ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ҚҰРЫЛЫС ЖӘНЕ ТҰРҒЫН ҮЙ-
КОММУНАЛДЫҚ ШАРУАШЫЛЫҚ
ІСТЕРІ АГЕНТТІГІ
«ЖОБАЛАРДЫ МЕМЛЕКЕТТІК
ВЕДОМСТВОДАН ТЫС САРАПТАУ»
ШАРУАШЫЛЫҚ ЖҮРГІЗУ ҚҰҚЫҒЫНДАҒЫ
РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК
КӘСІПОРНЫНЫҢ («МЕМСАРАПТАМА» РМК)
ОҢТҮСТІК ФИЛИАЛЫ

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

ЮЖНЫЙ ФИЛИАЛ
РЕСПУБЛИКАНСКОГО
ГОСУДАРСТВЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ
НА ПРАВЕ ХОЗЯЙСТВЕННОГО ВЕДЕНИЯ
«ГОСУДАРСТВЕННАЯ ВНЕВЕДОМСТВЕННАЯ
ЭКСПЕРТИЗА ПРОЕКТОВ» (РГП
«ГОСЭКСПЕРТИЗА») АГЕНТСТВА
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН ПО ДЕЛАМ
СТРОИТЕЛЬСТВА И ЖИЛИЩНО-
КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА

ҚОРЫТЫНДЫ
ЗАКЛЮЧЕНИЕ

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ҚҰРЫЛЫС ЖӘНЕ ТҰРҒЫН ҮЙ-
КОММУНАЛДЫҚ ШАРУАШЫЛЫҚ
ІСТЕРІ АГЕНТТІГІ
«ЖОБАЛАРДЫ МЕМЛЕКЕТТІК
ВЕДОМСТВОДАН ТЫС САРАПТАУ»
ШАРУАШЫЛЫҚ ЖҮРГІЗУ ҚҰҚЫРЫНДАҒЫ
РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК
КӘСІПОРЫННЫҢ («МЕМСАРАПТАМА» РМК)
ОҢТҮСТІК ФИЛИАЛЫ

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

ЮЖНЫЙ ФИЛИАЛ
РЕСПУБЛИКАНСКОГО
ГОСУДАРСТВЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ
НА ПРАВЕ ХОЗЯЙСТВЕННОГО ВЕДЕНИЯ
«ГОСУДАРСТВЕННАЯ ВНЕВЕДОМСТВЕННАЯ
ЭКСПЕРТИЗА ПРОЕКТОВ» (РГП
«ГОСЭКСПЕРТИЗА») АГЕНТСТВА
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН ПО ДЕЛАМ
СТРОИТЕЛЬСТВА И ЖИЛИЩНО-
КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА

БЕКІТЕМІН

"Мемсараптама" РМК
Оңтүстік филиалы
Директорының м.а.

Туганбаев Б.С.

2011 жылғы 27 шілде № 02-0379/11

«Өнеркәсіптік пайдаланудағы Қызылқия Солтүстік – Батыс кенорнын игеру. Екінші кезек»
(сметалық құжаттамасыз)

жобасы бойынша

ҚОРЫТЫНДЫ

ТАПСЫРЫСШЫ:
«Кольжан» ЖШС,
Қызылорда қаласы

БАС ЖОБАЛАУШЫ:
«Қазақ мұнай және газ ғылыми-зерттеу
және жобалау институты» АҚ,
Ақтау қаласы

Алматы қаласы

00147

АЛҒЫ СӨЗ

«Өнеркәсіптік пайдаланудағы Қызылқия Солтүстік – Батыс кенорнын игеру. Екінші кезек (сметалық құжаттамасыз) жобасы бойынша осы қорытындысы Қазақстан Республикасы Құрылыс және тұрғын үй-коммуналдық шаруашылық істері агентігінің шаруашылық жүргізу құқығындағы «Жобаларды мемлекеттік ведомстводан тыс сараптау» Республикалық мемлекеттік кәсіпорынның Оңтүстік филиалымен («Мемсараптама» РМК ОФ) берілді.

«Мемсараптама» РМК Оңтүстік филиалының рұқсатынсыз осы сараптамалық қорытындыны толық немесе ішінара қайта шығаруға, көбейтуге және таратуға жол берілмейді.

КАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ҚҰРЫЛЫС ЖӘНЕ ТҰРҒЫН ҮЙ-
КОММУНАЛДЫҚ ШАРУАШЫЛЫҚ
ІСТЕРІ АГЕНТТІГІ
«ЖОБАЛАРДЫ МЕМЛЕКЕТТІК
ВЕДОМСТВОДАН ТЫС САРАПТАУ»
ШАРУАШЫЛЫҚ ЖҮРГІЗУ ҚҰҚЫҒЫНДАҒЫ
РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК
КӘСІПОРЫННЫҢ («МЕМСАРАПТАМА» РМК)
ОҢТҮСТІК ФИЛИАЛЫ

ЮЖНЫЙ ФИЛИАЛ
РЕСПУБЛИКАНСКОГО
ГОСУДАРСТВЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ
НА ПРАВЕ ХОЗЯЙСТВЕННОГО ВЕДЕНИЯ
«ГОСУДАРСТВЕННАЯ ВНЕВЕДОМСТВЕННАЯ
ЭКСПЕРТИЗА ПРОЕКТОВ» (РГП
«ГОСЭКСПЕРТИЗА») АГЕНТСТВА
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН ПО ДЕЛАМ
СТРОИТЕЛЬСТВА И ЖИЛИЩНО-
КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА

УТВЕРЖДАЮ

И. о. директора
Южного филиала
РГП «Госэкспертиза»

Туганбаев Б.С.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№ 02-0379/11 от 27 июля 2011 г.

по проекту

«Обустройство месторождения Кызылкия Северо-Западный при промышленной эксплуатации. Вторая очередь» (без сметной документации)

ЗАКАЗЧИК:
ТОО «Кольжан»,
г. Кызылорда

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
АО «Казахский научно-исследовательский
и проектный институт нефти и газа»,
г. Актау

г. Алматы

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное экспертное заключение по проекту **«Обустройство месторождения Кызылкия Северо-Западный при промышленной эксплуатации. Вторая очередь» (без сметной документации)**, выполнено Южным филиалом Республиканского государственного предприятия на праве хозяйственного ведения «Государственная вневедомственная экспертиза проектов» Агентства Республики Казахстан по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства (ЮФ РГП «Госэкспертиза»).

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

1. НАИМЕНОВАНИЕ - проект «Обустройство месторождения Кызылкия Северо-Западный при промышленной эксплуатации. Вторая очередь» (без сметной документации).

Настоящее заключение выполнено согласно договору № 245 от 19 мая 2011 года, заключенному с ТОО «Кольжан», г. Кызылорда», на проведение государственной экспертизы проекта.

2. ЗАКАЗЧИК – ТОО «Кольжан», г. Кызылорда.

3. ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК - АО «Казахский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа» г. Актау (Государственная лицензия ГСЛ № 011852 от 30 мая 2003 года, подлежит подтверждению не позднее 30 октября 2010 года.).

ГИП – Сабиров Р.У. (приказ № 180/а-п от 14 июля 2010 года - о назначении на должность ГИПа).

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ - собственные инвестиции (согласно письму ТОО «Кольжан» от 19 мая 2011 года).

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1. Основания для разработки

Задание на проектирование проекта «Обустройство месторождения Кызылкия Северо-Западный при промышленной эксплуатации», утверждённое ТОО «Кольжан», от 2 июня 2010 года.

Постановление акимата Карагандинской области «О предоставлении ТОО «Кольжан» права временного возмездного землепользования (аренды) на земельный участок», от 16 июля 2010 года № 19/09.

Архитектурно-планировочное задание (АПЗ) на разработку проекта «Обустройство месторождения Кызылкия Северо-Западный при промышленной эксплуатации», выданное ГУ «Улытауский районный отдел архитектуры и градостроительства» Карагандинской области, от 29 декабря 2009 года № 85.

Технологическая схема разработки месторождения «Кызылкия», утверждённая на ЦКР МЭМР РК, материалов проекта № КК-0406035 «Обустройство месторождения при опытно-промышленной эксплуатации», АО «НИИПИ нефтегаз», 2005 г.

Технические условия обустройства 2 очереди электрораспределительных сетей и объектов м/р Северо-западный Кызылкия, выданные АО «ПККР», от 6 мая 2011 года № 489.

Письмо ТОО «Кольжан» - касательно отсутствия вахтового поселка на 50 мест в составе проекта «Обустройство месторождения Кызылкия Северо-Западный при промышленной эксплуатации. Вторая очередь», от 25 июля 2011 года, исх. № 281/ПО.

5.2. Согласования

Арало-Сырдарьинский департамент экологии – заключение государственной экологической экспертизы по проекту «Обустройство месторождения Северо-Западной Кызылкия при промышленной эксплуатации (II очередь)» с разделом «Охрана окружающей среды», от 28 марта 2011 года № 02-04/622.

Департамент государственного санитарно-эпидемиологического надзора Кызылординской области – санитарно-эпидемиологическое заключение по проекту «Обустройство месторождения Северо-Западный Кызылкия при промышленной эксплуатации. Вторая очередь», от 9 февраля 2011 года № 191.

ГУ «Департамент по чрезвычайным ситуациям Кызылординской области» – согласовывает проект «Обустройство месторождения Северо-Западный Кызылкия при

промышленной эксплуатации», разработанный согласно требованиям нормативно-технических правил, письмо от 14 марта 2011 года № 23-08/12-01-1267.

5.3. Комплектность представленной на экспертизу документации

Заказ № 1006007-57/10-н-02.

Том I. Пояснительная записка.

Том II. Охрана окружающей среды.

Том III. Книга 1. Чертежи (ГП, ТХ).

Том III. Книга 2. Чертежи (АС, ЭЭС, АЗ, АТХ, АПТ, НВК и ПТ, ОВ).

Том IV. Организация строительства.

Сметная документация при проведении экспертизы не рассматривается.

Том IV. Проект организации строительства.

Отчет об инженерно-геологических изысканиях выполненных на объекте: «Обустройство месторождения Северо-Западный Кызылкия при промышленной эксплуатации фаза 2» Инженерно-геологические работы, выполненный ТОО «Инженерные изыскания и К», Арх. № 011. г. Кызылорда, 2010 г.

Паспорт проекта на строительство объектов производственного назначения «Обустройство месторождения Северо-Западный Кызылкия при промышленной эксплуатации. Вторая очередь строительства».

Паспорт проекта «Проектирование дорог м/р Северо-Западный Кызылкия».

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

Целью проекта является:

реализация принципиальных решений и технологической схемы согласно Отчету «Технологическая схема разработки месторождения Северо-Западный Кызылкия»;

разработка принципиальных проектных решений и детализация концептуальных решений проекта промышленной эксплуатации по части как создания соответствующей наземной инфраструктуры объектов обустройства нефтегазового промысла, так и обустройства самих объектов на период промышленной эксплуатации;

разработка основных технических показателей по объектам инфраструктуры обустройства второй очереди;

реализация системы сбора нефти и газа, учета количества, транспортировки и системы ППД.

На месторождении Северо-Западный Кызылкия, оператором которого является ТОО «Кольжан», были проведены поисково-разведочные работы, согласно лицензии на право пользования недрами серии МГ № 952-Д (нефть), от 1 декабря 1995 года.

Нефть продуктивных горизонтов М-II и Pz относится к легкой. Величина плотности нефти в поверхностных условиях 0,773-0,792 г/см^3. Нефть парафинистая, малосернистая, малосмолистая.

Согласно заданию на проектирование, развитие месторождения Северо-Западный Кызылкия предусматривается в две очереди строительства.

Развитие месторождения на прогнозном уровне предполагается осваивать в соответствии с принципом последовательного обустройства.

Вторая очередь - предусматривает строительство дополнительных объектов.

6. ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ ОБЪЕКТА СТРОИТЕЛЬСТВА И ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1. Место размещения объекта и характеристика участка строительства

Месторождение «Кызылкия» находится в Кызылординской области.

Месторождение Северо-Западный Кызылкия в административном отношении находится на территории Сырдарьинского района Кызылординской области. Ближайшими

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

населёнными пунктами являются: областной центр г. Кызылорда (к югу 180 км), г. Жезказган (к северо-востоку 210 км), нефтепромысел Кумколь (к востоку 40 км) и связывает район производства работ с г. Кызылорда автомобильной дорогой Кызылорда – Кумколь - 175 км, далее автодорога Кумколь - Кызылкия. Северо-Западный Кызылкия расположен в 4 км к северо-западу от месторождения Кызылкия.

Месторождение связано асфальтовой дорогой и гравийной дорогой с главным центром нефтяной отрасли Кызылординской области, с м/р. Кумколь. Постоянные населенные пункты отсутствуют.

Движение всех видов транспорта осуществляется по автодорогам. От г. Кызылорда до месторождения Кумколь – асфальтовая автодорога, далее с применением щебеночного покрытия, до Кызылкия и Арыскум - из гравия и песчаного материала. На территории месторождения построены осевая дорога и подъезды к скважинам, запроектированные в первую очередь (этап) обустройства месторождения. Действует запроектированная в первую очередь, патрульная дорога, проходящая вдоль магистрального мультифазного трубопровода от ГУ до ССиПН месторождения Арыскум, протяженностью 21 км.

Земельный участок, площадью 3044,68 га под строительство Северо-Западный Кызылкия, расположен на территории Сырдарьинского района Кызылординской области. Участок граничит:

с южной и западной стороны – месторождение Кызылкия;

с севера и востока – объектов и населенных пунктов – нет.

Исследуемая территория расположена на бугристой равнине Кызылкия. Высота отдельных бугров и гряд от 2 до 30 метров. Рельеф участка с равномерным уклоном, слегка холмистый и абсолютные отметки поверхности земли изменяются от 64,9 до 96,0 метров (отдельные возвышенности).

Природно-климатические и инженерно-геологические условия

Климатический район (СНиП РК 2.04-01-2001*)	- III А.
Район по весу снегового покрова (СНиП 2.01.07-85*)	- I (s_0 = 50 кгс/м²).
Район по давлению ветра (СНиП РК 2.01.07-85*)	- III (w_0 = 38 кгс/м²).
Расчетная зимняя температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92 (СН РК 2.04-21-2004)	- минус 24 °С.
Сейсмичность района строительства	- 6 баллов.
Нормативная глубина промерзания:	
для глинистых грунтов	- 169 см;
для песков мелких и пылеватых	- 182 см.
Категория грунтов по сейсмическим свойствам на площадке строительства (СНиП РК 2.03-30-2006, табл. 4.1)	- III (третья).

В геоморфологическом отношении площадка строительства приурочена к Мынбулакской впадине Тургайского прогиба.

В геолого-литологическом строении площадка строительства сложена делювиально-пролювиальными отложениями верхнечетвертичного и современного возраста и палеогеновыми глинами.

В пределах литологического разреза на площадке строительства выделены два инженерно-геологических элемента:

ИГЭ-1 – глина твердая и полутвердая, просадочная, местами слабонабухающая;

ИГЭ-2 – суглинок твердый, низкопористый, непросадочный.

Ниже в таблице № 1 приведены расчетные характеристики грунтов, определенные в лабораторных условиях.

МЕМГАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Расчетные характеристики грунтов основания

Таблица 1

Наименование грунта	ρ	C	φ	E
Глина от твердой до тугопластичной консистенции, засоленная, слабозагипсованная	1,71	$\frac{17}{25}$	$\frac{4}{5}$	5,4
Суглинок от твердой до мягкопластичной консистенции, слабозасоленный и загипсованный	1,94	$\frac{7}{10}$	$\frac{9}{10}$	4,2

где:

ρ - плотность грунта, г/см^3;

С - удельное сцепление, кПа;

φ - угол внутреннего трения, градус;

Е - модуль деформации, МПа.

Числитель – при водонасыщенном состоянии природной влажности.

Знаменатель – при естественном состоянии.

Степень агрессивного воздействия грунтов на бетонные и железобетонные конструкции по содержанию сульфатов для бетонов марки W4:

на портландцементе – сильноагрессивная;

на шлакопортландцементе – от неагрессивной до сильноагрессивной;

на сульфатостойком цементе – от неагрессивной до слабоагрессивной.

Степень агрессивного воздействия грунтов на бетонные и железобетонные конструкции по содержанию хлоридов для бетонов марки W6 на всех видах цемента – среднеагрессивная.

По данным лабораторных исследований грунты – от слабо до сильно засоленные.

Тип засоления – хлоридно-сульфатный.

По результатам полевых определений степень коррозийности глинистых грунтов – от низкой до средней.

Грунты по содержанию гипса – слабозагипсованные.

Грунтовые воды инженерно-геологическими выработками вскрыты на глубине 9,1 м. Водоносным горизонтом является слоистотрещиноватая глина.

По данным компрессионных испытаний, глинистые грунты до глубины 2,5 м проявляют просадочные свойства при дополнительных нагрузках, ниже – слабонабухающие. Начальное просадочное давление в пределах 0,06 МПа.

Тип грунтовых условий по просадочности – I (первый).

Коррозионная агрессивность грунтов по лабораторным данным (с учетом ГОСТ 9.602-89) на глубинах 1,0, 1,5 и 2,0 м:

к углеродистой стали – от средней до высокой;

к свинцовой оболочке кабеля – от средней до высокой;

к алюминиевой оболочке кабеля – высокая.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

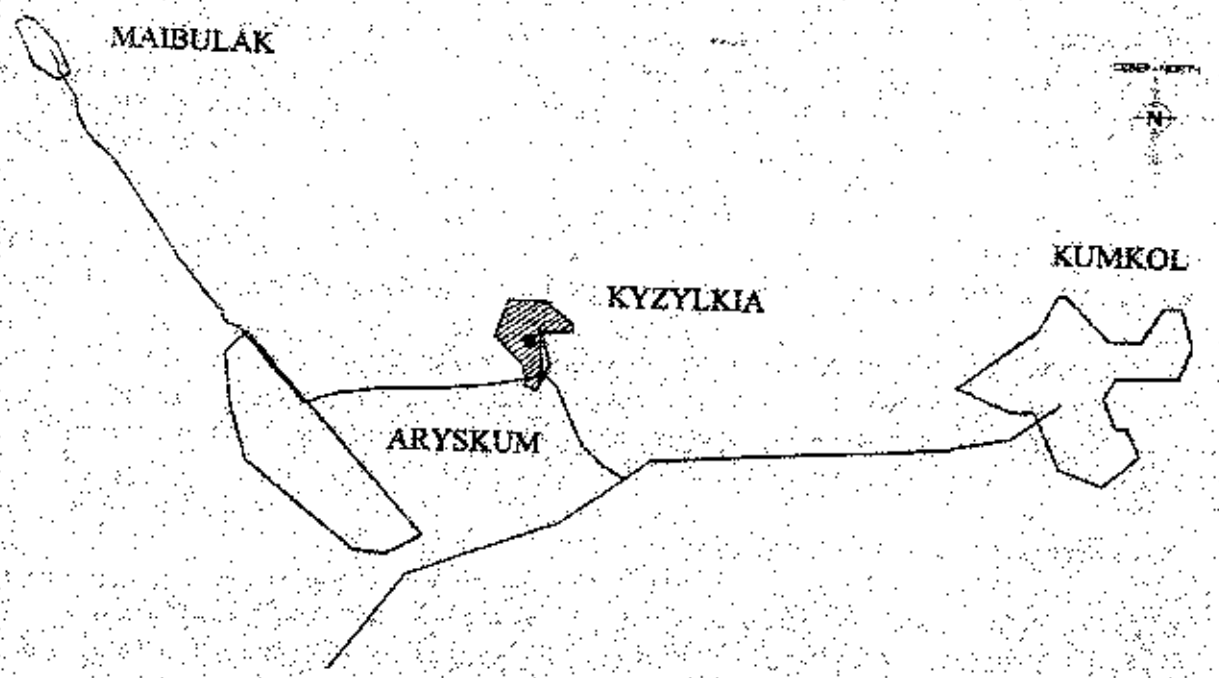

Рисунок 1 - *Ситуационная схема*

6.2. Проектные решения

Технологическая схема сбора нефти на месторождении «Кызылкия» обусловлена сеткой разбуривания добывающих скважин, рациональным использованием устьевого давления, физико-химическими свойствами добываемой нефти и применяемого оборудования.

Добыча нефти на скважинах осуществляется глубинно-насосным способом с использованием электроцентробежных насосов.

Проектом предусмотрено обустройство месторождения Северо-Западный Кызылкия с целью создания надежных и безопасных условий добычи нефти и газа при эксплуатации месторождения.

Проектом второй очереди предусматривается строительство 68 добывающих скважин по следующим категориям:

С1 – скважины №№ 101, 102, 103, 104, 106, 107, 108, ПО, 112, 113, 114, 116, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 127, 128, 129, 130, 131, 132, 133, 134, 136, 137, 138, 139, 140, 141, 143, 144, 145, 147;

С2 – скважины №№ 200, 201, 202, 203, 204, 205, 207, 208, 210, 212, 213, 214, 215,216, 217, 220, 222, 223, 224, 225, 226, 227, 228, 229, 231, 232, 233, 235, 236.

Добыча скважинной жидкости будет осуществляться механизированным способом с помощью центробежных насосов типа ЭЦН. Проектом предусматривается лучевая герметизированная система сбора скважинной жидкости по выкидным линиям 4". Жидкость от скважин будет поступать на входные манифольды проектируемых замерных установок ЗУ-3, ЗУ-4, ЗУ-5, ЗУ-6, ЗУ-7.

На замерных установках будет производиться замер количества газа и жидкости по каждой скважине, по мере необходимости. Каждый входной манифольд замерных установок, оборудован тремя приемными коллекторами: коллектор камеры приема скребка, тестовый коллектор, и основной коллектор. Тестовая линия предназначена для переключения необходимой выкидной на тестовый сепаратор, где осуществляется замер дебита скважины. В остальных случаях нефтегазовая смесь (НГС) со всех скважин объединившись в основном коллекторе, направляется на входные манифольды пункта сбора нефти ПСН.

МЕМЕАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

На ПСН нефтегазовая смесь, поступающая от замерных установок объединившись в общий поток, направляется в систему сепарации, состоящей из трех ступеней. Нефть выделившаяся в процессе сепарации направляется в резервуарный парк, откуда насосами транспортируется на ССиПН м/р Арыскум. Нефть на ПСН м/р Северо-Западный Кызылкия будет подготавливаться до параметров максимально приближенным к свойствам товарной нефти. Окончательное доведение качества нефти до параметров товарной нефти, будет производиться на ССиПН м/р Арыскум. Для транспортировки нефти до ССиПН м/р Арыскум, проектом предусматривается строительство трубопровода 8", параллельно существующему трубопроводу 16".

Газ после процесса сепарации компремируется и также отправляется на ССиПН м/р Арыскум, для дальнейшей утилизации. Часть газа будет использоваться на собственные технологические нужды м/р Северо-Западный Кызылкия. Транспортировка газа, будет осуществляться по существующему трубопроводу 16", который на первом этапе использовался как мультифазный трубопровод.

Газ с предохранительных клапанов технологического оборудования, будет сбрасываться в существующую факельную систему.

Подготовка пластовой воды осуществляется в резервуарах отстойниках, куда она подается от сепараторов первой и второй ступени. Резервуары-отстойники оборудованы системой улавливания нефти, выделившейся в процессе отстоя. Уловленная нефть, насосами перекачки-откачки уловленной нефти, подается обратно в начало технологического процесса. Вода из резервуаров поступает в систему поддержания пластового давления БКНС. Далее пластовая вода после БКНС по высоконапорным коллекторам поступает на водораспределительные пункты ВРП, где после распределительной гребенки производится индивидуальный замер количества закачиваемой воды в скважину. От ВРП отходят нагнетательные линии 4" на устья нагнетательных скважин. Проектом предусматривается обустройство устьев 17 нагнетательных скважин №№ 100, 105, 109, 111, 115, 126, 135, 142, 146, 206, 209, 211, 218, 219, 221,230, 234.

Объемно планировочные решения предусматривают обустройство площадок устьев скважин, замерных установок, ВРП, ПСН, пожарного депо. Вертикальная планировка выполнена с соблюдением требуемых уклонов для отвода поверхностных вод, исходя из условий существующего рельефа местности. Так же проектом предусматривается строительство внутрипромысловых подъездных автомобильных дорог.

Энергообеспечение Второй очереди эксплуатации месторождения, предусматривается реализовывать посредством строительства газовой электростанции, линий электропередач, распределительных устройств и КТП. Проектирование газовой электростанции, не входит в объем данного проекта. В качестве резервного и аварийного источника электроэнергии, предусматривается использование дизельных генераторов.

Система автоматизации технологического процесса включает в себя модернизацию существующей системы в составе ГУ, с установкой новой системы контроля и автоматизации технологического контроля, расширение существующей системы пожаро- и газообнаружения, строительство операторной, для установки нового оборудования.

6.2.1. Генеральный план и подъездные дороги

6.2.1.1. Генеральный план

Генеральный план обустройства месторождения Северо-Западный Кызылкия при промышленной эксплуатации разработан с учетом технологии производства, требуемых разрывов, согласно нормам пожаро- взрывобезопасности и санитарным нормам, а также с учетом производственных, транспортных и инженерных связей.

Сооружения и оборудование на площадках размещены с учетом функциональных связей и компактной технологической инфраструктуры.

МЕМОАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

При размещении отдельных сооружений учтено преобладающее направление ветров.

Для обслуживающего персонала предусмотрены рациональные короткие пути движения.

Для данной части месторождения запроектированы следующие сооружения:
добывающая скважина – 68 шт.;
нагнетательная скважина – 17 шт.;
выкидные линии от скважин до замерных установок (ЗУ);
замерная установка (ЗУ) – 5 шт.;
пункт сбора нефти (ПСН) - 1 шт.;
водораспределительный пункт (ВРП) - 3 шт.;
нагнетательные коллекторы от БКНС до ВРП;
нагнетательные линии от ВРП до скважин;
нефтегазовые коллекторы от замерных установок до ПСН;
газовые линии от ПСН до замерных установок;
площадки для разворота транспорта – 85 шт.;
нефтепровод от ПСН м/р Северо-Западный Кызылкия до ССиПН м/р Арыскум.

Инженерные сети запроектированы с учетом взаимного размещения их с технологическим оборудованием и сооружениями в плане и продольном профиле.

Размещение технологических сетей предусмотрено преимущественно на опорах с соблюдением санитарных и противопожарных норм, правил безопасности и эксплуатации сетей. При отсутствии возможности открытой прокладки сетей, их прокладывают в каналах и траншеях. Прокладка электрических и контрольных кабелей запроектирована надземно по кабельной эстакаде, а также в каналах и траншеях.

Добывающая (нагнетательная) скважина – размещается на обвалованной квадратной в плане площадке, размер сторон по 50 м.

Площадка скважины состоит из следующих сооружений и оборудования:
площадки дренажной емкости (2,0 м^3);
площадки камеры запуска скребка 6"x4";
фундамента с площадкой под ремонтный агрегат;
рабочей площадки;
фундамента якоря крепления оттяжек ремонтного агрегата;
блока-бокса дизель-генератора.

На всех проектируемых площадках скважин принято типовое размещение сооружений, оборудования, инженерных сетей, коммуникаций и подъездных дорог.

Организация рельефа площадки скважины выполнена с учетом существующего рельефа, строительных и технологических требований, расположения сооружений, оборудования, инженерных сетей и коммуникаций, обеспечения стока поверхностных (атмосферных) вод.

Вертикальная планировка площадки скважины решена в насыпи. Профиль поверхности - двускатный, с уклоном от оси к бровкам 5 ‰. Способ отвода поверхностных вод открытый, по спланированной поверхности за пределы площадки скважины в пониженные места рельефа.

Сбор воды с поверхности площадки скважины осуществляется через дождеприемник в сборный железобетонный приямок. Из приямка вода откачивается спецтранспортом и перевозится в дренажную емкость.

Каждая площадка скважины запроектирована в насыпи высотой 0,30 м по бровке из привозного грунта карьера с заложением откосов 1:1,5.

Проектом предусмотрено снятие почвенно-плодородного слоя толщиной до 20 см.

Технические показатели:

Общая площадь площадок скважин - 21,25 га.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Пункт сбора нефти (ПСН)

Пункт сбора нефти – размещается на прямоугольной площадке размером 185,0х205,0 м, примыкает (с двух сторон) к территории ГУ.

Въезд на площадку ПСН предусматривается через территорию ГУ.

На площадке ПСН размещаются следующие сооружения и оборудование:

технологическая площадка сепаратора первой ступени;

технологическая площадка печей подогрева нефти;

технологическая площадка сепаратора второй ступени и сепаратор атмосферного давления;

технологическая площадка концевой сепарационной установки КСУ;

технологическая площадка насосов перекачки нефти;

площадка резервуаров товарной нефти V=5000 м^3;

площадка резервуаров пластовой воды V=2000 м^3;

технологическая площадка насосов пожаротушения и пенотушения;

площадка резервуаров пожарной воды V=1000 м^3;

технологическая площадка бустерных насосов;

технологическая площадка узла оперативного учета количества и качества нефти;

технологическая площадка насосов экспорта нефти;

технологическая площадка входного манифольда и камер приема скребков;

технологическая площадка камеры запуска скребка;

технологическая площадка БКНС;

технологическая площадка насосов уловленной нефти;

технологическая площадка главного компрессора газа высокого давления;

технологическая площадка дожимного компрессора газа низкого давления;

технологическая площадка блока дозирования химреагентов;

технологическая площадка лаборатории;

технологическая площадка дренажной емкости V=63 м^3;

технологическая площадка дренажной емкости V=8 м^3;

технологическая площадка конденсатосборника V=2 м^3;

площадка свечи выгяжной;

технологическая площадка операторной;

технологическая площадка печи нагрева гликоля;

технологическая площадка КПП;

здание пожарного депо на 2 автомашины

площадка контейнера бытовых отходов.

По периметру проектируемой площадки ПСН предусмотрено ограждение из сетчатых панелей на металлических стойках высотой 2 м.

Вертикальная планировка площадки ПСН решена с учетом прилегающих территорий и отвода поверхностных вод в проектируемый с трех сторон кювет-резерв.

Сбор воды с площадки ПСН осуществляется через дождеприемник в сборный железобетонный приямок. Из приямка вода откачивается спецтранспортом и перевозится в дренажную емкость.

Проектом предусмотрено снятие почвенно-плодородного слоя толщиной до 20 см.

Площадка ПСН запроектирована в насыпи и выемке с заложением откосов 1:1,5.

На площадке ПСН предусмотрены проезды и подъезды к площадкам.

Дорожное покрытие из природной гравийно-песчаной смеси толщиной 25 см. Обочины укреплены природной гравийно-песчаной смесью толщиной 10 см.

Технические показатели:

Площадь площадки ПСН	- 4,94 га.
Площадь застройки площадки ПСН	- 14744,0 м^2.
Ограждение площадки	- 986,5 п. м.
Протяженность подъездов к площадкам	- 1116,0 м.

МЕМСАРАЛТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Площадь покрытия подъездов - 6404,0 м^2.

Замерная установка (ЗУ)

Замерная установка – размещается на прямоугольной площадке размером 55,0х56,0 м. По периметру площадки ЗУ предусмотрено ограждение из сетчатых панелей на металлических стойках высотой 2,0 м. Въезд на площадку ЗУ предусмотрен через ворота (шириной 4,5 м) с устройством калитки.

На каждой площадке ЗУ размещаются следующие сооружения и оборудование:

площадка входного манифольда;

площадка тестового сепаратора;

площадка камер запуска скребков;

площадка печей подогрева;

площадка газового скруббера;

площадка дренажной емкости.

Организация рельефа площадки ЗУ выполнена с учетом существующего рельефа, строительных и технологических требований, расположения сооружений и коммуникаций, обеспечения стока поверхностных (атмосферных) вод.

Способ отвода поверхностных вод с поверхности площадки ЗУ решен по спланированной поверхности за пределы площадки ЗУ в пониженные места рельефа.

Сбор воды с площадки ЗУ осуществляется через дождеприемник в сборный железобетонный приямок. Из приямка вода откачивается спецтранспортом и перевозится в дренажную емкость.

Площадки ЗУ запроектированы, в основном, в насыпи высоты 0,3 м по бровке из привозного грунта карьера с заложением откосов 1:1,5.

Проектом предусмотрено снятие почвенно-плодородного слоя толщиной до 20 см.

Технические показатели (на одну площадку ЗУ):

Площадь площадки ЗУ	- 0,308 га.
Площадь застройки площадки ЗУ	- 378,3 м^2.
Ограждение площадки ЗУ (металлическое сетчатое)	- 216,5 п. м.
Протяженность внутриплощадочных автодорог	- 95,4 м.
Покрытие автодорог (гравийно-песчаная смесь)	- 649,1 м^2.

Водораспределительный пункт – размещается на прямоугольной площадке размером 36,0х16,0 м, состоит из следующих сооружений и оборудования:

технологической площадки входного манифольда;

технологической площадки дренажной емкости;

площадки арматурного узла.

Нефтепровод – имеет длину - 20840,0 м, состоит из следующего оборудования:

узла приема скребка, размером 23,0х23,0 м, в том числе площадки камеры приема скребка.

На трассе в 100 м от ПСН и в 100 м от камеры приема TR-9 на ССиПН м/р Арыскум установлены два линейных арматурных узла. Размер площадок 5х3 м.

Площадка для разворота транспорта – предусматривается у скважин.

Каждая площадка запроектирована в насыпи высотой 0,30 м по бровке, из привозного грунта карьера, с заложением откосов 1:3.

6.2.1.2. Подъездные дороги

Подъездные дороги запроектированы для внутрипромысловых проездов месторождения и подъездов к площадкам скважин, которые обеспечивают перевозку вспомогательных и хозяйственных грузов, проезд пожарных, ремонтных и аварийных машин.

Протяженность внутрипромысловых проездов	- 22,383 км.
Протяженность подъездов к площадкам	- 21,267 км.

МЕМСАРАЛТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Основные технические параметры проездов и подъездов:

категория - IVВ;

ширина земляного полотна - 7,50 м;

ширина проезжей части - 4,50 м;

ширина обочины - 1,50 м;

поперечный уклон подъездов и земляного полотна при двухскатном профиле – 35 ‰;

поперечный уклон обочины – 50 ‰.

Внутрипромысловые проезды и подъезды запроектированы в насыпи средней высотой 0,60 м по бровке, с заложением откосов 1:3, из привозного грунта карьера.

Внутриплощадочные подъезды и площадки на проектируемой площадке ПСН и ЗУ приподняты над спланированной поверхностью на 0,3 м по бровке земляного полотна с заложением откосов 1:1.5. Насыпь земляного полотна автодорог и площадок возводится из дренирующего грунта с заложением откосов 1:1,5.

Минимальный требуемый коэффициент уплотнения насыпи - 0,95.

Дорожная одежда - из природной гравийно-песчаной смеси толщиной 25 см. Обочины укреплены природной гравийно-песчаной смесью толщиной 10 см.

Проектом предусмотрено снятие почвенно-плодородного слоя толщиной 20 см.

Примыкания подъездов к внутрипромысловым проездам запроектированы с радиусом закругления 30,0 м по бровке земляного полотна.

Проектом предусмотрено устройство водопропускных круглых железобетонных труб в количестве 19 шт. диаметром 1,0 м на фундаменте типа 1. Конструкция труб принята по типовому проекту серии 3.501.1-144 «Трубы водопропускные круглые железобетонные сборные для железных и автомобильных дорог», выпуск 0-2.

Укрепление русел и откосов насыпей у труб выполнено, согласно типовому проекту серии 501-0-46 «Укрепление русел и откосов насыпей у водопропускных труб».

Для обеспечения разъезда автомобилей на проездах и подъездах в проекте предусмотрены площадки для разъезда длиной 30 м.

6.2.2. Технологические решения

В проекте предусмотрено:

обустройство устьев 68 добывающих скважин;

подключение дополнительных скважин к замерным установкам ЗУ-1, ЗУ-2;

обустройство замерных установок ЗУ-3, ЗУ-4, ЗУ-5, ЗУ-6, ЗУ-7;

обустройство пункта сбора нефти ПСН;

прокладка выкидных линий диаметром 100 мм с камерами запуска скребка от добывающих скважин до замерных устройств ЗУ-1 ÷ ЗУ-7;

прокладка коллекторов диаметром 200 мм от замерных установок ЗУ-3 ÷ ЗУ-7 до пункта сбора нефти ПСН;

прокладка промыслового коллектора диаметром 200 мм от пункта сбора нефти до СС и ПН месторождения Арыскум;

прокладка технологических газопроводов от пункта сбора нефти ПСН до замерных установок ЗУ-3 ÷ ЗУ-7.

В проекте разработана схема системы сбора и транспорта нефти и попутного газа.

Согласно разработанной схеме нефтегазовая смесь от 68 скважин по отдельным выкидным линиям поступает на приемные манифольды, где производится поскважинный замер нефти, газа и пластовой воды.

Затем нефтегазовая смесь через печи подогрева поступает на 3-фазный сепаратор, где разделяется на три фазы - нефть, вода и газ.

Отделившаяся нефть откачивается на СС и ПН месторождения Арыскум, где доводится до параметров товарной нефти.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Основная часть отделившегося газа транспортируется на СС и ПН месторождения Арыскум. Оставшаяся часть газа используется на местные нужды.

Отделившаяся вода используется для обратной закачки в пласт для поддержания пластового давления.

В проекте использовано оборудование в блочном исполнении.

Все сооружения запроектированы с учетом требований по взрыво- и пожаробезопасности, согласно действующим строительным нормам и правилам.

6.2.3. Архитектурно-строительные решения

Проектом предусматривается размещение технологических площадок с открыто установленным оборудованием, площадок с оборудованием в модульном блочно-комплектном исполнении, а также размещение типовых зданий, сооружений.

Добывающая скважина состоит из следующих сооружений и оборудования:

площадки (3,0х4,0 м) дренажной емкости объемом 2,0 м^3;

площадки (3,0х4,0 м) камеры запуска скребка 6"х4";

фундамента с площадкой под ремонтный агрегат;

рабочей площадки;

фундамента якоря крепления оттяжек ремонтного агрегата;

блока-бокса дизель-генератора.

Площадка дренажной емкости – выполняется на отсыпке из щебня толщиной 150 мм. Дренажная емкость устанавливается на подушку из гравийно-песчаной смеси толщиной 600 мм.

Площадка камеры запуска скребка 6"х4" – выполняется из монолитного бетона кл. В15, толщиной 100 мм, ограждается бордюрным камнем по ГОСТ 6665-91. Под технологическое оборудование предусмотрены монолитные опоры из бетона кл. В15.

Фундамент с площадкой под ремонтный агрегат – выполняется из сборных железобетонных плит для покрытий дорог по ГОСТ 21924.0-84*. Фундамент под ремонтный агрегат – прямоугольный, из монолитного железобетона с габаритными размерами в плане 1,5х4,0 м, высотой 1,0 м.

Материал – бетон класса В15, арматурные сетки по ГОСТ 23279-85.

Рабочая площадка – прямоугольная с размерами в плане 6,0х2,6 м, типовая для всех скважин, выполняется на отсыпке из щебня толщиной 100 мм. По верху отсыпки предусмотрена укладка листа из рифленой стали толщиной 4 мм по ГОСТ 8568-77.

Фундамент якоря крепления оттяжек ремонтного агрегата – прямоугольный, выполняется из монолитного бетона класса В15, с размерами в плане 1,3х1,3 м, высота - 1,3 м. Якорь выполнен из арматурной стали класса А-III, по ГОСТ 5781-82*.

Блок-бокс дизель-генератора – блок полного заводского изготовления, устанавливаемый на сборные железобетонные плиты для покрытий дорог по ГОСТ 21924.0-84*, прямоугольный формы с размерами в плане 2,75х7,0 м.

Нагнетательная скважина состоит из следующих сооружений и оборудования:

приустьевого приямка (существующего);

площадки с фундаментом под ремонтный агрегат;

рабочей площадки;

фундамента якоря крепления оттяжек ремонтного агрегата.

Площадка и фундамент под ремонтный агрегат – Т-образной формы состоит из площадки и фундамента. Размеры площадки - 11,20х3,50 м. Площадка состоит из сборных железобетонных плит для покрытий дорог по ГОСТ 21924.0-84*. Фундамент под ремонтный агрегат – прямоугольный, из монолитного железобетона с размерами в плане 1,5х4,0 м, высота 1,0 м.

Рабочая площадка – прямоугольная с размерами 6,0х2,6 м, типовая для всех скважин. Выполняется на отсыпке из щебня толщиной 100 мм. По верху отсыпки предусмотрена укладка листа из рифленой стали толщиной 4 мм по ГОСТ 8568-77.

МЕМСАРАЛТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Фундамент якоря крепления оттяжек ремонтного агрегата – прямоугольный, из монолитного бетона класса В15 с размерами в плане 1,3х1,3 м, высота 1,3 м. Якорь выполнен из арматурной стали класса А-III по ГОСТ 5781-82*.

Замерные установки (ЗУ), состоят из следующих сооружений и оборудования:

площадки входного манифольда;

площадки камеры запуска скребка;

площадки скруббера;

площадки печей подогрева;

площадки тестового сепаратора;

площадки дренажной емкости объемом 8,0 м^3.

Площадка входного манифольда – из сборных железобетонных плит для аэродромных покрытий по ГОСТ 25912.0-91. Площадка ограждается бордюрным камнем по ГОСТ 6665-91.

На площадке для крепления технологического оборудования предусматривается стальная рама с размерами 15,6х4,2х1,04(h) м. Рама выполняется из прокатного двутавра по ГОСТ 8239-89.

Площадка камеры запуска скребка – из сборных железобетонных плит для аэродромных покрытий по ГОСТ 25912.0-91. Площадка ограждается бордюрным камнем по ГОСТ 6665-91. Для крепления технологического оборудования на площадке предусматриваются стальные опоры.

Площадка скруббера – из монолитного бетона кл. В15, толщиной 100 мм и ограждается бордюрным камнем по ГОСТ 6665-91. Под технологическое оборудование предусмотрен фундамент с размерами 1,8х1,8х1,2(h) м из монолитного железобетона. Материал фундамента – бетон класса В15, арматурная сетка по ГОСТ 23279-85.

Площадка печей подогрева – из сборных железобетонных плит для аэродромных покрытий по ГОСТ 25912.0-91. Площадка ограждается бордюрным камнем по ГОСТ 6665-91.

Площадка тестового сепаратора – из сборных железобетонных плит для покрытий дорог по ГОСТ 21924.0-84*. Площадка ограждается бордюрным камнем по ГОСТ 6665-91.

Площадка дренажной емкости объемом 8,0 м^3 – из монолитного бетона кл. В15, толщиной 100 мм и ограждается бордюрным камнем по ГОСТ 6665-91.

Водораспределительный пункт (ВРП) - состоит из следующих сооружений и оборудования:

технологической площадки с блоком-модулем ВРП;

площадки дренажной емкости объемом 2,0 м^3;

узла замера.

Технологическая площадка с блоком-модулем ВРП – прямоугольная с размерами 9,0х5,0 м, представляет монолитную железобетонную плиту толщиной 140 мм. На которую, устанавливается блок-модуль ВРП. Материал – бетон класса В15, арматура класса А-III по ГОСТ 5781-82*.

Площадка ограждается бордюрным камнем по ГОСТ 6665-91.

Блок-модуль ВРП – одноэтажный, блочно-комплектный блок полного заводского изготовления в плане прямоугольной формы с размерами 7,5х3,2 м, высотой 2,83 м, устанавливается на сборные железобетонные плиты для аэродромных покрытий по ГОСТ 25912.0-91.

Площадка дренажной емкости объемом 2,0 м^3 – прямоугольная в плане 4,0х3,0 м, состоит из монолитной железобетонной плиты толщиной 140 мм. Материал – бетон класса В15, арматура класса А-III по ГОСТ 5781-82*.

Площадка ограждается бордюрным камнем по ГОСТ 6665-91.

Узел замера – площадка с сетчатым ограждением по серии 3.017-1. Под стойки ограждения предусмотрены монолитные столбчатые фундаменты из бетона класса В12.5.

МЕМОАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Пункт сбора нефти - состоит из следующих сооружений и оборудования:

технологической площадки (размер 22,0х10,0 м) сепаратора первой ступени;

технологической площадки (размер 24,0х37,0 м) печи подогрева нефти;

технологической площадки (размер 28,0х10,0 м) сепаратора второй ступени и сепаратора атмосферного давления;

технологической площадки (размер 12,0х8,0 м) концевой сепарационной установки КСУ;

технологической площадки (размер 5,0х3,0 м) насосов перекачки нефти;

площадки (размер 74,4х74,4 м) резервуаров товарной нефти объемом 5000 м^3;

площадки (размер 65,0х4,0 м) резервуаров пластовой воды объемом 2000 м^3;

технологической площадки (размер 14,0х17,0 м) насосов пожаротушения и системы пенотушения;

площадки резервуаров пожарной воды объемом 1000 м^3;

технологической площадки (размер 14,0х8,0 м) бустерных насосов;

технологической площадки (размер 14,0х8,0 м) узла оперативного учета количества и качества нефти с блоком-модулем узла оперативного учета количества и качества нефти;

технологической площадки (размер 14,0х11,0 м) насосов экспорта нефти;

технологической площадки (размер 12,0х10,0 м) входного манифольда и камер приема скребка;

технологической площадки (размер 14,0х8,0 м) камеры запуска скребка;

технологической площадки (размер 20,0х16,0 м) БКНС;

технологической площадки (размер 8,0х8,0 м) насосов уловленной нефти;

технологической площадки (размер 14,0х8,0 м) главного компрессора газа высокого давления;

технологической площадки (размер 8,0х14,0 м) дожимного компрессора газа низкого давления;

технологической площадки дозирования химреагентов (размер 6,0х4,0 м) с блоком-модулем дозирования химреагентов;

технологической площадки лаборатории (размер в осях 12,0х6,0 м) с блоком-модулем лаборатории;

технологической площадки (размер 11,0х10,0 м) дренажной емкости V=63 м^3;

технологической площадки (размер 4,5х3,4 м) дренажной емкости V=8 м^3;

технологической площадки (размер 4,0х3,0 м) конденсатосборника V=2 м^3;

площадки свечи вытяжной (размер в осях 2,0х2,0 м, ограждается бортовым камнем) со стволом свечи вытяжной;

технологической площадки операторной (размер 15,0х9,0 м) с блоком-модулем здания операторной;

технологической площадки (размер 12,0х5,0 м) печи нагрева гликоля;

технологической площадки здания КПП (размер 6,0х2,4 м) с блоком-модулем здания КПП;

здания пожарного депо на 2 автомашины.

Технологические площадки выполняются из монолитного железобетона толщиной 140 мм. Материал – бетон класса В15, арматура класса А-III по ГОСТ 5781-82*.

Площадки по периметру ограждаются бордюрным камнем по ГОСТ 6665-91.

На площадках предусматривается устройство фундаментов под технологические оборудования и опор под трубопроводы. Материал фундаментов и опор – бетон класса В15, арматура класса А-III по ГОСТ 5781-82*.

Резервуары товарной нефти объемом 5000 м^3 (4 шт.) - представляют собой стальные вертикальные цилиндрические резервуары для хранения нефтепродуктов.

МЕМСАРАЛТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Конструктивные решения приняты с использованием решений типового проекта 704-1-166-84.

Резервуары устанавливаются на монолитный железобетонный кольцевой фундамент высотой 300 мм и шириной 2000 мм. Материал фундаментов – бетон класса В15, арматура класса А-III по ГОСТ 5781-82*.

Под фундаментами предусмотрена подготовка из бетона класса В7.5 толщиной 100 мм. Основанием под фундаменты резервуаров служат двухъярусная грунтовая подушка с общей толщиной 700 мм. Грунтовая подушка 1 яруса выполнена из уплотненной песчано-гравийной смеси с добавлением до 40 % глинистого грунта. Грунтовая подушка 2 яруса из гравийно-песчаной смеси, выполнена в виде насыпи (карэ). Под резервуарами и по откосам грунтовой подушки 2 яруса, для предотвращения проникновения нефтепродуктов в грунт предусмотрено укладка геотекстиля.

Резервуары пластовой воды объемом 2000 м^3 (2 шт.) - представляют собой стальные вертикальные цилиндрические резервуары емкостью 2000 м^3. Конструктивные решения резервуаров приняты с использованием решений типового проекта ТП 704-1-166.84.

Конструктивные решения фундаментов и устройство основания под резервуарами приняты по аналогии для резервуаров товарной нефти.

Резервуары пожарной воды объемом 1000 м^3 (2 шт.) - представляют собой стальные вертикальные цилиндрические резервуары емкостью 1000 м^3. Конструктивные решения резервуаров приняты с использованием решений типового проекта ТП 704-1-166.84.

Резервуары устанавливаются на монолитный железобетонный кольцевой фундамент высотой 300 мм и шириной 1500 мм. Материал фундаментов – бетон класса В15, арматура класса А-III по ГОСТ 5781-82*.

Под фундаментами предусмотрена подготовка из бетона класса В7.5 толщиной 100 мм. Основанием под фундаменты резервуаров служат двухъярусная грунтовая подушка: 1 ярус из уплотненной песчано-гравийной смеси с добавлением до 40 % глинистого грунта, 2 ярус выполнен в виде насыпи из гравийно-песчаной смеси.

Узел оперативного учета количества и качества нефти – одноэтажный блок-модуль полного заводского изготовления с размерами в плане 2,5х9,0 м, устанавливаемый на монолитную железобетонную площадку толщиной 140 мм. Материал площадки – бетон класса В15, арматура класса А-III по ГОСТ 5781-82*. Под площадкой предусмотрена подготовка из щебня, пропитанного битумом до полного насыщения толщиной 100 мм и грунтовая подушка из ПГС. Площадка по периметру ограждается бордюрным камнем по ГОСТ 6665-91.

Блок дозирования химреагентов – одноэтажный блок-модуль полного заводского изготовления с размерами в плане 2,02х3,16 м, устанавливаемый на монолитную железобетонную площадку толщиной 140 мм. Конструктивные решения площадки и основание под площадку приняты по аналогии узла оперативного учета количества и качества нефти. Площадка по периметру ограждается бордюрным камнем по ГОСТ 6665-91.

Лаборатория – одноэтажный блок-модуль, полного заводского изготовления, прямоугольный в плане с размерами 2,5х9,0 м. Высота блока - 3,0 м. Блок устанавливается на монолитную железобетонную площадку толщиной 140 мм. Конструктивные решения площадки и основание под площадку приняты по аналогии узла оперативного учета количества и качества нефти. Площадка также по периметру ограждается бордюрным камнем по ГОСТ 6665-91.

Степень огнестойкости несущих конструкций лаборатории – IIIа.

Технические показатели:

Площадь застройки здания – 135,0 м^2.

Общая площадь здания – 133,5 м^2.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Строительный объем – 405,0 м^3.

Свеча вытяжная – ствол свечи принят из металлической трубы, установленной на отдельностоящем столбчатом фундаменте. Фундамент ствола – пирамидальной формы с размерами подошвы 700х700 мм, высота 2000 мм, из монолитного бетона класса В15. Под фундаментом предусмотрена подготовка из щебня, пролитого битумом до полного насыщения, толщиной 100 мм.

Операторная – одноэтажный блок-модуль полного заводского изготовления, прямоугольный в плане, с размерами 9,0х15,0 м. Высота блока - 3,0 м. Блок устанавливается на монолитную железобетонную площадку толщиной 140 мм. Конструктивные решения площадки и основания под площадки приняты по аналогии узла оперативного учета количества и качества нефти. Площадка также по периметру ограждается бордюрным камнем по ГОСТ 6665-91.

Степень огнестойкости несущих конструкций операторной – IIIа.

Технические показатели:

Площадь застройки здания – 135,0 м^2.

Общая площадь здания – 133,5 м^2.

Строительный объем – 405,0 м^3.

Здание КПП – одноэтажный блок-модуль полного заводского изготовления с размерами в плане 2,0х4,0 м. Высота блока - 3,0 м. Блок устанавливается на монолитную железобетонную площадку толщиной 140 мм. Конструктивные решения площадки и основания под площадки приняты по аналогии узла оперативного учета количества и качества нефти. Площадка также по периметру ограждается бордюрным камнем по ГОСТ 6665-91.

Степень огнестойкости несущих конструкций КПП – IIIа.

Технические показатели:

Площадь застройки здания – 8,0 м^2.

Общая площадь здания – 7,2 м^2.

Строительный объем – 17,5 м^3.

Здание пожарного депо на 2 автомашины – одноэтажное здание, в плане прямоугольной формы с размерами в осях 18,00х18,00 м.

Здание состоит из двух частей: санитарно-бытовых помещений (планировочное решение коридорного типа) и гаража на 2 машины со смотровой ямой (глубиной – 1,80 м.) и служебными помещениями (планировочное решение зального типа). Связь между частями здания решена через дверные проемы с заполнением дверными блоками.

Высота этажа: санитарно-бытовых помещений - 3,00 м (до потолка); гаража на 2 машины со смотровой ямой и служебными помещениями - 4,00 м (до потолка).

Крыша – совмещенная. Кровля из рулонных материалов, с наружным неорганизованным водостоком.

Эвакуация из помещений в коридор обеспеченный выходом непосредственно наружу; в соседнее помещение, обеспеченное выходом наружу.

Вход в здание оборудован тамбуром.

Естественное освещение и проветривание помещений осуществляется посредством окон с открывающимися створками.

Размеры оконных проемов определены в соответствии с нормативным уровнем естественного освещения помещений.

Шумоизоляция помещений достигается посредством планировочных мероприятий, применением металлопластиковых окон со стеклопакетом и эффективных звукоизолирующих материалов в конструкциях стен и перегородок.

Наружная отделка глухих поверхностей стен выполняется окраской фасадной краской.

Оконные блоки – из металлопластиковых профилей с заполнением стеклопакетами.

МЕМОАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Внутренняя отделка помещений выполняется с учетом их назначения, санитарно-гигиенических и противопожарных требований с использованием следующих видов и типов материалов:

полы – керамическая напольная плитка, бетонные;

стены и перегородки – известковая окраска и облицовка глазурованной плиткой.

потолки – известковая окраска.

Здание запроектировано с несущими стенами из глиняного кирпича марки 75 на цементно-песчаном растворе марки 50.

Наружные стены приняты толщиной 510 мм, внутренние стены – 380 мм.

Фундаменты здания – ленточные, из сборных железобетонных блоков.

Покрытие – сборные железобетонные многопустотные и ребристые плиты.

Технические показатели:

Степень огнестойкости здания	– II.
Площадь застройки здания	- 356,4 м^2.
Общая площадь здания	- 324,0 м^2.
Строительный объем	- 1247,4 м^3.

Защита строительных конструкций

Защита строительных конструкций от коррозии производится в соответствии с требованиями СНиП РК 2.01-19-2004.

Поверхности фундаментов под оборудования и других бетонных конструкций, соприкасающиеся с грунтом, покрываются полимерным покрытием на основе лака ХП-734 по грунтовке или обмазываются горячим битумом БН-70/30 за два раза.

Антикоррозионная защита арматуры в монолитных конструкциях обеспечивается соблюдением требуемой проектом толщины защитного слоя бетона.

Боковые поверхности стальных свайных фундаментов, наружные поверхности дренажных емкостей, соприкасающиеся с грунтом, покрываются полимерным покрытием на основе эмали ХВ-785 по грунтовке ХС-068.

Степень очистки поверхности стальных конструкций от окислов, по ГОСТ 9.402-80* – третья.

Антикоррозийная защита стальных конструкций выполняется эмалевой краской ПФ-115 (ГОСТ 6465-78*) по грунту из лака ГФ-021 (ГОСТ 25129-82*) в соответствии с требованиями СНиП РК 2.03.11-85.

Все металлические изделия, закладные детали и сварные соединения защищены антикоррозионным покрытием в соответствии со СНиП 2.03.11-85.

В связи с сульфатной и хлоридной агрессией грунтов, бетонные и железобетонные конструкции, находящиеся в грунте, выполняются из бетона на сульфатостойком портландцементе, маркой по водонепроницаемости W8, по морозостойкости F100.

Под площадками, а также под фундаментами технологических оборудований предусматривается устройство подготовки из щебня, пропитанного битумом до полного насыщения, толщиной 100 мм.

На площадке строительства, по данным геологических изысканий, основанием технологических площадок является глина просадочная, обладающая набухающими свойствами. В связи с этим, под площадками устраиваются грунтовые подушки из песчано-гравийной смеси расчетной толщины.

Все деревянные конструкции антисептируются и обрабатываются огнезащитным составом.

6.2.4. Водоснабжение, канализация и пожаротушение

Источником водоснабжения, согласно заданию на проектирование служит существующая скважина (для технологических нужд) и привозная вода (для

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

хозяйственно-питьевых нужд). Сброс сточных вод осуществляется в водонепроницаемые септики.

Водопровод

На участке месторождения запроектированы следующие системы водоснабжения:

хозяйственно-питьевой водопровод (привозная вода);

система пожаротушения.

Хозяйственно-питьевой водопровод

Обеспечение хозяйственно-питьевых нужд зданий пожарного депо, операторной и лаборатории осуществляется привозной водой.

Система пожаротушения

На площадке обустройства месторождения нефти предусматриваются системы:

противопожарный растворопровод (система пенного пожаротушения);

противопожарный водопровод.

Противопожарный растворопровод предназначен для пенного пожаротушения резервуаров и технологических площадок.

Для пожаротушения предусматриваются стационарные системы пенного пожаротушения (пенные генераторы или пенные мониторы) и переносные лафетные стволы с забором раствора пенообразователя от пожарных гидрантов из сети противопожарного растворопровода.

За расчетный расход воды при пожаре принимается пожаротушение одного из резервуаров нефти емкостью 5000 м^3.

Тушение пожара осуществляется воздушно-механической пеной средней кратности в течение 30 минут.

Расчетный расход раствора пенообразователя составляет 34,0 л/с, запас водного раствора на тушение в течение 30 мин составляет 64,8 м^3, запас воды 60,9 м^3, запас пены 3,9 м^3.

Противопожарный водопровод предназначен для охлаждения резервуаров, технологических площадок и наружного пожаротушения.

Системы охлаждения резервуаров и технологических площадок предусматриваются стационарные (для резервуаров) и механические (для технологических площадок) с забором воды от пожарных гидрантов из сети противопожарного водопровода.

Пожаротушение зданий (лаборатории, операторной) производится из пожарных гидрантов, установленных на кольцевой противопожарной сети.

Расчетный расход воды на охлаждение горящего резервуара 61,81 л/с, охлаждение двух соседних резервуаров 24,72 л/с, запас воды на четырех часовое охлаждение горящего и двух соседних резервуаров 1246,2 м^3, запас воды на пожаротушение из пожарных гидрантов 432,0 м^3.

Сети на площадке запроектированы из стальных труб диаметром 100, 200, 250 мм по ГОСТ 10704-91.

На сети установлены водопроводные колодцы из сборных железобетонных элементов, выполненные с использованием решений типового проекта 901-09-11.84, с антисейсмическими мероприятиями.

Все стальные трубы, покрываются антикоррозийной изоляцией типа «Весьма усиленная» по ГОСТ 9.015-74*.

Подача воды в систему противопожарного водопровода осуществляется из двух существующих пожарных резервуаров емкостью по 1000 м^3 каждый, насосами проектируемой насосной станции.

Запас пенообразователя и воды на приготовление раствора пенообразователя предусматривается - 1739,1 м^3/сут,

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

в том числе:

расход воды, необходимый для пожаротушения и охлаждения резервуаров - 1307,1 $м^3$/сут;

расход воды, необходимый для наружного пожаротушения - 432,0 $м^3$/сут;

6 % запас пенообразователя - 3,9 $м^3$/сут.

Для обеспечения потребных напоров и расходов при пожаре предусматривается пожарная насосная станция.

По степени обеспеченности подачи воды насосная станция отнесена к 1 категории.

В насосной станции предусматривается две группы насосов:

насосная установка (для охлаждения резервуаров, технологических площадок и наружного пожаротушения), состоящая из двух пожарных насосов (1 рабочий, 1 резервный дизельный), насос для поддержания давления в кольцевой сети (1 рабочий, 1 резервный дизельный), производительностью - 455,51 $м^3$/ч.;

насосная установка (для пенотушения резервуаров, технологических площадок), состоящая из двух пожарных насосов (1 рабочий, 1 резервный дизельный), насос для поддержания давления в кольцевой сети (1 рабочий, 1 резервный дизельный), производительностью - 135,0 $м^3$/ч.

Подача воды в насосную станцию осуществляется по двум всасывающим трубопроводам с забором воды из двух существующих пожарных резервуаров емкостью по 1000 $м^3$ каждый.

Подача воды от насосной станции предусмотрена двумя напорными трубопроводами диаметрами 200 мм в разводящую кольцевую сеть площадки.

Для приготовления раствора пенообразователя в насосной станции предусматривается емкость, для хранения пенообразователя и дозирующего устройства (пеносмесителя).

Насосные установки запроектированы с ручным (местным) и автоматическим управлением.

Трубопроводы в насосной станции запроектированы стальные электросварные по ГОСТ 10704-91 диаметрами 50, 80, 250 мм.

Технические показатели:

Расход воды на пожаротушение одного резервуара, на охлаждение горящего и половины окружности двух соседних резервуаров, на наружное пожаротушение - 160,53 л/с.

Протяженность сетей системы пожаротушения - 5038,0 м.

Канализация

Для проектируемой площадки предусматриваются следующие системы канализации:

бытовая канализация;

дождевая канализация.

Бытовая канализация

Канализация бытовая предназначена для отведения стоков от здания химической лаборатории и здания операторной. Стоки поступают в водонепроницаемые септики, где стоки проходят механическую очистку.

Септик представляет собой сооружение, состоящее из колодца диаметром 1500 мм, с последующим вывозом в места согласованные СЭС.

Сеть бытовой канализации запроектирована из полиэтиленовых труб диаметрами 50 и 110 мм по ГОСТ 22689.2.89.

На сети установлены канализационные колодцы из сборных железобетонных элементов, выполненные с использованием решений типового проекта 902-09-22.84.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Технические показатели:

Протяженность канализации - 14,0 м.

Дождевая канализация

Дождевая канализация предусматривается для сбора и отвода дождевых сточных вод, загрязненных нефтепродуктами, с площадки. Дождевые сточные воды поступают в колодцы, оборудованные дождеприемниками.

Объем стоков при 20 минутном дожде составляет 30,3 м^3.

Загрязненные дождевые сточные воды поступают в емкость загрязненных сточных вод, с последующим вывозом на утилизацию.

Сеть дождевой канализации запроектированы из стальных труб диаметром 200 мм по ГОСТ 10704-91 с антикоррозионным битумно-резиновым покрытием.

На сети установлены канализационные колодцы из сборных железобетонных элементов, выполненные с использованием решений типового проекта 902-09-22.84.

Технические показатели:

Протяженность сетей дождевой канализации - 650,0 м.

Внутренние системы

Внутренние инженерные сети водоснабжения и канализации запроектированы для следующих зданий и сооружений, расположенных на территории котельной:

здания химической лаборатории;

здание операторной.

В зданиях запроектированы следующие системы водопровода и канализации:

хозяйственно-питьевой водопровод;

горячее водоснабжение;

бытовая канализация.

Хозяйственно-питьевой водопровод запроектирован для подачи воды к санитарным приборам от баков питьевой воды.

Горячее водоснабжение от электроводонагревателей.

Бытовая канализация запроектирована для отвода бытовых сточных вод от санитарно-технических приборов.

Сети водопровода запроектированы из полиэтиленовых труб диаметром 20-32 мм по ГОСТ 18599-2001.

Сеть бытовой канализации запроектированы из полиэтиленовых труб диаметрами 50 и 110 мм по ГОСТ 22689.2.89.

Технические показатели:

Водопотребление холодной воды,	- 1,6 м^3/сут,
в том числе горячее водоснабжение	- 0,8 м^3/сут,
Водоотведение	- 1,6 м^3/сут.

6.2.5. Теплоснабжение и вентиляция

Расчетная температура наружного воздуха в холодный период – минус 24° С. Продолжительность отопительного периода – 175 суток.

Источник теплоснабжения – печь ППТ-0,63 мощностью 730 кВт и давлением 0,63 МПа. Топливо – попутный газ.

Теплоноситель – смесь воды и диэтиленгликоля с параметрами 95-70° С.

Тепловые сети

Двухтрубные тупиковые тепловые сети предназначены для обогрева резервуаров:

пожаротушения – 2 шт.;

пластовой воды – 2 шт.;

сырой нефти – 4 шт.

Обогревательные регистры входят в комплект поставки резервуаров.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Прокладка тепловых сетей предусмотрена надземная на низких опорах.

Трубы – стальные электросварные по ГОСТ 10704-91.

Компенсация тепловых удлинений осуществляется посредством П-образных компенсаторов и за счет углов поворота трассы.

Теплоизоляция – минеральной ватой в оплетке из стеклянной нити, покровный слой – алюминиевые листы.

Отопление и вентиляция

Блочные здания комплектной поставки оборудованы встроенными системами отопления и вентиляции. Теплоноситель – электроэнергия.

Технические показатели:

Печь на попутном газе мощностью 730 кВт марки ППТ-0,63 – 1 комплект.

6.2.6. Электротехнические решения

Проект выполнен на основании технических условий выданных Главным энергетиком АО «ПККР», от 6 мая 2011 года № 489.

Проектируемые потребители электроэнергии основных технологических систем относятся ко II категории надежности; потребители систем пожаротушения, систем охранной сигнализации, охранного освещения, систем телемеханики, телефонной связи отнесены к I категории надежности; остальные потребители относятся к III категории по степени надёжности электроснабжения в соответствии с классификацией ПУЭ РК.

В качестве потребителей электрической энергии во второй очереди проекта рассматриваются следующие электроприемники:

электроприводы и основные технологические системы пункта сбора нефти (далее по тексту – ПСН);

системы учета, электрического освещения и электрического обогрева трубопроводов и приборов КИПиА замерных установок (далее по тексту – ЗУ);

электроприводы насосных агрегатов добывающих нефтяных скважин, система электрического освещения площадок добывающих скважин;

системы электрического освещения площадок водораспределительных пунктов.

Потребители п.п. 2, 3, 4 сгруппированы по территориальному признаку и получают напряжение питания по отдельным воздушным линиям электропередачи.

Для добычи нефти на скважинах предполагается использование насосных агрегатов двух типов:

глубинных насосов с электроприводом мощностью 160 кВт;

винтовых насосов с электроприводом мощностью 34 кВт.

Запроектированные в настоящем проекте технические решения позволяют организовать электроснабжение обоих типов электроприводов насосных агрегатов на скважинах месторождения. В расчетах электрических нагрузок потребляемая мощность электропривода добывающей скважины условно принята равной усредненной мощности насосного агрегата скважины добычи нефти:

Рсу=80 кВт;

установленная мощность Ру=11330,9 кВт;

расчетная мощность Рр=8393,2 кВт.

Годовое потребление электрической энергии при годовом числе использования максимума нагрузки Tmax=6500 часов:

Wэ = Рр x Tmax = 8395,2 x 6500 = 54,6 млн. кВт.час.

Источники электроснабжения

В качестве источников электроснабжения предполагается использование четырех газопоршневых электрогенераторных установок модели G3616 LE(1) мощностью 2900 кВт производства компании Caterpillar Inc. США, или аналогичных, работающих по схеме 2+2 на две системы сборных шин. Номинальное напряжение генераторов

МЕМСАРАЙТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

газопоршневых установок – 6,3 кВ. Питание топливным газом осуществляется в проекте путем использования очищенного попутного нефтяного газа месторождения Северо-Западный Кызылкия.

Электрогенераторные установки размещаются на площадке подстанции 6,3 кВ на расстоянии около 150 м от ограждения проектируемого ПСН.

Проектирование силового электрического оборудования производства электроэнергии и главного распределительного устройства на площадке подстанции не входит в объем данного проекта и приводится к сведению.

Главное распределительное устройство предназначено для распределения электрической энергии, произведенной газопоршневыми генераторами, между потребителями проектируемого месторождения Северо-Западный Кызылкия. В проекте предполагается использование комплектного распределительного устройства ГРУ 6 кВ типа КРУН серии К-8М наружной установки в здании модульного типа.

6.2.6.1. Пункт сбора нефти

Электроприводы компрессоров низкого и высокого давления рассчитаны на номинальное напряжение 6 кВ, остальные потребители ПСН – на напряжение питания 220/380 В.

Для распределения электрической энергии между потребителями ПСН проектом предусматривается строительство распределительного устройства на напряжении 6 кВ,

трансформаторной подстанции 6/0,4 кВ и щита станций управления на напряжении 0,4 кВ.

Распределительное устройство РУ 6 кВ использовано типа КРУН серии К-8М наружной установки в здании модульного типа. КРУН запроектирован по типовой конструкции Алматинского электромеханического завода и включает в свой состав трансформаторы собственных нужд (ТСН), аппаратуру релейной защиты, системы вентиляции, отопления, освещения, 2-е системы шин на напряжении 6 кВ и 14 высоковольтных ячеек с вакуумными выключателями BB/TEL на номинальный ток 630 А.

В модульном здании РУ 6 кВ дополнительно размещаются устройства плавного пуска на напряжении 6 кВ электродвигателей компрессоров низкого и высокого давления, ограничивающие пусковые токи при включении в работу оборудования большой мощности.

Для питания потребителей на напряжении 220/380 В, проектом предусматривается строительство двухтрансформаторной подстанции 6/0,4 кВ с силовыми трансформаторами типа ТМГ-2500 кВА. В проекте принята открытая установка силовых трансформаторов.

Для сбора трансформаторного масла при аварии трансформаторов предусматривается заглубленный маслоприемник, рассчитанный на прием всего объема масла.

Для распределения электроэнергии, коммутации, защиты потребителей и линий электропередач от перегрузок и коротких замыканий, проектом предусмотрено строительство на площадке ПСН щита станций управления ЩСУ 0,4 кВ. ЩСУ 0,4 кВ запроектирован в здании модульного типа полной заводской готовности, оснащенном системами отопления, вентиляции, освещения, пожарной сигнализацией и установкой пожаротушения.

Щит станций управления ЩСУ 0,4 кВ соединяются с соответствующими трансформаторами подстанций ТП-10/0,4 кВ через системы шин на номинальный ток 4000 А.

В модульном здании ЩСУ 0,4 кВ дополнительно размещаются устройства плавного пуска на напряжении 0,4 кВ для электродвигателей системы ППД,

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

ограничивающие пусковые токи при включении в работу оборудования большой мощности.

Защита потребителей и кабельных линий электропередачи от перегрузок и коротких замыканий осуществляется автоматическими выключателями и устройствами защитного отключения, устанавливаемыми в шкафах и блоках низковольтного комплектного устройства ШСУ 0,4 кВ.

Для обеспечения надежности требуемого электропитания потребителей I категории при выводе из работы одной из секций ЩСУ 0,4 кВ, в проекте предусматривается питание данных потребителей от любой из секций питания через схему АВР блоков автоматического переключения на резерв серии БВ8100.

6.2.6.2. Добывающая (нагнетательная) скважина

Электроснабжение нефтедобывающих скважин предусматривается осуществлять от комплектных трансформаторных подстанций типа КТПН-250-6/0,4 кВ производства АО «Кентауский трансформаторный завод». Подстанции размещаются на площадке скважин и обеспечивают электроэнергией электропривод соответствующей добывающей скважины. Защита трансформатора КТПН-250-6/0,4 кВ от перегрузки и коротких замыканий осуществляется установкой плавких предохранителей на стороне 6 кВ подстанции.

Основными потребителями электроэнергии на площадке скважины является насосный агрегат и светильники освещения площадки скважины, расположенные на мачте освещения.

Распределительное устройство подстанции РУНН 0,4 кВ обеспечивает напряжением питания 0,4 кВ панель управления электроприводом насосного агрегата скважины, который является оборудованием, комплектно поставляемым заводом-изготовителем агрегата. В случае установки насосного агрегата с электроприводом мощностью 160 кВт, его подключение выполняется к автоматическому выключатель QF1 с номинальным током расцепителя 320 А. В случае установки насосного агрегата с электроприводом мощностью 34 кВт – к QF2 с номинальным током расцепителя 63 А.

Также с распределительного устройства подстанции РУНН 0,4 кВ запитывается мачта освещения НМ с двумя прожекторами мощностью по 400 Вт каждый. Питание прожекторов осуществляется в ручном и автоматическом режимах, для чего в РУНН 0,4 кВ предусмотрен ключ выбора режима «ручное – автоматическое» и фотодатчик.

Прожектора монтируются на железобетонной опоре типа СВ-164.

6.2.6.3. Замерные установки

Питание электрооборудования замерных установок осуществляется от комплектных трансформаторных подстанций типа КТПН-25- 6/0,4 кВ производства АО «Кентауский трансформаторный завод». Избыточная мощность принятых подстанций принята в проекте с целью унификации последних с подстанциями питания электрооборудования добывающих скважин. Защита трансформатора КТП от перегрузки и коротких замыканий осуществляется установкой плавких предохранителей на стороне 6 кВ подстанции.

От автоматических выключателей, установленных в распределительном устройстве подстанции РУНН-0,4 кВ обеспечивается электропитание и защита потребителей замерной установки от перегрузок и коротких замыканий. Также от распределительного устройства подстанции РУНН 0,4 кВ запитывается мачта освещения НМ с двумя прожекторами мощностью по 400 Вт каждый. Питание прожекторов осуществляется в ручном и автоматическом режимах, для чего в РУНН 0,4 кВ предусмотрен ключ выбора режима «ручное – автоматическое» и фотодатчик.

Прожектора монтируются на железобетонной опоре типа СВ-164.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

6.2.6.4. Водораспределительные пункты (ВРП)

Проектом предусматривается наружное электрическое освещение площадок водораспределительных пунктов. Освещение площадок запроектировано с помощью мачты освещения НМ с двумя прожекторами мощностью по 1000 Вт каждый. Питание осветительных приборов осуществляется от мачтовых трансформаторных подстанций типа МТП-25-6/0,4 кВ производства АО «Кентауский трансформаторный завод».

Питание прожекторов осуществляется в ручном и автоматическом режимах, для чего в РУНН 0,4кВ МТП предусмотрен ключ выбора режима «ручное – автоматическое» и фотодатчик.

Прожектора монтируются на железобетонной опоре типа СВ-164.

Воздушные линии электропередач

Проектом предусматривается строительство воздушных линий электропередач напряжением 6 кВ для передачи электроэнергии от ГРУ 6 кВ до распределительного устройства РУ 6 кВ на площадке ПСН и трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ для питания удаленных потребителей на напряжении 0,4кВ, располагаемых по территории месторождения Северо-Западный Кызылкия.

В проекте принята радиально-кольцевая схема распределения электроэнергии.

Электроснабжение добывающих скважин западного, северного и восточного территориальных участков месторождения Северо-Западный Кызылкия запроектировано от независимых магистральных линий электропередач. Каждая из магистральных линий выполнена в виде двух воздушных линий, смонтированных на двуцепных опорах, получающих питание от секций 1, 2 ГРУ 6 кВ. Распределение электрической энергии между потребителями скважин западного, северного и восточного участков месторождения запроектировано на распределительных пунктах РП-1, 2, 3, располагаемых в центрах электрических нагрузок соответствующих участков. Каждый из распределительных пунктов РП-1, 2, 3 представляет собой комплектное распределительное устройство напряжением 6 кВ с двумя секциями шин, секционным выключателем и выключателями отходящих групповых линий потребителей.

Распределительные пункты РП-1, 2, 3 использованы типа КРУН серии К-8М наружной установки в здании модульного типа. КРУН запроектирован по типовой конструкции Алматинского электромеханического завода и включает в свой состав трансформаторы собственных нужд (ТСН), аппаратуру релейной защиты, системы вентиляции, отопления, освещения, 2-е системы шин на напряжении 6 кВ и 14 высоковольтных ячеек с вакуумными выключателями BB/TEL на номинальный ток 630 А.

Отходящие групповые линии питания потребителей участков месторождения запроектированы по кольцевой схеме с питанием от выключателей секций № 1, 2 соответствующего распределительного пункта и кольцевым разъединителем. Кольцевой разъединитель групповых линий участков месторождения выполнен с использованием комплектных высоковольтных ячеек типа ЯКНО-6 производства АО «Кентауский трансформаторный завод».

От групповых линий участков месторождения дополнительно обеспечиваются напряжением питания трансформаторные подстанции замерных установок и водораспределительных пунктов.

Магистральные линии электропередач по территории месторождения Северо-Западный Кызылкия выполнены в габарите ВЛ 35 кВ на двухцепных опорах линий электропередач по типовому проекту 3.407.1-164 «Унифицированные железобетонные опоры ВЛ 35 кВ на центрифугированных стойках» с использованием сталеалюминевого неизолированного провода типа АС 150/24. Протяженность воздушных линий на опорах габарита ВЛ 35 кВ составляет около 8 км.

Воздушные линии электропередачи напряжением 6 кВ от ГРУ 6 кВ до РУ 6 кВ на площадке ПСН выполнены двумя проводами АС95/16 на каждую фазу с использованием двухцепных опор по типовому проекту 3.407.1-143 «Железобетонные опоры ВЛ-10 кВ».

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Протяженность воздушных линий к ПСН составляет 0,2 км.

Групповые воздушные линии электропередачи напряжением 6 кВ от распределительных пунктов РП-1, РП-2, РП-3 так же ответвления от них к трансформаторам 6/0,4 кВ на территории месторождения выполнены проводом АС 95/16 с использованием одноцепных опор по типовому проекту 3.407.1-143 «Железобетонные опоры ВЛ-10кВ». Для обеспечения возможности безопасного производства работ на подстанциях и линиях электропередач, проектируемые ВЛ-6 кВ оборудованы воздушными разъединителями с заземляющими ножами и механическим приводом, запираемым на замок.

Общая протяженность групповых линий электропередач напряжением 6 кВ, включая ответвления к трансформаторам 6/0,4 кВ, составляет около 72 км.

Кабельные линии электропередач

Все кабельные линии в проекте выполнены кабелями с медными токопроводящими жилами. Рабочее напряжение использованных кабелей соответствует классу напряжения электроустановки, а конструкция кабеля соответствует условиям его прокладки.

Сечения всех проводников проектируемых линий электропередач проверены на допустимый нагрев и отклонение от номинального значения напряжения от протекания электрического тока при максимальной нагрузке.

В основном, кабельные линии прокладываются открыто по кабельным конструкциям в кабельных лотках и коробах. Отдельно располагаемые кабели прокладываются открыто по строительным конструкциям или скрыто в земле в траншее на глубине не менее 0,7 м от планировочной отметки. Выходы кабелей к отдельным аппаратам и потребителям электрической энергии, а так же в местах возможного повреждения кабелей по трассе прокладки, кабели прокладываются в защитной двустенной трубе ПНД/ПВД типа «Рувинил» соответствующего диаметра.

По кабельным линиям электропередачи передается электрическая энергия от:

источников электроэнергии – электрогенераторных установок № 1-4 до главного распределительного устройства ГРУ 6 кВ;

ячеек ГРУ 6 кВ до концевых опор воздушных линий электропередач;

распределительного устройства РУ 6 кВ до электроприводов компрессоров низкого и высокого давления;

концевых опор линий электропередач до распределительных устройств напряжением 6 кВ;

всех трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ и распределительных устройств на напряжении 0,4 кВ до конечных потребителей на напряжении 220/380 В.

Защитные мероприятия

Проектом предусматривается выполнение защитных мер электробезопасности в полном объеме, предусмотренном ПУЭ РК.

Основным средством защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током является защитное заземление.

На всех проектируемых объектах для питания низковольтных электропотребителей принята четырехпроводная схема. В качестве защитной меры электробезопасности для всех электроустановок, питающихся от этой сети, принимается защитное заземление - преднамеренное соединение корпусов электрооборудования, нормально не находящихся под напряжением, с контуром заземления.

В качестве заземляющих устройств применяются искусственные горизонтальные и вертикальные заземлители. Горизонтальные заземлители прокладываются в траншее на глубине 0,5-1,0 м. Вертикальные заземлители выполняются в виде вертикальных электродов, установленных до глубины 5 м.

Заземление оборудования добывающих скважин надежно обеспечивается путем присоединения к обсадным колоннам скважин.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

В соответствии с «Инструкцией по устройству молниезащиты зданий и сооружений» (СН РК 2.04-29-2005) все технологические и вспомогательные установки на проектируемых объектах с взрывоопасными зонами оборудуются молниезащитой II категории.

Молниезащита оборудования скважин, замерных установок, водораспределительных пунктов и оборудования на площадке пункта сбора нефти выполняется посредством установки молниеприемников на мачтах наружного освещения.

Высота молниеприемника – 17,4 м.

Технические показатели:

Категория электроснабжения - I, II, III.
Установленная мощность - 11330,9 кВт.
Расчетная мощность - 8393,2 кВт.

6.2.6.5. Автоматизация технологических процессов

Основной задачей автоматизации объектов месторождения Северо-Западный Кызылкия является преобразование технологических объектов управления (ТОУ) в структуру автоматизированных производственных звеньев ТОО «Кольжан», работающих в заданном режиме под оперативным управлением локальных и распределенных систем управления.

Целью автоматизации является:

обеспечение надежной и эффективной работы проектируемых объектов за счет оптимального управления режимами их работы в соответствии с требованиями технологического регламента, своевременного обнаружения, предупреждение и ликвидация аварийных ситуаций;

выполнение установленного производственного задания по объемам и качеству товарной продукции, снижение непроизводительных потерь материально-технических и топливно-энергетических ресурсов и сокращение эксплуатационных расходов;

обеспечение противоаварийной защиты объекта с целью повышения безопасности производства.

В части автоматизации технологических процессов, на проектируемых сооружениях месторождения Северо-Западный Кызылкия предусматривается комплексное решение вопросов организации локального и дистанционного контроля и управления технологическими процессами посредством применения приборов и аппаратуры серийного производства.

Система контроля и управления оборудованием месторождения Северо-Западный Кызылкия принята исходя из принципов организации системы управления ТОО «Кольжан» и проектируется по трехуровневой схеме с использованием локальных и распределенной АСУ ТП. Принятые проектные решения обеспечивают:

автоматическое поддержание оптимальных режимов технологического процесса;

повышение надежности и безопасности эксплуатации оборудования, установок и процессов;

дистанционный контроль и управление технологическими процессами и операциями;

снижение капитальных затрат;

улучшение условий труда и уровня эксплуатации объектов.

Проектом предусмотрено:

подбор и установка первичных преобразователей, датчиков, местных приборов;

разработка локальной автоматики основных и вспомогательных объектов;

прокладка кабельных трасс от датчиков и исполнительных механизмов до шкафа АСУ ТП в оперативный пункт сбора нефти.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Проектом АСУ ТП предусмотрена общая интегрированная система управления технологическим процессом ПСН, состоящая из автоматизированной системы управления и системы аварийного останова (АО).

Автоматизированная система управления

Автоматизированная система управления предусматривает выполнение всех функций управления технологическим процессом ПСН в замкнутом контуре техническими средствами, контрольными приборами и направление командных сигналов исполнительным управляющим элементам на площадках и оборудовании.

Система основана на цифровой микропроцессорной технологии с функциями автоматического сбора, обработки данных и управления процессом, взаимодействия с операторами посредством человеко-машинного интерфейса и запроектирована на программируемых логических контроллерах фирмы ABB, которые обеспечивают:

опрос данных с заданными интервалами времени;

обработку полученных данных: масштабирование, контроль достоверности информации, контроль целостности подключенных линий связи;

противоаварийную защиту технологического оборудования;

сбор и передачу данных от локальных систем контроля и управления.

Для управления технологическими процессами на ПСН предусмотрена операторная, где размещается оборудование среднего и верхнего уровня АСУ производством и его участками с рабочим местом оператора.

Выбранная структура АСУ ТП обеспечит возможность наращивания технических средств без изменения уже работающих подсистем ПСН.

Система аварийного останова (АО)

АО предусматривает - автоматический останов технологического оборудования (автоматическое закрытие/открытие запорной арматуры и останов насосов) при превышении установленных предельно допустимых технологических параметров через релейные устройства логического управления.

Назначение системы АО является:

защита персонала;

защита окружающей среды;

сведение к минимуму потерь продукции и повреждений материальных ценностей.

Объекты и объемы автоматизации

Проектом предусматривается проектирование следующих сооружений:

обустройство устьев 68 добывающих скважин;

обустройство устьев 17 нагнетательных скважин;

обустройство водозаборной скважины;

водораспределительных пунктов ВРП-1, ВРП-2, ВРП-3;

замерных установок ЗУ-3.. .ЗУ-7;

пункта сбора нефти;

выкидных линий Ду 100 мм (4") с камерами запуска скребка, от добывающих скважин до замерных установок ЗУ-3.. .ЗУ-7;

коллекторов Ду 200 мм (8") от замерных установок ЗУ-3...ЗУ-7 до ПСН;

магистрального коллектора Ду 200мм (8") от ПСН до ЦППН м/р Арыскум с двумя линейными арматурными узлами;

технологических газопроводов от ПСН до замерных установок ЗУ-3.. .ЗУ-7. Автоматизируемые технологические процессы по классификации взрывоопасных зон по ПУЭ относятся:

зона взрывоопасная В-1а - для производственных помещений;

зона взрывоопасная В-1г - для наружных установок.

Устья добывающих скважин

Каждая добывающая скважина располагается на отдельной площадке, имеет фонтанную арматуру и оборудуется скважинным центробежным насосом, трубной

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

обвязкой и вспомогательным оборудованием, уровень автоматизации и состав технологического оборудования для всех скважин аналогичен.

Для каждой скважины предусмотрен следующий уровень контроля и автоматизации:

местное измерение температуры в выкидной линии до камеры запуска скребка;

местное измерение давления в выкидной линии до камеры запуска скребка;

местное измерение давления в выкидной линии после камеры запуска скребка;

дистанционное измерение давления в выкидной линии и защита при максимальном давлении: отключение скважинного насоса;

местное измерение давления в камере запуска скребка;

местная сигнализация присутствия скребка в камере запуска;

местное измерение и индикация уровня жидкости в дренажной емкости;

Для защиты насосного оборудования и выкидных линий от превышения давления выше значения 3,0 МПа на выкидных линиях, проектом предусматривается установить датчик давления для контроля максимального давления и формирования сигнала на отключение насоса.

Устья нагнетательных скважин

Каждая нагнетательная скважина располагается на отдельной площадке, имеет фонтанную арматуру и оборудуется трубной обвязкой, уровень автоматизации и состав технологического оборудования для всех скважин аналогичен.

Для каждой скважины предусмотрен следующий уровень контроля и автоматизации:

местное измерение давления в напорной линии;

регулирование расхода нагнетаемой жидкости дроссельной шайбой;

Водозаборная скважина

Водозаборная скважина предназначена для снабжения пункта сбора нефти технической водой для нужд пожаротушения. Уровень автоматизации скважины обеспечит:

автоматическое управление работой агрегата ЭЦВ с приемом сигналов от первичных датчиков давления и уровня;

ручное управление работой агрегата ЭЦВ с помощью переключателей на панели управления;

автоматическое отключение агрегата при технологических перегрузках, при недопустимом понижении уровня воды в скважине (защита от «сухого хода»);

автоматический самозапуск агрегата при кратковременном снижении напряжения при его дальнейшем восстановлении с выдержкой времени от 2 до 30 сек;

сигнализацию состояния агрегата ЭЦВ (включен, отключен, авария) как по месту, так и в операторной ПСН.

Водораспределительные пункты ВРП

Водораспределительные пункты ВРП предназначены для распределения и учета, по каждой скважине, нагнетаемой жидкости системы поддержания пластового давления. Уровень автоматизации и состав технологического оборудования для всех ВРП аналогичен.

Для каждого ВРП предусмотрен следующий уровень контроля и автоматизации:

местное измерение давления в напорной линии;

местное измерение суммарного расхода в напорной линии;

Замерные установки ЗУ

Замерная установка предназначена для измерения дебита нефти и газа. В состав каждой замерной установки входит следующее технологическое оборудование:

входной манифольд;

автоматизированная замерная установка «ARGO», оснащена комплексом приборов КИПиА, регулирующими клапанами и локальной системой контроля и управления;

МЕМОРАНДУМ • ГОСЭКСПЕРТИЗА

две печи подогрева нефти, оснащены комплексом приборов КИПиА и локальными системами контроля и управления;

газовый скруббер;

дренажная емкость;

камера запуска скребка.

Для входного манифольда предусмотрен следующий уровень контроля и автоматизации:

местное измерение давления на выкидной линии от каждой скважины;

местное измерение температуры на выкидной линии от каждой скважины.

Для автоматизированной замерной установки «ARGO» предусмотрен следующий уровень контроля и автоматизации:

местное измерение температуры в тестовом сепараторе;

местное измерение давления в тестовом сепараторе;

местный контроль уровня пластовой воды (мерное стекло);

местный контроль уровня нефтяной эмульсии (мерное стекло);

измерение уровня пластовой воды в тестовом сепараторе;

измерение уровня нефтяной эмульсии в тестовом сепараторе;

местное измерение и индикация расхода пластовой воды;

местное измерение и индикация расхода нефтяной эмульсии;

измерение и регистрация расхода попутного газа.

Печи подогрева нефти поставляются со всеми необходимыми контрольно-измерительными приборами и локальной системой автоматики обеспечивающей необходимый уровень контроля и автоматизации. Дополнительно предусмотрен следующий уровень контроля и автоматизации:

местное измерение температуры на входных коллекторах печей;

местное измерение температуры на выходных коллекторах печей;

местное измерение давления на входных коллекторах печей;

местное измерение давления на выходных коллекторах печей.

Для газового скруббера предусмотрен следующий уровень контроля и автоматизации:

местное измерение температуры в тестовом сепараторе;

местное измерение давления в тестовом сепараторе;

местный контроль уровня пластовой воды (мерное стекло);

местный контроль уровня нефтяной эмульсии (мерное стекло);

измерение уровня пластовой воды в тестовом сепараторе;

измерение уровня нефтяной эмульсии в тестовом сепараторе;

местное измерение и индикация расхода пластовой воды;

местное измерение и индикация расхода нефтяной эмульсии;

измерение и регистрация расхода попутного газа.

Для дренажной емкости предусмотрен следующий уровень контроля и автоматизации:

местное измерение и индикация уровня жидкости в емкости.

Для камеры запуска скребка предусмотрен следующий уровень контроля и автоматизации:

местное измерение давления в камере запуска скребка;

местная сигнализация присутствия скребка в камере запуска;

местное измерение давления в коллекторе Ду 200 мм.

Установка ПСН

Установка ПСН предназначена для сбора и подготовки нефтегазовой смеси поступающей от ЗУ, отделения нефти от воды и газа, и их раздельной транспортировке на дальнейшую подготовку. В состав ПСН входит следующее технологическое оборудование:

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

камеры приема скребка;
камера запуска скребка;
сепаратор I ступени;
сепаратор II ступени;
концевая сепарационная установка;
компрессорная низкого;
компрессорная высокого;
печи подогрева нефти;
дренажная емкость;
резервуары пластовой воды;
нефтяные резервуары;
насосы перекачки нефти;
бустерные насосы.

Для камеры приема скребка предусмотрен следующий уровень контроля и автоматизации:

местное измерение температуры во входном коллекторе;
местное измерение давления во входном коллекторе;
местное измерение давления в камере приема скребка;
местная сигнализация присутствия скребка в камере приема.

Для камеры запуска скребка предусмотрен следующий уровень контроля и автоматизации:

местное измерение давления во входном коллекторе;
местное измерение давления в камере приема скребка;
местная сигнализация присутствия скребка в камере приема.

Для сепаратора I ступени предусмотрен следующий уровень контроля и автоматизации:

местное измерение температуры в сепараторе;

местное измерение, дистанционный контроль и сигнализация по аварийно высокому/аварийно низкому давлению в сепараторе;

дистанционное измерение, индикация, регистрация и регулирование давления в сепараторе;

дистанционный контроль и предупредительная сигнализация по аварийно высокому/ аварийно низкому уровню в секции разделения фракций;

местное, дистанционное измерение, регистрация уровня раздела сред нефть/вода в секции разделения фракций;

дистанционный контроль и предупредительная сигнализация по аварийно низкому уровню жидкости в секции нефтяной фазы;

местное, дистанционное измерение, регистрация уровня жидкости в секции нефтяной фазы, регулирование уровня клапаном;

дистанционное управление, сигнализация положения клапанов;

Для сепаратора II ступени предусмотрен следующий уровень контроля и автоматизации:

местное измерение температуры в сепараторе;

местное измерение, дистанционный контроль и сигнализация по аварийно высокому/аварийно низкому давлению в сепараторе;

дистанционное измерение, индикация, регистрация и регулирование давления в сепараторе: управление клапаном PV 316-6;

дистанционный контроль и предупредительная сигнализация по аварийно высокому/ аварийно низкому уровню в секции разделения фракций;

местное, дистанционное измерение, регистрация уровня раздела сред нефть/вода в секции разделения фракций, регулирование уровня раздела сред клапаном LV 316-12;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

дистанционный контроль и предупредительная сигнализация по аварийно-низкому уровню жидкости в секции нефтяной фазы;

местное, дистанционное измерение, регистрация уровня жидкости в секции нефтяной фазы, регулирование уровня клапаном LV 316-16;

дистанционное управление, сигнализация положения клапанов.

Для концевого сепаратора предусмотрен следующий уровень контроля и автоматизации:

местное измерение температуры в сепараторе;

местное измерение, дистанционный контроль и сигнализация по аварийно-высокому/аварийно низкому давлению в сепараторе;

дистанционное измерение, индикация, регистрация и регулирование давления в сепараторе: управление клапаном PV 317-6;

дистанционный контроль и предупредительная сигнализация по аварийно высокому/ аварийно низкому уровню;

местное, дистанционное измерение, регистрация уровня жидкости в сепараторе;

дистанционное управление, сигнализация положения клапанов.

Компрессорная низкого давления, предназначена для предварительной очистки газа. Компрессорная поставляется блочно-комплектно, высокой степени готовности, с уровнем автоматизации обеспечивающим безопасную эксплуатацию блока.

Компрессорная высокого давления, предназначена для предварительной очистки поступившего с трехфазного сепаратора VE-11 газа в сепараторе I ступени. Компрессорная, поставляется блочно-комплектно, высокой степени готовности, с уровнем автоматизации обеспечивающим безопасную эксплуатацию блока.

Печи подогрева нефти поставляются в комплекте с локальной системой автоматизации и для них предусмотрен следующий уровень контроля и автоматизации:

местное измерение температуры топливного газа на входе печи и нефтяной эмульсии на входе в печь и выходе из нее;

дистанционное измерение и регистрация температуры топливного газа на входе печи и нефтяной эмульсии на входе в печь и выходе из нее;

дистанционное измерение и регистрация температуры воздуха на входе печи;

дистанционное измерение и регистрация температуры нефтяной эмульсии в потоках и защита при максимальной температуре: останов печи;

дистанционное измерение и регистрация температуры дымовых газов и защита при максимальной температуре: останов печи;

местное измерение давления нефтяной эмульсии на выходе из печи;

местное измерение давления воздуха на входе каждой горелки;

местное измерение давления топливного газа на входе запальной горелки;

местное измерение давления топливного газа на входе основной горелки;

дистанционное измерение и регистрация давления нефтяной эмульсии на входе в печь и выходе из нее, аварийная сигнализация и защита при максимальном давлении: останов печи;

дистанционное измерение и регистрация давления топливного газа на входе печи, аварийная сигнализация и защита при минимальном/максимальном давлении: останов печи;

дистанционное измерение, регистрация, автоматическое регулирование расхода подачи воздуха и защита при минимальном/максимальном расходе: останов печи;

дистанционное измерение, регистрация расхода нефтяной эмульсии на входе в печь (мгновенное значение) и защита при минимальном расходе: останов печи;

дистанционное измерение, регистрация расхода топливного газа;

дистанционный контроль давления нефтяной эмульсии на входе в печь, аварийная сигнализация и защита при максимальном давлении: останов печи;

МЕМОРАНДУМ • ГОСЭКСПЕРТИЗА

дистанционный контроль давления топливного газа на входе печи, аварийная сигнализация и защита при минимальном/максимальном давлении: останов печи;

контроль загазованности на площадке и в полости печи, предупредительная и аварийная сигнализация при превышении установленного порога.

Дренажные емкости имеют следующий уровень контроля и автоматизации:

местное измерение давления на нагнетательном трубопроводе насоса;

дистанционный контроль и сигнализация по аварийно высокому уровню в емкости;

дистанционное измерение, регистрация, предупредительная сигнализация верхнего и нижнего уровня, позиционное управление насосом: включение по верхнему уровню, отключение по нижнему уровню.

Насосы перекачки нефти имеют следующий уровень контроля и автоматизации:

местное измерение давления на всасе насоса;

местное измерение давления на нагнетательном трубопроводе насоса;

местное измерение давления на входном коллекторе насосов;

местное измерение давления на выходном коллекторе насосов;

автоматическое управление частотным регулятором по уровню в концевом сепараторе VE-13;

дистанционный контроль состояния насосов (включен, отключен, авария) и защита: отключение при аварийно низком уровне в концевом сепараторе VE-13.

Нефтяные резервуары имеют следующий уровень контроля и автоматизации:

местное измерение температуры;

дистанционное измерение температуры многозонным датчиком температуры;

дистанционное измерение, регистрация уровня раздела сред нефть/вода;

контроль уровня подтоварной воды в резервуаре;

дистанционное измерение, регистрация уровня нефти, предупредительная сигнализация верхнего и нижнего уровня;

дистанционное измерение, регистрация гидростатического уровня нефти, предупредительная сигнализация верхнего и нижнего уровня;

дистанционный контроль верхнего аварийного уровня нефти, аварийная сигнализация и защита при максимальном уровне;

дистанционный контроль нижнего аварийного уровня нефти, аварийная сигнализация и защита при минимальном уровне;

автоматическое дистанционное управление, сигнализация положения задвижек.

Резервуары пластовой воды имеют следующий уровень контроля и автоматизации:

местное измерение температуры;

дистанционное измерение, регистрация уровня раздела сред нефть/вода;

дистанционное измерение, регистрация уровня жидкости, предупредительная сигнализация верхнего и нижнего уровня;

дистанционный контроль верхнего аварийного уровня жидкости, аварийная сигнализация и защита при максимальном уровне;

дистанционный контроль нижнего аварийного уровня жидкости, аварийная сигнализация и защита при минимальном уровне;

автоматическое дистанционное управление, сигнализация положения задвижки.

Насос перекачки конденсата имеет следующий уровень контроля и автоматизации:

местное измерение давления на всасывающем трубопроводе;

местное измерение давления на нагнетательном трубопроводе;

местное управление электродвигателем насоса с помощью кнопочного поста управления, сигнализация состояния, дистанционное управление электродвигателем насоса через контур автоматического управления, отключение при минимальном уровне в сепараторе GS12 в пределах заданного значения.

Бустерные насосы имеют следующий уровень контроля и автоматизации:

местное измерение давления на входном коллекторе;

МЕМОРАНДУМ • ГОСЭКСПЕРТИЗА

местное измерение давления на всасывающем трубопроводе;

местное измерение давления на нагнетательном трубопроводе;

дистанционное измерение, индикация и регистрация давления на общем коллекторе насосов;

местное управление электродвигателем насоса с помощью кнопочного поста управления, сигнализация состояния, дистанционное управление электродвигателем насоса через контур автоматического управления.

Насосы перекачки нефти имеют следующий уровень контроля и автоматизации:

местное измерение давления на нагнетательном трубопроводе;

дистанционное измерение, регистрация, аварийная сигнализация давления на нагнетательном трубопроводе и защита при минимальном/максимальном давлении: отключение электродвигателя насоса;

местное управление электродвигателем насоса с помощью кнопочного поста управления, сигнализация состояния, дистанционное управление электродвигателем насоса через контур автоматического управления.

Контроль загазованности

Автоматический контроль загазованности предусмотрен для следующих объектов:

площадка сепаратор первой ступени;

площадка сепаратор второй ступени;

площадка печей подогрева нефти;

площадка концевой сепарационной установки;

площадка насосов перекачки нефти;

площадка резервуаров нефти V=5000 м;

площадка резервуаров пластовой воды V=2000 м;

площадка бустерных насосов;

площадка узла оперативного учета количества и качества нефти;

площадка насосов экспорта нефти;

площадка входного манифольда и камер приема скребков;

площадка камеры запуска скребка;

площадка насосов уловленной нефти;

площадка дожимного компрессора газа низкого давления;

площадка главного компрессора газа высокого давления;

площадка печи нагрева гликоля.

При обнаружении, одним из датчиков, загазованности в объеме 10 % от НПВ на наружных установках контроллер СГАЭС выдает сигнал на включение звуковой и световой сигнализации по месту и в операторной. При увеличении уровня загазованности более 20 % от НПВ контроллер выдает команду в технологический контроллер АСУ ТП групповой установки ПСН на отключение технологического оборудования по установленному алгоритму.

Установка детекторов загазованности выполнена в местах возможных утечек газа.

Контроллер СГАЭС установлен в помещении операторной ПСН в шкафу системы контроля загазованности.

Для автоматического непрерывного контроля до взрывоопасной концентрации горючих газов и паров используются стационарные инфракрасные точечные детекторы углеводородных газов типа СГОЭС, фирмы «Электронстандарт-Прибор», г. Гатчина.

6.2.7. Автоматическая установка пожарной сигнализации АУПС

Проектируемая система АУПС предназначается для:

обнаружения первичных факторов пожара (температура, дым, открытое пламя) в контролируемых помещениях и на сооружениях;

обработки и представления в заданном виде извещения о пожаре персоналу, ведущему круглосуточное дежурство;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

формирования команд на адресное включение системы пенотушения;

формирования команд на включение системы оповещения о пожаре;

автоматического и дистанционного управления установками пожаротушения;

отображения информации о работоспособности и неисправностях АУПС;

выдачи извещений и служебной информации, в том числе по интерфейсу RS485, в аппаратуру верхнего иерархического уровня - АСУ ТП;

управления, контроля и защиты технологического оборудования.

На основании СН РК 2.02-11-2002* резервуары хранения нефти и подтоварной воды защищаются автоматической установкой пенного пожаротушения.

Так же проектным решением предусмотрено автоматическое пенотушение площадок концевой сепарационной установки и сепараторов I и II ступени. Остальные помещения и сооружения подлежат защите автоматической установкой пожарной сигнализации.

Конструктивные особенности сооружений, а также особенности развития пожара, делают возможным применение для защиты зданий и сооружений ПСН автоматической установки пожарной сигнализации с использованием датчиков пламени, ручных, дымовых оптикоэлектронных и тепловых пожарных извещателей максимального принципа действия на базе ППК FC2020-AA фирмы Siemens. Комплекс технических средств, для управления адресным пожаротушением, выполнен на базе котроллера S 7-3 00 фирмы Siemens, т.е. на основе оборудования Siemens проектом предусматривается комбинированная система, объединяющие в себе функции пожарной сигнализации, управления инженерными системами зданий, системой пенного пожаротушения и оповещения.

Построение АУПС производится на базе ППК FC2020-AA, который опрашивает приборы, входящие в состав АУПС, по интерфейсной линии, представляющей собой двухпроводную линию связи магистральной структуры. АУПС строится по модульному принципу и обеспечивает прием сигналов, через адресуемые устройства, от стандартных автоматических дымовых и ручных извещателей, технологических датчиков систем пожаротушения, а также возможность программирования приборов для сигнализации о состоянии установки пожаротушения.

Дополнительно устанавливаемые модули позволяют осуществить:

защиту помещений дискретными дымовыми и ручными извещателями;

автоматическое управление инженерными системами;

выдачу информации на светозвуковые оповещатели;

выдачу звукового оповещения;

документирование событий.

ППК FC2020-AA расположен в помещении операторной с круглосуточным пребыванием дежурного персонала и размещается в шкафу.

Контроллер S 7-3 00 размещается в шкафу пожарной автоматики в помещениях насосной пожаротушения.

Проектом предусматривается защита АУПС всех помещений в зданиях насосных.

Исходя из характеристик помещений, особенностей развития пожара, вида пожарной нагрузки, проектом предусмотрена установка автоматических дымовых пожарных извещателей, которые устанавливаются на потолке в защищаемых помещениях.

Датчики пламени устанавливаются на опорах, на высоте 3 метра.

Резервуары нефти и подтоварной воды оборудуются тепловыми пожарными извещателями.

Проектом предусмотрена установка ручных пожарных извещателей на территории ПСН, у выходов из помещений на уровне 1,5 метра от уровня пола, земли. Расстояние между ручными пожарными извещателями не превышает 50 метров внутри зданий и 150 метров вне зданий по каждому направлению эвакуации.

МЕМСАРАЙТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Световые и звуковые оповещатели монтируются на высоте достаточной для прослушивания и визуального наблюдения при оповещении о пожаре. Размещение звуковых оповещателей СОУЭ обеспечивает общий уровень звука не менее 75 дБ на расстоянии 3 метра от оповещателя.

Сигналы звукового оповещения отличаются от сигналов другого назначения. Оповещатели имеют регуляторы громкости и подключены к сети без разъемных устройств.

Световые указатели «ВЫХОД» присоединены к сети эвакуационного или аварийного освещения и устанавливаться на высоте не ниже 2 м.

Шлейфы пожарной сигнализации проложены с условием обеспечения автоматического контроля целостности их по всей длине. Шлейфы пожарной сигнализации выполнены самостоятельными проводами и кабелями с медными жилами. Диаметр медных жил проводов и кабелей выбран из расчета допустимого падения напряжения.

В проекте предусмотрено использование следующих видов кабелей:

шлейфы пожарной сигнализации - КПСВВ 1х2х0,5;

кабель для линии интерфейса RS485 - МКЭКШВнг 2х2х1,0;

кабель для подключения пожарных оповещателей - КПСВВ 1х2х1,0.

6.2.8. Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций

Согласно РНТП 01-94 «Определение категорий помещений, зданий и сооружений по взрывопожарной и пожарной опасности. Республиканские нормы технологического проектирования» сооружения и площадки для размещения технологического оборудования относятся к категории производства «А».

Снаружи установок взрывная зона класса В1а и В1г, согласно ПУЭ.

В проекте разработана система мер по предупреждению чрезвычайных ситуаций, возникающих в результате возможных аварий на объекте строительства, и снижению их тяжести, а именно:

герметизированная система сбора жидкости от скважин и спутников, отделение газа от жидкости, с дальнейшей транспортировкой нефти и газа;

проектируемые сооружения работают в автоматическом режиме и обслуживаются минимальным количеством производственного персонала;

проектируемые сооружения на месторождении размещены на безопасном расстоянии между собой и в соответствии с санитарно-защитными зонами с противопожарными расстояниями;

размещение проектируемых площадок и оборудования произведено с учётом норм технологического оборудования ВНТПЗ-85;

принятые технические решения исключают разгерметизацию оборудования и предупреждают об аварийных выбросах опасных веществ;

принятое оборудование, арматура и трубопроводы по техническим характеристикам обеспечивает безопасную эксплуатацию технологических аппаратов, узлов и коммуникаций;

предусмотрены мероприятия по защите персонала от поражения электрическим током;

все сооружения защищены от прямых ударов и вторичных проявлений молнии (II категория);

разработаны мероприятия по беспрепятственной эвакуации людей с территории предприятия;

в проекте разработаны мероприятия по охране труда, технике безопасности и противопожарные мероприятия;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

на каждом объекте строительства предусмотрены помещения (места) для размещения аптечек с медикаментами, носилок, фиксирующих шин и других средств для оказания первой медицинской помощи пострадавшим;

все рабочие, ИТР и служащие проходят специальную подготовку по пожарной безопасности, состоящую из инструктажей (первичного и вторичного) и занятий по пожарно-техническому минимуму;

для снижения производственного шума и уменьшения его распространения предусмотрены мероприятия планировочного, технического и акустического характера;

предусмотрена система автоматической пожарной сигнализации (АПС) на площадках технологических объектов для раннего адресного обнаружения очагов пожара в начальной стадии его развития и подачи сигналов тревоги о пожаре на приёмно-контрольный пункт приборов (ПКП);

предусмотрено пожаротушение объектов за счет первичных и мобильных средств.

Проект «Обустройство месторождения Северо-Западный Кызылкия при промышленной эксплуатации» согласован Департаментом по ЧС Кызылординской области (Письмо от 30 июля 2010 года № 23-08/12-ЮЛ-А-1262).

6.2.9. Охрана окружающей среды

В настоящее время на месторождении «Кызылкия» ведётся добыча нефти и намечается увеличение её добычи.

Проектом «Обустройство месторождения Северо-Западный Кызылкия при промышленной эксплуатации» (II очередь) с разделом «Оценка воздействия на окружающую среду» предусмотрена герметичная система сбора и транспортировки нефти, исключающая розлив агрессивной рабочей среды на рельеф. Запроектированы системы канализации: хозяйственно-бытовая, дождевая. Сточная вода самотеком поступает в железобетонный септик с последующим вывозом на биопруды м/р Арыскум.

После окончания строительно-монтажных работ на отведенных землях производится техническая рекультивация. Биологическая рекультивация производится после окончания разработки месторождения в целом.

В проекте дана комплексная оценка экологических последствий строительства выкидных линий с присоединением к зарядным устройствам. Разработан раздел «Оценка воздействия на окружающую среду» в соответствии с действующими в Республике Казахстан природоохранным законодательством и строительными нормами и правилами с учетом специфики производства.

Проект «Обустройство месторождения Северо-Западный Кызылкия при промышленной эксплуатации» (II очередь) с разделом «Оценка воздействия на окружающую среду», согласован Арало-Сырдарьинским департаментом экологии, заключение от 28 марта 2011 года № 02-04/622.

6.2.10. Организация строительства

Проект организации строительства разработан на основании задания на проектирование, проектно-сметной документации, СНиП РК 1.03-06-2002 «Строительное производство. Организация строительства предприятий, зданий и сооружений», введенный в действие приказом Комитета по делам строительства Министерства индустрии и торговли Республики Казахстан, от 10 июля 2003 года № 282 с 1 августа 2003 года, с учетом изменений и дополнений, утвержденных приказом Комитета по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства Министерства индустрии и торговли Республики Казахстан, от 6 ноября 2006 года № 419, «Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений» (СНиП 1.04.03-2008).

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

В подготовительный период строительства выполняются работы по расчистке и планировке строительных площадок, устройству временной производственной базы, временных проездов и разворотных площадок.

На строительной площадке проектом организации строительства предусмотрены инвентарные здания (административные, санитарно-бытовые) и производственные площадки складского, вспомогательного и бытового назначения для нужд строительства, с учётом выполнения максимального объема работ вне строительной площадки, путем поставки материалов и конструкций с предприятий строительной индустрии Республики Казахстан.

Нормативная продолжительность строительства определена согласно СНиП 1.04.03-2008 «Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений» с К=1,1 на климатические условия по п. 3.14 общих положений части I СНиП 1.04-03-2008 и принимается 59 месяцев.

При определении нормативной продолжительности строительства применен коэффициент на климатические условия площадки строительства согласно п. 3.14 и коэффициентом совмещения строительства последующих объектов – 0,3.

Технические показатели:

Продолжительность строительства II очереди строительства - 59 месяцев.

7. ЭКСПЕРТНАЯ ОЦЕНКА ПРИНЯТЫХ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ И РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1. Оценка принятых решений

Месторождение Северо-Западный Кызылкия разработано, согласно технологической схеме разработки месторождения «Кызылкия», утверждённой ЦКР МЭМР РК и материалам проекта КК-0406035 «Обустройство месторождения «Кызылкия» при опытно-промышленной эксплуатации», АО «НИПИ нефтегаз», 2005 г.

В основу технологической схемы сбора нефти заложена однотрубная лучевая герметизированная напорная система сбора продукции скважин, которая до минимума сокращает потери нефти и газа по внутрипромысловым сборам и подготовке нефти по месторождению и при транспортировке её по трубопроводу.

Проект разработан в необходимом объёме, в соответствии с заданием на проектирование, иными исходными данными, техническими условиями и требованиями, а также с учётом функционального назначения объекта строительства.

Принятые проектные решения соответствуют государственным нормативным требованиям по санитарной, экологической пожарной и взрывной безопасности, охране труда, надёжности конструктивных решений, устойчивости функционирования объекта.

При разработке проекта учтены местные природно-климатические и геологические условия площадки строительства.

В проекте, согласно имеющимся возможностям, применены импортозаменяющие местные строительные материалы и изделия, а также продукция, изготавливаемая на предприятиях Республики Казахстан.

Вместе с тем, оборудование, поставленное иностранными поставщиками, согласно требованиям Закона Республики Казахстан «О лицензировании», должно пройти сертификацию в органах Госстандарта Республики Казахстан.

В результате экспертизы:

улучшены мероприятия по пожаротушению;

повышена надежность конструкций;

выполнены мероприятия по устранению просадочности грунтов.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

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

Исходные данные

1. Представлен приказ о назначении ГИПа по объекту.
2. Указан источник финансирования.
3. Предоставлено задание на проектирование, от 2 июня 2010 года.
4. Предоставлено АПЗ на разработку проектной документации от 29 декабря 2009 года № 85.
5. Представлен Акт выбора и обследования земельного участка строительства объекта «Обустройство месторождения Кызылкия Северо-Западный при промышленной эксплуатации (утверждаемая часть)». Улытауский район, Карагандинская область, месторождение Кызылкия Северо-Западный. Оформлен комиссией от 20 декабря 2009 года Схематический чертеж выбранного участка под строительство объекта.
6. Представлено заключение государственной экологической экспертизы по проекту «Охрана окружающей среды», выданное Арало-Сырдарьинским департаментом экологии, от 28 марта 2011 года № 02-04/622.
7. Представлено согласование проекта «Обустройство месторождения Северо-Западный Кызылкия при промышленной эксплуатации» с ГУ «Департамент по чрезвычайным ситуациям Кызылординской области», письмо от 14 марта 2011 года № 23-08/12-01-1267.
8. Представлено санитарно-эпидемиологическое заключение по проекту «Обустройство месторождения Северо-Западный Кызылкия при промышленной эксплуатации. Вторая очередь», от 9 февраля 2011 года № 191.
9. Предоставлено письмо ТОО «Кольжан» - касательно отсутствия вахтового поселка на 50 мест в составе проекта «Обустройство месторождения Кызылкия Северо-Западный при промышленной эксплуатации. Вторая очередь», от 25 июля 2011 года, исх. № 281/ПО.

Генеральный план

10. Представлены технические показатели по площадкам ГУ и ЗУ.
11. Представлены проектные материалы по дорогам с указанием характеристик поперечных профилей.
12. В баланс земляных масс включен вытесненный грунт подземной части сооружений.

Электротехнические решения

13. Выполнены согласования со смежниками.
14. Пояснительная записка приведена в соответствие с комплектом чертежей.
15. Дана схема РУ 6 кВ ПСН.
16. Дана схема ЩСУ 0,4 кВ ПСН.
17. Предоставлены чертежи марки АТХ.
18. Указан тип источника света в примененных прожекторах.

Конструктивные решения

19. В рабочих чертежах откорректирована марка бетона по водонепроницаемости (W4 заменена на W8).
20. В рабочих чертежах указана марка бетона по морозостойкости в соответствии с требованием п. 2.9 СНиП РК 2.01-19*-2004.
21. В пояснительной записке указано мероприятие по устранению просадочных свойств грунтов основания.
22. В пояснительной записке добавлены указания по изоляции наружных поверхностей дренажных емкостей.

Водопровод и канализация

23. Представлены расчетные расходы пожаротушения и водоотведения дождевых вод.

МЕМФАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

24. Откорректированы диаметры трубопроводов (подвод к резервуарам) на площадке резервуаров.

25. Предусмотрено две группы насосов в насосной пожаротушения - на пожаротушение и охлаждение.

Теплоснабжение и вентиляция

26. На принципиальной схеме тепловых сетей проставлены диаметры.

27. Выполнен сводный план инженерных сетей.

8. ВЫВОДЫ

8.1. С учётом внесённых изменений и дополнений, проект «Обустройство месторождения Кызылкия Северо-Западный при промышленной эксплуатации. Вторая очередь» (без сметной документации), соответствует требованиям государственных нормативов и документов, действующих в Республике Казахстан.

8.2. При представлении на утверждение проект подлежит проверке на соответствие его с настоящим заключением экспертизы.

8.3. Производство строительно-монтажных работ по документации на стадии «Проект» государственными нормативами запрещается. Для производства строительно-монтажных работ необходимо разработать рабочую документацию, в соответствии с утвержденным проектом.

8. ТҰЖЫРЫМДАР

8.1. Енгізілген өзгерістері мен толықтырулары ескерілген «Өнеркәсіптік пайдаланудағы Қызылкия Солтүстік – Батыс кенорнын игеру. Екінші кезек» (сметалық құжаттамасыз) жобасы, Қазақстан Республикасында қолданылымдағы мемлекеттік нормативтер мен құжаттар талаптарына сәйкес келеді.

8.2. Жобаны бекітуге ұсынған кезінде жұмыс жобасының осы қорытындысына сәйкестігі тексерілу қажет.

8.3. «Жоба» сатысындағы құжаттамасы бойынша құрылыстық-монтаждық жұмыстарын жүргізу мемлекеттік нормативтерімен тыйым салынады. Құрылыстық-монтаждық жұмыстарын жүргізу үшін бекітілген жобаға сәйкес жұмыс құжаттамасын дайындау қажет.

Өндірістік бөлімі бастығының м.а.	**Н. Утебекова**
Жетекші сарапшы	**Е. Щедрина**
Бас маман	**З. Омарова**
Сектор жетекшісі	**В. Чехлов**
Бас маман	**Л. Коновалова**
Бас маман	**Л. Зенгин**
Смета-экономикалық секторының жетекшісі	**Л. Манапбаева**

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА