ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ӨҢІРЛІК ДАМУ МИНИСТРЛІГІ ҚҰРЫЛЫС ЖӘНЕ ТҰРҒЫН ҮЙ-КОММУНАЛДЫҚ ШАРУАШЫЛЫҚ ІСТЕРІ КОМИТЕТІНІҢ "ЖОБАЛАРДЫ МЕМЛЕКЕТТІК ВЕДОМСТВОДАН ТЫС САРАПТАУ" ШАРУАШЫЛЫҚ ЖҮРГІЗУ ҚҰҚЫҒЫНДАҒЫ РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК КӘСІПОРНЫНЫҢ ("МЕМСАРАПТАМА" РМК) ҚЫЗЫЛОРДА ОБЛЫСЫ БОЙЫНША ФИЛИАЛЫ

120008, Қызылорда қаласы, Ғ.Мұратбаев көшесі, н/ж,
«Самал бизнес орталығы», 4 қабат,
тел./факс: 8 (7242) 20-22-74, e-mail: exp-kyz@yandex.ru

25.09.2014г № 14-01-08/1938

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

120008, город Кызылорда, улица Г.Муратбаев, б/н,
«Бизнес-центр Самал», 4 этаж,
тел./факс: 8 (7242) 20-22-74, e-mail: exp-kyz@yandex.ru

«ПетроҚазақстан Құмкөл Ресорсиз» АҚ

«Казнефтегазконсалтинг» ЖШС

«Мемсараптама» РМК

«Мемсараптама» РМК-ның Қызылорда облысы бойынша филиалы Сізге **«Арысқұм кенішіндегі мұнай жинау жүйесі. Арысқұм кенішіндегі С-6 спутнигіндегі мұнайды қыздыру және қайта айдау жүйесін кеңейту және қайта жаңғырту»** жұмыс жобасы бойынша **2014 жылғы 25 қыркүйектегі №14–0348/14** сараптамалық қорытындысын жолдайды.

Сонымен қатар, Сізге 2014 жылғы 22 қыркүйектегі №0387 Шарттың 4 тарауының 4.1 тармағының 5 тармақшасына сәйкес, және де «Қаржыландыру көздеріне қарамастан құрылысқа арналған жобалау алдындағы (техника-экономикалық негіздемелер) және жобалау (жобалау-сметалық) құжаттамаға сараптама жүргізу, сондай-ақ мемлекеттік инвестициялар есебінен салынып жатқан жобаларды бекіту ережесі туралы» Қазақстан Республикасы Үкіметінің 2002 жылғы 19 тамыздағы №918 қаулысының 25 тармағына (30.04.2014ж. өзгертулер мен толықтырулар) сәйкес «Мемсараптама» РМК-ның Қызылорда облысы бойынша филиалына электронды жеткізгіштегі мемлекеттік сараптаманың оң қорытындысын алған Құжаттаманың соңғы нұсқасының бір данасын мұрағат (бақылау) данасы ретінде сақтау үшін осы қорытындыны алған күннен бастап, 5 (бес) күнтізбелік күн ішінде тапсыруыңыз қажет екендігін ескертеміз. Құжаттаманың жоғарыда көрсетілген данасын осы Құжаттама мемлекеттік сараптамадан өткен соңғы дана болып табылатындығына кепілдік берілетіндігі туралы ілеспе хатпен ұсыну керек.

Қосымшасы 16 парақта.

Директор **Б. Нұрманбетов**

006898

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ӨҢІРЛІК ДАМУ МИНИСТРЛІГІ
ҚҰРЫЛЫС ЖӘНЕ ТҰРҒЫН
ҮЙ-КОММУНАЛДЫҚ ШАРУАШЫЛЫҚ
ІСТЕРІ КОМИТЕТІНІҢ «ЖОБАЛАРДЫ
МЕМЛЕКЕТТІК ВЕДОМСТВАДАН ТЫС
САРАПТАУ» ШАРУАШЫЛЫҚ ЖҮРГІЗУ
ҚҰҚЫҒЫНДАҒЫ РЕСПУБЛИКАЛЫҚ
МЕМЛЕКЕТТІК ҚӘСІПОРНЫНЫҢ
(МЕМСАРАПТАМА РМК) ҚЫЗЫЛОРДА
ОБЛЫСЫ БОЙЫНША ФИЛИАЛЫ

ФИЛИАЛ РЕСПУБЛИКАНСКОГО
ГОСУДАРСТВЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ
НА ПРАВЕ ХОЗЯЙСТВЕННОГО ВЕДЕНИЯ
«ГОСУДАРСТВЕННАЯ ВНЕВЕДОМСТВЕННАЯ
ЭКСПЕРТИЗА ПРОЕКТОВ»
(РГП ГОСЭКСПЕРТИЗА)
КОМИТЕТА ПО ДЕЛАМ СТРОИТЕЛЬСТВА И
ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА
МИНИСТЕРСТВА РЕГИОНАЛЬНОГО
РАЗВИТИЯ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
ПО КЫЗЫЛОРДИНСКОЙ ОБЛАСТИ

ҚОРЫТЫНДЫ
ЗАКЛЮЧЕНИЕ

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ӨҢІРЛІК ДАМУ МИНИСТРЛІГІ
ҚҰРЫЛЫС ЖӘНЕ ТҰРҒЫН
ҮЙ-КОММУНАЛДЫҚ ШАРУАШЫЛЫҚ
ІСТЕРІ КОМИТЕТІНІҢ «ЖОБАЛАРДЫ
МЕМЛЕКЕТТІК ВЕДОМСТВАДАН ТЫС
САРАПТАУ» ШАРУАШЫЛЫҚ ЖҮРГІЗУ
ҚҰҚЫҒЫНДАҒЫ РЕСПУБЛИКАЛЫҚ
МЕМЛЕКЕТТІК КӘСІПОРНЫНЫҢ
(МЕМСАРАПТАМА РМК) ҚЫЗЫЛОРДА
ОБЛЫСЫ БОЙЫНША ФИЛИАЛЫ

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА •

ФИЛИАЛ РЕСПУБЛИКАНСКОГО
ГОСУДАРСТВЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ
НА ПРАВЕ ХОЗЯЙСТВЕННОГО ВЕДЕНИЯ
«ГОСУДАРСТВЕННАЯ ВНЕВЕДОМСТВЕННАЯ
ЭКСПЕРТИЗА ПРОЕКТОВ»
(РГП ГОСЭКСПЕРТИЗА)
КОМИТЕТА ПО ДЕЛАМ СТРОИТЕЛЬСТВА И
ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА
МИНИСТЕРСТВА РЕГИОНАЛЬНОГО
РАЗВИТИЯ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
ПО КЫЗЫЛОРДИНСКОЙ ОБЛАСТИ

УТВЕРЖДАЮ:
Директор филиала
РГП «Госэкспертиза»
по Кызылординской области

_____ Б. Нурманбетов

З А К Л Ю Ч Е Н И Е

№14–0348/14 от 25 сентября 2014 года

по рабочему проекту

«Система сбора нефти на месторождении Арыскум. Расширение и реконструкция системы подогрева и перекачки нефти на Спутнике С-6 месторождения Арыскум»

ЗАКАЗЧИК:
АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
ТОО «Казнефтегазконсалтинг»

г. Кызылорда

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное экспертное заключение на рабочий проект «**Система сбора нефти на месторождении Арыскум. Расширение и реконструкция системы подогрева и перекачки нефти на Спутнике С-6 месторождения Арыскум»** выдано 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.

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ӨҢІРЛІК ДАМУ МИНИСТРЛІГІ
ҚҰРЫЛЫС ЖӘНЕ ТҰРҒЫН
ҮЙ-КОММУНАЛДЫҚ ШАРУАШЫЛЫҚ
ІСТЕРІ КОМИТЕТІНІҢ «ЖОБАЛАРДЫ
МЕМЛЕКЕТТІК ВЕДОМСТВАДАН ТЫС
САРАПТАУ» ШАРУАШЫЛЫҚ ЖҮРГІЗУ
ҚҰҚЫҒЫНДАҒЫ РЕСПУБЛИКАЛЫҚ
МЕМЛЕКЕТТІК ҚӘСІПОРНЫНЫҢ
(МЕМСАРАПТАМА РМК) ҚЫЗЫЛОРДА
ОБЛЫСЫ БОЙЫНША ФИЛИАЛЫ

ФИЛИАЛ РЕСПУБЛИКАНСКОГО
ГОСУДАРСТВЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ
НА ПРАВЕ ХОЗЯЙСТВЕННОГО ВЕДЕНИЯ
«ГОСУДАРСТВЕННАЯ ВНЕВЕДОМСТВЕННАЯ
ЭКСПЕРТИЗА ПРОЕКТОВ»
(РГП ГОСЭКСПЕРТИЗА)
КОМИТЕТА ПО ДЕЛАМ СТРОИТЕЛЬСТВА И
ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА
МИНИСТЕРСТВА РЕГИОНАЛЬНОГО
РАЗВИТИЯ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
ПО КЫЗЫЛОРДИНСКОЙ ОБЛАСТИ

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

_____ Б. Нұрманбетов

«Арысқұм кенішіндегі мұнай жинау жүйесі. Арысқұм кенішіндегі С-6 спутнигіндегі мұнайды қыздыру және қайта айдау жүйесін кеңейту және қайта жаңғырту»
жұмыс жобасы бойынша

2014 жылғы 25 қыркүйектегі №14-0348/14

ҚОРЫТЫНДЫ

ТАПСЫРЫСШЫ:
«ПетроҚазақстан Құмкөл Ресорсиз» АҚ

БАС ЖОБАЛАУШЫ:
«Казнефтегазконсалтинг» ЖШС

Қызылорда қаласы

АЛҒЫСӨЗ

«Арысқұм кенішіндегі мұнай жинау жүйесі. Арысқұм кенішіндегі С-6 спутнигіндегі мұнайды қыздыру және қайта айдау жүйесін кеңейту және қайта жаңғырту» жұмыс жобасына осы қорытынды «Мемсараптама» республикалық мемлекеттік кәсіпорнының Қызылорда облысы бойынша филиалымен берілді.

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

1.НАИМЕНОВАНИЕ: Рабочий проект **«Система сбора нефти на месторождении Арыскум. Расширение и реконструкция системы подогрева и перекачки нефти на Спутнике С-6 месторождения Арыскум»**.

Настоящее заключение выполнено в соответствии с договорами от 16 июня 2014 года №0176 и 22 сентября 2014 года №0387 между РГП «Госэкспертиза» по Кызылординской области и ТОО «Казнефтегазконсалтинг» (согласно письма АО «ПККР» о заключении договора на проведение государственной экспертизы проекта с генпроектировщиком и о финансировании строительства за счет собственных средств, №1531 от 27 мая 2014 года и №2683 от 16 сентября 2014 года).

2. ЗАКАЗЧИК: АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз».

3.ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК: ТОО «Казнефтегазконсалтинг» (ГСЛ №13020867 от 05 ноября 2013 года, I-категория), г.Кызылорда.

Главный инженер проекта – Кубегенов Р.Б. (приказ ТОО «Казнефтегазконсалтинг» №037/13 от 02 декабря 2013 года).

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: инвестиции юридического лица

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1. Основание для разработки:

задание на проектирование от 28 февраля 2014 года, утвержденное АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» (далее АО «ПККР»);

постановление акимата Кызылординской области от 18 октября 2001 года №87 о представлении права временного землепользования ОАО «Харрикейн Кумколь Мунай» для опытно-промышленного обустройства месторождения «Арыскум»;

постановление акимата Кызылординской области от 29 июля 2004 года №98 о предоставлении АО «ПККР» права временного возмездного землепользования (аренды) на земельные участки;

приложение к постановлению акимата Кызылординской области от 29 июля 2004 года №98, (экспликация площадей земельных участков, предоставляемых АО «ПККР» на правах временного возмездного пользования для обустройства нефтяного м/р Арыскум из земель Жалагашского района Кызылординской области);

постановление акимата Кызылординской области от 08 июня 2009 года №421 о предоставлении АО «ПККР» права временного возмездного землепользования (аренды) на земельные участки;

приложение к постановлению акимата Кызылординской области от 08 июня 2004 года №421, (экспликация земельных участков, предоставляемых АО «ПККР»);

архитектурно-планировочное задание (АПЗ) от 09 января 2011 года на «Обустройство месторождения Арыскум при промышленной эксплуатации», утвержденное ГУ «Жалагашский районный отдел архитектуры и градостроительства»;

акт полевого обследования земель от 04 июля 2001 года №87, отводимых ОАО «Харрикейн Кумколь Мунай» для опытно-промышленного обустройства м/р «Арыскум» на землях ТОО «Жалтынов Далдабай» Жалагашского района Кызылординской области;

акт полевого обследования земель от 26 мая 2004 года, отводимых АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» для опытно-промышленного обустройства м/р «Арыскум» на землях ТОО «Жалтынов Далдабай» Жалагашского района Кызылординской области;

акт полевого обследования и выбора земельного участка от 18 мая 2009 года №421, отведенного правом временного возмездного землепользования АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» для обустройства м/р Арыскум Жалагашского района Кызылординской области;

отчет по инженерно-геологическим и инженерно-геодезическим изысканиям ТОО «Маркшейдер «К», г. Кызылорда (ГСЛ №011902 от 05 мая 2003 года, приложение от 08 августа 2012 года);

письма:

АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» о продолжительности строительства от 30 мая 2014 года №1551.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА
МЕМСАРАПТАМА

5.2 Согласования и заключения заинтересованных организаций

независимое экспертное заключение по промышленной безопасности №172/03-14 от 12 марта 2014 года (аттестат №0000798 от 16 июня 2009 года), ТОО «ТуранОйлСервис»;

санитарно-эпидемиологическое заключение от 02 апреля 2014 года №143, ГУ «Департамент по защите прав потребителей Кызылординской области»;

согласование по промышленной безопасности от 21 апреля 2014 года №23-08/13-01/3Т-С-231, департамента по чрезвычайным ситуациям Кызылординской области;

заключение государственной экологической экспертизы от 15 сентября 2014 года №KZ19VCY00015553, РГУ «Департамент экологии по Кызылординской области Комитета экологического регулирования и контроля Министерства охраны окружающей среды РК.

5.3. Перечень документации, представленной на экспертизу.

Том I	
AR-13-28-EXN-000-001	Пояснительная записка
AR-13-28-PASS-000-001	Паспорт проекта
Том II	Графические материалы
AR-13-28-GPP-000-001	Генеральный план
AR-13-28-PID-001-001	Технологическая часть
AR-13-28-PDK-001-001	Механическая часть
AR-13-28-CPS-000-001	Строительная часть
AR-13-28-IHUD-000-001	Автоматизация технологических процессов
Книга	Раздел «Охрана окружающей среды»

5.4 Цель и назначение объекта строительства

Спутник С-6 предназначен для герметизированного сбора жидкости от скважин в южной части месторождения Арыскум.

В связи с ростом добычи нефти на месторождении Арыскум происходит увеличение процента обводненности и газового фактора, тем самым возникает острая необходимость в модернизации системы сбора жидкости на Спутнике-6.

6. ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ ОБЪЕКТА И ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1 Место размещения объекта и характеристика участка строительства:

Нефтяное месторождение Арыскум расположено приблизительно в 260км от г.Кызылорда в северном направлении, на территории Жалагашского района Кызылординской области.

Природно-климатические условия района строительства:

климатический район - V (СНиП РК 2.04-01-2010);

годовое количество осадков – 219мм;

средняя температура наружного воздуха:

- наиболее холодной пятидневки - минус 32^{0}С (СНиП РК 2.04-21-2004*);
- наиболее холодных суток - минус 37^{0}С СНиП РК 2.04-01-2010);

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

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

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

Инженерно-геологические условия площадки строительства

Согласно отчета по инженерно-геологическим и инженерно-геодезическим изысканиям, выполненным ТОО «МАРКШЕЙДЕР К» в 2014 году площадка характеризуется следующими данными.

В геоморфологическом отношении участок работ приурочен к поверхности эоловой равнины Арыскум, сложенной неогеновыми отложениями.

По данным бурения инженерно-геологических выработок на исследуемую глубину 10,0м, на территории БКНС и УПСВ, Спутника - 5 и на трассе водовода принимают участие неогеновые отложения, которые представлены переслаиванием песка, суглинка и глины красной.

Рельеф участка слабоволнистый, высотные отметки изменяются от 116.16 до 151.52м.

Геолого-литологическое строение:

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

ИГЭ 1 - суглинок светло-коричневого цвета, твердой консистенции, сильнозасоленный, слабозагипсованный, просадочный (II-тип), γ_{II}=17,15кН/м^3; φ_{II}=8°С; C_{II}=8 кПа; Е=3,5МПа;

ИГЭ 2 – глина красная, твердая и полутвердая, сильнозасоленная, слабозагипсованная, просадочная , (II-тип), γ_{II}=17,24кН/м^3; φ_{II}=5°С; C_{II}=22 кПа; Е=3МПа;

ИГЭ 3 – песок пылеватый, от серого до красновато-бурого цвета, маловлажный, рыхлый, до средней плотности, полимиктовый, сильнозасоленный, слабозагипсованный, слабопросадочный, (I-тип), γ_{II}=16,17кН/м^3; φ_{II}=18°С; C_{II}=0 кПа; Е=6,5МПа;

ИГЭ 4 – песок мелкий, серый, маловлажный, рыхлый до средней плотности, полимиктовый, сильнозасоленный, слабозагипсованный, слабопросадочный, (I-тип), γ_{II}=15,48кН/м^3; φ_{II}=22°С; C_{II}=0 кПа; Е=6,9МПа;

ИГЭ 5 – песок средней крупности, светло-серый, маловлажный, рыхлый до средней плотности, полимиктовый, сильнозасоленный, слабозагипсованный, слабопросадочный, (I-тип), γ_{II}=14,99кН/м^3; φ_{II}=25°С; C_{II}=0 кПа; Е=8,0МПа.

По содержанию легко- и среднерастворимых солей грунты сильнозасоленные. Тип засоления – сульфатный и хлоридно-сульфатный.

По содержанию сульфатов грунты сильноагрессивные к бетонам на портландцементе и шлакопортландцементе, слабоагрессивные к бетонам марки на сульфатостойком виде цемента. По содержанию хлоридов грунты среднеагрессивные к бетонам на всех видах цемента.

В зависимости от засоленности и загипсованности пески пылеватые и мелкие местами дают слабые суффиозные осадки и отнесены к I типу просадочности, суглинок и глина красная относятся к просадочным по типу II.

Подземные воды выработками глубиной 10,0м не вскрыты.

Нормативная глубина промерзания для суглинков и глины -1,69м, песков – 2,06м.

6.2 Проектные решения

Согласно технического задания проектом предусмотрено:

установка на спутнике С-6 газосепаратора для очистки топливного газа от капельной влаги перед подачей его в качестве топливного газа для печей подогрева на спутниках С-6,7 и 8;

установка на спутнике С-6 дополнительной печи подогрева нефти мощностью 3МВт дополнительно к существующей печи ПП-0,63;

снижение рабочего давления в сепараторе и установка на спутнике С-6 насосов перекачки нефти для подачи ее в промысловый нефтяной коллектор на ССиПН.

6.2.1 Генеральный план

Площадка строительства находится на территории Спутника-6, расположенного на месторождении «Сарыбулак». На территории имеются существующие здания и сооружения, технологическое оборудование и инженерные сети. Внутриплощадочные проезды и пешеходные дорожки имеют твердое покрытие. Территория огорожена металлической сетчатой оградой высотой 2,1м. Въезд/выезд осуществляется с северо-восточной и северо-западной сторон территории.

Генеральным планом в части расширения и реконструкции системы подогрева и перекачки нефти на Спутнике с-6 м/р Арыскум» предусмотрено:

расширение территории с юго-западной стороны, с демонтажем части существующего металлического ограждения;

демонтаж существующих дренажных емкостей и площадки нагнетательных насосов;

демонтаж подземного кабеля электроснабжения 0,4кВ;

устройство площадок:

газосепаратора;

емкости подпиточной воды V=6,3 м3;

насосов перекачки нефти;

печи подогрева мощностью 3МВт;

устройство сетчатого металлического ограждения высотой 2,1м;

перенос существующего металлического перехода через трубопроводы;

устройство внутриплощадочных проездов с гравийно-песчаным покрытием толщиной 20см по оси дороги для проезда специализированного транспорта, пожарных и аварийных машин к проектируемым технологическим площадкам;

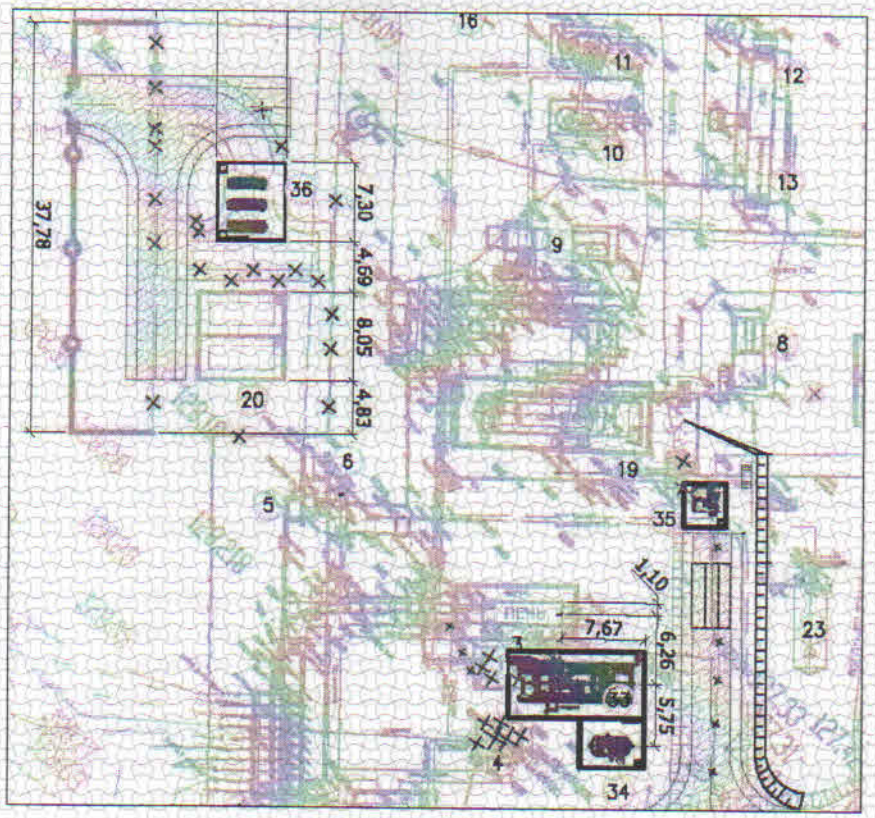

Рисунок 1. Ситуационная схема

33 – площадка печи подогрева нефти; 35 – площадка газосепаратора;
34 – площадка емкости подпиточной воды; 36 – площадка насосов перекачки нефти.

Все проектируемые сооружения запроектированы на свободной от застройки территории: площадка печи подогрева мощностью 3МВт, а также площадка емкости подпиточной воды V=6,3м^3 - в юго-восточной части от существующей площадки печи подогрева; площадка газосепаратора - между 3-х фазным сепаратором V=100м^3 и площадкой дренажной емкости V=63м^3; площадка насосов перекачки нефти - в пределах расширяемой территории, рядом с площадкой блока химреагентов.

Показатели генерального плана

Таблица 1

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Площадь, м^2				Примеч.
			до	% к общ. площади	после	% к общ. площади	
1	Площадь территории	м^2	14699,1	100	14982,45	100	
2	Площадь застройки	м^2	3044,8	20,7	3216,2	21,5	
3	Площадь покрытия	м^2	2322,7	15,8	2727,7	18,2	
4	Прочая площадь	м^2	9331,6	63,5	9038,55	60,3	
5	Коэф. застройки	%		20,7		21,5	

6.2.2 Технологические решения

Мощность, производственная программа

Производительность:

по нефти составляет 1500 м^3/сут;

по газу через спутник С-6 составляет 213654 ст.м^3/сутки.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Режим работы системы сбора и транспорта продукции скважин на спутнике С-6 - непрерывный, круглогодичный, круглосуточный 24 часа в сутки, 365 суток в год.

Технология производства

Технологической схемой предусматриваются следующие технологические операции:

очистка топливного газа в газосепараторе;

подогрев нефти в проектируемой печи подогрева;

транспортировка нагретой нефти из печи подогрева в существующий 3-х фазный сепаратор на сепарацию;

транспортировка дегазированной нефти из 3-х фазного сепаратора и подача ее проектируемыми насосами в промысловый коллектор.

На спутнике С-6 дополнительно к существующей печи подогрева ПП-0,63 устанавливается новая печь с промежуточным теплоносителем, т.к. существующая печь не обеспечивает необходимую температуру нагрева.

Нефтяная эмульсия от точек подключения 01 и 02 подается в печь нагрева.

В качестве печи подогрева устанавливается печь производства КНДР мощностью 3 МВт. Печь поставляется полной комплектной заводской готовности с оборудованием, трубопроводами, арматурой и приборами КИП и А.

Нагрев нефти осуществляется в кожухотрубчатых теплообменниках горячим паром. В межтрубном пространстве находится насыщенный пар, в трубах нефтяная эмульсия. Насыщенный пар в теплообменники подается из печи подогрева горячей воды, где нагревается дымовыми газами, образующимися в печи при сжигании попутного газа.

Для подготовки топливного газа для горелок существующей и вновь устанавливаемой печей проектом предусматривается установка газового сепаратора.

Для защиты газосепаратора от превышения давления, на подводящем газопроводе установлены предохранительные клапаны.

Топливный газ к проектируемой печи подается через скруббер, входящий в комплект поставки печи

Проектом предусматривается дополнительная емкость для возмещения потерь воды в системе печи предусмотрен сборник воды и насос подачи воды в печь. Заполнение емкости предусматривается привозной водой через быстросъемное соединение из автотранспорта.

Проектов предусматривается установка поршневых насосов типа НБ-32 для перекачки нефти (2 раб., 1 рез.).

Проектом предусматривается демонтаж существующей дренажной емкости объемом V=8 м3.

Питание приборов КИП и А предусматривается от существующего компрессора воздуха КИП и А.

Краткая характеристика по технологии производства и автоматизации технологических процессов (АСУ ТП).

Контроль автоматизации осуществляется в соответствии с требованиями технологического процесса, в соответствии с требованиями норм и правил и обеспечивает безопасность технологического процесса.

Оборудование полной комплектной заводской готовности поставляется с аппаратурными блоками и комплектом приборов автоматики.

Проектом предусматривается контроль температуры, давления, расхода жидкости и газа, уровня жидкости с показанием приборов по месту и выносом на щит в операторную.

Также на щит в операторную выносится состояние регуляторов КИП и А и аварийных клапанов и сигналов отклонения параметров от заданных пределов.

Контроль за ходом технологического процесса осуществляется по месту и со щита, установленного в помещении операторной КИПиА.

Технологические трубопроводы.

В пределах технологических площадок трубопроводы прокладываются надземно, на отдельно стоящих опорах и частично подземно.

В соответствии с СН 527-80 трубопроводы в пределах площадок относятся:

нефтепроводы – I,II категория, группа Бб;

газопроводы – III, IV категория, группа Ба;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА
МЕМСАРАПТАМА

дренаж – III категория, группа Бб;
конденсат - IV категория, группа Ба;
вода питательная- V категория, группа В.

Сварные соединения трубопроводов подвергаются 100% контролю физическими методами, в т.ч. радиографическим методом: надземные трубопроводы 20%, подземные 100% стыков.

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

В соответствии с СНиП РК 3.05-09-2002, по окончании монтажа трубопроводы подвергаются гидравлическому испытанию на давление:

1,25 Рраб – все трубопроводы с Рраб ≥0,5 МПа (5 кгс/см2);
1,5 Рраб – все трубопроводы с Рраб <0,5 МПа (5 кгс/см2).

Арматура и фланцевые соединения изолируются теплоизоляционными кожухами съёмного типа.

Глубина укладки подземных трубопроводов от поверхности земли принята 1,8м до верха трубы.

Все надземные трубопроводы разработаны согласно требованиям американского стандарта ASME B31.4 и не противоречат требованиям СН 527-80 «Инструкция по проектированию технологических стальных трубопроводов Ру до 10 МПа».Тип ASMEB.36.10 A1066rBASTM.

Надземные трубопроводы теплоизолированы минераловатными матами с покрытием из оцинкованного листа. До теплоизоляции трубопроводы окрашены краской БТ – 177 по грунту ГФ 021.

Подземные трубы защищены от коррозии. Антикоррозионное покрытие осуществляется праймером и изолирующей лентой “Polyken 910” в два слоя с перекрытием внахлест.

Монтаж трубопроводов и запорной арматуры вести согласно со СН и П РК 3.05-09-2002, а также согласно инструкции поставщика труб.

Перечень и обоснование применяемого оборудования, в том числе импортного.

Таблица 2

СЕПАРАТОР ГАЗОВЫЙ		
Номер оборудования		VE-S6-8
Тип оборудования		ГС1-1,6-800-1
Производительность по газу	м³/час	12795
Рабочее давление	МПа	0,9
Расчетное давление	МПа	1,6
Рабочая температура	°С	20-40
Расчетная температура	°С	100
Вместимость	м³	1,6
ПЕЧЬ		
Номер оборудования		H-S6-1
Тип оборудования		с промежуточным теплоносителем
Производительность по нефтегазовой смеси	т/сут	234
Максимальная тепловая мощность	МВт	3
Рабочее давление	МПа	0,9
Расчетное давление	МПа	1,6
Рабочая температура	°С	5-50
Расчетная температура	°С	27-50
Максимальная потребляемая мощность электроприборов	Квт	10

НАСОС ПОДПИТОЧНОЙ ВОДЫ		
Номер оборудования		PC-S6 -5
Тип оборудования		CR 3-25-A-CA-I-E HGGE
Производительность	м³/час	20
Напор	МПа	1,2
Потребляемая мощность	кВт	2,2
Частота вращения вала	об/мин	3000
ЕМКОСТЬ ПОДПИТОЧНОЙ ВОДЫ		
Номер оборудования		VE-S6 -7
Тип оборудования		Горизонтальная
Давление рабочее	МПа	Гидростатическое
Объем	м³	6,3
Рабочая температура	°С	20-40
Расчетная температура	°С	-29-+50
НАСОС ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ		
Номер оборудования		PC-S6 -4A/B/C
Тип оборудования		Поршневой НБ-32
Производительность	м³/час	26,3
Напор	МПа	32
Диаметр сменных втулок	мм	100
Число двойных ходов в минуту		105
Электродвигатель	Квт	30

Краткая характеристика и обоснование принятых решений по технологии производства, механизации и автоматизации технологических процессов (АСУ ТП).

Технологический процесс полностью автоматизирован, перекачка рабочих сред осуществляется по герметичным технологическим трубопроводам. Трудоемкие процессы в данном производстве отсутствуют.

Продукцией в данном проекте является нефть. Твердые и жидкие отходы отсутствуют. Все дренажи собираются в существующую дренажную емкость. Газовые и сточные выбросы в атмосферу отсутствуют.

Противопожарная безопасность технологического процесса обеспечивается следующими проектными решениями по предупреждению пожара и взрыва:

герметичность оборудования и трубопроводов, фланцевых соединений, трубопроводной арматуры и приборов КИПиА;

заземление металлических частей оборудования и трубопроводов в соответствии с ПУЭ для защиты от статического электричества;

оповещение местных пожарных служб о возникновении пожара по телефону из операторной;

оборудование объекта первичными средствами пожаротушения и пожарным инвентарем (огнетушители, ящики с песком, асбестовое полотно, войлок, лопаты в соответствии с БПП–РК–93).

6.2.3 Строительные решения

Строительные решения зданий и сооружений приняты с учетом обеспечения технологических потребностей и требований эксплуатаций и соответствуют требованиям пожарной безопасности.

Площадка печи подогрева - прямоугольная в плане с габаритными размерами в осях 12,60х6,30м. Оборудование полного заводского изготовления, установлено на отдельно стоящие монолитные железобетонные фундаменты, высота - 2,3м, из бетона класса В15, арматура класса AIII.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА
МЕМСАРАПТАМА

Площадка емкости подпиточной воды V=6.3м³ – прямоугольная в плане с габаритными размерами в осях 6,0х4,5м. Оборудование полного заводского изготовления, установлено на отдельностоящие монолитные железобетонные фундаменты, высота -3,0м из бетона класса В15, арматура класса AIII.

Площадка газосепаратора – прямоугольная в плане с габаритными размерами в осях 4,0х4,2м. Оборудование полного заводского изготовления, установлено на отдельно стоящие монолитные железобетонные фундаменты, высота - 2,25м, диаметром подколонной части - 1,05м из бетона класса В15, арматура класса AIII.

Площадка насосов перекачки нефти – прямоугольная в плане с габаритными размерами в осях 6,3х7,0м. Оборудования полного заводского изготовления, установлены на отдельно стоящие железобетонные массивные фундаменты. Фундаменты – железобетонные, монолитные, высота -1,50м, из бетона класса В15, арматура класса AIII.

Конструкция площадок –железобетонная, монолитная, из бетона класса В15, минимальной толщиной 150мм (с созданием уклона), с бортиком по периметру высотой 150м. На поверхности площадок организован уклон в сторону приямка размером 0,8х0,8м.

Навес над площадкой насосов перекачки нефти, металлическая площадка обслуживания газосепаратора –из прокатных горячекатаных профилей и листовых сталей. Марка стали принята С235 по ГОСТ 27772-88. Приняты: двутавры по ГОСТ 26020-83, прокатные уголки по ГОСТ 8509-93, швеллеры по ГОСТ 8240-97, трубы по ГОСТ 8732-78*, листовые стали по ГОСТ 103-76*, просечено-вытяжные листовые стали по ТУ 36.26.11-5-89, профнастил Н60-845-0.8 по ГОСТ 24045-94.

Опоры под трубопровод – монолитные железобетонные фундаменты, местами металлические стержни из труб ГОСТ 10704-91 по монолитным железобетонным фундаментам. Фундаменты – железобетонные, монолитные, из бетона класса В15, арматура класса AIII.

Расширение ограждений площадки – решено из сетчатых панелей по серий 3.017-3 вып. 2, высотой 2.2м.

Мероприятия по защите конструкций от коррозии.

Бетон для бетонных и железобетонных конструкций принят на сульфатостойком портландцементе, марки по водонепроницаемости соответственно W4 и W6, F75 – по морозостойкости. Под бетонными и железобетонными конструкциями (монолитными и сборными) предусмотрена подготовка из щебня, пропитанного битумом, толщиной 100мм. Все боковые поверхности бетонных и железобетонных конструкций, соприкасающиеся с грунтом обмазаны горячим битумом за два раза.

Окраска металлических конструкций предусмотрена согласно документу «Технические условия покраски и нанесения покрытия», предусмотренных для объектов компании АО «ПККР».

6.2.4 Инженерное обеспечение, сети и системы

Электротехнические решения.

Раздел электрической части проекта AR13-28-E выполнен на основании ТУ на электро-снабжения, задания на проектирование, топосъемки, генплана и технологической части проекта. По степени надежности электроснабжения потребители объекта относятся к II и III категории. Установленная мощность электропотребителей принята 124,7 кВт, расчетная мощность – 83,0 кВт. Согласно ТУ за №99 от 15 января 2014 г, выданными ОГЭ АО «ПККР» электропитание потребителей предусмотрено от существующих ШР №1, 2 ,ЩСУ-0,4кВ Спутника №6. В РУ-0,4 кВ КТПН №1, 2 предусмотрена замена существующих фидерных автоматических выключателей 160 А, питающих ШР №1, 2 МСС-0,4кВ, на NZMN3-AE630 Ip=400 А (Moeller) с учетом потребляемой мощности проектируемого объекта. Основными потребителями электроэнергии приняты асинхронные электродвигатели переменного тока с к.з. ротором напряжением 380 В, 50 Гц и греющие кабели в холодное время года .Электродвигатели поставляются комплектно с механизмами. В качестве аппаратуры защиты и управления для оборудования приняты автоматические выключатели. расположенные в ШР №1, 2. В качестве аппаратуры защиты и управления для электродвигателей приняты комплектные устройства управления (блоки), обеспечивающий прямой пуск, и установленные в шкафу

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА
МЕМСАРАПТАМА

ШУ 200.Для фазы 2 в качестве аппаратуры защиты и управления для электродвигателей поршневых насосов НБ-32 используются преобразователи частоты "Micromaster 430", получающие питание от блоков управления в шкафу ШУ 200.Шкаф ШУ 200 выполняется фирмой "Moeller" в соответствии с однолинейной, принципиальными схемами, схемами подключения, опросным листом и спецификацией, и установлен в ЩСУ-0,4 кВ. Преобразователи частоты (фаза 2) устанавливаются в операторной. Управление электроприводами осуществляется в режимах: местное - кнопками у каждого электродвигателя; местное кнопками с автоматическим остановом по сигналам КИПиА, автоматическое управление по сигналам КИПиА.

Для управления греющими кабелями трубопроводов используются резервные фидеры нестандартных шкафов ШРТ2, ШРТ3 ранее запроектированного объекта AR-998-006.

Греющие кабели 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. Тип греющего кабеля фирмы "Thermon" выбран на основании теплотехнического расчета, с учетом диаметра каждого трубопровода, толщины и свойств теплоизоляции.

Укладка греющих кабелей выполнена под теплоизоляцией снизу трубопровода прямолинейно с дополнительными петлями вокруг задвижек, фланцев и опор трубопровода.

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

Наружное освещение территории, внутреннее освещение помещений ЩСУ-0,4 кВ и операторной - существующее.

Автоматизация технологических процессов

Исходными данными раздела КИПиА приняты задание на проектирование, чертежи компоновок оборудования, выданное технологической частью и требования, предъявляемые к системам автоматизации.

В проекте предусмотрены контроль и автоматизация технологических параметров:

местный контроль температуры в газовом сепараторе VE-S6-8;

местный контроль давления:

в нефтепроводе до и после печи подогрева нефти H-S6-1;

в нефтепроводе перед аварийным клапаном XV 201;

в нефтепроводе перед печью H-S6-1;

на всасывающем и нагнетательном коллекторе насоса подпиточной воды PC-GS-03;

в газопроводе перед газовым сепаратором VE-S6-8;

в газовом сепараторе VE-S6-8;

на всасывающем и нагнетательном коллекторе насоса PC-S6-4A/B/C;

в общем коллекторе после насосов PC-S6-4A/B/C;

местный контроль уровня:

в сборнике подпиточной воды VE-S6-7;

в газовом сепараторе VE-S6-8;

местный контроль перепада давления в газовом сепараторе VE-S6-8;

измерение давления в нефтепроводе до и после печи с передачей данных в операторную;

измерение температуры в нефтепроводе перед печью с передачей данных в операторную;

измерение и регистрация температуры в нефтепроводе после печи с передачей данных в операторную;

контроль аварийного минимального давления нефти перед печью. Световая, звуковая сигнализация при понижении параметра ниже допустимого значения;

контроль аварийного максимального давления нефти перед печью. Аварийная сигнализация, автоматическое закрытие клапанов XV 201, XV 203 (подача и выход нефти

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА
МЕМСАРАПТАМА

из печи), XV 202 (подача топливного газа в печь) и одновременное открытие клапана XV 204 (байпас печи) при повышении давления выше допустимого значения;

контроль минимального и максимального давления топочного газа перед печью. Аварийная световая, звуковая сигнализация при отклонении параметра ниже/выше допустимого значения;

измерение уровня конденсата в газовом сепараторе VE-S6-8. Закрытие клапана при понижении уровня ниже допустимого значения. Аварийная световая, звуковая сигнализация при отклонении уровня конденсата ниже/выше допустимых значений.

В проекте предусмотрено автоматическое отключение насосов при:

аварийном низком давлении на входе насосов;

аварийном высоком давлении на выходе насосов;

аварийном низком уровне в продуктовом сепараторе.

Контроль за ходом технологического процесса осуществляется по месту и со щита, установленного в помещении операторной КИПиА. Для местного измерения температуры и давления предусмотрена установка термометров и манометров фирмы Wika. Для дистанционного измерения и регулирования технологических параметров предусмотрено оборудование производителей фирм EMERSON, ABB, OFFICINE OROBICHE, FISHER и др. Выбор приборов произведен исходя из свойств измеряемой среды. Все приборы, заложенные в проекте, серийно изготавливаются приборостроительными заводами. Прокладка кабелей от датчиков до операторной выполнена кабелями с экранированными витыми парами в траншее и в лотках по кабельной эстакаде.

Пожарная сигнализация

Раздел проекта выполнен на основании задания на проектирование, чертежей компановки оборудования, выданными технологической и строительной частями проекта, и требованиями действующих нормативно-технических стандартов, руководящих материалов Республики Казахстан; обеспечивающие безопасную эксплуатацию объекта.

Для системы автоматической пожарной сигнализации (АПС) предусмотрена адресное обнаружение пожара в начальной стадии развития и передачи сигналов тревоги о пожаре на существующий приемно-контрольный прибор, установленного в здании операторной.

Объектами, защищаемые системой АПС приняты: площадка печи подогрева, площадка емкости подпиточной воды, площадка подпиточных насосов, площадка газового сепаратора.

Система обнаружения пожара состоит из: пожарных извещателей - для обнаружения пожара в начальной стадии; ручных пожарных извещателей - для оповещения дежурного оператора и обслуживающего персонала, системы оповещения - для оповещения персонала, работающего на территории о чрезвычайной ситуации на объекте. Система оповещения состоит из светозвуковых оповещателей. Электроснабжение системы пожарной установки в отношении надежности относится к 1 категории и обеспечивается электроэнергией от 2-х независимых взаимно резервируемых источников питания. Выбор проводов и кабелей для шлейфов пожарной сигнализации и соединительных линий выполнен в соответствии с требованиями ПУЭ РК и технической документации на оборудование.

Сигнализация опасной концентрации газа

Проектом предусмотрена система газообнаружения для раннего обнаружения опасных концентраций взрывоопасных газов с включением по этим сигналам оповещателей на защищаемых объектах.

Согласно требованиям "СТ РК 2.109-2006. Государственный стандарт Республики Казахстан. Сигнализаторы довзрывных концентраций непрерывного действия. Общие требования к установке" на открытой площадке объекта датчик ДВК установлен в месте наиболее вероятного выделения и скопления горючих газов. Сигнал опасности поступает в существующую операторную на контроллер газовой сигнализации.

Объекты, защищаемые системой обнаружения опасной концентрации газов на площадке приняты газовый сепаратор, площадка подпиточных насосов.

Система обнаружения опасной концентрации газов состоит из:

детектора взрывоопасных газов - для обнаружения концентраций горючих газов 20%

ГОСЭКСПЕРТИЗА • МЕМСАРАПТАМА

нижнего концентрационного предела распространения;

светозвуковых оповещателей - для подачи аварийного сигнала при достижении концентрации горючих газов 50% нижнего концентрационного предела распространения.

Электроснабжение системы газообнаружения в отношении надежности относится к 1 категории и обеспечивается электроэнергией от 2-х независимых взаимно резервируемых источников питания.

Защитные меры электробезопасности

Для защиты персонала от поражения электрическим током предусмотрены:

защита кабеля трубой и листовой сталью в местах, где возможны механические повреждения, выбор электрооборудования и кабельных изделий в зависимости от среды, в которой устанавливаются и прокладываются;

общее заземляющее устройство для электроустановок напряжением 6кВ с изолированной нейтралью, защитное заземляющее устройство, зануление и система уравнивания потенциалов для электроустановок напряжением 0,4кВ, выполненные в соответствии с требованиями ПУЭ РК и СНиП РК 4.04-10-2002.

Основная система уравнивания потенциалов выполнена путем присоединения к главной заземляющей шине следующих проводников: глухозаземлённой нейтрали питающих линий, заземляющих проводников повторного заземления, заземляющих проводников электроприёмников, металлических трубопроводов, металлических корпусов оборудования, металлических частей фундаментов оборудования.

Искусственные заземлители выполнены из стальных стержней диаметром 16мм, длиной 5м, ввинченных вертикально в землю. Верхние концы стержней заглублены на 0,7м от поверхности земли и электрически соединены между собой полосовой сталью 40х4мм.

Молниезащита зданий и сооружений объекта- существующая. Защита от вторичных проявлений молнии обеспечивается присоединением всего оборудования, аппаратов, трубопроводов полосой сталью 25х4 мм к магистрали заземления и устройством металлических перемычек между трубопроводами и другими металлическими конструкциями.

Защита от заноса высоких потенциалов по металлическим конструкциям выполняется присоединением этих конструкций к заземляющему конуру.

Защита от статического электричества, возникающего при перемещении вещества по транспортным системам, обеспечивается присоединением технологического оборудования к магистрали заземления.

6.3 Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных и взрывопожароопасных ситуаций

Проектом предусмотрены мероприятия по технике безопасности, промышленной санитарии и противопожарной безопасности в целях предупреждения несчастных случаев и обеспечения нормальных условий труда в соответствии с действующими в Республике Казахстан стандартами и нормами:

герметизированная система технологического процесса по ВНТП 3-85;

обеспечение герметичности и прочности технологических аппаратов, арматуры и трубопроводов в соответствии ГОСТ 12.2.003-91;

обеспечение размещения технологических установок, коммуникаций на расстояниях в соответствии с ВНТП 3-85 и СНиП II-89-80* с учетом функционального назначения и розы ветров;

защитное заземление для защиты персонала от поражения электрическим током в соответствии с СНиП РК 4.04.06-2002, ПУЭ РК, ГОСТ 12.1.030-81.

В качестве защитных мер электробезопасности приняты защитное заземление и зануление. Защитное заземление и зануление всех приборов пожарной сигнализации выполнены в соответствии с требований ПУЭ РК. Заземление пожарного оборудования, размещенного за пределами помещений, выполнено отдельным проводом с подключением к защитному контуру заземления.

Эксплуатация сооружений осуществляется в комплексе существующих сооружений на месторождении Арыскум со сложившимися производственной и управленческой структурами.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Представлено экспертное заключение по промышленной безопасности ТОО «ТуранОйлСервис» №172/03-14 от 12.03.2014г. и согласование департамента по чрезвычайным ситуациям Кызылординской области №23-08/13-01/3Т-С-231 от 21.04.2014г.

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;

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.

Представлено заключение государственной экологической экспертизы РГУ «Департамент экологии по Кызылординской области Комитета экологического регулирования и контроля МООС РК» №KZ19VCY00015553 от 15.09.2014г. и санитарно-эпидемиологическое заключение ГУ «Департамент по защите прав потребителей Кызылординской области» №143 от 02.04.2014г.

6.5 Организация строительства

Продолжительность строительства – 7 месяцев, согласно письма заказчика от 30.05.2014г. №1551.

6.6.Технико-экономическая часть.

По решению Заказчика технико-экономическая часть не рассмотрена.

Основные технические показатели

Таблица 3

№ п/п	Наименование	Единицы измерения	Показатели
1	Производительность:		
	по нефти	$м^3$/сутки	1500
	по газу	ст.$м^3$/сутки	213654
2	Площадь территории	$м^2$	14982,45
3	Продолжительность строительства	мес.	7,0

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» и РДС РК 1.02-04-2013 «Отнесение объектов строительства и градо-строительного планирования территорий к уровням ответственности (в редакции от 06.01.2014г.)» разработчиком проекта установлен II (нормальный) уровень ответственности (технический сложный).

Рабочий проект **«Система сбора нефти на месторождении Арыскум. Расширение и реконструкция системы подогрева и перекачки нефти на Спутнике С-6 месторождения Арыскум»** 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 СНиП РК 3.05-09-2002 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы».

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

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 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 **«Система сбора нефти на месторождении Арыскум. Расширение и реконструкция системы подогрева и перекачки нефти на Спутнике С-6 месторождения Арыскум»** внесены следующие изменения и дополнения:

По общей части

7.2.1. Выполнено согласование рабочего проекта с органами Госнадзора (экология).

7.2.2. Представлен паспорт проекта, в соответствии прилож. И СН РК 1.02-03-2011.

По генеральному плану

7.2.3. Выполнен фрагмент разбивочного чертежа в увеличенном масштабе.

7.2.4. По ТЭП территории:

откорректирована площадь покрытия проектируемых проездов;

устранены разночтения по прочей площади.

7.2.5. Указаны на плане организации рельефа абсолютные отметки, соответствующие условной нулевой отметке, принятой в строительных рабочих чертежах сооружений (п.5.6 и 6.2 ГОСТ 21.508-93).

7.2.6. Приведено обозначение проектируемых сооружений в соответствие с чертежами.

7.2.7. В пояснительной записке:

приведено описание существующего состояния генерального плана территории Спутника-6 (существующие здания и сооружения, типы покрытия внутриплощадочных проездов и дорожек, степень благоустройства, озеленение, ограждение, въезды и выезды и т.п.);

дана информация о всех демонтируемых сооружениях (надземные и подземные).

7.2.8. Представлен согласованный с заказчиком генеральный план после расширения и реконструкции территории Спутника-6.

По технологическим решениям

7.2.9. Разработан лист «Общие данные» согласно п.4.2.4 ГОСТ 21.101-97.

7.2.10. В общей пояснительной записке и на листе «Общие данные» (ГОСТ 21.401-88):

добавлена таблица с указанием дебита, температуры и давления по нефти;

указана марка, группа, ГОСТ на сталь и ГОСТ на изготовление труб;

категория трубопроводов согласно СН 527-87, ВСН 51-3-85;

монтаж оборудования и трубопроводов, а также их испытание, контроль сварных швов в соответствии требованиям СНиП РК 3.05.09-2002.

7.2.11. На ситуационном плане обозначено существующие и проектируемые сооружения, согласно требованиям п.1.5 ГОСТ 21.401-88.

По строительным решениям

7.2.12. Представлены:

паспортные данные оборудования;

расчеты принятых решений по фундаментам (габаритные размеры, глубина заложения) и конструктивных элементов КМ.

7.2.13. Уклоны в площадках решены с учетом выступающих конструкций площадок.

По электроснабжению и слаботочным устройствам

7.2.14. Указаны мощности электроприемников в однолинейных схемах электроснабжения.

7.2.15. Выполнено заземление в соответствии с требованиями п. 2.9.3 ГОСТ 21.613-88.

7.2.16. Указаны привязки сетей от зданий и сооружений на планах расположения наружных электрических сетей.

7.2.17. Шрифты в записях на планах разработанных листов откорректированы в соответствии с требованиями ГОСТ21.101-97.

7.2.18. В графе «примечание» спецификации оборудовании листов марки AR13-28-EMTO указаны удельный вес материалов.
7.2.19. На плане кабельных трасс раздела КИПиА указаны привязки сетей от зданий и сооружений.
7.2.20. В пояснительной записке и в общих данных указаны марки контрольных кабелей.
7.2.21. Пояснения раздела пожарной сигнализации и сигнализация опасной концентрации газа в пояснительной записке приведены в соответствие принятым проектным решениям разработанных листов марки AR13-28-F.

8. ВЫВОДЫ.

8.1. С учетом внесенных изменений и дополнений рабочий проект **Система сбора нефти на месторождении Арыскум. Расширение и реконструкция системы подогрева и перекачки нефти на Спутнике С-6 месторождения Арыскум»** соответствует требованиям государственных нормативов, действующих в Республике Казахстан.

8.2. Настоящее экспертное заключение выдано на основании исходных данных и утвержденных заказчиком материалов для проектирования, достоверность которых гарантирована ТОО «Казнефтегазконсалтинг» в соответствии с условием договора от 16 июня 2014 года №0176.

8. ТҰЖЫРЫМДАР:

8.1. **«Арысқұм кенішіндегі мұнай жинау жүйесі. Арысқұм кенішіндегі С-6 спутнигінде мұнайды қыздыру және қайта айдау жүйесін кеңейту және қайта жаңғырту»** жұмыс жобасы Қазақстан Республикасында қолданылатын мемлекеттік нормативтердің талаптарына сәйкес келеді.

8.2. Осы сараптамалық қорытынды 2014 жылғы 16 маусымдағы №0176 шарт талаптарына сәйкес, растығы «Казнефтегазконсалтинг» АҚ-мен кепілдендірілген бастапқы деректер мен тапсырыс берушімен бекітілген жобалауға арналған материалдар негізінде берілді.

Директордың орынбасары: Қ. Сәрсенбаев
Сараптамалық тобының жетекшісі: С. Ақылбаева
Сарапшы: М. Қожаев
Сарапшы: Г. Искаков
Сарапшы: А. Жұбандыкова
Сарапшы: Е. Шомбалов