренажа от оборудования и возврат его в технологический процесс;
- сбор конденсата и подача его в технологический процесс;
- прием и нагрев дизельного топлива;
- приготовление ингибиторной смеси в соотношении ингибитор: дизельное топливо 1:2 в депрессаторной установке.

Проектом предусматривается установка 100м³ 3-х фазного сепаратора с депульсатором, аналогичного существующему на УПН. Один сепаратор будет рабочим, второй - резервным.

Предварительный отбор газа из нефтяной эмульсии происходит в депульсаторе, а окончательное разгазирование в сепараторе.

В 3-х фазном сепараторе происходит разделение нефтяной эмульсии на газ, нефть и пластовую воду. Дегазированная жидкость под собственным давлением поступает в коллектор нефти к существующим печам к точке подключения ТП-23 и в печь подогрева нефти поз.П-3.

Уровень нефти в нефтяном отсеке поддерживается регулятором, установленном на линии отвода нефти из сепаратора.

В настоящее время на площадке установлены два подогревателя нефти ПП-0,63 поз.П-1 и поз.П-2. Проектом предусматривается установка третьей печи нагрева нефти поз.П-3 и предусматривается «гибкая» схема работы существующих и проектируемых печей. При этом существующие трубопроводы нефти частично будут демонтированы.

Существующая печь нагрева поз.П-1 используется только для нагрева товарной нефти из РВС, а существующая печь подогрева поз. П-2 для нагрева товарной нефти из РВС или нефти, поступающей из проектируемого сепаратора.

Из трехфазного сепаратора пластовая вода под давлением поступает в коллектор пластовой воды в существующую дренажную емкость к точке подключения ТП-04.

Проектом предусматривается установка новой дренажной емкости поз.ДЕ-4 объемом V=63 м³ с двумя дренажными насосами. Уровень пластовой воды в сепараторе поддерживается регулятором, установленном на линии отвода воды из сепаратора.

Газ из 3-х фазного сепаратора поз.С-1А поступает на отделение капельной влаги в газосепаратор поз.ГС-1. При работе существующего сепаратора С-1, газ от точки подключения ТП-05 также подается в газосепаратор поз.ГС-1.

После сепаратора газ направляется:

-основная часть газа - на утилизацию через существующий газовый коллектор к существующим компрессорам к точке подключения ТП-17 или к проектируемым компрессорам поз.К-3, К-4;

- топливный газ к дежурным горелкам факела, к существующим и проектируемым печам подогрева к точке подключения ТП-46;

- продувочный газ - в начало факельного коллектора.

Существующая линия топливного газа от существующего сепаратора С-3.1 к печам частично демонтируется и подключается газопровод от газосепаратора к точке подключения ТП-46.

В аварийной ситуации при невозможности подачи газа в коллектор на компрессоры, весь газ подается в факельный коллектор через сепаратор факельный поз. С5- для сжигания на факел поз.Ф-1.

Компрессорные установки приняты блочно-модульного исполнения полной комплектной заводской готовности.

Давление на входе в компрессоры поддерживается клапаном поз.PCV-04. В аварийной ситуации весь газ подается на сжигание на факел поз.Ф-1 через факельный конденсатосборник поз.С-5.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА
МЕМСАРАПТАМА

Уровень конденсата в газосепараторе поддерживается регулятором, установленных на линии отвода конденсата из газосепаратора.

Защита сепаратора поз.С-1А от превышения давления осуществляется двумя предохранительными клапанами PSV-001A/B (1 раб., 1рез.), установленными на сепараторе. Для обеспечения ремонта клапанов до и после них установлена отключающая арматура с блокирующим устройством, исключающим возможность одновременного закрытия запорной и резервной арматуры.

Сброс от предохранительных клапанов 3-х фазного сепаратора поз.С-1А осуществляется в коллектор сброса газа на факел.

Перед сепаратором на линии подачи жидкости установлен клапан аварийного отключения XV-001, предназначенный для защиты сепаратора с местным, дистанционным управлением из операторной и автоматическим отключением по аварийному уровню и давлению в сепараторе.

Существующий дренажный коллектор частично демонтируется, дренаж от проектируемых 3-х фазного сепаратора, газосепаратора, сепаратора факельного и насосов подается в существующий дренажный коллектор в существующую дренажную емкость к точке подключения ТП-03.

По существующей схеме конденсат от существующих компрессоров поз.К-1, К-2, сепаратора факельного поз.С-4 и УЗОУ подается в существующие дренажные емкости поз. Д-1, Д-2.

Проектом предусматривается дренаж конденсата от существующих компрессоров поз.К-1, К-2, сепаратора факельного поз.С-4 и УЗОУ по существующим трубопроводам и существующему дренажному коллектору отвод в проектируемый сборник конденсата от точки подключения ТП-37. Также в сборник конденсата сливается конденсат от проектируемых компрессоров поз.К-3, К-4 и сепаратора факельного поз.С-5.

Проектом предусматривается установка дополнительного насоса внутрибазовой перекачки поз.Н-8А аналогичного существующему насосу Н-8.

Для повышения температуры товарной нефти предусматривается рециркуляция нефти из резервуаров насосами поз.Н-8, Н-8А через существующие печи подогрева поз.П-1 или П-2.

В настоящее время на площадке установлены два сепаратора второй ступени сепарации поз.С-3.1 и С-3.2.

Проектом предусматривается перевод сепаратора поз.С-3.1 в сепаратор третьей ступени с последовательной работой сепараторов.

Нефть от существующего сепаратора второй ступени поз.С-3.2 от точки подключения ТП-33 подается в сепаратор третьей ступени поз.С-3.1 к точке подключения ТП-34.

Газ от сепаратора поз.С-3.2 от точки подключения ТП-29 подается в газовый коллектор к газовым компрессорам.

Давление в сепараторе поз.С-3.1 поддерживается клапаном поз.PCV-03, газ от сепаратора от точки подключения ТП-32 подается в факельный коллектор к точке подключения ТП-31 в аварийной ситуации и в газоструйный эжектор поз ЭГ-1 и с газом от компрессоров подается в промысловый газовый коллектор.

На коллекторе газа до и после компрессоров поз. К-3 и К-4 установлены электрозадвижки.

Управление задвижками местное, дистанционное из операторной и автоматическое при аварии и пожаре.

Нефть из сепаратора поз.С-3.1 откачивается насосами поз.Н9А/В (1раб., 1рез.) с частотным преобразователем). Уровень нефти в сепараторе поддерживается частотным преобразователем насоса.

Для снабжения приборов КИП и А газовых компрессоров предусмотрен компрессор сжатого воздуха поз. КВ-1.

Проектом предусматривается установка блоков дозирования химреагентов блочно-модульного типа полной заводской комплектной готовности:

- БР-1-подача химреагента в трубопровод 219х6 манифольда от ДНС Север;
- ингибиторной установки (БР-2)- подача химреагента (деприна) в линию товарной нефти перед насосами откачки нефти поз.Н9А/В в РВС;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА
МЕМСАРАПТАМА

- БР-3- подача ингибитора гидратообразований в газовый коллектор перед УЗОУ;
- БР-4-подача ингибитора коррозии в линию отвода пластовой воды от сепаратора поз.С-1.

Для приготовления ингибиторной смеси проектом предусматривается установка горизонтальной емкости РГС-50 поз.ДЕ-5.

Ингибиторная установка состоит из двух контейнеров блочно-модульного исполнения:

-приемный бокс;

- узел приготовления и подогрева ингибиторной смеси.

Дизельное топливо из автотранспорта через фильтр поз.СД-3 и счетчик подается в емкость поз.ДЕ-5. Подогрев дизельного топлива в резервуаре осуществляется от существующих сетей горячей воды.

Из емкости поз.ДЕ-5 дизельное топливо поступает в емкость ДЕ-6 приемного бокса.

В приемном боксе также установлены бочки с химреагентом.

Приготовление ингибиторной смеси осуществляется в емкости узла приготовления и подогрева ингибиторной смеси. Дизельное топливо насосом узла приготовления и подогрева ингибиторной смеси из ДЕ-6 подается в емкость на смешение с химреагентом. Химреагент бочковым насосом подается на смешение с дизтопливом. Подогрев ингибиторной смеси осуществляется от существующих сетей горячей воды.

Характеристика основного технологического оборудования *таблица 3*

Сепаратор 3-х фазный		
Номер оборудования		С-1А
Тип оборудования		НГСВ -1-1,6-3000-И
Производительность по нефтегазовой смеси	м³/час	210-560
Рабочее давление	МПа	0,6-0,85
Расчетное давление	МПа	1,6
Рабочая температура	°С	30-40
Расчетная температура	°С	100
Вместимость	м³	100
Габаритные размеры (длина х диам)	мм	15320х3000
Масса	кг	-
Количество	шт.	1
Подогреватель путевой		
Номер оборудования		П-3
Тип оборудования		ПНК-1,9
Производительность по нефтегазовой смеси	т/сут	1000-2500
Максимальная тепловая мощность	Гкал /час(МВт)	1,6(1,9)
Рабочее давление	МПа	0,6-0,8
Расчетное давление	МПа	6,3
Рабочая температура	°С	30-95
Расчетная температура	°С	100
Габаритные размеры (длина х ширина х высота	мм	10600х2550х5550
Масса	кг	11 000
Количество	шт.	1
Сепаратор газовый		
Номер оборудования		ГС-1
Тип оборудования		ГС2-1,6-2000-1
Производительность по газу	м³/час	79920
Рабочее давление	МПа	0,6-0,8
Расчетное давление	МПа	1,6

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА
МЕМСАРАПТАМА

Рабочая температура	°С	30-40
Расчетная температура	°С	100
Вместимость	м³	16
Габаритные размеры(длина х диам)	мм	6290х2000
Масса	кг	5600
Количество	шт.	1
Блок дозирования химреагентов		
Номер оборудования		БР-1 / БР-3/ БР-4
Тип оборудования		БР-10/2(УДХ-2Б)
Тип насоса-дозатора		НД
Производительность насоса-дозатора	л/час	0,5-10
Напор насоса-дозатора	бар	100
Объем расходной емкости	м³	1,3
Максимальная потребляемая мощность электродвигателя	кВт	10,5
Габаритные размеры (длина х ширина х высота)	мм	3280х2300 х2420
Масса	кг	3100
Количество	шт	3
Ингибиторная установка		
Номер оборудования		БР-2
Тип оборудования		Блочно –модульная
Тип насоса-дозатора		НД
Производительность насоса-дозатора	л/час	0,5-10
Напор насоса-дозатора	Бар	100
Объем расходной емкости	м³	1,3
Количество	шт	1
Емкость дренажная		
Номер оборудования		ДЕ-4
Тип оборудования		ЕПП -63 -3000
Внутренний диаметр аппарата	мм	3000
Давление рабочее	МПа	0,07
Вместимость	м³	63
Габаритные размеры(длина х высота)	мм	9250х4360
Масса	кг	8990
Количество	шт	1
Дренажный насос (насос откачки из дренажной емкости)		
Номер оборудования		Н-11А/В
Тип оборудования		12НА-22х6 полупогружной
Производительность	м³ /час	150
Напор	м. вод. ст	54
Установленная мощность	кВт	30
Частота вращения вала	об/мин	1450
Количество	шт	2(1раб., 1рез.)

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА
МЕМСАРАПТАМА

Номер оборудования		КЕ-1
Тип оборудования		ЕПП -12,5 -2000
Вместимость	$м^3$	12.5
Давление рабочее	МПа	0,07
Габаритные размеры (диаметр вн, х высота)	мм	2000х3982
Количество	шт.	2
Дренажный насос (насос откачки из сборника конденсата)		
Номер оборудования		Н-10
Тип насоса		НВ-Е-50/50 полупогружной
Производительность	$м^3$/час	50
Напор	м вод ст	50
Номинальная мощность	кВт	18,5
Частота вращения вала	об/мин	1450
Масса	кг	835
Количество	шт	1
Насос внутрибазовой перекачки		
Номер оборудования		Н-8А
Тип насоса		3-3 3-АНГК-22.150/80150/803-
Производительность	$м^3$/сут	160
Напор	М вод ст	80
Номинальная мощность	кВт	60
Частота вращения вала	об/мин	2900
Масса	кг	943
Габаритные размеры(длина х ширина х высота)	мм	1770х600х930
Количество	шт	1
Фильтр жидкостной сетчатый		
Номер оборудования		СД-1
Тип		СДЖ-200-1
Диаметр	мм	200
Условное давление	МПа	1,6
Количество	шт.	1
Масса	кг	474

Бустерные насосы		
Номер оборудования		Н-9А/В
Тип оборудования		Центробежный с частотным преобразователем
Производительность	$м^3$/час	60
Напор	м вод ст	50
Мощность электродвигателя	квт	40
Масса	кг	-
Количество	шт	2 шт (1раб., 1рез.)
Фильтр жидкостной сетчатый		
Номер оборудования		СД-2А/В
Тип		СДЖ-150-1
Диаметр	мм	150
Условное давление	МПа	1,6
Количество	шт.	2(1раб., 1рез.)
Масса	кг	270

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА
МЕМСАРАПТАМА

Сепаратор факельный		
Номер оборудования		С- 5
Тип оборудования		ФС-1800-1-И
Объем	$м^3$	25
Диаметр	мм	1800
Условное давление	МПа	0,6
Масса	кг	5436
Количество	шт.	1
Факел		
Номер оборудования		Ф-1
Тип оборудования		СФНР-350
Производительность	$м^3$/сут	792 000
Диаметр ствола	мм	400
Высота факела	мм	30
Количество	шт.	1
Компрессор воздуха КИП и А		
Номер оборудования		КВ-1
Производительность	$м^3$/час	30
Количество	шт.	1
Клапан дыхательный с огнепреградителем		
Номер оборудования		СМДК-1/ СМДК-2
Тип оборудования		СМДК-100АА
Диаметр	мм	100
Количество	шт.	2
Компрессор		
Номер оборудования		К-3, К-4
Тип оборудования		Компрессор газовый Ариель
Производительность	$м^3$/час	30 000
Количество	шт.	2(1раб.,1рез.)
Эжектор газоструйный		
Номер оборудования		ЭГ-1
Тип оборудования		По индивидуальному заказу
Производительность	$м^3$/час	30 000
Количество	шт.	1раб
Емкость дизельного топлива		
Номер оборудования		ДЕ-5
Тип оборудования		РГС-50
Вместимость	$м^3$	50

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА
МЕМСАРАПТАМА

Давление рабочее	МПа	0,07
Габаритные размеры (диаметр, х, длина)	мм	2900х600х800
Количество	шт	1
Фильтр жидкостной сетчатый		
Номер оборудования		СД-3
ТИП		СДЖ-100-1
Диаметр	мм	100
Условное давление	МПа	1,6
Количество	шт	1
Масса	кг	139

Технологические трубопроводы

В помещениях технологических площадок трубопроводы прокладываются надземно, на отдельно стоящих опорах и частично подземно. В соответствии с ОН 527-60 трубопроводы в пределах газгольдера имеют:

- газопроводы – I категория, группа Б1;
- дизельное топливо – IV категория, группа Б4;
- дренаж – II категория, группа Б2;
- ингибиторопроводы – 2 группа, категория II;
- сжатый воздух – V категория, группа В2;
- газопроводы – I и I категорий, группа Б1;
- конденсатопроводы – I и I категорий, группа Б1.

Сварные соединения трубопроводов в пределах площадок подвергаются 100% контролю физическими методами, в т.ч. радиографическим – напорные трубопроводы, и 25% – подземные трубопроводы 100 %.

Сварные стыки в узлах установки арматуры и фланцевых соединений контролируются в объеме 100% радиографическим методом.

В соответствии со СНиП РК 5.05-03-2002 по окончании монтажа трубопроводы подвергаются испытаниям на давление:

1,25 $P_{раб}$ – все трубопроводы $0,P_{раб}$ ≥0,5 МПа (5 кгс/см²);

1,5 $P_{раб}$ – все трубопроводы, $P_{раб}$<0,5 МПа (5 кгс/см²).

Арматура и фланцевые соединения изолируются теплоизоляцией съемными коробами типа.

Управление производством, предприятия и организацией условий и охраны труда.

В целях обеспечения безопасности труда, снижения опасности и вредности производства при строительстве и эксплуатации объектов проектом предусмотрены следующие мероприятия и требования:

функционирование служб по охране труда, которые действуют в соответствии с типовым положением, утверждаемым государственным органом охраны труда по согласованию с соответствующими органами;

обеспечение организацией строительной площадки, участков работ и рабочих мест мер безопасности труда работающих на всех этапах выполнения работ;

допуск лиц к работам по строительству, монтажу и эксплуатации сооружений и сооружений, при проведении их осмотров и сдачи эксплуатации по технике безопасности;

соблюдение требований безопасности при испытании, контроле и эксплуатации трубопроводной арматуры и при организации и выполнении всех видов антикоррозийных работ;

обеспечение рабочих мест необходимыми санитарными средствами индивидуальной защиты (спецодежда, резиновые сапоги, перчатки, противопожарный инвентарь, аптечки), переносными освещающими и необходимым набором инструмента на рабочих местах.

6.2.3. Строительные решения:

Уровень ответственности зданий и сооружений – II.

Объемно-планировочные и конструктивные решения зданий и сооружений приняты с учетом обеспечения технологических потребностей, надежности и прочности строительных конструкций и требований эксплуатаций и соответствуют требованиям пожарной безопасности. Конструкция фундаментов, материалы глубина заложения и размеры приняты по результатам расчета в соответствии с требованиями СНиП РК 5.01-01-2002 и данных инженерно-геологических изысканий. Расчет конструкции фундаментов здания выполнены расчетной программой Foundation 12.9.

В связи с просадочностью грунта основания для обеспечения несущей способности, под здания и сооружения выполнены искусственное основание из гравийно-песчаной смеси уплотненного послойно (через 200мм с предварительным замачиванием до оптимальной влажности) толщиной -700мм, доведением R_o до -20тс/м^2. Предусматривается лабораторное подтверждение заданных характеристик подушки для каждого слоя.

Обратная засыпка пазух фундаментов производится местным непучинистым грунтом оптимальной влажности с послойным уплотнением до P_d=16,5кН/м^3.

Краткая характеристика принятых конструкций изделий и материалов, первый этап строительства

Площадки – железобетонные, монолитные плиты толщиной 50мм, из бетона класса В15, арматуры класса А-III, с бортиком по периметру высотой 150мм. На площадках предусмотрены монолитные железобетонные приямки для сбора атмосферных осадков и технологических проливов.

- сепаратор факельный;
- путевой подогреватель;
- сепаратор НГСВ 1-П-1.6-3000;
- факел;

площадка факельного сепаратора - прямоугольная в плане, с размерами в осях 13.20х4.80м. Оборудование полного заводского изготовления, установлено надземно на отдельностоящие железобетонные фундаменты. Фундаменты под оборудования из монолитного железобетона, бетон класса В15, армированы сетками по ГОСТ 23279-85.

площадка путевого подогревателя - прямоугольная в плане, с размерами в осях 14.70х7.80м. Оборудование полного заводского изготовления, установлено надземно на отдельностоящие железобетонные фундаментные стены. Фундаменты под оборудования сборные по СТ РК 956-93, блоки по ГОСТ 13579-78*, монолитные из бетон класса В12.5.

площадка сепараторов НГСВ 1-П-1.6-3000 и ГС2-1.6-2000-1 - прямоугольная в плане, с размерами в осях 19.80х9.30м. Оборудования полного заводского изготовления, установлены надземно на отдельностоящие железобетонные фундаменты. Фундаменты под оборудования из монолитного железобетона, бетон класса В15, армированы сетками по ГОСТ 23279-85.

К сепаратору НГСВ 1-П-1.6-3000 предусмотрено пристроенное помещение оператора КИПиА, и к вертикальному сепаратору ГС2-1.6-2000-1 предусмотрена металлическая площадка обслуживания. Пристроенное помещение и площадка обслуживания из металлических конструкций, горячекатанных профилей;

факела - оборудование полного заводского изготовления, установлено надземно на отдельностоящий железобетонный фундамент. Фундаменты под оборудования из монолитного железобетона, бетон класса В15, армированы сетками по ГОСТ 23279-85. Предусматривается блокирование фундаментных болтов в кондукторы;

опоры под технологические трубопроводы - решены из металлических труб по ГОСТ 8732-78*, установленные на монолитные железобетонные фундаменты из бетона класса В15, армированные отдельными стержнями арматурой класса AI, местами непосредственной установкой на фундаменты;

лестницы и переходы через трубопроводы - из стальных профилей и настила из рифленой стали. Фундаменты бетон класса В12.5.

второй этап строительства:

Площадки – железобетонные, монолитные плиты толщиной 50мм, из бетона

МЕМСАРАПТАМА ГОСЭКСПЕРТИЗА
МЕМСАРАПТАМА

класса В15, арматуры класса А-III, с бортиком по периметру высотой 150мм. На площадках предусмотрены монолитные железобетонные приямки для сбора атмосферных осадков и технологических проливов.

- площадка сборника конденсата;
- площадка газовых компрессоров поз. К-3, К-4, (будет представлено отдельным проектом);
- модульный блок ЗРУ;
- площадки блоков дозирования реагента БР-1, БР-2;
- площадка бустерных насосов нефти;
- площадка дренажной емкости V=63 м^3;
- площадка насоса нефтяного консольного ЗАНГ -22;
- модульный блок РП;
- трансформатор ТМЗ 1000кВа;
- горизонтальный резервуар 50м^3;
- здание насосной пожаротушения.

площадка сборника конденсата - прямоугольная в плане, с размерами в осях 7.40х4.90м. Оборудование полного заводского изготовления, установлено подземно на железобетонный поддон. Поддон из монолитного железобетона, бетон класса В10, армированы отдельными стержнями арматурой класса AIII;

блочно модульная установка ЗРУ - полного заводского изготовления, общим размером здания в плане 12.00х4.0м, высотой 2,50м. Составляющие блоки установлен на фундаментные стены. Фундаменты сборные по СТ РК 956-93, блоки по ГОСТ 13579-78*, монолитные из бетон класса В12.5;

площадки блоков дозирования реагента БР-10/2 (УДХ-2Б) - прямоугольные в плане с размерами в осях 6.8х4.10м. Оборудование полной заводского изготовления, установлено на дорожные плиты марки по ГОСТ 21924.0-80*;

площадка бустерных насосов нефти - прямоугольная в плане, с размерами в осях 6.00х5.25м. Оборудование полного заводского изготовления, установлено надземно на отдельностоящие железобетонные фундаменты. Фундаменты под оборудования из монолитная, бетон класса В12.5;

площадка дренажной емкости V=63 м^3- прямоугольная в плане, с размерами в осях 10.5.60м. Оборудование полного заводского изготовления, установлено подземно на гравийно - песчаные подушки толщиной -600мм;

площадка насоса нефтяного консольного ЗАНГ -22 - прямоугольная в плане, с размерами в осях 3.05х6.20м. Оборудование полного заводского изготовления, установлено надземно на отдельностоящий железобетонный фундамент. Фундаменты под оборудования монолитная, бетон класса В15. Над площадкой предусмотрен навес из металлоконструкций;

блочно модульная установка РП - полного заводского изготовления, общим размером здания в плане 12.00х4.0м, высотой 2,50м. Составляющие блоки установлен на фундаментные стены. Фундаменты сборные по СТ РК 956-93, блоки по ГОСТ 13579-78*, монолитные из бетон класса В12.5;

трансформатор ТМЗ 1000кВа - электрооборудование заводского изготовления, установлен на площадку размерами в плане 3.0х3.0м. Оборудование установлен на свайные фундаменты. Сваи из металлических труб по ГОСТ 10704-92;

горизонтальный резервуар 50м^3 - оборудование полного заводского изготовления, установлено надземно на фундаментные стены. Фундаменты по ГОСТ 13579-78, оголовка бетон класса В10.

Здание насосной для пожаротушения

Конструктивная схема здания принята с продольными несущими стенами, соединенными между собой сборными железобетонными плитами покрытий.

Фундаменты – фундаментные плиты по СТ РК 956-93, стены из блоков стен подвалов по ГОСТ 13579-78*.

Наружные несущие стены - из керамического кирпича КОРПо 1НФ/125/2,0/50 ГОСТ 530-2007 на растворе М50.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА
МЕМСАРАПТАМА

Покрытия – железобетонные плиты многопустотные по серии 1.241-1 вып. 21, с укладкой минваты γ=100 кг/м³, толщиной 200 мм.

Полы – в соответствии с сер. 2.244-1 вып.5

Кровля – усиленная, армированная, из 3-х слоев рубероида на битумной мастике.

В данном предусмотрена антресоль грузоподъемностью 2 т. Конструкция кран-балки – из двутавров, элементы, ВСМ. Для установки технологического оборудования и прокладки трубопроводов, предусматриваются устройство фундаментов и опоры из металлоконструкций. Нагрузка на 12,5 м/м², 175. Боковые бетонные поверхности, соприкасающиеся с грунтом, обмазать горячим битумом БНД за два раза по грунтовке на 40% растворе битума в керосине. Под подошвой фундамента выполнено подготовка из щебня пропитанный битумом до полного насыщения по гравию ГТС.

Сборные железобетонные колонны – решетчатые из металлических труб по ГОСТ 8732-78, устанавливаются на монолитные железобетонные фундаменты из бетона марки В15, армированные отдельными стержнями арматуры класса А1, жесткими наконечниками установкой на фундаменты.

Лестницы и переходы, перекрытия – из стальных профилей и настила из рифленой стали. Фундаменты бетон класса В12,5.

Мероприятия по защите конструкций от коррозии предусмотрены в соответствии с требованиями СНиП 2.03.11-85 и СНиП 3.04.03-85.

Все бетонные и железобетонные поверхности, кроме днища в грунте, приняты на сульфатостойком портландцементе марок по водонепроницаемости W6 и морозостойкости F75. Все поверхности, соприкасающиеся с грунтом, обмазываются горячим битумом за 2 раза. Под подошвами фундаментов предусмотрена подготовка из щебня с пропиткой битумом до полного насыщения толщиной 100мм.

Все металлические элементы покрываются эмалевой краской ПФ-115 по ГОСТ 6465-76 по грунтовке марки ГФ-021 по ГОСТ 25129-82.

8.2.6 Инженерное обеспечение, сети и системы

Электроснабжение

По степени надежности электроснабжения потребители объекта относятся к II категории. Установленная проектная мощность электроприемников напряжением 380 В, 50 Гц составляет 375 кВт, напряжением 6/0,4, 50 Гц составляет 3000 кВт. Согласно техусловиям, длительная мощность электродвигателей не превышает 75 кВт. Электроснабжение 0,4 кВ предусматривается от проектируемого РП 0,4 кВ, с установкой 2 кВ от проектируемого ВРУ 0,4 кВ.

В соответствии с ТУ выданными АО «КазГерМунайМ», ВРУ 0,4 кВ запитывается от ячейки № 8 ВРУ 6 кВ ПС 110/6 кВ «Туркульская» кабелем 6 кВ 2 х ПвВнг(А)-LS 3х185. Протяженность 6 кВ составляет 700 м. Суммарная протяженность кабеля 6 кВ составляет 1000 м.

Прокладка кабелей 6 кВ предусматривается в траншее на глубине 1м согласно ПУЭ РК.

Силовое электрооборудование

Основными потребителями электроэнергии являются асинхронные электродвигатели переменного тока с короткозамкнутым ротором напряжением 380 В, 50 Гц и далее по тексту, преобразователь ЭКБ, мощностью 2х1,8 кВт в холодном воде. Для потребителей электроэнергии также используются прочие кабели.

Газокомпрессорная имеет электропривод, которые поставляются в комплекте с частотным преобразователем, электроснабжение компрессоров осуществляется от проектируемого ВРУ 0,4 кВ.

Электродвигатели 0,4кВ поставляются комплектно с насосами. В качестве аппаратуры защиты и управления для электродвигателей ~380/220В используются размещенные в шкафу автоматические выключатели и комплектные устройства управления, обеспечивающие прямой пуск.

Шкафы РУ 0,4 кВ комплектуются фирмой "Moeller" в соответствии с опросными листами, полным перечнем схемами, схемами подключения, отражены листы и спецификация. Шкафы имеют степень защиты IP54.

Управление электроприводами осуществляется в следующих режимах:

1. Местное с пультов у каждого электродвигателя;

2. местное кнопками с автоматическим остановом по сигналам КИПиА;

3. автоматическое управление по сигналам КИПиА.

Для управления греющими кабелями трубопроводов предусмотрены нестандартные шкафы ШРТ1 – ШРТ3, которые разрабатываются фирмой "ABB" в соответствии с однолинейной схемой, опросным листом и спецификацией. Шкафы ШРТ1 – ШРТ3 питаются от автоматов РП 0.4 кВ и установлены в непосредственной близости от потребителей за пределами взрывоопасных зон.

Греющие кабели трубопроводов нефти и химреагентов управляются автоматически по сигналу термостата, контролирующего температуру окружающего воздуха. При понижении температуры воздуха до +20°С происходит включение системы обогрева, при достижении +25°С - выключение. Сигнализация наличия электропитания греющих кабелей предусмотрена по месту установки ШРТ. Дополнительно предусмотрена по месту световая сигнализация наличия напряжения на каждом оконцевании греющего кабеля. Тип греющего кабеля выбран на основании теплотехнического расчета, с учетом диаметра каждого трубопровода и толщины теплоизоляции. Укладка греющих кабелей выполнена под теплоизоляцией снизу трубопровода прямолинейно с дополнительными петлями вокруг задвижек, фланцев и опор трубопровода. Учтен дополнительный расход греющего кабеля на подключение и на соединения. В проекте применены греющие кабели фирмы "THERMON".

Распределительная сеть выполняется кабелями марки ВБбШв, КВБбШв, проложенными на кабельных конструкциях, в лотке, в трубах, в траншее.

Электроосвещение

В проекте предусмотрены следующие виды освещения: наружное и внутреннее освещение помещений.

Наружное освещение территории предусмотрено светильниками с натриевыми лампами. Светильники устанавливаются на девяти молниеотводах на высоте 13 м. Управление освещением производится автоматически с помощью шкафа ЯУО с фотореле установленного в РП.

Сеть наружного освещения выполняется кабелями с медными жилами марки ВБбШв, проложенными в траншее.

Внутреннее освещение помещений подразделяется на рабочее, аварийное и ремонтное. Рабочее и аварийное освещение выполнено на напряжение ~220В, ремонтное - ~36В. Типы светильников и их количество приняты в зависимости от среды в помещениях и характера производимых в них работ.

Автоматизированная система управления инженерным оборудованием

Проектом предусмотрено комплексное решение вопросов организации дистанционного контроля и управления технологическими процессами.

Принятые проектные решения обеспечивают:

поддержание оптимальных режимов технологического процесса;

повышение надежности и безопасности эксплуатации оборудования, установок и процессов;

снижение капитальных затрат;

улучшение условий труда и уровня эксплуатации объектов.

Назначение и цель создания АСУ ТП

Наименование проектируемой системы – Автоматизированная система управления технологическими процессами объекта: «Модернизация УПН месторождения Нуралы».

Целью создания АСУ ТП является:

–создание автоматизированной системы управления, способной обеспечить рационализацию и стабилизацию режимов работы технологического оборудования;

–внедрение высокоэффективной и надежной человеко-машинной системы контроля и управления на базе промышленных программируемых контроллеров и современных информационных технологий;

–обеспечение безаварийной эксплуатации технологического оборудования, снижение потерь за счет эффективного автоматизированного контроля и управления технологическим оборудованием;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА
МЕМСАРАПТАМА

–передача информации на уровень единого диспетчерского пункта и интеграция АСУ ТП в единую интегрированную систему передачи данных (система Сфера).

Объектами автоматизации являются технологические сооружения и оборудование УНН:

– 3-х фазный нефтегазовый сепаратор ГС-1А;
– газовый сепаратор ГС-1Б;
– сепаратор факельный СФ-1;
– факел ФА-1;
– факельный конденсатосборник КФ-1;
– дренажная емкость ДН-1/4;
– блок-бокс аварийного сжигания ХУ-001;
– газосепаратор ПГ-1.

Основные технические решения

Структура и функции системы.

В соответствии с утвержденным Техническим заданием настоящим проектом предусмотрена автоматизированная система управления, которая является сложной системой управления всем комплексом технологического оборудования.

Проектируемая Система контроля и управления включает в себя:

1. систему контроля и управления технологическим процессом разделения нефтяной эмульсии от воды и газа, подогрева нефти;

2. систему управления технологическим процессом подогрева нефти (комплекс автоматизации представлен комплектом отдельно);

Система обеспечивает работу сооружения в условиях нормальной эксплуатации без постоянного присутствия обслуживающего персонала, непосредственно у аппаратов, обеспечивает автоматическую противоаварийную защиту и блокировку технологического оборудования при возникновении аварийных режимов.

Предварительная структура комплекса технических средств (КТС) АСУ ТП базируется на следующих основных принципах современной концепции построения автоматизированных систем управления:

– открытая архитектура;
– полный программный контроль;
– распределенное интеллектуальное управление;
– удобный для пользователя программный обеспечения.

Режимы управления

Настоящим проектом предусматриваются следующие режимы управления технологическим оборудованием:

– ручной (дистанционный);
– дистанционный с АРМ оператора;
– автоматический – обеспечивает автоматическое управление оборудованием путем отработки программируемых контроллером Simatic S7-400 алгоритмов управления (на базе информации от датчиков параметров технологических процессов и состояния оборудования: установок).

Система автоматического пожаротушения.

Согласно техническому заданию резервуары нефти объемом 3000 м³ оборудуются автоматической установкой тонкого пожаротушения.

Автоматическое пожаротушение проектируемых резервуаров нефти и нефтепродуктов объемом по 3000 м³ осуществляется подачей пены низкой кратности на поверхность зеркала горючей жидкости.

Для защиты каждого резервуара предусмотрены по четыре генератора пены средней кратности ГПС-600. Генераторы пены устанавливаются на резервуаре и крепятся к стенке монтажной пластины.

Стационарная установка охлаждения каждого резервуара состоит из кольцевого распределительного кольца, размещенного в верхнем поясе стенки резервуара, трубопроводов, подключенных к трубопроводу, соединяющих распределительное кольцо с сетью постоянного водоснабжения с высоким давлением, задвижек с ручным приводом. Охлаждение резервуаров осуществляется подачей воды

оросителях, при этом интенсивность подачи воды на орошение резервуаров нефти составляет не менее 0,6 литров в секунду на один метр длины окружности резервуаров.

Расходом принять ороситель резервуара AMGUS, модель D07D1Ik с коэффициентом производительности 08 = 80. На каждом патрубке установлено 16 оросителей.

Насосная станция пожаротушения

Для подачи воды из противопожарных резервуаров во внутриплощадочную противопожарную сеть предназначена насосная станция пожаротушения и подачи воды к системам дымоудаления и далее в зону полного пожаротушения предусмотрена насосная станция пожаротушения, расположенная в отдельностоящем здании. Помещение пожарной насосной станции отделено второй степени огнестойкости.

Противопожарная насосная станция от пожарных резервуаров обеспечивает постоянную подачу воды по кольцевой сети трубопроводов по территории комплекса и на резервуарный парк нефти с давлением у наиболее удаленного гидранта не менее 6 бар.

Насосное оборудование рассчитано по наибольшему расчетному расходу воды.

Проектом предусматриваются 2 насоса (1 рабочий, 1 резервный), и подпитывающий насосный агрегат, предназначенные для подачи воды в систему противопожарного водопровода высокого давления и для приготовления раствора пенообразователя.

Насосы запускаются в автоматическом каскаде. При открытии задвижки или пожарного гидранта перед ним падает давление в водопроводной сети, подают. При этом запускается поддерживающий насос с малым расходом. При достижении давления более рабочего насосный отключается. В случае если давление падает, включается основной насос. При этом поддерживающий насос выключается.

Наружные сети противопожарного водопровода

Кольцевые сети противопожарного водопровода высокого давления и водопроводов низкого давления прокладываются подземно. Трубопроводы к резервуарам нефти прокладываются надземно. Надземные трубопроводы почвенного пожаротушения и водяного орошения, а также всасывающие трубопроводы от резервуаров до насосной станции пожаротушения и внутри станции пожаротушения выполняются из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91. Трубопроводы в насосной станции пожаротушения, предназначенные для подачи концентрированного пенообразователя, выполняются из стальных труб из нержавеющей стали 12Х18Н10Т по ГОСТ 9941-81. Проектируемые сети противопожарного водопровода и сеть растворопроводов выполняются из полиэтиленовых труб по ГОСТ 18599-2001, ПЭ 100, SDR 17. Диаметр напорного трубопровода 32 мм 75х13,4 мм. Диаметр напорного растворопровода 12х2,4мм. В колодцах для подключения арматуры предусмотрены отводы в пластике на хомутах в специальных колодцах для присоединения к оборудованию и арматуре. Подземные прокладки трубопроводов выполняются на глубине заложения труб, считая до низа, не менее чем на 0,5 м ниже глубины промерзания в грунтах по климатической температуры.

Система автоматической пожарной сигнализации и управления пожаротушением

Она была предназначена для надежного обнаружения пожара на возможно ранней стадии, включения звуковой и световой тревожной сигнализации для предупреждения персонала об опасности, пуска системы пожаротушения.

Информация от пожарных извещателей поступает на прибор приемно-контрольный (ППК), где обрабатывается и формируются управляющие импульсы для запуска соответствующих систем.

Рабочим проектом предусматривается оснащение трех существующих технологических резервуаров РВС-1... РВС-3(20000м3) системой автоматической стационарной автоматического пожаротушения.

Система, предназначенная для надежного обнаружения пожара в начальной стадии развития и передачи сигнала тревоги о пожаре на ППК. Основой для системы обнаружения пожара является пламяприемник.

• обнаружение пожара на раннем этапе;

• включение световой и звуковой сигнализации для предупреждения персонала об опасности;

• передача сигналов в соответствии с перечнем информационных сигналов от системы АПС (пожар на объектах).

Состав оборудования системы автоматической пожарной сигнализации:

• прибор приемно-контрольный (ППК);

контроль извещателей, модулей системы и линий передачи данных;

• автоматические пожарные извещатели;

для обнаружения возгорания в зданиях и сооружениях, в зависимости от назначения защищаемого объекта и его категории, устанавливаются соответствующие типы извещателей;

• ручные извещатели;

при обнаружении пожара персоналом активизируется один из ручных извещателей для оповещения дежурного оператора и обслуживающего персонала;

• пожарные оповещатели;

при пожаре включаются световые и звуковые пожарные оповещатели, установленные на защищаемых объектах.

Система оповещения о пожаре

На объекте предусмотрено использование пожарных оповещателей:

Пожарные оповещатели активизируются при срабатывании ручных и автоматических пожарных извещателей, расположенных на открытых площадках. Пожарные оповещатели по территории устанавливаются на опорах высотой 3м.

6.3. Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных и взрывопожароопасных ситуаций

Территория УПН оснащена существующими первичными средствами пожаротушения. Дополнительно в соответствии с «Правила пожарной безопасности в РК» ППБС РК-10-98 и ВНТП3-85 предусматривается установка пожарного щита.

Пожарные щиты устанавливаются на видных, легкодоступных местах, определенных на генплане, размещаются по территории у проездов с удобствами их использования на случай пожара. При эксплуатации подходы (подъезды) к месту размещения пожарного оборудования необходимо держать свободными и иметь соответствующие типовые указательные знаки по СТ РК ГОСТ Р 12.4.026-2002, а также иметь у защищаемых объектов принципиальные схемы установок с указанием направления подачи огнетушащих средств.

Для предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера на предприятии предусмотрена служба по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

Основными мерами по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера являются:

- мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера;
- наблюдение и контроль обстановки и прогнозирования чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера;
- гласность и информация в области чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера;
- пропаганда знаний, обучение персонала в области чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера;
- защитные мероприятия в области чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

6.4. 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;

МЕМСАРАПТАМА

- охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения;
- охрана почв, рекультивация нарушенных земель, утилизация отходов, охрана растительного и животного мира.

Предусмотрены природоохранные мероприятия в период эксплуатации:
- соблюдение технологического регламента по эксплуатации трубопроводов;
- соблюдение правил охраны магистральных трубопроводов.

Категория опасности – III.

6.5. Организация строительства.

Трудоемкость – 14,21 тыс.чел/дней; продолжительность строительства – 11 месяцев.

6.6. Сметная документация.

Сметная документация разработана в соответствии с СН РК 1.02-03-2011 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство» и СН РК 8.02-02-2002 «Порядок определения сметной стоимости строительства в Республики Казахстан» на основании сборников сметных норм и расценок и принятых проектных решений.

Сметная документация составлена с использованием программного комплекса АВС (версия 4.4.2) по выпуску сметной документации в ценах 2001 года.

Сметная стоимость строительства в сметной документации определена базисно - индексным методом, который основан на использовании текущих индексов по отношению к стоимости, определенной в базисном уровне цен 2001 года и согласно пунктов 2.1 и 5.1 СН РК 8.02-02-2002 служит ориентиром (в качестве максимальной цены) при осуществлении закупа подрядных строительных услуг заказчиком.

При составлении смет использованы:

- сборники сметных цен на строительные материалы, изделия и конструкции (СН РК 8.02-04-2002) , с учетом изменений и дополнений выпуски 1-14;
- сборники сметных норм и расценок на строительные работы (СН РК 8.02-05-2002) , с учетом изменений и дополнений выпуски 1-11;
- сборники расценок на монтаж оборудования (СН РК 8.02-06-2002) , с учетом изменений и дополнений выпуски 1-10;
- перечень оборудования, материалов, изделий с приложением прайс-листов, наименования которых с соответствующими техническими характеристиками отсутствуют в действующей нормативной базе, утвержденные заказчиком (администратором бюджетной программы) от 13 июля 2011 года, согласно пункту 9.3.14 СН РК 1.02-03-2011, пунктам 4.3.5 и 4.3.8 СН РК 8.02-02-2002.

В сметной стоимости строительства учтены дополнительные затраты:

- накладные расходы на строительные, монтажные и специальные строительные работы по приложению № 1 к СН РК 8.02-02-2002 «Порядок определения сметной стоимости строительства в Республике Казахстан»;
- ненормируемые и непредвиденные затраты в размере 6 % (СН РК 8.02-02-2002);
- средства на временные здания и сооружения (СН РК 8.02-09-2002);
- дополнительные затраты на производство строительно-монтажных работ в зимнее время по НДЗ-2001 (СН РК 8.02-07-2002) с учетом изменений и дополнений выпуск 2;
- затраты на дополнительные отпуска и выслугу лет (СН РК 8.02-02-2002).

В соответствии с Постановлением Правительства от 11 сентября 2007 года № 791 переход к текущей и прогнозной сметной стоимости строительства от базовых цен 2001 года выполнен через индекс изменения месячного расчетного показателя на период 2012-2013 годов согласно изменениям и дополнениям в Законе «О республиканском бюджете на 2012-2014 годы» от 24 ноября 2011 года № 496-IV , на период 2014-2017 годов через индекс изменения месячного расчетного показателя, установленного по протоколу №8 заседания РБК от 04 апреля 2012 года.

Налоги, сборы и обязательные платежи начислены согласно действующему законодательству в размере 2%.

Налог на добавленную стоимость (НДС) принят в размере, установленном законодательством Республики Казахстан на период, соответствующий периоду

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА
МЕМСАРАПТАМА

строительства, от сметной стоимости строительства в текущих ценах с учетом налогов, сборов и обязательных платежей.

7. РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ.

7.1. Оценка проектных решений.

В соответствии с п.4 постановления Правительства РК от 23 октября 2009 года №1656 «Об утверждении Правил отнесения зданий и сооружений к технически сложным объектам» разработчиком проекта установлен второй (нормальный) уровень ответственности.

Рабочий проект разработан в необходимом объеме в соответствии с утвержденным заданием на проектирование, иными исходными данными и требованиями.

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».

Технологические решения приведены в соответствие требованиями ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений» и ВСН2.38-85, ВСН 005-88 «Проектирование и монтаж промысловых трубопроводов».

Компоновка оборудования отвечает требованиям технологического процесса.

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

7.2. Дополнения по исходно-разрешительным документам и изменения, внесенные в рабочий проект в процессе экспертизы.

В процессе рассмотрения по замечаниям и предложениям филиала РГП «Госэкспертиза» по Кызылординской области в рабочий проект **«Модернизация УПН (установка подготовки нефти) на месторождении "Нуралы" ТОО СП «КазГерМунай»** внесены следующие изменения и дополнения:

По общей части

Представлено:

7.2.1. По исходно-разрешительным документам:

- технические условия на присоединение проектируемого объекта к источникам снабжения, инженерным сетям и коммуникациям;
- архитектурно планировочное задание.

7.2.2. По согласованию:

- рабочего проекта с органами госнадзора и с органами выдавшим тех.условия;
- технологическая схема и генплан, согласованная с заказчиком.

По инженерно-геодезическим изысканиям

7.2.3. Указаны:

объем выполненной съемки;

исходные пункты.

По инженерно-геологическим изысканиям.

7.2.4. В тех задании указан список проектируемых сооружении и приведена полная техническая харрактеристика.

7.2.5. Подкорректирована глубина скважины на и/г разрезе на 14,5 м.

7.2.6. Приведены в соответствие точки отбора суглинка и песка мелкого с лабораторными данными.

По технологическим решениям

7.2.7. В пояснительной записке указан номер договора, основание разработки рабочего проекта.

7.2.8. На листе ТХ-04 линия газа от сепаратора НГСВ С-1А откорректирован как газовый сепаратор С5.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА
МЕМСАРАПТАМА

7.2.9. На листе ТХ-05 линия газа от сепаратора НГСВ С-1А до линии газа на сепаратор С5 откорректирован согласно технологической схеме с указанием толщины труб на нумерациях линии.
7.2.10. На листе ТХ-06 линия газа от сепаратора НГСВ С-1А откорректирован как газовый сепаратор С-1А.
7.2.11. Лист спецификации материалов ТХ-СО-1/2 приведен в соответствие со спецификацией материалов изометрии ТХ-48-83.
7.2.12. Разработаны дополнительные листы для детального описания трубопроводов, также чертежи изометрии разработаны детально.
7.2.13. Обоснован производительность, напор и другие характеристики насосов. Представлены технические характеристики, тип и марка насосов от завода-изготовителя.
7.2.14. Обвязки насосов, путевого подогревателя и сепараторов выполнены в увязке с существующим положением трубопроводов и оборудований. Разработаны подробные детальные чертежи, разрезы для всех сложных узлов подключения, указан тип врезки в существующие трубопроводы.
7.2.15. На низких участках трассы трубопроводов, согласно профиля изометрической схемы предусмотрены дренажные устройства для опорожнения трубопроводов, расчетного диаметра согласно СН 527-80.
7.2.16. Предоставлены чертежи, технические характеристики сепараторов, печи, факельного ствола для обоснования принятых решений.

По строительным решениям

По объекту в целом

7.2.17. Откорректирована глубина заложения фундаментов.
7.2.18. В связи с негативным свойством грунта основания принято решение по частичной замене грунта основания.
7.2.19. Поверхности открытых железобетонных площадок приняты на высоте не менее 150мм от планировочной отметки земли.
7.2.20. Откорретированы планировочные абсолютные отметки.

По представленным чертежам.

7.2.21. Откорректировано оформление листа общие данные.
7.2.22. Таблица опор дополнена нагрузками.
7.2.23. Пересмотрено расчетная схема конструкций площадки обслуживания и указана конкретные привязки площадки, предусмотрено стремянка, высота ограждения площадки принят не менее 1.2м.
7.2.24. Представлен план фундаментов факела, с привязкой к местности и с указанием ориентаций относительно севера.
7.2.25. В фундаменте факельного оборудования - болты изогнутые и с анкерной плитой сблокированы в кондукторы.
7.2.26. Габариты площадки дренажной емкости приняты согласно габаритам оборудования.

По электроснабжению

7.2.27. Представлено техническое задание.
7.2.28. На плане кабельной трассы 0,4кВ указаны привязки-расстояния от зданий и сооружении, откорректированы обозначения кабелей.
7.2.29. Откорректированы:
токовые значения греющих кабелей. Дополнены объемы земляных работ для системы заземления и размеры площадки контуров заземления оборудований;
количество кабелей в спецификации оборудования в соответствии с данными в кабельном журнале.

По сметной части.

По сводному сметному расчету.

7.2.30. Откорректированы затраты на пир и экспертизу проекта в соответствии с видами и объемами выполняемых работ (снижение 3,250 млн. тенге).

По локальным сметам:

7.2.31. Откорректированы объемы: технологических трубопроводов (снижение 8,042 млн. тенге), общестроительных работ (снижение 4,911 млн. тенге), электроснабжения (увеличение 23,148 млн. тенге), насосной станции (снижение 1,201 млн. тенге).

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА
МЕМСАРАПТАМА

7.2.32. Изменения сметной стоимости объекта в текущих ценах составили:
- снижение - 17,404 млн. тенге;
- увеличение – 23,148 млн. тенге.

ТЭП. В результате корректировки технико-экономические показатели определились в следующем виде:

Таблица 4

№ п/п	Наименование	единицы измерения	Показатели		Отклонен (+) увелич. (-) уменьш.
			заявленные до экспертизы	рекомендован утверждению	
1	Мощность:				-
	жидкость	т/год	866000	866000	
	нефть	т/год	444000	444000	
	попутный газ	млн. нм³/год.	211	211	
2	Общая сметная стоимость строительства в базовых ценах 2001 года, в том числе:	млн.тенге	411,223	415,400	+ 4,177
	СМР		168,841	207,535	+ 38,694
	Оборудование		240,084	205,041	- 35,043
	Прочие затраты		2,298	2,824	+ 0,526
3	Общая сметная стоимость строительства в текущем уровне цен 2013 г, в том числе:	млн.тенге	1152,056	1157,799	+ 5,743
	СМР		394,396	483,310	+ 88,914
	Оборудование		558,528	479,459	- 79,069
	Прочие затраты		199,132	195,030	- 4,102
4	Нормативная трудоемкость строительства	тыс.чел.дн	13,93	14,21	+ 0,28
5	Нормативная продолжительность строительства	мес.	11	11	-
6	Вид строительства	реконструкция			

8 . ВЫВОД

8.1. С учетом внесенных изменений и дополнений рабочий проект **«Модернизация УПН (установка подготовки нефти) на месторождении "Нуралы" ТОО СП «КазГерМунай»** соответствует требованиям нормативов, действующих в Республике Казахстан.

1	Мощность:	
	жидкость, т/год	866000
	нефть, т/год	444000
	попутный газ, млн. нм³/год.	211
2	Общая сметная стоимость строительства в базовых ценах 2001года, млн. тенге, в том числе	- 415,400
	Строительно-монтажные работы, млн. тенге	- 207,535
	Оборудование, млн. тенге	- 205,041
3	Общая сметная стоимость строительства в текущем уровне цен 2013г., млн. тенге, в том числе	- 1157,799
	Строительно-монтажные работы, млн. тенге	- 483,310
	Оборудование, млн. тенге	- 479,459
4	Продолжительность строительства, месяц	- 11

8.2. Настоящее экспертное заключение выдано на основании исходных данных и утвержденных заказчиком материалов для проектирования, достоверность которых гарантирована ТОО КБ «МунайГазИнжиниринг» в соответствии с условиями договора от 11.03.2013г. №0073.

МЕМСАРАПТАМА ГОСЭКСПЕРТИЗА

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

8.4. До начала производства работ рабочий проект подлежит утверждению в установленном порядке в течении 3 месяцев согласно Постановления Правительства от 23.10.2009года №1656.

8. ТҰЖЫРЫМ:

8.1. Енгізілген өзгерістер мен толықтыруларды ескере отырып, **«КазГерМунай» БК ЖШС "Нұралы" кенішіндегі мұнай дайындау қондырғысын қайта жаңарту»** жұмыс жобасы Қазақстан Республикасында қолданылатын мемлекеттік нормативтердің талаптарына сәйкес келетіндіктен, төмендегі негізгі техника-экономикалық көрсеткіштерімен белгіленген тәртіппен бекітуге ұсынылады:

1	Қуаттылығы:	-
	сұйықтық, т/жыл	866000
	мұнай т/жыл	444000
	ілеспе газ млн. нм³/жыл	211
2	2001 жылғы базалық бағадағы құрылыстың жалпы сметалық құны, млн.теңге, оның ішінде	- 415,400
	Құрылыс-монтаж жұмыстары, млн.теңге	- 207,535
	Құрал-жабдықтар, млн.теңге	- 205,041
3	2013 жылғы ағымдағы бағадағы құрылыстың жалпы сметалық құны, млн.теңге, оның ішінде	- 1157,799
	Құрылыс-монтаж жұмыстары , млн.теңге	- 483,310
	Құрал-жабдықтар, млн.теңге	- 479,459
4	Құрылыс ұзақтығы, ай	- 11

8.2. Осы сараптамалық қорытынды 2013 жылғы 11 наурыздын №0073 шарт талаптарына сәйкес, растығы «МуұнайГазИнжиниринг» ЖШС кепілдендірілген бастапқы деректер мен тапсырыс берушімен бекітілген жобалауға арналған материалдар негізінде берілді.

8.3. Жұмыс жобасы бекітуге және жұмыс өндірісіне рұқсат берген кезінде сараптаманың осы қорытындысына сәйкес екендігі тексерілуі тиіс.

8.4. 23.10.2009 жылғы №1656 Үкімет қаулысына сәйкес жұмыс жобасы жұмыс өндірісі басталғанға дейін 3 ай ішінде белгіленген тәртіп бойынша бекітіледі.

Өндірістік бөлімінің бастығы: Т. Әбдіхалықов

Сәулет-жоспарлау секторының жетекшісі: М. Қожаев

Жетекші сарапшы/ Бас маман: Р. Кенжалиева

Бас маман: Е. Шомбалов

Бас маман: Г. Ахметова

Бас маман Ғ. Искаков