«"Хайркелді кенішін топтық жайғастыру" 2 кезеңі Қызылорда облысы, Сырдария ауданы." ЖЖ**»**
жұмыс жобасы бойынша

11.12.2019 ж. № 19-0442/19
(оң)

ҚОРЫТЫНДЫ

ТАПСЫРЫС БЕРУШІ:
«KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)» ЖШС

БАС ЖОБАЛАУШЫ:
«КазНефтеГазКонсалтинг» ЖШС
Қызылорда қаласы

Шымкент қаласы

АЛҒЫ СӨЗ

«Хайркелді кенішін топтық жайғастыру» 2 кезеңі Қызылорда облысы, Сырдария ауданы» жұмыс жобасына осы сараптама қорытындысы «Мемсараптама» республикалық мемлекеттік кәсіпорнының Оңтүстік өңірі бойынша филиалының Қызылорда облысы бойынша (Қызылорда қаласы) департаментімен берілді.

«Мемсараптама» республикалық мемлекеттік кәсіпорнының Оңтүстік өңірі бойынша филиалының Қызылорда облысы бойынша (Қызылорда қаласы) департаментінің рұқсатынсыз осы сараптама қорытындысын толық немесе ішінара қайта шығаруға, көбейтуге және таратуға жол берілмейді.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№ 19-0442/19 от 11.12.2019 г.
(положительное)
по рабочему проекту
«РП «Обустройство группы месторождения "ХАИРКЕЛДЫ" 2 очередь. Кызылординская область, Сырдарьинский р-н."**»**

ЗАКАЗЧИК:
ТОО «KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)»

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
ТОО «КазНефтеГазКонсалтинг»
город Кызылорда

город Шымкент

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное экспертное заключение на рабочий проект **«Обустройство группы месторождения «Хаиркелды» 2 очередь. Кызылординская область, Сырдарьинский р-н»** выдано департаментом по Кызылординской области (г.Кызылорда) филиала республиканского государственного предприятия «Госэкспертиза» по Южному региону.

Данное экспертное заключение не может быть полностью или частично воспроизведено, тиражировано и распространено без разрешения департамента по Кызылординской области (г.Кызылорда) филиала республиканского государственного предприятия «Госэкспертиза» по Южному региону.

1. НАИМЕНОВАНИЕ: рабочий проект **«Обустройство группы месторождения «Хаиркелды» 2 очередь. Кызылординская область, Сырдарьинский р-н».**

Настоящее заключение выполнено на основании трехстороннего договора от 30 сентября 2019 года №01-1635 между ТОО «KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)», Республиканским государственным предприятием на праве хозяйственного ведения «Государственная вневедомственная экспертиза проектов» (РГП «Госэкспертиза») и ТОО «Казнефтегазконсалтинг».

2. ЗАКАЗЧИК: ТОО «KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)»

3. ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК: ТОО «Казнефтегазконсалтинг», г.Кызылорда (ГСЛ №13020867 от 05 ноября 2013 года, на проектную деятельность, I категория, выданная ГУ Комитетом по делам строительства и ЖКХ Министерства регионального развития Республики Казахстан).

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: собственные средства ТОО «KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)».

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1 Основание для разработки:

технические задания на «Обустройство группы месторождения «Хаиркелды» 2 очередь («Расширение ЗУ-1 на месторождении «Южный Хаиркелды», «Расширение ППН на месторождении «Южный Хаиркелды», «Обустройство месторождения «Южный Хаиркелды», «Обустройство месторождения «Хаиркелды», «Обустройство месторождения «Северный Хаиркелды», Расширение ДНС-3 на месторождении «Северный Хаиркелды»»), от 27 июля 2018 года, утвержденные и согласованные ТОО «KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)»;

постановление акимата Кызылординской области от 18 ноября 2016 года №641 о предоставлении ТОО «KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)» права временного возмездного землепользования (аренды) на земельные участки (с приложениями №1, 2);

договор об аренде земельного участка от 29 ноября 2016 года №175 между ГУ «Управление земельных отношений Кызылординской области» и ТОО «KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)» для производственной площадки «Южная Хаиркелди №1» с приложениями;

государственный акт №0174782 с кадастровым номером 10-153-018-4131 на право временного возмездного землепользования (аренды) для производственной площадки «Южный Хаиркелди №1», выданный Сырдарьинским районным отделением департамента земельного кадастра и технического обследования недвижимости - филиал НАО «Государственная корпорация» «Правительство для граждан» по Кызылординской области от 05 января 2017 года;

договор об аренде земельного участка от 29 ноября 2016 года №176 между ГУ «Управление земельных отношений Кызылординской области» и ТОО «KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)» для производственной площадки «Хаиркелди №2» с приложениями;

государственный акт №0174784 с кадастровым номером 10-153-018-4132 на право временного возмездного землепользования (аренды) для производственной площадки «Хаиркелди №2», выданный Сырдарьинским районным отделением департамента земельного кадастра и технического обследования недвижимости - филиал НАО «Государственная корпорация» «Правительство для граждан» по Кызылординской области от 05 января 2017 года;

договор об аренде земельного участка от 29 ноября 2016 года №177 между ГУ «Управление земельных отношений Кызылординской области» и ТОО «KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)» для производственной площадки «Северная Хаиркелди №3» с приложениями;

государственный акт №0174785 с кадастровым номером 10-153-018-4133 на право временного возмездного землепользования (аренды) для производственной площадки «Северный Хаиркелди №3», выданный Сырдарьинским районным отделением департамента земельного кадастра и технического обследования недвижимости - филиал НАО «Государственная корпорация» «Правительство для граждан» по Кызылординской области от 05 января 2017 года;

архитектурно-планировочное задание (АПЗ) от 04 июля 2017 года №29, утвержденное КГУ «Сырдарьинский районный отдел градостроительства и архитектуры»;

экспертное заключение от 04 января 2019 года №001-01/19 о соответствии требованиям промышленной безопасности проекта, выданное ТОО «Каз Прогресс Инжиниринг» (аттестат на право проведения работ в области обеспечения промышленной безопасности (в нефтегазовой, нефтехимической и горнорудной отрасли), выданный Комитетом по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан №KZ60VEK00000816 от 22 августа 2014 года);

отчет по инженерно-геодезическим изысканиям и отчет по инженерным изысканиям, выполненные ТОО «ОрдаПроектСервис», г.Кызылорда, в 2018 году (государственная лицензия №17020064 от 24 ноября 2017 года, на изыскательскую деятельность, выданная ГУ «Управление государственного архитектурно-строительного контроля Кызылординской области»).

Письма:

ТОО «KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)»:

от 14 августа 2019 года №704 о направлении рабочего проекта для проведения государственной экспертизы без сметной документации и об источнике финансирования;

от 21 ноября 2019 года №980 о сроках начала и продолжительности строительства.

Технические условия:

ТОО «KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)»:

от 27 августа 2018 года №01-08/18 на электроснабжение нефтяных скважин №16, 21, 22, 38, 39 месторождения «Северный Хаиркелды»;

от 27 августа 2018 года №02-08/18 на электроснабжение нефтяных скважин №22, 23, 24 месторождения «Хаиркелды»;

от 28 августа 2018 года №03-08/18 на электроснабжение нефтяных скважин №23, 24, 27, 29, 32, 38, 43 месторождения «Южный Хаиркелды»;

от 15 октября 2018 года №04-10/18 на электроснабжение АГЗУ с БМА на 14 подключений месторождения «Южный Хаиркелды»;

от 15 октября 2018 года №05-10/18 на электроснабжение электроустановок проекта Расширения ППН на месторождении «Южный Хаиркелды»;

от 20 февраля 2019 года №06-02/19 на электроснабжение электроустановок проекта Расширения ДНС-3 на месторождении «Северный Хаиркелды».

от 16 января 2019 года по части КИПиА «Обустройство группы месторождения «Хаиркелды» 2 очередь»;

от 20 декабря 2018 года по части КИПиА «Расширение ППН на месторождении «Южный Хаиркелды»;

от 15 декабря 2018 года по разделу ТХ «Обустройство группы месторождения «Хаиркелды» 2 очередь»;

от 15 декабря 2018 года №4 на подключение к действующим трубопроводам на ППН месторождения «Южный Хаиркелды».

5.2 Согласования и заключения заинтересованных организаций

письмо-согласование рабочего проекта РГУ «Департамент Комитета индустриального развития и промышленной безопасности по Кызылординской области» от 04 января 2019 года KZ40VQR00013504 в части промышленной безопасности;

технологическая схема и КИПиА, согласованная инженером-технологом ТОО «KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП);

ситуационный план трассы выкидных линий на месторождении «Южный Хаиркелды», «Хаиркелды», «Северный Хаиркелды», ситуационные планы и технологические схемы расширения ППН на месторождении «Южный Хаиркелды», расширение ЗУ-1 на месторождении «Южный Хаиркелды», расширение ДНС на месторождении «Северный Хаиркелды», согласованные техническим директором, начальниками ГГТО, ЦДНГ, МО, ЭО, ОКС ТОО «KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)»;

заключение государственной экологической экспертизы РГУ «Департамент экологии по Кызылординской области» Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 28 ноября 2019 года №N061-0085/19;

разрешение на эмиссии в окружающую среду для объектов I, II и III категорий РГУ «Департамент экологии по Кызылординской области» Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 29 ноября 2019 года №KZ94VCZ00518231.

5.3 Перечень документации, представленной на экспертизу

01-18-ОПЗ	Общая пояснительная записка
ЮХ-01-18-001-ГП	Генеральный план
ЮХ-01-18-001-АС	Архитектурно-строительная часть
ЮХ-01-18-001-ТХ	Технологическая часть
ЮХ-01-18-001-ЭС	Электрическая часть
ЮХ-01-18-001-АТХ	Автоматизация технологических процессов
ЮХ-01-18-002-ГП	Генеральный план
ЮХ-01-18-002-АД	Автомобильная дорога
ЮХ-01-18-002-АС	Архитектурно-строительная часть
ЮХ-01-18-002-ТХ	Технологическая часть
ЮХ-01-18-002-ЭС	Электрическая часть
ЮХ-01-18-002-АТХ	Автоматизация технологических процессов
ЮХ-01-18-003-ГП	Генеральный план
ЮХ-01-18-003-АС	Архитектурно-строительная часть
ЮХ-01-18-003-ТХ	Технологическая часть
ЮХ-01-18-003-ЛЧ	Линейная часть
ЮХ-01-18-003-ЭС	Электрическая часть
ЮХ-01-18-003-АТХ	Автоматизация технологических процессов
Х-18-004-ГП	Генеральный план
Х-18-004-АС	Архитектурно-строительная часть
Х-18-004-ТХ	Технологическая часть
Х-18-004-ЛЧ	Линейная часть
Х-18-004-ЭС	Электрическая часть
Х-18-004-АТХ	Автоматизация технологических процессов

СХ-18-005-ГП	Генеральный план
СХ-18-005-АС	Архитектурно-строительная часть
СХ-18-005-ТХ	Технологическая часть
СХ-18-005-ЛЧ	Линейная часть
СХ-18-005-ЭС	Электрическая часть
СХ-18-005-АТХ	Автоматизация технологических процессов
СХ-18-006-ГП	Генеральный план
СХ-18-006-АС	Архитектурно-строительная часть
СХ-18-006-ТХ	Технологическая часть
СХ-18-006-ЭС	Электрическая часть
СХ-18-006-АТХ	Автоматизация технологических процессов
Книга	Паспорт проекта
Книга	Проект организации строительства
Книга	Раздел «Охрана окружающей среды», разработанный проектной организацией ТОО «ЭкоЦентрКызылорда» (государственная лицензия №01526Р от 20.12.2012г.).

5.4 Цели и назначение объекта строительства

Цель проекта – обустройство группы месторождений Хаиркельды, в связи с ростом добычи нефти.

6. ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ ОБЪЕКТА И ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1 Место размещения объекта и характеристика участка строительства:

В административном отношении месторождения Северный Хаиркельды, Хаиркельды и Южный Хаиркельды расположены в Сырдарьинском районе Кызылординской области.

В географическом отношении месторождения Северный Хаиркельды , Хаиркельды и Южный Хаиркельды находится в юго-западной части Торгайской низменности. В непосредственной близости от месторождения расположены нефтяные и газонефтяные месторождения Аксай, Таур, Нуралы, Коныс и Северо-Западный Коныс.

Природно-климатические условия района строительства:

Климатические данные приняты по метеостанции «Карсакпай».

Годовое количество осадков – 219 мм.

Климатический район - IVГ. (СП РК 2.04-01-2017);

Средняя температура наружного воздуха (СП РК 2.04-01-2017):

наиболее холодной пятидневки - минус 32^0С;

наиболее холодных суток - минус 37^0С;

сейсмичность района - 6 баллов (СП РК 2.03-30-2017);

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

район по скоростному напору ветра - III (W_0=38кг/м^2, СНиП 2.01.07-85*).

Инженерно-геологические условия площадки строительства.

Согласно отчетам по инженерно-геодезическим и инженерным изысканиям, выполненным ТОО «ОрдаПроектСервис», в 2018 году площадка характеризуется следующими данными.

В геоморфологическом отношении участок работ относится к Кумкольской равнине Тургайского прогиба, сложен делювиально-пролювиальными отложениями средне-верхнечетвертичного возраста и повсеместно сверху перекрытыми современными отложениями четвертичного возраста, и техногенными отложениями современного

возраста.

В геолого-литологическом строении на участке к скважинам проложены насыпные грунты, мощностью от 0,3 м гравелистого песка. На участке работ повсеместно развит почвенно-растительный слой (ПРС), мощностью 0,1-0,2м. Ниже ПРС залегает песок средней крупности, песок крупный, суглинок и песок гравелистый.

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

ИГЭ-1 – насыпной грунт из гравелистого песка, светло-коричневый, уплотненный, с включением мелкого гравия до 10-15%, мощностью 0,2-0,3м (условное расчетное сопротивление R=250 кПа);

ИГЭ-2 – песок средней крупности, светло-желтый, маловлажный, местами средней плотности сложения с включением карбонатными конкрециями до 5-10%, среднезасоленный, полимиктового состава, мощностью 1,0-2,0м (γ_{II}=19,11кН/м^3, φ_{II}=20°, C_{II}=0кПа, E=5,2 МПа);

ИГЭ-3 – песок крупный, светло-желтый, маловлажный, плотного сложения, местами средней плотности, среднезасоленный, полимиктового состава, мощностью 1,6-7,3м (γ_{II}=19,21кН/м^3, φ_{II}=36°, C_{II}=0кПа, E=21,9 МПа).

ИГЭ-4 – песок гравелистый, светло-желтый, маловлажный, плотного сложения, среднезасоленный, мощностью 1,8-4,3м (γ_{II}=19,40кН/м^3, φ_{II}=30°, C_{II}=1кПа, E=13,3 МПа);

ИГЭ-5 – суглинок темно-коричневый, песчанистый, низкопористый, тугопластичной и мягкопластичной консистенции, мощностью 1,0-1,5м (γ_{II}=19,31кН/м^3, φ_{II}=18°, C_{II}=20кПа, E=11,2 МПа).

По содержанию сухого остатка: песок средней крупности и песок крупный – среднезасолены. Тип засоления – сульфатный и хлоридно-сульфатный. По содержанию сульфатов – грунты сильноагрессивные к бетонам на портландцементе и шлакопортландцементе, слабоагрессивные к бетонам марки на сульфатостойком виде цемента. По содержанию хлоридов грунты среднеагрессивные к бетонам на всех видах цемента.

Коррозийная активность грунтов к стали – от низкой до высокой.

На рассматриваемом участке инженерно-геологическими выработками глубиной 3,0 –5,0м подземные воды не вскрыты.

Нормативная глубина промерзания: песок средней крупности и песок крупный – 2,03м.

6.2 Проектные решения

6.2.1 Генеральный план

Генеральный план разработан в соответствии с требованиями СН РК 3.01-01-2011 «Генеральные планы промышленных предприятий», ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа, воды нефтяных месторождений». Генеральный план площадок скважин решен в соответствии с технологической схемой, с соблюдением санитарных и противопожарных норм.

Рабочим проектом предусмотрено «Обустройство группы месторождения Хаиркелды -2 очередь, контрактная территория ТОО KAZPETROL GROUP». Контрактный участок находится в 150 км на северо-запад от областного центра г. Кызылорда.

Предусмотрены следующие сооружения:

расширение ЗУ-1 на месторождении Южный Хаиркелды;

расширение ППН на месторождении Южный Хаиркелды;

обустройство месторождения Южный Хаиркелды;

обустройство месторождения Хаиркелды;

обустройство месторождения Северный Хаиркелды;

расширение ДНС-3 на месторождении Северный Хаиркелды.

Расширение ЗУ-1 на месторождении Южный Хаиркелды.

В связи с расширением ЗУ-1 на месторождении Южный Хайркелды проектом запроектированы следующие сооружения в составе:

площадка АГЗУ;

площадка блок управления АГЗУ;

Площадка АГЗУ прямоугольная в плане, с габаритными размерами 14,0х6,5 м устанавливается на дорожную плиту. Площадка блок управления АГЗУ блочное заводского изготовления также устанавливается на дорожную плиту. Проектируемые сооружения размещены на свободной от застройки территории на допустимых нормативами расстояниях.

Таблица №1

Основные технико-экономическими показатели

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Количество	% к общей площади
1	Площадь участка в пределах ограждений	м2	3592,82	100%
2	Площадь застройки	м2	143,74	4,0
3	Площадь участка свободного от застройки	м2	3449,08	96,0

Расширение ППН на месторождении Южный Хаиркелды.

В связи с расширением ППН на месторождении Южный Хайркелды проектом запроектированы следующие сооружения в составе:

Площадка под двухфазный сепаратор (НГС) V=25 м3 – 1 шт;
Площадка под трехфазный сепаратор (НГСВ) V=100 м3 – 1 шт;
Площадка под КСУ V=25 м3 – 1 шт;
Площадка под газовый сепаратор (ГС-2А) V=4 м3 – 1 шт;
Площадка под газовый сепаратор (ГС-2Б) V=4 м3 – 1 шт;
Площадка жидкостных фильтров СДЖ-250м3 – 1 шт;
Площадка пробоотборника порт– 1 шт;
Площадка под АГЗУ – 1 шт;
Площадка аппаратурного блока АГЗУ – 1 шт;
Площадка под РВС-2000 м3 (для нефти) – 1 шт;
Площадка под РВС-1000 м3 (для пластовой воды) – 1 шт;
Площадка насоса для перекачки нефти Н-2Б– 1 шт;
Площадка блока насосной (насосы Н-5 А, Б) – 1 шт;
Площадка блока насосной для пластовой воды (Н-5 В, Г, Д) – 1 шт;
Площадка дренажной емкости ДЕ-8 (V=63 м3) – 1 шт;
Площадка для горизонтальной емкости РГС-75 – 1 шт;
Площадка блока насосной для пресной воды – 1 шт;
Площадка для насоса перекачки нефти Н-3В – 1 шт;
Площадка сепаратора СЦВ-219 – 1 шт;
Площадка печи подогрева нефти П-1В – 1 шт;
Площадка газового сепаратора ГС-2В – 1 шт;
Площадка дренажной емкости ДЕ-7 (V=4м3) – 1 шт;
Площадка фильтра сепаратора ФС-4А – 1 шт;
Площадка фильтра сепаратора ФС-4Б – 1 шт;
Площадка дожимной компрессорной станции ДКС-2 – 1 шт;
Факельная установка Ф-2 – 1 шт;
Площадка налива автоцистерны АСН-3 – 1 шт;
Свеча рассеивания – 1 шт;

Фильтры СДЖ-250;
Отстойник воды ОВ 100.1-2(1)-Т-И V=100 м3;
РВС V=2000 м3.

Все проектируемые здания и сооружения запроектированы на свободной от застройки территории.

Таблица №2

Основные технико-экономическими показатели

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Количество	% к общей площади
1	Площадь участка в пределах ограждений	м2	32958,9	100%
2	Площадь застройки	м2	7664,0	23,2
3	Площадь покрытия автодорог и площадок	м2	8762,0	26,6
4	Прочая площадь	м2	16532,9	50,2

В связи с расширением ППН на месторождении Южный Хайркелды проектом внутри территорий ГТУ запроектированы следующие сооружения в составе:
Площадка газового сепаратора горизонтального – 1 шт;
Временная горизонтальная установка для электроснабжения – 2 шт;
Площадка фильтра сепаратора ФС-5А – 1 шт;
Площадка фильтра сепаратора ФС-5Б – 1 шт;
Рессивер газа РГ-3 (сепаратор) – 1 шт;

Все проектируемые здания и сооружения внутри территорий ГТУ запроектированы на свободной от застройки территории.

Таблица №3

Основные технико-экономическими показатели

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Количество	% к общей площади
1	Площадь участка в пределах ограждений	м2	4998,6	100%
2	Площадь застройки	м2	437,9	8,8
3	Площадь покрытия автодорог и площадок	м2	1301,1	26,0
4	Прочая площадь*	м2	3259,6	65,2

Рабочим проектом предусмотрено обустройство водозаборной скважины на расстоянии 387 м северо-восточной части от ППН. В пределах ограждений водозаборной скважины запроектированы следующие сооружения в составе:
Операторная – 1 шт;
Площадка фильтров СДЖ-100 – 1 шт;
Площадка печи подогрева воды ПП-1,6 – 1 шт;
Сепаратор СЦВ-219 – 1 шт;
Площадка наливной эстакады для автоцистерн – 1 шт;
Дренажный колодец ∅1500 м – 1 шт;

Таблица №4

Основные технико-экономическими показатели

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Количество	% к общей площади
1	Площадь участка в пределах ограждений	м2	3600,0	100%
2	Площадь застройки	м2	63,6	1,8
3	Площадь покрытия автодорог и площадок	м2	337,3	9,3
4	Прочая площадь*	м2	3199.1	88,9

5	Ограждение из сетчатых панелей по металлическим столбам Н=2,2м	пм	23,4	-

Обустройство месторождения Южный Хаиркелды.

В связи с обустройством устьев добывающих скважин на м/р Южный Хаиркелды проектом предусматривается выкидные линии герметизированный для сбора продукции добывающих скважин в составе: ЮХ-23, ЮХ-24, ЮХ-27, ЮХ-29, ЮХ-38, ЮХ-43, а также пректом предусмотрена одна нагнетательная скважина в составе ЮХ-32.

Плановое положение площадок определяется координатами скважин. На всех проектируемых площадках добывающих скважин принято типовое размещение сооружений, оборудования, инженерных сетей, коммуникаций.

В состав проектируемых во всех площадках добывающих скважин в составе ЮХ-23, ЮХ-24, ЮХ-27, ЮХ-29, ЮХ-38, ЮХ-43 входят следующие сооружения:

Приустьевой примок;
Рабочая площадка;
Площадка под трубные мостки;
Площадка под ремонтный агрегат;
Фундамент под ремонтный агрегат;
Якорь для оттяжек;
Площадка электрического подогревателя;
КТП;
Молниеприемник и прожекторная мачта;
В состав площадок нагнетательных скважин ЮХ-32входят следующие сооружения:
Приустьевой приямок;
Рабочая площадка;
Площадка под трубные мостки;
Площадка под ремонтный агрегат;
Фундамент под ремонтный агрегат;
Якорь для оттяжек;
Емкость для воды(РГС) V=50м3;
КТП;
Молниеприемник и прожекторная мачта;
Проектируемый КТП огражден из сетчатых металлических панелей высотой 2,1 м.

Здание КТП комплектно-блочного исполнения предусмотрено полной заводской готовности.

Таблица №5

Основные технико-экономическими показатели

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Количество	% к общей площади
1	Площадь участка в условных границах	м2	5670,0	100
2	Площадь застройки	м2	123,0	2,17
3	Площадь покрытий	м2	451,0	7,95
4	Площадь участка свободного от застройки	м2	5096,0	89,88
5	Ограждение	п.м	16	-

Обустройство месторождения Хаиркелды

В связи с обустройством устьев добывающих скважин на м/р Хаиркелды проектом предусматривается выкидные линии герметизированные для сбора продукции добывающих скважин в составе: Х-22, Х-23, Х-24.

Плановое положение площадок определяется координатами скважин. На всех

проектируемых площадках добывающих скважин принято типовое размещение сооружений, оборудования, инженерных сетей, коммуникаций.

В состав проектируемых во всех площадках добывающих скважин в составе Х-22, Х-23, Х-24 входят следующие сооружения:

Приустьевой примок;
Рабочая площадка;
Площадка под трубные мостки;
Площадка под ремонтный агрегат;
Фундамент под ремонтный агрегат;
Якорь для оттяжек;
Площадка электрического подогревателя;
КТП;
Молниеприемник и прожекторная мачта.

Проектируемый КТП огражден из сетчатых металлических панелей высотой 2,1 м.

Здание КТП комплектно-блочного исполнения предусмотрено полной заводской готовности.

Таблица №6

Основные технико-экономическими показатели

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Количество	% к общей площади
1	Площадь участка в условных границах	м2	5670,0	100
2	Площадь застройки	м2	123,0	2,17
3	Площадь покрытий	м2	451,0	7,95
4	Площадь участка свободного от застройки	м2	5096,0	89,88
5	Ограждение	п.м	16	-

Обустройство месторождения Северный Хаиркелды.

В связи с обустройством устьев добывающих скважин на м/р Северный Хаиркелды проектом предусматривается выкидные линии герметизированные для сбора продукции добывающих скважин в составе: СХ-16, СХ-21, СХ-22, СХ-39, а также проектом предусмотрена нагнетательная скважина в составе СХ-38.

Плановое положение площадок определяется координатами скважин. На всех проектируемых площадках добывающих скважин принято типовое размещение сооружений, оборудования, инженерных сетей, коммуникаций.

В состав проектируемых во всех площадках добывающих скважин в составе СХ-16, СХ-21, СХ-22, СХ-39 входят следующие сооружения:

Приустьевой приямок;
Рабочая площадка;
Площадка под трубные мостки;
Площадка под ремонтный агрегат;
Фундамент под ремонтный агрегат;
Якорь для оттяжек;
Площадка электрического подогревателя;
КТП;
Молниеприемник и прожекторная мачта.

В состав площадок нагнетательных скважин СХ-38 входят следующие сооружения:

Приустьевой приямок;
Рабочая площадка;
Площадка под трубные мостки;
Площадка под ремонтный агрегат;

Фундамент под ремонтный агрегат;
Якорь для оттяжек;
Площадка насосов для нагнетания пластовой воды
Емкость для воды (РГС) V=50м3;
Площадка насосов для перекачки воды
Дренажная емкость V=5м3
КТП;
Молниеприемник и прожекторная мачта.

Проектируемый КТП огражден из сетчатых металлических панелей высотой 2,1 м.

Здание КТП комплектно-блочного исполнения предусмотрено полной заводской готовности.

Таблица №7

Основные технико-экономическими показатели

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Количество	% к общей площади
1	Площадь участка в условных границах	м2	5670,0	100
2	Площадь застройки	м2	123,0	2,17
3	Площадь покрытий	м2	451,0	7,95
4	Площадь участка свободного от застройки	м2	5096,0	89,88
5	Ограждение	п.м	16	-

Расширение ДНС-3 на месторождении Северный Хаиркелды.

В связи с расширением ДНС-3 на месторождении Северный Хайркелды проектом запроектированы следующие сооружения в составе:

площадка блочной замерной установки(АГЗУ).

площадка аппаратурного блока АГЗУ.

Площадка АГЗУ прямоугольная в плане, с габаритными размерами 14,0х6,34 м устанавливается на дорожную плиту. Площадка блок управления АГЗУ блочное заводского изготовления также устанавливается на дорожную плиту. Площадка АГЗУ и площадка аппаратурного блока АГЗУ размещены на свободной от застройки территории северо-западной стороны возле существующего АГЗУ на допустимых нормативами расстояниях.

Таблица №8

Основные технико-экономическими показатели

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Количество	% к общей площади
1	Площадь участка в пределах ограждений	м2	6934,5	100
2	Площадь застройки	м2	781,6	11,3
3	Площадь покрытий	м2	1600,0	23,0
4	Площадь участка свободного от застройки	м2	4552,9	65,7

Вертикальная планировка территории принятая ранее решена методом проектных отметок по сплошной системе, с учетом природных условий, строительных и технологических требований.

Планировочные отметки проездов и нулевые отметки запроектированных зданий и сооружений увязаны между собой.

Принятые планировочные отметки обеспечивают отвод ливневых и талых вод от зданий и сооружений.

Проектные уклоны спланированной территории колеблются в пределах 1-10‰.

Площадки территории спланированы и застроены для работы.

Для обеспечения санитарно-гигиенических условий работы на предприятии и территории примыкающей к ней предусматриваются мероприятия по благоустройству и озеленению.

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

6.2.2 Внутриплощадочные автодороги

На территории ППН и ГТУ имеется сеть автодорог обеспечивающие возможность проезда специализированного транспорта, пожарных и аварийных машин.

В связи с расширением ППН проектом предусматривается внутриплощадочные автодороги к проектируемой факельной установке, а также к водозаборной скважине в пределах ограждения.

Подъездные и внутриплощадочные дороги, проезды на проектируемых объектах приняты в соответствии с требованиями СП РК 3.03-122-2013.

Проезжая часть подъездных и внутриплощадочных дорог запроектирована по возможности выше прилегающей планируемой территорий на 0,3 м.

Дороги приняты IV-в технической категории со следующими параметрами:

ширина проезжей части – 3,5 м.

ширина обочины – 1,0 м.

Дорожная одежда принята из ГПС серповидного профиля с толщиной 20 см.

Подъездная автодорога к водозаборной скважине

Проектируемая подъездная автодорога запроектирована в соответствии со СП РК 3.03-122-2013 относится к IV-В технической категории, обеспечивающей перевозку хозяйственных и вспомогательных грузов.

Таблица №8

Основные технико-экономическими показатели

№ п/п	Наименование показателей	Единица измерения	Принятые в проекте по СП РК 3.03-122-2013
1	Длина участка	км	0,1185
2	Категория дороги	-	IV-в
3	Тип дорожной одежды	-	переходный
4	Расчетная скорость	км/ч	30
5	Ширина земляного полотна	м	7,5
6	Ширина проезжей части	м	4,5
7	Число полос движения	шт	1
8	Наибольший продольный уклон	‰	8,7
9	Уклон проезжей части	‰	30
10	Уклон обочин	‰	50

План трассы и продольный профиль

Начало дороги принято от существующей автодороги на м/р Северный Хайркельды, конец у ограждений водозаборной скважины. Общее направление трассы – северо-восточное.

Проектируемая дорога проложена по кратчайшим расстояниям.

Продольные профили дорог категории IV-в запроектированы с учетом рельефа местности.

Принятые руководящие отметки удовлетворяют условию и по снегозаносимости. Элементы продольного профиля заданной категории дороги приняты по основным параметрам СП РК 3.01-103-2012 табл.25.

Земляное полотно

Крутизна откосов на проектируемых автодорогах принята равной 1:3, что обеспечивает безопасный съезд транспортных средств в аварийных ситуациях. Грунт откосов также запроектирован из грунта притрассового резерва.

Конструкции поперечных профилей приняты в увязке с местными условиями.

На участках насыпи устройство земляного полотна производится из притрассовых резервов, с предварительным снятием верхнего слоя грунта с растительными корнями.

Конструкция дорожной одежды

Дорожная одежда принята из ГПС серповидного профиля с толщиной 25 см.

Водоотвод

Водоотвод с подъездной автодороги решён по поперечному уклону проезжей части в боковые кюветы и на рельеф местности.

Организация и безопасность движения

Проектные решения по организации движения транспортных средств по межплощадочным автомобильным дорогам (проездам) направлены на обеспечение безопасности движения транспортных средств и удобств транспортного обслуживания объектов нефтепромысла.

Для организации движения, обеспечения безопасности, информирования водителей в пути следования, предусмотрена установка дорожных знаков в соответствии с СТ РК 1125-2002 «Знаки дорожные».

Знаки устанавливаются на опорах СКМ - на сборном фундаменте.

Установка дорожных знаков предусмотрена на присыпных бермах.

Организация и безопасность движения на съездах обеспечивается путем установки соответствующих знаков и сигнальных столбиков, которые устанавливаются на закруглениях через 3,0 м.

6.2.3 Технологические решения

Мощность производства

м/р «Северный Хаиркелды» – 3558 тыс т/год.
м/р «Хаиркелды» - 330 тыс т/год.
м/р «Южный Хаиркелды» – 875 тыс т/год.
общая протяженность выкидных линии – 10188 м.
общая протяженность нагнетательной линии – 2919 м.
общая протяженность газопровода – 207 м.

Технология производства

Данным проектом предусматривается:
расширение ЗУ-1 на месторождении Южный Хаиркелды;
расширение ППН на месторождении Южный Хаиркелды;
обустройство м/р «Южный Хаиркелды»;
обустройство м/р «Хаиркелды»;
обустройство м/р «Северный Хаиркелды»;
расширение ДНС-3 на месторождении Северный Хаиркелд.

Проектируемые сооружения включают в себя:

расширение ЗУ-1 на месторождении Южный Хаиркелды:

Площадка автоматизированной замерной установки АГЗУ с блоком управления – 1 шт;

расширение ППН на месторождении Южный Хаиркелды:

площадка под двухфазный сепаратор (НГС) V=50;
площадка под трехфазный сепаратор (НГСВ) V=100 м3;
площадка двухфазного сепаратора (КСУ) V=25 м3;
площадка под газовый сепаратор (ГС) V=8 м3;

площадка под автоматизированную групповую замерную установку АГЗУ с блоком управления;
площадка под РВС-2000 м3 (для нефти);
площадка под РВС-1000 м3 (для пластовой воды);
площадка блоков насосов откачки пластовой воды;
площадка насоса откачки нефти;
площадка резервного насоса для нагнетания нефти
площадка АСН для загрузки пластовой воды – 1 шт;
площадка дренажной емкости V=4 м3 (со свечей рассеивания) – 1 шт;
площадка фильтров сепарации перед ГТЭС – 2 шт;
площадка фильтров сепарации перед ДКС-1,2 – 2шт;
площадка печи подогрева нефти – 1 шт;
площадка блока насосов для обессоливания нефти с РГС-75 – 1 шт;
площадка газосепаратора ГС-2 V=0.8 м3 перед ДКС – 1 шт;
площадка ресивера газа РГ-3 перед ГТЭС-2 – 1 шт;
площадка ДКС-2 – 1 шт;
площадка факела низкого давления – 1 шт;
площадка факельного конденсатосборника – 1 шт;
площадка дренажной емкости V=63 м3 (со свечей для факельной системы) – 1 шт;
площадка жидкостных фильтров СДЖ-250 – 1шт;
площадка газового сепаратора СЦВ-219 – 2 шт;
площадка жидкостных фильтров СДЖ-100 – 1шт;
площадка подогревателя горячей воды – 1шт;
обустройство м/р «Южный Хаиркелды»:
обустройства устья 6-ти добывающих скважин;
строительство нагнетательной линии;
обустройство м/р «Хаиркелды»:
обустройства устья 3-х добывающих скважин;
обустройство м/р «Северный Хаиркелды»:
обустройства устья 4-х добывающих скважин;
строительство нагнетательной скважины;
Расширение ДНС-3 на месторождении Северный Хаиркелды
площадка автоматизированной групповой замерной установки АГЗУ с блоком управления – 1 шт;

Описание технологической схемы

Расширение ЗУ-1 на м/р Южный Хаиркелды

Нефть от скважин по выкидным линиям поступает в проектируемую АГЗУ, где происходит замер дебита скважин, а далее нефть поступает в существующий нефтяной коллектор на территории существующего ЗУ-1. Дренаж от АГЗУ поступает в существующую дренажную линию.

Таблица №9

Автоматизированная групповая замерная установка

Тип оборудования		Спутник Б 40-14-500
Габаритные размеры (длина х ширина х высота)	мм	8500х3200х3100
Рабочее давление	МПа	4,0
Количество подключаемых к установке скважин	шт.	14

Расширение ППН на месторождении Южный Хаиркелды

Нефть со скважин поступает на двухфазный сепаратор НГС-50 м^3, жидкость после первой ступени сепарации направляется на подогрев к существующим печам ПНПТ-1,6,

далее подогретая жидкость поступает на трехфазный сепаратор НГСВ-100 м^3. Перед сепаратором установлены сетчатые фильтры (СДЖ)-250. После трехфазного сепаратора (НГСВ) V=100 м^3 нефть попадает в существующий сепаратор С-2, отделенная пластовая вода идет в существующие отстойники воды Е-1 и Е-2. Газ для отделения капельной жидкости с потока газа от проектируемого двухфазного сепаратора НГС-50 м^3 сбрасывается на факел низкого давления Ф-2. Чистая нефть направляется в проектируемый РВС-2000 м^3. После существующих емкостей пластовой воды Е-1 и Е-2 через проектируемые насосы откачки (1 резерв., 2 рабочих) пластовая вода направляется в РВС-1000 м^3 с нефтеуловителем. Для существующего оборудования ГС-2, РГ-1, ДКС-1,2 для отвода жидкости предусмотрена дренажная емкость 4 м^3 с полупогружным насосом. Перед ГТЭС-1,2 и перед ДКС-1,2 установлены фильтры сепарации. Проектом также предусмотрен узел подготовки горячей воды с путевым подогревателем ПП-1,6 (без змеевиков) с блоком местной автоматики, фильтрами СДЖ-100 для воды и сепаратором СЦВ-219 для газа. Топливо для подогревателя подводится от существующего ППН на м/р Южный Хаиркелды, также проектом предусмотрен газопровод топливного газа на собственные нужды до энергоблока расположенного на м/р Южной Хаиркелды и от энергоблока м/р Южной Хаиркелды до узла подготовки горячей воды. Техническая вода к ПВЕ-3,5 поступает от существующей скважины технической воды. Газ также после НГСВ-100 м^3 поступает на КСУ-25 для окончательного отделения от капельной жидкости, последняя в свою очередь под собственным давлением и без применения насосов направляется на РВС-2000. А газ направляется на факел низкого давления. Перед ДКС-1,2 установлен дополнительный газовый сепаратор объемом 0,8 м^3. Также проектом предусмотрен насосный блок с емкостью РГС-75 м^3, фильтрами, расходомером и УПОН-200 для подачи пресной воды для обессоливания нефти. Для хранения газообразных веществ перед ГТЭС-2 установлен дополнительный ресивер газа РГ-3, а так же расходомеры Р-10, Р-8 и Р-9. Для подогрева нефти проектом предусмотрена установка дополнительного подогревателя нефти ПНПТ-1,6 - П-1В.

Таблица №10

Автоматизированная групповая замерная установка		
Тип оборудования		Спутник Б 40-14-500
Габаритные размеры (длина х ширина х высота)	мм	8500х3200х3100
Рабочее давление	МПа	4,0
Количество подключаемых к установке скважин	шт.	14
Емкость дренажная		
Внутренний диаметр аппарата	мм	1600
Давление рабочее	МПа	0,05
Вместимость	м≥	4
Габаритные размеры (длина х диаметр)	мм	2430 х 1760 х 3718
Количество	шт	1
Насос откачки из дренажной емкости		
Тип оборудования		Полупогружной (НВ-Е-50/50)
Производительность	м3/час	50
Напор	кг/см2	5
Количество	шт	1
Фильтр сетчатый жидкостный		
Тип оборудования		СДЖ-250-4,0-1-3
Диаметр	мм	250
Условное давление	МПа	4,0
Количество	шт.	2(1 раб., 1 рез.,)

Насос откачки нефти		
Тип насоса		КМ 80-50-200Е
Производительность	м3/час	50
Количество	шт	1
Подогреватель нефти		
Тип оборудования		ПНПТ-1,6
Производительность по нефтегазовой смеси	т/сут	937-3044
Номинальная мощность нагревателя	МВт	1,86
Рабочее давление	МПа	0,3
Расчетное давление	МПа	1,6
Расчетная температура на входе	°С	5-50
Расчетная температура на выходе	°С	70
Количество	шт	1
Сепаратор нефтегазовый		
Тип оборудования		НГС-II-1,6-2400-1-И
Объем	м3	50
Диаметр	мм	2400
Давление рабочее	МПа	0,3
Давление расчетное	МПа	1,6
Раб. температура	°С	50
Расч. температура	°С	100
Количество	шт.	1
Сепаратор нефтегазовый со сбросом воды		
Тип оборудования		НГСВ-II-1,6-3000-1-И
Объем	м3	100,0
Диаметр	мм	3000
Давление рабочее	МПа	0,15
Давление расчетное	МПа	1,6
Раб. температура	˚С	50
Расч. температура	˚С	100
Количество	шт.	1
Концевая сепарационная установка		
Тип оборудования		НГС- 1,6-2000-1-И
Объем	м3	25
Диаметр	мм	2000
Давление рабочее	МПа	0,005
Давление расчетное	МПа	0,6
Раб. температура	˚С	50
Расч. температура	˚С	100
Количество	шт.	1
Сепаратор газовый		
Тип оборудования		СЦВ-219
Диаметр	мм	219
Давление рабочее	МПа	0,15
Давление расчетное	МПа	0,6
Количество	шт.	2
Насос нагнетания нефти		
Подача	м3/ч	50
Давление	МПа	0,5

Масса	кг	280,0
Количество	шт.	1
Газовый сепаратор		
Тип оборудования		ГС-2-1,6-1600
Объем	м3	8
Диаметр	мм	1600
Давление рабочее	МПа	0,3
Давление расчетное	Мпа	1,6
Количество	шт.	2
РВС-2000		
Тип оборудования		РВС-2000
Объем	м3	2000
Диаметр	мм	15180
Высота	мм	12000
Количество	шт.	1
РВС-1000		
Тип оборудования		РВС-1000
Диаметр	мм	10430
Высота	мм	11920
Объем	м3	1000
Количество	шт.	1
Насос откачки пластовой воды		
Тип, марка		ЦВК 6,3/160
Подача	м3/ч	22,7
Давление	МПа	1,6
Мощность э/дв.	кВт	30,0
Количество	шт.	5
Автоматическая система налива		
Тип, марка	АСН-3	АСН-4В
Диаметр	мм	100
Расход	м3/час	90
Раб.давление	МПа	0,35
Масса	кг	1600
Количество	шт.	1
Фильтр-сепаратор		
Тип оборудования		СГ-НГ-ЦКФ-100-16-0,02
Объем	л	20
Давление рабочее	МПа	0,02
Давление расчетное	Мпа	1,6
Количество	шт.	2
Фильтр-сепаратор		
Тип оборудования		СГ-НГ-ЦКФ-100-16-0,02
Объем	л	160
Давление рабочее	МПа	0,55
Давление расчетное	Мпа	1,6
Количество	шт.	2
Факел низкого давления		
Тип оборудования		УФМГ-100ХЛ
Производительность	м3/ч	1716

Диаметр ствола	мм	100
Диаметр оголовка	мм	100
Высота	м	10
Количество	шт.	1
Факельный конденсатосборник		
Тип оборудования		КС-700
Объем	м3	0,05
Давление рабочее	МПа	0,15
Давление расчетное	Мпа	1,6
Количество	шт.	1
Емкость дренажная		
Тип оборудования		ЕПП -63 -3000 – 1-2
Внутренний диаметр аппарата	мм	3000
Давление рабочее	МПа	0,05
Вместимость	м≥	63
Количество	шт	1
Насос откачки из дренажной емкости		
Тип оборудования		Полупогружной (НВ-Е-50/80)
Производительность	м3/час	80
Напор	Кг/см2	5
Количество	шт	1
Фильтр сетчатый жидкостный		
Тип оборудования		СДЖ-100-1,6-1-3
Диаметр	мм	100
Условное давление	МПа	1,6
Количество	шт.	2(1 раб., 1 рез.,)
Подогреватель воды		
Тип оборудования		ПВЕ-3,5
Производительность по нефтегазовой смеси	т/сут	1000-2000
Тепловая мощность	МВт	3,5
Рабочее давление	МПа	0,6
Расчетное давление	МПа	1,0
Расчетная температура на входе	°С	5-25
Расчетная температура на выходе	°С	80
Масса	кг	25000
Количество	шт	1

Обустройство м/р Южный Хаиркелды

Проектом предусмотрено строительство выкидных линий 3” от добывающих скважин №№ ЮХ-23, ЮХ-24, ЮХ-27, ЮХ-29, ЮХ-38 и ЮХ-43 с последующим подключением к соответствующим замерным установкам. На устьях скважин предусмотрены электрические нагреватели.

Нефтяная эмульсия от добывающей скважины под собственным давлением поступает в электрический нагреватель. Нагретая нефть после нагревателя под собственным давлением направляется к замерной установке.

Также предусмотрено строительство одной нагнетательной линии к скважине ЮХ-32. Пластовая вода по водяному коллектору с существующего ППН на м/р Южный Хаиркельды при помощи подпорных насосов подается в горизонтальные резервуары РГС-

50 м^3 - 2 шт установленные на устье скважины, далее подпорными насосами и блоком горизонтальных нагнетательных насосных установок закачивается в скважину.

Таблица №11

Электрический подогреватель		
Тип оборудования		ВНУ-1000В1.ЖД.15Т. Ф.ТО.СП
Производительность	м^3/сут.	1,2
Давление	МПа	4
Количество	шт.	6
Горизонтальная насосная установка		
Тип, марка		ГНУ-300-1800
Подача	м^3/ч	300
Давление	МПа	18
Количество	шт.	2 (1раб., 1 резер.)
Подпорные насосы		
Тип, марка		КМ-80-50-200
Подача	м^3/ч	50
Давление	МПа	0,5
Количество	шт.	2 (1раб., 1 резер.)
Фильтр сетчатый жидкостный		
Тип оборудования		СДЖ-100-1,6-1-3
Диаметр	мм	100
Условное давление	МПа	1,6
Количество	шт.	1
Горизонтальный резервуар для воды		
Тип оборудования		РГС-50
Объем	м^3	50
Условное давление	МПа	1,6
Количество	шт.	2

Обустройство м/р Хаиркелды

Проектом предусмотрено строительство выкидных линий 3” от добывающих скважин №№ Х-22, Х-23 и Х-24 с последующим подключением к групповым замерным установкам. На устьях скважин предусмотрены электрические нагреватели.

Нефтяная эмульсия от добывающих скважин под собственным давлением поступает в электрический нагреватель. Нагретая нефть после поступает к замерной установке S-1 на ДНС-2.

Таблица №12

Электрический подогреватель		
Тип оборудования		ВНУ-1000В1.ЖД.15Т. Ф.ТО.СП
Производительность	м^3/сут.	1,2
Давление	МПа	4
Потребляемая мощность	кВт	15
Количество	шт.	3

Обустройство м/р Северный Хаиркелды

Проектом предусмотрено строительство выкидных линий 3” от добывающих скважин №№ СХ-16, СХ-21, СХ-22 и СХ-39 с последующим подключением к групповым

замерным установкам.

Нефтяная эмульсия от добывающих скважин под собственным давлением поступает в электрический нагреватель. Нагретая нефть после направляется к замерной установке S-1 на ДНС-3.

Также проектом предусмотрено строительство нагнетательной скважины. Пластовая вода доставляется автоцистерной и закачивается в горизонтальные резервуары РГС-50 – 2шт, установленные на устье скважины, далее подпорными и нагнетательными насосами закачивается в скважину.

Таблица №13

Электрический подогреватель		
Тип оборудования		ВНУ-1000В1.ЖД.15Т. Ф.ТО.СП
Производительность	$м^3$/сут.	1,2
Давление	МПа	4
Количество	шт.	4
Подпорные насосы		
Тип, марка		ЦНС-38-66
Подача	$м^3$/ч	38
Напор	м	66
Давление	МПа	0,5
Количество	шт.	2 (1раб., 1 резер.)
Фильтр сетчатый жидкостный		
Тип оборудования		СДЖ-100-1,6-1-3
Диаметр	мм	100
Условное давление	МПа	1,6
Количество	шт.	1
Горизонтальный резервуар для воды		
Тип оборудования		РГС-50
Объем	$м^3$	50
Условное давление	МПа	1,6
Количество	шт.	2

Расширение ДНС-3

Проектом предусмотрено установка блока автоматизированной групповой замерной установки АГЗУ с блоком управления;

Нефть от групповой замерной установки АГЗУ подается на существующий коллектор нефти диаметром 159 мм Ру4,0 МПа. Дренаж от оборудования собирается в существующей дренажной емкости.

Таблица №14

Автоматизированная групповая замерная установка		
Тип оборудования		Спутник Б 40-14-500
Габаритные размеры (длина х ширина х высота)	мм	8500х3200х3100
Рабочее давление	МПа	4,0
Количество подключаемых к установке скважин	шт.	14

Технологические трубопроводы.

В соответствии с ВСН 2.38-85 трубопроводы относятся:

Выкидные линии - III категория;

Нагнетательные линии – II категория;

Газопровод - IV категория.

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

Нефтепроводы – II и III категория, группа Бб

Газопроводы – II категория, группа Ба

Дренаж –, группа Бб

Трубопроводы выкидных линии диаметром 89х5 мм и газопровода диаметром 114х4 предусмотрены из стальных бесшовных труб, по ГОСТ 8732-78, ГОСТ 8731-74.

Трубопроводы нагнетательной линии предусмотрены из стеклопластиковых эпоксидных труб диаметрами 4"-DN100, "АСТ" Серия 3000 psi-207 бар.

Трубопроводы технической воды от водозаборной скважины до ППН предусмотрены из стеклопластиковых эпоксидных труб диаметрами 2 1/2"-DN65, "АСТ" Серия 3000 psi-207 бар.

Глубина заложения труб – 2,2м до низа трубы.

Участки трубопроводов выкидных линии при пересечении с автодорогами, включая участки длиной 25м от подошвы земляного полотна, а так же при пересечении с существующими инженерными коммуникациями по 50м в обе стороны от пересекаемой коммуникации относятся ко II категории согласно п.2.6. таблица №2 п.9.ВСН 2.38-85.

В соответствии со СП РК 3.05-103-2014, по окончании монтажа трубопроводы подвергаются гидравлическому испытанию на давление:

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

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

Сварные соединения трубопроводов подвергаются 100% контролю физическими методами и радиографическим методом 20% согласно ВСН 005-88.

Арматура и фланцевые соединения изолируются теплоизоляционными кожухами съёмного типа.

Все подземные трубопроводы защищены от почвенной коррозии грунтовкой "Праймер" ГОСТ 21822-87Е с изолирующей лентой "Polyken 910".

Надземные трубопроводы предусмотрены с электрообогревом и теплоизолированы минераловатными матами с покрытием из оцинкованного листа. Для защиты от коррозии трубопроводы окрашены краской БТ – 177 по грунту ГФ 021.

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

Монтаж оборудования и трубопроводов, а также их испытание, контроль сварных швов в соответствии требованиям СП РК 3.05-103-2014.

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

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

Ремонт технологического оборудования производится существующими силами ремонтной службы с использованием существующего передвижного грузоподъемного оборудования, технологических домкратов и подставок.

Технические решения по предотвращению выбросов в атмосферу и сбросов вредных веществ в окружающую среду.

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

Производственная безопасность – оценка возможности возникновения аварийных ситуаций и решения по их предотвращению.

Противопожарная безопасность технологического процесса обеспечивается

следующими проектными решениями по предупреждению пожара и взрыва:

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

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

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

Управление производством, предприятия, организация условий и охраны труда

Режим работы принят круглосуточный, обеспечивается за счет вахтового метода работы обслуживающего персонала, посменно. Продолжительность смены – 12 часов. Общее количество работающих в вахту согласно утвержденному штатному расписанию.

На рабочих местах персонал обеспечивается спецодеждой, необходимым набором инструмента, при необходимости респираторами или противогазами.

Рабочие места и в целом площадки комплектуются в соответствии с действующими нормативными документами, всем необходимым, обеспечивающим безопасную эксплуатацию сооружений.

Основными мероприятиями, обеспечивающими защиту персонала при возможных аварийных ситуациях, являются:

предварительное планирование мероприятий, направленных на защиту персонала при возможных аварийных ситуациях;

подготовка работающих по вопросам возможной опасности, включая отработку практических навыков действий в аварийных ситуациях и пользования средствами индивидуальной защиты.

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

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

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

допуск лиц к работам по строительству, монтажу и эксплуатации оборудования и сооружений, при прохождении инструктажа и сдачи экзамена по технике безопасности;

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

обеспечение рабочих мест необходимым количеством средств индивидуальной защиты (противогазы, резиновые коврики, перчатки, противопожарный инвентарь, аптечки), персонала спецодеждой и необходимым набором инструмента на рабочих местах.

6.2.3 Строительные решения

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

Расширение ЗУ-1 на месторождении Южный Хаиркелды и расширение ДНС-3 на месторождении Северный Хаиркелды

Площадка АГЗУ

Блочная замерная установка установлена на площадку из сборных железобетонных

плит по ГОСТ 21924.0-84, размером 3,5х12,0м. Вокруг плит выполнена монолитная железобетонная площадка толщиной 150мм из бетона класса В15,W4,F75, армированная сварной сеткой по ГОСТ 23279-2012 из арматуры класса AIII(A-400) диаметром 12мм ячейками 200х200мм, с габаритными размерами 6,5х14,0м. Под сборные плиты предусмотрен выравнивающий слой из цементно-песчаной смеси толщиной 50мм, утрамбованный щебень 100мм и подушка из песчано-гравийной смеси толщиной 600мм.

По периметру площадки выполнен монолитный железобетонный бордюр высотой 150мм, армированный сварной сеткой по ГОСТ 23279-2012 из арматуры класса AIII(A-400) диаметром 8мм ячейками 200х200мм.

На площадке для сбора случайных технологических проливов и атмосферных осадков предусмотрен монолитный железобетонный приямок размером 1,0х1,0х1,0(h)м, перекрытый металлическим просечно-вытяжным листом по ТУ 36.26.11-5-89 с обрамлением стальными прокатами равнополочных уголков по ГОСТ 8509-93.

Опоры под трубопроводы – свайные, из стальных труб по ГОСТ 8732-78, на площадке – из бетона класса В15.

Аппаратурный блок АГЗУ – заводского изготовления, установлен на сборные бетонные блоки по ГОСТ 13579-78*. Вокруг блока предусмотрена отмостка из щебня.

Расширение ППН на месторождении Южный Хаиркелды

В составе работ расширения ППН выполнено расширение Газотурбинной электростанции (ГТЭС) и водозаборной скважины на месторождении Южный Хаиркелды.

Площадка АГЗУ

Блочная замерная установка установлена на площадку из сборных железобетонных плит по ГОСТ 21924.0-84, размером 3,5х12,0м. Вокруг плит выполнена монолитная железобетонная площадка толщиной 150мм из бетона класса В15,W4,F75, армированная сварной сеткой по ГОСТ 23279-2012 из арматуры класса AIII(A-400) диаметром 12мм ячейками 200х200мм, с габаритными размерами 6,5х14,0м. Под сборные плиты предусмотрен выравнивающий слой из цементно-песчаной смеси толщиной 50мм, утрамбованный щебень 100мм и подушка из песчано-гравийной смеси толщиной 600мм.

По периметру площадки выполнен монолитный железобетонный бордюр высотой 150мм, армированный сварной сеткой по ГОСТ 23279-2012 из арматуры класса AIII(A-400) диаметром 8мм ячейками 200х200мм.

На площадке для сбора случайных технологических проливов и атмосферных осадков предусмотрен монолитный железобетонный приямок размером 1,0х1,0х1,0(h)м, перекрытый металлическим просечно-вытяжным листом по ТУ 36.26.11-5-89 с обрамлением стальными прокатами равнополочных уголков по ГОСТ 8509-93.

Аппаратурный блок АГЗУ – заводского изготовления, установлен на сборные бетонные блоки по ГОСТ 13579-78*. Вокруг блока предусмотрена отмостка из щебня.

Дренажная емкость V=4м^3 – стальная горизонтальная, подземной установки, полной заводской готовности. Основанием под дренажной емкости служит песчаная подушка толщиной 500мм. Надземная площадка дренажной емкости прямоугольная в плане, размером 4,3х7,3м, из монолитного железобетона толщиной 150мм, из бетона класса В15,W4,F75, армированная отдельными стержнями из арматуры класса AIII(A-400) по ГОСТ 5781-82* диаметром 8мм шагом 150мм. По периметру ограждена монолитным железобетонным бордюром высотой 150мм, армированный отдельными стержнями из арматуры класса AIII(A-400) диаметром 8мм и AI(A-240) диаметром 6мм по ГОСТ 5781-82*. На площадке для сбора атмосферных осадков и технологических проливов предусмотрен монолитный железобетонный приямок размером 300х300х300(h)мм.

Площадка пробоотборника ПОРТ – монолитная железобетонная, с размерами в плане 1,585х2,04м толщиной 150мм, из бетона класса В15,W4,F75, армирована отдельными стержнями из арматуры класса AIII(A400) ГОСТ 5781-82* диаметром 8мм

шагом 150мм. По периметру площадки выполнен монолитный железобетонный бордюр высотой 150мм, армированный отдельными стержнями из арматуры класса AIII(A-400) по ГОСТ 5781-82*.

Площадка жидкостных фильтров СДЖ-250. Фильтры установлены на сваи из стальных труб по ГОСТ 8732-78. Вокруг фильтров предусмотрена общая площадка с габаритными размерами 1,75х3,5м, из монолитного железобетона толщиной 150мм, бетон класса В15,W4,F75, армированная отдельными стержнями из арматуры класса AIII(A-400) диаметром 8мм шагом 200мм.

Площадка трехфазного сепаратора НГСВ-100 – монолитная железобетонная с размерами в плане 5,0х17,3м толщиной 150мм, из бетона класса В15,W4,F75, армированная сварной сеткой по ГОСТ 23279-2012 из арматуры класса AIII(A-400) диаметром 8мм ячейками 150х150мм. Под оборудование предусмотрены столбчатые монолитные железобетонные фундаменты, из бетона класса В15,W4,F75, армированные отдельными стержнями из арматуры класса AIII(A-400) диаметром 12мм и 8мм шагом 200мм.

Площадка печи подогрева нефти П-1В

Печь подогрева нефти установлена на площадку из сборных железобетонных плит по ГОСТ 21924.0-84, размером 3,0х10,5м. Вокруг плит выполнена монолитная железобетонная площадка толщиной 150мм из бетона класса В15,W4,F75, армированная отдельными стержнями из арматуры класса AIII(A-400) по ГОСТ 5781-82* диаметром 8мм шагом 200мм, с габаритными размерами 10,3х20,3м. Под сборные плиты предусмотрен выравнивающий слой из цементно-песчаной смеси толщиной 50мм утрамбованный щебень 140мм и подушка из песчано-гравийной смеси толщиной 600мм. Фундаменты оттяжек – столбчатые, монолитные железобетонные, из бетона класса В15,W4,F75, армированные сварными сетками по ГОСТ 23279-2012 из арматуры класса AIII(A-400) диаметром 12мм ячейками 200х200мм.

По периметру площадки выполнен монолитный железобетонный бордюр высотой 150мм, армированный отдельными стержнями из арматуры класса AIII(A-400) по ГОСТ 5781-82* диаметром 8мм шагом 200мм.

Резервуар товарной нефти РВС V=2000м^3, резервуар пластовой воды РВС V=1000м^3 – стальные, вертикальные, полной заводской готовности. Проектом предусмотрена теплоизоляция резервуаров.

Основание резервуара выполнено из грунтовой 2-слойной подушки с кольцевым железобетонным фундаментом под стенкой резервуара. Нижний слой – послойно уплотненная песчано-гравийная смесь с добавлением до 40% глинистого грунта высотой 1,35м (2000м^3) и 1,15м (1000м^3), верхний слой – послойно уплотненная песчано-гравийная смесь высотой 0,75м.

Под днище резервуара предусмотрен гидроизолирующий слой из супесчаного грунта влажностью не более 3% перемешанного с вяжущим веществом. В качестве вяжущих веществ применены жидкие нефтяные битумы.

Кольцевой фундамент – монолитный железобетонный толщиной 400мм в виде отдельных сегментов, из бетона класса В15,W4,F75, армирование отдельными стержнями из арматуры класса AIII(A400) по ГОСТ 5781-82* диаметром 10мм шагом 200мм.

Площадка сепаратора СЦВ-219

Под сепаратор выполнен столбчатый, монолитный железобетонный фундамент, из бетона класса В15,W4,F75, армированный отдельными стержнями из арматуры класса AIII(A-400) по ГОСТ 5781-82*диаметром 12мм шагом 200мм. Для крепления оборудования предусмотрены болты фундаментные по ГОСТ 24379.1-2012.

Площадка дожимной компрессорной станции ДКС-2

Дожимная компрессорная станция ДКС-2 – блочно-модульное здание. Под здание

предусмотрена площадка из монолитного железобетона, размером в плане 4,07х10,08м толщиной 150мм, из бетона класса В15,W4,F75, армированная отдельными стержнями из арматуры класса AIII(A-400) по ГОСТ 5781-82* диаметром 8мм шагом 200мм.

Установка поточного обессоливания нефти УПОН-200/300 предусмотрена на опоры из стальных труб по ГОСТ 10704-91. Фундаменты под опоры – столбчатые, монолитные железобетонные, армирование подошвы сеткой из арматуры класса AIII(A-400) по ГОСТ 5781-82* диаметром 12мм шагом 200мм, подколонника – отдельными стержнями из арматуры класса AIII(A-400) по ГОСТ 5781-82*.

Площадка налива в автоцистерны АСН – прямоугольная в плане, размером 2,5х12,4м, из монолитного железобетона толщиной 150мм из бетона класса В15,W4,F75, армированная сеткой по ГОСТ 23279-2012. Оборудование установлено на монолитный железобетонный фундамент размером 1,5х5,0х1,2(h)м, армированный сварными сетками по ГОСТ 23279-2012 из арматуры класса AIII(A-400) диаметром 12мм шагом 200мм. Под фундаментом предусмотрена подушка из песчано-гравийной смеси толщиной 500мм, под площадкой – 300мм.

Площадка дренажной емкости 63м^3

Дренажная емкость – стальная горизонтальная, заводского изготовления. Емкость установлена подземно, на конструкцию железобетонного поддона со смотровым колодцем, на песчаной подушке с последующей засыпкой песком по всей высоте.

Площадка емкости – прямоугольная в плане, с размерами 5,5х13,35м, выполнена из монолитного железобетона толщиной 150мм, с бортиком по периметру высотой 150мм и приямком 0,5х0,5х0,5(h), из бетона класса В15,W4,F75, армирована отдельными стержнями из арматуры класса AIII(A400) ГОСТ 5781-82* диаметром 8мм шагом 200мм.

Поддон под резервуар – прямоугольная в плане, с размерами 4,0х11,25м, выполнена из монолитного железобетона толщиной 200мм, с бортиком по периметру высотой 400мм, из бетона класса В15,W4,F75, армирована отдельными стержнями из арматуры класса AIII(A400) ГОСТ 5781-82* диаметром 12мм шагом 200мм.

Факел Ф-2 установлен на столбчатый, монолитный железобетонный фундамент, из бетона класса В20,W4,F75, армированный сварными сетками по ГОСТ 23279-2012 из арматуры класса AIII(A-400) диаметром 12мм ячейками 200х200мм. Для крепления факельной установки предусмотрены болты фундаментные по ГОСТ 24379.1-2012. Фундаменты под оттяжки – столбчатый, монолитный из бетона класса В15,W4,F75.

Свеча рассеивания установлена на монолитный железобетонный фундамент, из бетона класса В15,W4,F75, армированный отдельными стержнями из арматуры класса AIII(A400) и AI(A240) ГОСТ 5781-82*. Под фундаментом предусмотрена подушка из песчано-гравийной смеси толщиной 500мм.

Площадка насоса для перекачки нефти – монолитная железобетонная, с размерами в плане 2,22х3,125м толщиной 150мм, с бортиком по периметру высотой 150мм, из бетона класса В15,W4,F75, армирована отдельными стержнями из арматуры класса AIII(A400) ГОСТ 5781-82* диаметром 8мм шагом 200мм.

Насос установлен на столбчатый монолитный железобетонный фундамент, из бетона класса В15,W4,F75, армированный отдельными стержнями из арматуры класса AIII(A400) ГОСТ 5781-82* диаметрами 12мм и 8мм шагом 200мм.

Площадки насосов для пластовой воды

Под блочно-модульное здание насосной станции выполнена фундаментная плита размером 7,46х8,125, из монолитного железобетона толщиной 200мм, бетон класса В15,W4,F75, армированная отдельными стержнями из арматуры класса AIII(A400) ГОСТ 5781-82* диаметром 12мм шагом 200мм.

Насосы установлены на столбчатые монолитные железобетонные фундаменты, из бетона класса В15,W4,F75, армированные отдельными стержнями из арматуры класса

AIII(A400) ГОСТ 5781-82* диаметрами 12мм и 8мм шагом 200мм.

Опоры под трубопроводы – из стальных труб по ГОСТ 10704-91.

Площадка фильтров сепарации ФС-4А/Б – монолитная железобетонная, с размерами в плане 2,39х2,39м толщиной 150мм, с бортиком по периметру высотой 150мм, из бетона класса В15,W4,F75, армирована отдельными стержнями из арматуры класса AIII(A400) ГОСТ 5781-82* диаметром 8мм шагом 200мм.

Фундамент под оборудование – столбчатый, монолитный железобетонный, из бетона класса В15,W4,F75, армированный отдельными стержнями из арматуры класса AIII(A400) ГОСТ 5781-82* диаметром 12мм шагом 200мм. Для крепления оборудования предусмотрены болты фундаментные по ГОСТ 24379.1-2012.

Площадка газосепаратора ГС-2А/Б – монолитная железобетонная, с размерами в плане 3,1х3,1м, толщиной 150мм, с бортиком по периметру высотой 150мм, из бетона класса В15,W4,F75, армирована отдельными стержнями из арматуры класса AIII(A400) ГОСТ 5781-82* диаметром 8мм шагом 200мм.

Фундамент под оборудование – столбчатый, монолитный железобетонный, из бетона класса В15,W4,F75, армированный отдельными стержнями из арматуры класса AIII(A400) ГОСТ 5781-82* диаметром 12мм.

Площадка двухфазного сепаратора НГС-50 – монолитная железобетонная с размерами в плане 4,4х15,0м толщиной 150мм, из бетона класса В15,W4,F75, армированная отдельными стержнями из арматуры класса AIII(A-400) диаметром 8мм шагом 200мм. Под оборудование предусмотрены столбчатые монолитные железобетонные фундаменты, из бетона класса В15,W6,F75, армированные отдельными стержнями из арматуры класса AIII(A-400) диаметром 12мм и 8мм шагом 200мм. Под фундаменты предусмотрена щебеночная подготовка, пропитанная битумом толщиной 100мм, по подушке из крупнозернистого песка толщиной 500мм.

Площадка горизонтальной емкости РГС-75 – монолитная железобетонная с размерами в плане 4,4х12,2м толщиной 150мм, из бетона класса В15,W4,F75, армированная отдельными стержнями из арматуры класса AIII(A-400) диаметром 8мм шагом 200мм. Под оборудование предусмотрены столбчатые монолитные железобетонные фундаменты, из бетона класса В15,W6,F75, армированные отдельными стержнями из арматуры класса AIII(A-400) диаметром 12мм и 8мм шагом 200мм.

Площадка концевой сепарационной установки КСУ-25 – монолитная железобетонная с размерами в плане 4,4х15,0м толщиной 150мм, из бетона класса В15,W4,F75, армированная отдельными стержнями из арматуры класса AIII(A-400) диаметром 8мм шагом 200мм. Оборудование установлено на рамную конструкцию из прокатных профилей. Рамная конструкция установлена на столбчатые монолитные железобетонные фундаменты, из бетона класса В15,W6,F75, армированные отдельными стержнями из арматуры класса AIII(A-400) диаметром 12мм и 8мм шагом 200мм.

Площадка газового сепаратора ГС-2В.

Газовой сепаратор установлен на сваи из стальных труб по ГОСТ 8732-78.

Опоры технологических трубопроводов – из стальных труб по ГОСТ 10704-91, фундаменты под опоры – столбчатые, монолитные железобетонные, из бетона класса В15,W4,F75, армированные отдельными стержнями из арматуры класса AIII(A-400) и AI(A-240) по ГОСТ 5781-82*.

Переходы через трубопроводы - из стальных профилей и настила из рифленой стали. Под стойками выполнены монолитные фундаменты из бетона класса В15,W4,F75.

Расширение ГТЭС (газотурбинная электростанция)

Газовый сепаратор горизонтальный установлен на столбчатые монолитные железобетонные фундаменты, из бетона класса В15,W4,F75, армированные отдельными стержнями из арматуры класса AIII(A-400) диаметром 12мм шагом 200мм.

Площадка временная горизонтальная установка для электроснабжения – монолитная железобетонная с размерами в плане 3,8х8,4м толщиной 150мм, из бетона класса В15,W4,F50, армированная отдельными стержнями из арматуры класса AIII(A-400) диаметром 8мм шагом 200мм.

Площадка фильтров сепарации ФС-5А/Б – монолитная железобетонная, с размерами в плане 1,9х4,5м, толщиной 150мм, с бортиком по периметру высотой 150мм, из бетона класса В15,W4,F75, армирована отдельными стержнями из арматуры класса AIII(A400) ГОСТ 5781-82* диаметром 8мм шагом 200мм.

Площадка ресивера газа РГ-3 – монолитная железобетонная с размерами в плане 4,3х5,3м толщиной 150мм, из бетона класса В15,W4,F75, армированная отдельными стержнями из арматуры класса AIII(A-400) по ГОСТ 5781-82* диаметром 8мм шагом 200мм. Под оборудование предусмотрен столбчатый монолитный железобетонный фундамент, из бетона класса В15,W4,F75, армирование подошвы сетками из арматуры класса AIII(A-400) диаметром 12мм шагом 200мм, подколонника – пространственным каркасом из арматуры класса AIII(A-400) по ГОСТ 5781-82*.

Водозаборная скважина

Блок операторной установлен на площадку из сборных железобетонных плит по ГОСТ 21924.0-84, размером 3,5х12,0м. Вокруг площадки выполнена отмостка из бетона класса В12,5,W4,F75 шириной 1,0м. Под площадкой предусмотрена подушка из песчано-гравийной смеси толщиной 600мм.

Площадка СДЖ-100 – прямоугольная в плане, размером 3,31х3,38м, из монолитного железобетона толщиной 150мм из бетона класса В15,W4,F75, армированная отдельными стержнями из арматуры класса AIII(A-400) по ГОСТ 5781-82* диаметром 8мм шагом 200мм. По периметру ограждена монолитным железобетонным бордюром высотой 150мм.

Площадка печи подогрева нефти ПП-1,6 – прямоугольная в плане, размером 5,15х12,5м, из монолитного железобетона толщиной 150мм из бетона класса В15,W4,F75, армированная отдельными стержнями из арматуры класса AIII(A-400) по ГОСТ 5781-82* диаметром 8мм шагом 200мм. По периметру ограждена монолитным железобетонным бордюром высотой 150мм.

Под оборудование предусмотрена монолитная железобетонная плита размером 3,115х10,5м толщиной 300мм, из бетона класса В15,W4,F75, армированная отдельными стержнями из арматуры класса AIII(A-400) по ГОСТ 5781-82* диаметром 12мм шагом 200мм в нижней и верхней зонах плиты.

Площадка сепаратора СЦВ-219

Под сепаратор выполнен столбчатый, монолитный железобетонный фундамент, из бетона класса В15,W4,F75, армированный отдельными стержнями из арматуры класса AIII(A-400) по ГОСТ 5781-82*диаметром 12мм шагом 200мм. Для крепления оборудования предусмотрены болты фундаментные по ГОСТ 24379.1-2012.

Площадка наливной эстакады для автоцистерн – прямоугольная, с размерами в плане 3,3х12,5м, монолитная железобетонная толщиной 150мм, выполнена с уклоном в сторону приямка 500х500х500(h). Бетон класса В15,W4,F75, армирование отдельными стержнями из арматуры класса AIII(A-400) диаметром 12мм шагом 200мм.

Дренажный колодец – железобетонный круглый, подземного исполнения, диаметром 1,0м, высота рабочей части 2,7м. Плиты перекрытия, стены и днище из сборных железобетонных изделий по серии 3.900-1 -14, вып.1. Люк – по ГОСТ 3634-99. Подготовка под днищем колодца – из бетона класса В10 толщиной 100мм.

Стойки под аппаратной ШУОЭ-1/2 и РЩ – металлическая рама из прокатных профилей. Площадка под стойки – прямоугольная, с размером в плане 6,0х9,0м толщиной 150мм, бетон класса В15,W4,F75, армированная сварной сеткой по ГОСТ 23279-2012 из арматуры класса AIII(A-400) диаметром 8мм ячейками 150х150мм.

Обустройство скважин месторождений Южный Хаиркелды, Хаиркелды и Северный Хаиркелды

Рабочая площадка – прямоугольная в плане с размерами 8,8х4,3м, выполнена из монолитного железобетона толщиной 150мм из бетона класса В15,W4,F75, армированная сварной сеткой по ГОСТ 23279-2012 из арматуры класса AIII(A-400) диаметром 10мм ячейками 150х150мм.

По периметру площадки выполнен монолитный железобетонный бордюр высотой 150мм, армированный сварной сеткой по ГОСТ 23279-2012 из арматуры класса AIII(A-400) диаметром 8мм ячейками 150х150мм.

На площадке предусмотрен приустьевой приямок, монолитный железобетонный, размером 2,0х2,0х1,45(h)м, из бетона В15,W4,F75, армированный сварными сетками по ГОСТ 23279-2012 из арматуры класса AIII(A-400) диаметром 12мм ячейками 200х200мм. Перекрытие приямка – стальное, из съемных сегментов, выполненные из просечно-вытяжного листа по ТУ36.26.11-5-89. Сегменты укладываются на балки приямка из швеллера №14 по ГОСТ 8240-97. Для обеспечения доступа в приямок предусмотрен люк-лаз.

Площадка под ремонтный агрегат размером в плане 3,0х12,0м, выполнена из сборных железобетонных плит по ГОСТ 21924.0-84. Фундамент под ремонтный агрегат – монолитный железобетонный с размерами 1,45х4,0х0,65(h)м, из бетона класса В15,W4,F75, армирован сварными сетками по ГОСТ 23279-2012 из арматуры класса AIII(A-400) диаметром 12мм ячейками 200х200мм.

Якорь крепления оттяжек – монолитный фундамент с размерами 1,3х1,3х1,3(h)м, из бетона класса В12,5,W4,F75.

Площадка электрического подогревателя из монолитного железобетона, с размерами в плане 3,8х10,3м, армированная отдельными стержнями из арматуры класса A-III(A400) по ГОСТ 5781-82* диаметрами 10мм и 8мм. Электрический подогреватель установлен на монолитный железобетонный фундамент с размерами 0,8х3,6х0,9(h)м, из бетона класса В15,W4,F75, армированный сварными сетками по ГОСТ 23279-2012 из арматуры класса AIII(A-400) диаметром 12мм ячейками 200х200мм.

Площадочные опоры предусмотрены из стальных труб по ГОСТ 8732-78*.

Для обслуживания оборудования предусмотрена площадка обслуживания из металлоконструкции. Площадка и лестничный марш выполнены по серии 1.450.3-7.94 вып.0-1.

Установка КТПН предусмотрена на фундамент из сборных бетонных блоков по ГОСТ 13579-78*. Ограждение КТПН выполнено из сетчатых панелей по серии 3.017-3 вып.2 по стойкам из стальных труб по ГОСТ 8732-78. Калитка – металлическая по серии 3.017-3 вып.5. Фундаменты под стойки ограждения – монолитные, из бетона класса В12.5,W4,F75.

Защита строительных конструкций

Мероприятия по защите строительных конструкции от коррозии предусмотрены в соответствии с требованиями СН РК 2.01-01-2013, СП РК 2.01-101-2013.

Железобетонные и бетонные элементы, соприкасающиеся с грунтом, выполнены на сульфатостойком портландцементе, марка по водонепроницаемости W4, по морозостойкости F75. Поверхности бетонных и железобетонных конструкций, соприкасающиеся с грунтом, обмазка горячим битумом за 2 раза по грунтовке из 40% раствора битума в керосине. Под подошвой железобетонных площадок и фундаментов выполнена щебеночная подготовка толщиной 100мм, пропитанная битумом до полного насыщения.

Металлические конструкции окрашиваются 2-я слоями эмали ПФ-115 (ГОСТ 6465-76*) по грунтовке ГФ-021 (ГОСТ 25129-82*).

6.2.4 Инженерное обеспечение, сети и системы

Электротехнические решения

Электроснабжения «Обустройство группы месторождений Хаиркелды» 2 очередь на месторождениях «Северный Хаиркелды», «Хаиркелды» и «Южный Хаиркелды» предусмотрено, согласно выданных технических условий ТОО «KAZPETROLGROUP» от 27 августа 2018 года №01-08/18, №02-08/18, №03-08/18.

Данным проектом предусмотрено:

расширение ЗУ-1 на месторождения Южный Хаиркелды;

расширение ППН на месторождении Южный Хаиркелды;

обустройство месторождения Южный Хаиркелды;

обустройство месторождения Хаиркелды;

обустройство месторождения Северный Хаиркелды;

расширение ДНС-3 на месторождении Северный Хаиркелды.

Расширение ЗУ-1 на месторождения Южный Хаиркелды

Электроснабжение расширения ЗУ-1 на месторождения Южный Хаиркельды выполнен на основании: технического задания Заказчика Компании ТОО "KazPetrol Group", проектных и технологических решений, заводской документации изготовителей оборудования объектов. Все технические решения по электроснабжению и электрооборудованию приняты и разработаны в полном соответствии с ПУЭ РК, СП РК 2.04-103-2013, СН РК 4.04-07-2013.

Основные технические показатели:

Категория надежности электроснабжения -II

Общая потребная мощность объекта составляет -5,0 кВт.

II категория по надежности обеспечения электроснабжением скважины обеспечивается кольцеванием существующих магистральных промысловых ВЛ-6кВ, а также взаимнорезервируемым секционированием на секциях шин существующего РП-6кВ.

Электроснабжение блока управления АГЗУ, поставляемого в комплекте технологического оборудования, предусмотрено от существующего КТПН ЗУ-1 месторождения «Южный Хаиркельды». Питающая сеть 0,4кВ предусмотрен кабелем марки ВБбШнг-1 в траншее на глубине 0,7м от планировочной отметки земли. Наружное освещение территории и молниезащита относятся к существующему положению объекта.

Расширение ППН на месторождении Южный Хаиркелды

Электроснабжение объекта предусмотрено от существующего ЩСУ-0.4 кВ и проектируемых распределительных щитов, согласно прилагаемых опросных листов. К существующему положению относится КПТН-2х400 кВА, наружное освещение, наружный контур заземление, молниезащита объекта.

Потребителями электроэнергии являются: Блок АГЗУ-3, поставляемого с блоком управления комплектно, мощностью 5,0 кВт; Насос дозатор воды НДВ-1 типа КМ80-50-200 мощностью 9,87кВт; Автоматический пробоотборник ПОРТ мощностью 1,5кВт; Насос GRUNDFOS - H-1, 2 (1 раб+1 рез) мощностью по 3,3 кВт; Подогреватель нефти ПНПТ-1,6 мощностью 1,86 кВт; Насос погружной НВ-Е-50/50 мощностью 10кВт; Насос откачки воды К 80-50-200Е -2шт. мощностью по 15кВт; Насос откачки воды ЦВК 6,3/160 (5 шт) -3раб+2рез мощностью по 30кВт; Насос погружной -НВ-Е-50/80 мощностью 10кВт; Щит автоматики на 220 В для подогревателя нефти ПВЕ-3,5-KPG-01- 0.5кВт.

Питающие сети 0,4кВ выполнены кабелями марки ВБбШнг-1кВ в траншее на глубине 0,7м от планировочной отметки земли, по существующим кабельным эстакадам

Основные технические показатели:

Категория надежности электроснабжения -II

Общая потребная мощность объекта составляет - 162,03 кВт.

Термообогрев трубопровода

Греющие кабели приняты типа HSB мощностью 10,0 Вт/м, 15,0 Вт/м, 25,0 Вт/м, 45,0 Вт/м, на основании теплотехнического расчета, с учетом диаметра трубопровода и толщины теплоизоляции. Укладка греющих кабелей выполнена под теплоизоляцией снизу трубопровода прямолинейно и зигзагообразно с дополнительными петлями вокруг задвижек, фланцев и опор трубопровода. Питание распредкоробки греющего кабеля предусмотрено от существующих шкафов ЩУЭО ПНН на месторождения «Южный Хаиркельды» и от проектируемых шкафов ЩУЭО 1 (11кВт), ЩУЭ 2 (12кВт), ШУЭ -3 (13кВт) Учтен дополнительный расход греющего кабеля на подключение (1,5 м) и на соединения (0,5 м).

Обустройство скважин месторождения Южный Хаиркелды, Хаиркелды

Проектом предусмотрено:

установка КТПН 6/0,4кВ с трансформатором мощностью 100кВА (4 к-т); 160кВА (2 к-т); 250кВА (1 к-т) для скважин месторождения Южный Хаиркелды;

установка КТПН 6/0,4кВ с трансформатором мощностью 100кВА (3 к-т) для скважин месторождения Хаиркелды;

установка КТПН 6/0,4кВ с трансформатором мощностью 100кВА (3 к-т); 250кВА (1 к-т) для скважин месторождения Северный Хаиркелды;

строительство ВЛ-6кВ с применением провода марки АС сечением 50/8мм, на железобетонных опорах по типовому проекту 3.407.1-143;

наружное освещение и молниезащита территории скважины;

прокладка кабеля 0,4кВ кабелями марки ВБбШвнг-660В проложенной в траншее.

Для преобразования и распределения электроэнергии на площадках скважины установлена комплектная трансформаторная подстанция наружной установки производства АО «КТЗ», для обеспечения все существующие нагрузки и нагрузки с учетом перспектив расширения промысла. Трансформаторная подстанция принята комплектная наружной установки с воздушным вводом 6кВ и кабельным выводом 0,4кВ. Для распределения электроэнергии на стороне 0,4кВ КТПН предусмотрено распределительные РУ-0,4кВ, укомплектованные всеми необходимыми аппаратами управления и приборами защиты.

Источником напряжения 380/220В объектов на площадке скважин являются шины 0,4кВ КТПН 6/0,4кВ. Питающие сети выполнены кабелями марки ВБбШвнг-1кВ проложенной в траншее. Учет электроэнергии предусмотрен счетчиком установленным на стороне РУ-0,4кВ КТПН 6/0,4кВ.

Проектируемая сеть ВЛ-6кВ подключаются к существующей линии путем отпайки с установкой концевой анкерной опоры с разъединителем РЛНД-10 и выполнены по типовому проекту института «Сельэнергопроект» 3.407.1-143, на типовых опорах из стоек СВ 105-3,5, СВ 105, сталеалюминевым проводом марки АС сечением 50/8мм, приняты по току нагрузки и минимально допустимым сечениям (ПУЭ РК) в соответствии с классификацией района климатических условий. Опоры представлены следующих типов: промежуточные – типа П10-1, угловые анкерные - типа УА10-1, переходные промежуточные опоры типа ПП10-2, анкерные (концевые) - типа А10-1.

Для подвески на ВЛ принят провод АС-50/8. Изоляция ВЛ принята усиленная на штыревых изоляторах ШФ-20Г для промежуточных опор и на подвесных изоляторах ПСД 70Е на анкерных и угловых анкерных опорах. В ненаселенной местности на опорах ВЛ предусматриваются птицезащитные устройства - изоляторы ШФ-10Г.

Таблица №15

Основные технические показатели

№ п/п	Наименование потребителей	Мощность КТПН, кВА	Место подключения проектируемых сетей	Протяжен. ВЛ/КЛ-0,4кВ	Кол. опор ВЛ-10кВ
1	Скважина	100	от существующей опоры №13-16	0,080км	3

	№ЮХ23		ВЛ-6кВ ф. «ВЛ-2» яч.№10 РУ-6кВ Энергоблока №2		
2	Скважина №ЮХ-24	100	от существующей опоры №27-16 ВЛ-6кВ ф. «ВЛ-2» яч.№10 РУ-6кВ Энергоблока №2	0,185км	4
3	Скважина №ЮХ-27	160	от существующей опоры №43-16 ВЛ-6кВ ф. «ВЛ-1» яч.№3 РУ-6кВ Энергоблока №2	0,220км	5
4	Скважина №ЮХ-29	160	от существующей опоры №43-16 ВЛ-6кВ ф. «ВЛ-1» яч. №3 РУ-6кВ Энергоблока №2	КЛ-0,4кВ-0,215км	
5	Скважина №ЮХ-32	250	от существующей опоры №5-16 ВЛ-6кВ на скважину ЮХ-42	0,600км	12-154,54
6	Скважина №ЮХ-38	100	от существующей опоры №9-16 ВЛ-6кВ ф. «ВЛ-1» яч. №3 РУ-6кВ Энергоблока №2	0,090км	3
7	Скважина №ЮХ-43	100	от существующей опоры №8-16 ВЛ-6кВ на скважину ЮХ-17	0,400км	8
8	Скважина №Х-22	100	от существующей опоры №8-16 ВЛ-6кВ ф. «Скважина Хаиркелды-15»	0,040км	2
9	Скважина №Х-23	100	от существующей опоры №8-16 ВЛ-6кВ ф. «Скважина Хаиркелды-15»	0,400км	8
10	Скважина №Х-24	100	от существующей опоры №59-16 ВЛ-6кВ ф. «ВЛ-6» яч. №12 РУ-6кВ Энергоблока №2	0,210км	5
11	Скважина №СХ-16	100	от существующей опоры №40-17 ВЛ-6кВ правое плечо м/р «СХ»	0,165км	4
12	Скважина №СХ-21	100	от существующей опоры №52-17 ВЛ-6кВ (кольцевой) м/р «СХ»	0,155км	4
13	Скважина №СХ-22	630	от существующей РУ-0,4кВ КТПН-630/6/0,4кВ ДНС-3 м/р «СХ»	КЛ-0,4кВ 0,120км	
14	Скважина №СХ-38	250	от проектируемой опоры №3 ВЛ-6кВ СХ-39	0,370км	6-91,71
15	Скважина №СХ-39	100	от существующей опоры №17 ВЛ-6кВ (кольцевой) м/р «СХ»	0,217км	5

Наружное освещение площадки скважины выполнено мачтой освещения на стойке СВ 105-3,5 высотой 10,5 метра с консольными светодиодными светильниками типа СКУ-01 60Вт. Степень защиты светильников – IP67. Управление наружным освещением осуществляется автоматически через фотореле при наступлении темного времени суток.

Проектом предусмотрено управление освещением как в автоматическом режиме с использованием фотореле, так и вручную. Ящик управления освещением устанавливается в помещении операторской. Осветительное оборудование обеспечивает безопасное обслуживание технологического оборудования, необходимый уровень освещенности и правильную цветопередачу в соответствии с требованиями ПУЭ РК и СН РК 2.04-02-2011 «Естественное и искусственное освещение». Электрическая распределительная сеть 0,4кВ предусмотрены кабелями марки ВБбШнг-1 на 1000В, контрольные кабели - марки

КВБбШнг на 660В. Все кабельные линии защищены от коротких замыканий и увеличения тока утечки на землю автоматическими выключателями с токовыми отсечками или дифференциальными токовыми защитами устройств защитного отключения. При пересечении с подземными коммуникациями и дорогами кабели прокладываются в металлических трубах. При подземной прокладке кабелей в траншеях поверх кабеля прокладывается специальная полиэтиленовая сигнальная лента.

Термообогрев трубопровода

Греющие кабели приняты типа HSB мощностью 45,0 Вт/м на основании теплотехнического расчета, с учетом диаметра трубопровода и толщины теплоизоляции. Укладка греющих кабелей выполнена под теплоизоляцией снизу трубопровода прямолинейно и зигзагообразно с дополнительными петлями вокруг задвижек, фланцев и опор трубопровода. При понижении температуры воздуха до +10°С происходит включение системы обогрева, при достижении +30°С - выключение.

Категория по надежности обеспечения электроснабжением скважины обеспечивается кольцеванием магистральных промысловых ВЛ-6кВ, а также взаимно-резервируемым секционированием на секциях шин РП-6кВ.

Основные технические показатели:

Категория надежности электроснабжения - II

Общая потребная мощность скважин составляет – 769,11 кВт.

Расширение ДНС-3 на месторождении Северный Хаиркелды (СКВ 39).

Электроснабжение расширения ДНС-3 на месторождения «Северный Хаиркельды» выполнен на основании: технического задания Заказчика Компании ТОО "KazPetrol Group", проектных и технологических решений, заводской документации изготовителей оборудования объектов. В настоящем разделе все технические решения по электроснабжению и электрооборудованию приняты и разработаны в полном соответствии с ПУЭ РК, СП РК 2.04-103-2013, СН РК 4.04-07-2013.

Основные технические показатели:

Категория надежности электроснабжения -II

Потребная мощность составляет 5,0 кВт.

Категория по надежности обеспечения электроснабжением скважины обеспечивается кольцеванием существующих магистральных промысловых ВЛ-6кВ, а также взаимнорезервируемым секционированием на секциях шин существующего РП-6кВ. Электроснабжение блока управления АГЗУ, поставляемого в комплекте технологического оборудования предусмотрена от существующего распредщита операторной ДНС-3 месторождения «Северный Хаиркельды». Питающая сеть 0,4кВ выполняется кабелем марки ВБбШнг-1 на 1000В в траншее на глубине 0,7м от планировочной отметки земли.

Электрообогрев трубопровода рассчитана на сокращение теплопотерь и защиты от замерзания трубопроводов и запорной арматуры на основе материалов и саморегулирующихся кабелей марки HSB с соответствующими комплектующими деталями.

Греющие кабели приняты типа HSB мощностью 25,0 Вт/м на основании теплотехнического расчета, с учетом диаметра трубопровода и толщины теплоизоляции. Укладка греющих кабелей выполнена под теплоизоляцией снизу трубопровода прямолинейно и зигзагообразно с дополнительными петлями вокруг задвижек, фланцев и опор трубопровода. Питание распредкоробки греющего кабеля предусмотрено от существующего шкафа ЩУЭО ДНС-3 на месторождения «Северный Хаиркельды». При понижении температуры воздуха до +10°С происходит включение системы обогрева, при достижении +30°С - выключение.

Нагревательный кабель устанавливается под слой теплоизоляции и подключается через взрывозащищённые коробки. Для управления электрообогревом предусматривается

установка термостатов. Все предлагаемые к использованию изделия и материалы поставляются в комплекте с необходимыми монтажными комплектующими, наконечники, ПВХ трубки, концевые и вводные заделки, сальники, заглушки, самоклеющиеся ленты, монтажные колонки и хомуты, клей и т.д.

Питание электрообогрева осуществляется через взрывозащищенные коробки. Управление и питание системы обогрева от шкафа ЩРТ во взрывозащищенном исполнении со степенью защиты IP66.

Защита силовых цепей от короткого замыкания и перегрузок осуществляется автоматическими выключателями с комбинированными расцепителями. Для защиты отходящих сетей термообогрева применены дифференциальные автоматические выключатели с током утечки 30мА.

Все электрооборудование выбирается в соответствии с условиями среды и классификацией объектов по взрыво - и пожаробезопасности и предназначены для работы от сети ~380/220В.

Распределительные силовые сети выполняются кабелем ВБбШвнг-1кВ, который выбирается по допустимым длительным токам с учетом необходимого резерва по пропускной способности. Все кабельные линии защищаются от коротких замыканий автоматическими выключателями, установленными в распределительных щитах, с максимальной токовой защитой и защитой от перегрузок.

Электроосвещение рассчитано методом удельной мощности по нормируемой освещенности в соответствии СН РК 2.04-01-2011. Электроосвещение выполнено светодиодными светильниками, которые выбраны в соответствии с условиями эксплуатации в зависимости от назначения помещений.

Электрохимическая защита

Для расширения ЗУ-1 Южный Хаиркелды и для расширения ДНС-3 Северный Хаиркелды – ЭХЗ относится к существующему положению. Для расширения ППН Южный Хаиркелды предусмотрена протекторная защита для подземного газопровода 114х4-Г-16 протяженностью 207,0м.

Установки СКЗ для электрохимзащиты предусмотрены в ранее запроектированном объекте в 1-очереди строительства обустройства группы месторождения Южный Хаиркелды и Хаиркелды. В проекте предусмотрено установка КИП и присоединение кабеля электрохимзащиты трубопровода скв.ЮХ-23, 24, 27, 29, 38, 43 и скв.Х-22, Х-23, Х-24.

По трассе трубопровода, установлены контрольно-измерительные пункты типа КИП для осуществления контроля защитного потенциала вдоль трассы трубопровода. Присоединение кабеля к трубопроводу в местах установки КИП по трассе трубопровода и точках дренажа на выкидных линиях осуществляют с помощью кабеля типа ПКЗнг 1х10 многопроволочный, проложенный от КИП до трубопровода, на котором монтируется кабельный наконечник ТМЛ-10 для присоединения кабеля через привариваемую стальную полосу к трубопроводу. Все кабельные соединения на анодных заземлителях и протекторных установках герметизируются посредством использования термоусаживаемых материалов и муфт, в соответствии с инструкцией по монтажу.

Для защиты от коррозии установленных защитных футляров проектом предусмотрена сосредоточенная протекторная установка, состоящая из двух протекторов типа ПМ-10У, упакованных активатором. Протекторная установка подключается к защитному футляру через блок совместной защиты (БСЗ), установленный в корпус КИП.

Рабочие чертежи выполнены в соответствии с требованиями «Инструкцией по проектированию и расчету электрохимической защиты магистральных трубопроводов и промысловых объектов» ВСН 2-106-78, ГОСТ 25812-83 «Общие требования к защите от коррозии», ГОСТ 9.015-74, «Подземные сооружения. Общие технические требования»,

ГОСТ 9.602-89, «Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии», ВСН 51-3-85, «Проектирование промысловых стальных трубопроводов», ПУЭ РК.

Точки дренажа защитного потенциала в соответствии с ведомостью установки КИП оборудуются неполяризующимся электродом сравнения с датчиком потенциала типа ЭНЕС-1.

Защитные мероприятия по безопасности

Молниезащита объекта выполнена в соответствии с правилами СП РК 2.04-103-2013 «Устройство молниезащиты зданий и сооружений». Молниезащита сооружений объекта по классификации относится ко II категории и защищает эти сооружения от прямых ударов молнии, вторичных проявлений молнии и заноса высоких потенциалов через наземные (надземные) и подземные металлические коммуникации путём присоединения их к заземлителю от прямых ударов молнии.

Защита от прямых ударов молнии выполняется с помощью отдельностоящих молниеприемников высотой 12,0 м, присоединенный к отдельным заземлителям не связанных с общим контуром. Предусмотрено установка прожекторных матч на стойке СВ 105-3,5 по типовой серии 3.407.1-143 совмещенных с молниеприемником для освещения территории и защиты от прямых ударов молнии. Все импульсное сопротивление заземлителей должно составлять не менее 10 Ом. Защита от вторичных проявлений молний выполнена присоединением металлических корпусов аппаратов и трубопроводов к наружному контуру заземления.

Заземление.

Для защиты людей от поражения электрическим током предусмотрено заземление и защитное зануление всех металлических частей электрооборудования. Заземление предусмотрено путём присоединения электрооборудования к наружному контуру заземления стальной оцинкованной полосой 40х4мм. В качестве защитного зануления используются дополнительные жилы кабелей путём присоединения их к нулевой шине распределительных щитов и металлическим частям электрооборудования.

Наружный контур заземления выполнен из горизонтальных электродов из стальной оцинкованной полосы 40х4мм и вертикальных электродов из оцинкованных стальных стержней длиной 3,0м. Соединения вертикальных и горизонтальных электродов выполняются сваркой. Сопротивление растеканию заземляющего контура в любое время года должно быть не более 4 Ом.

Для защиты от электростатического электричества предусмотрено присоединение технологических трубопроводов и оборудования узлов к наружному контуру заземления.

На площадке также предусмотрен контур заземления «Нуль система» для приборов КИПиА, связи и сигнализации, гальванически не связанный с защитным контуром заземления. Сопротивление контура «Нуль система» в любое время года должно быть не более 4 Ом.

Защита от статического электричества.

Защите от статического электричества подлежат все трубопроводы и технологическое оборудование, на котором возможно возникновение статического электричества.

Для защиты от возникновения статического электричества трубопроводы в местах соединений должны быть надежно соединены между собой через перемычки.

Заземление является основным и достаточным способом устранения опасности от статического электричества. Для металлоконструкции, оцинкованных труб, перфорированных лотках предусмотрены система выравнивания потенциалов.

Автоматизированная система управления инженерным оборудованием

Объем автоматизации обеспечивает контроль технологических параметров и

автоматическое управление вновь устанавливаемого комплексного оборудования и связь с существующим процессом. Все сигналы оповещения, предусмотренные на объекте, выводятся с соответствующих датчиков и приборов в операторную и обеспечивают возможность поддержания нормального технологического режима для всех участков проектируемого объекта. Автоматизация управления технологическим оборудованием основана на применении регулирования на базе автоматического или ручного управления на изменение параметров технологического процесса или возникновение аварийных ситуаций. Приборы и средства автоматизации размещаются непосредственно на технологическом оборудовании.

В проекте предусмотрено строительство здания операторной для контроля и управления всей установкой. В операторной предусмотрен АРМ, с монитором и системы пожарной сигнализации. Связь между соединительными коробками шлейфов систем ПС и РО и центральным оборудованием предусмотрен многожильными кабелями.

В качестве объектов автоматизации данного проекта рассматриваются основные технологические установки и оборудование, размещенное на объектах:

Расширение ЗУ-1 на м/р Южный Хаиркелды;

расширение ППН на м/р Южный Хаиркелды;

обустройство м/р Южный Хаиркелды скв. (ЮХ-23,24,27,29,32,38,43);

обустройство м/р Хаиркелды скв. (Х-22,23,24);

обустройство м/р Северный Хаиркелды скв. (СХ-16,21,22,39,38);

расширение ДНС-3 на м/р Северный Хаиркелды.

На площадке скважины предусмотрена установка показывающих по месту приборов (давления и температура) на устья скважин и выкидной линии.

На ЗУ-1 и ДНС-3 предусмотрено установка «Автоматизированная замерная установка Спутник Б 40-14-500». Все приборы и шкаф управления спутника поставляется комплектно от завода изготовителя. На площадке ЗУ-1 проектом предусматривается установка показывающих по месту приборов на каждый отвод скважин. На площадке ДНС-3 проектом предусмотрена установка показывающих по месту и дистанционных приборов (давления и температура) на каждый отвод скважин. Проектируемые датчики давлении и температуры подключается на существующий PLC1200 в операторной ДНС-3.

Решениями по автоматизации для расширения ППН предусмотрена организация дистанционного контроля и управления технологическими процессами. Для осуществления функций дистанционного контроля и управления проектом предусмотрена организация одного АРМ оператора-технолога в операторной ППН. В существующий операторной осуществляется:

сбор и обработка информации от полевых приборов КИП, шкафов управления насосами, электрических задвижек и клапанов, и локальных панелей управления АГЗУ, подогрева печей, АЦН и.т.д.;

дистанционный контроль и принятие решений по управлению технологическими объектами ППН.

На уровне операторского управления поддерживаются следующие функции:

отображения текстовой и графической информации на мониторе АРМ;

ручное и автоматическое управление насосами, отсечными задвижками, регулирующими клапанами;

сигнализации об отклонениях в работе технологического оборудования;

отработка блокировок по аварийным ситуациям на площадке.

Принятая система АСУ ТП состоит из трех иерархических уровней, а именно: Нижний уровень автоматизации - это приборы контроля и оборудование автоматики. Также имеется блочное оборудование, для которого приборы нижнего уровня поставляются комплектно, вместе с оборудованием.

Назначение нижнего уровня – сбор информации и передача ее в систему управления верхнего/среднего уровня. На нижнем уровне реализуются следующие функции:

связь первичных преобразователей с ПЛК;

опрос первичных преобразователей с заданными интервалами времени;

диагностика и контроль состояния оборудования.

Средний уровень автоматизации - это шкафы управления блочным оборудованием и шкаф управления PLC S7-1500, расположенными в существ. операторной ППН. На среднем уровне осуществляется сбор и обработка информации для передачи на верхний уровень.

Верхний уровень автоматизации – это АРМ оператора - технолога со шкафом управления PLC S7-1500, расположенными в операторной ППН. На верхнем уровне обрабатывается информация, поступающая от системы распределенного ввода/вывода, и принимаются решения по управлению объектом в целом. Таким образом, реализуются следующие функции:

сбор, обработка и хранение всей информации, поступающей от технологических установок;

представление информации на дисплей, в том числе индикация таблиц и мнемосхем текущего состояния на технологических установках и отдельных участках технологического процесса;

централизованный контроль и управление технологическими объектами;

контроль состояния технических средств системы управления.

Связь между средним и верхним уровнем автоматизации осуществляется по Fast Ethernet.

Кабельные трассы цепей управления и сигнализации выполнены контрольными кабелями с медными жилами. Прокладка кабеля на технологических площадках и к зданию операторной выполняется с защитой от возможных механических повреждений и солнечной радиации, то есть по площадкам прокладка кабеля предусмотрена по эстакаде, в кабельном канале, по технологическому оборудованию в трубах, при переходе через дорогу кабели прокладываются в траншее в полиэтиленовой трубе. В помещениях кабели будут прокладываться в защитных трубах.

Для электропитания приборов и средств автоматизации проектом предусмотрено использование унифицированного блока питания PS-307 фирмы Siemens, обеспечивающий выходное напряжение 24 В постоянного тока при нагрузке 4А. Для обеспечения бесперебойного питания из расчета 2 часов работы при отсутствии первичного электроснабжения используется модуль DC-UPS и необслуживаемая аккумуляторная батарея емкостью 12 Ач линейки SITOP фирмы Siemens.

Электропитание точки доступа осуществляется по технологии Power-over Ethernet, с помощью PoE-инжектора, входящего в комплект поставки точки доступа. Конструктивно PoE-инжектор расположен в шкафу АСУ.

В качестве питающих кабелей системы автоматизации предусмотрены экранированные медные контрольные кабели типа КУИН нг ВЭК.

По площадке кабель прокладывается в защитной трубе и траншее до соединительной коробки. От соединительной коробки до шкафа АСУ кабели прокладываются в траншее, согласно типового альбома А5-92. Для монтажных работ внутри шкафа АСУ предусмотрены провода типа ПВ-3.

На площадке скважины проектом предусмотрена установка показывающих по месту приборов (манометры и термометры) на фонтанной арматуре и выкидной линии. Приборы по месту (манометры и термометры) применены общепромышленного исполнения, производства фирмы Wika. Подключение к процессу манометров осуществляется через

двухвентильный манифольд, термометра – через защитную гильзу. Контроль за ходом технологического процесса осуществляется по месту. Выбор приборов произведен исходя из свойств измеряемой среды. Приборы, заложенные в проекте, серийно изготавливаются приборостроительным заводом.

Системы связи и сигнализации

Автоматическая пожарная сигнализация является составной частью системы ПиГ и предназначена для своевременного предупреждения пожарной ситуации. Проектируемые сооружения и помещения будут оборудованы автоматическими датчиками обнаружения пожара. Кроме этого, предусмотрены ручные извещатели обнаружение пожара, которые установлены на территории технологических площадок и у входов в помещения.

Для системы обнаружения очагов пожара и утечки газа является следующее:

обнаружение пожара и утечки газа на раннем этапе;

включение визуальной и звуковой тревожной сигнализации для предупреждения персонала об опасности.

Объекты, защищаемые системой пожарной сигнализации:

Площадка двухфазного сепаратора НГС-50;

Площадка трехфазного сепаратора НГСВ-100;

Площадка КСУ-25;

Площадка газовых сепараторов ГС-2А/2Б;

Площадка вертикального резервуара РВС-2000;

Площадка насоса для перекачки нефти Н-2Б;

Площадка печи подогрева нефти.

Для определения наличие дыма, пламени и тепла в результате воспламенения горючих материалов на технологических площадках и в помещениях выбраны пожарные извещатели (детекторы). В проекте применены взрывозащищенные ручные пожарные извещатели типа ИП 535 Горизонт, детекторы пламени ИПЭС ИК/УФ, пороговое устройство для обнаружения загазованности УПЭС-50, извещатель тепловой СГОЭС. Пожарные извещатели выбраны в исполнении, позволяющем их использовать в неблагоприятных климатических условиях и опасных зонах.

Приемно- контрольный прибор (ПКП) установлен в помещении операторов здания операторной с круглосуточным пребыванием персонала и имеет источник бесперебойного питания. Встроенный в ПКП звуковой оповещатель сообщает обслуживающему персоналу об изменениях состояния системы или возникновении нештатной ситуации.

Передача сигналов общей тревоги передается в любой участок площадки из здания операторной. Прерывный звук срабатывания системы АПС и ГО активируется в случае пожаро- или газо- обнаружения, или другого инцидента согласно общему плану действий при эвакуации. Светозвуковое оповещение также активируется посредством ручных извещателей, размещенных внутри/снаружи зданий или в местах технологических и обслуживаемых сооружений.

6.3 Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных взрывопожароопасных ситуаций

В соответствии с Законом РК «О гражданской защите» от 11.04.2014г. №188-V, проектом выполнены нормативные требования с учетом:

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

автоматизации, механизации труда работников;

санитарно-гигиенических условий труда работающих.

Эксплуатация сооружений осуществляется в комплексе существующих сооружений на месторождениях Хаиркелды со сложившимися производственными и управленческими структурами.

Представлено письмо-согласование рабочего проекта РГУ «Департамент Комитета индустриального развития и промышленной безопасности по Кызылординской области» от 04 января 2019 года KZ40VQR00013504 в части промышленной безопасности.

6.4 Оценка соответствия проекта санитарным нормам и гигиеническим правилам

Рабочим проектом предусмотрено обустройство группы месторождения Хаиркелды, 2 очередь, контрактная территория ТОО KAZPETROL GROUP. Проектом предусмотрены расширение ЗУ-1 и расширение ППН на месторождении Южный Хаиркелды, обустройство месторождении Южный Хаиркелды, обустройство месторождения Хаиркелды, обустройство месторождения Северный Хаиркелды и расширение ДНС-3 на месторождении Северный Хаиркелды. В связи с расширением ЗУ-1 на месторождении Южный Хайркелды проектом запроектированы площадка АГЗУ и площадка блока управления АГЗУ. В связи с расширением ППН внутри территорий ГТУ запроектированы производственные сооружения, предусмотрено обустройство водозаборной скважины на рассстояний 387м северо-восточной части от ППН. Проектируются внутриплощадочные автодороги к проектируемой факельной установке, а также к водозаборной скважине в пределах ограждения. Предусмотрены обустройства устья добывающих скважин, строительство нагнетательных скважин на месторождении Южный Хаиркелды, Хаиркелды и Северный Хаиркелды. На месторождений Северный Хайркелды проектом запроектированы площадка блочной замерной установки(АГЗУ) и площадка аппаратурного блока АГЗУ. Все проектируемые здания и сооружения запроектированы на свободной от застройки территории. Обеспечивается отвод ливневых и талых вод от зданий и сооружений. Для обеспечения санитарно-гигиенических условий работы на предприятии и территории примыкающей к ней предусматриваются мероприятия по благоустройству. В пределах технологических площадок трубопроводы прокладываются надземно, на отдельно стоящих опорах и частично подземно. Подземные трубопроводы прокладываются в траншее на глубине 1,8 м от верха трубы. Дренажи собираются на ППН м/р Южный Хаиркелды в проектируемую дренажную емкость с последующей откачкой в автотранспорт; на ДНС-3 и ЗУ-1 м/р Хаиркелды в общий нефтяной коллектор; на печах подогрева выкидных линий дренаж сливается в переносную емкость с последующей утилизацией в существующий технологический процесс м/р Хаиркелды. Для освещения территории и проектируемого оборудования предусматривается дополнительное наружное освещение. Проектные решения выполнены с учетом рационального размещения оборудования на площадке, удобства обслуживания, соблюдением требований санитарных норм. Приборами КИПиА ведется контроль за технологическими параметрами процесса. Трудоемкие процессы в данном производстве отсутствуют. Предусматривается полная герметизация всего технологического процесса, применение блочного и блочно-комплектного оборудования заводского изготовления. Выполнение строительно-монтажных и пусконаладочных работ ведётся в условиях действующего предприятия.

Загрязнения воздуха при строительстве может быть от выхлопных выбросов строительного оборудования и пыли. В период эксплуатации выбросы будут осуществляться от площадок АГЗУ, РВС, насоса откачки нефти, дренажной емкости, печи подогрева нефти, факельной установки, двухфазного, трехфазного и газового сепаратора, фильтров и межплощадочных трубопроводов. Представлены результаты расчета приземных концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе в форме изолиний и

карт рассеивания. Анализ расчета показал, что максимальные приземные концентрации, создаваемые выбросами на период строительства и эксплуатации, не превышают их ПДК по санитарно-защитной зоне и на фиксированных точках. Для действующих месторождении ТОО «KAZPETROL GROUP», согласно санитарно-эпидемиологического заключения N.08.X.KZ33VBS00102942 от 03.03.2018г на проекты нормативов предельно допустимых выбросов вредных веществ в атмосферу, установлена санитарно-защитная зона 500 м, что соответствует 2 классу опасности. Контрактный участок находится в 150км на северо-запад от областного центра г.Кызылорда. Производятся замеры загрязняющих атмосферу воздуха веществ на границе СЗЗ согласно плана-графика. Представлены протокола по мониторингу атмосферного воздуха месторождений Южный Хаиркелды, Хаиркелды и Северный Хаиркелды за III кв. 2018 года проведенные аккредитованной лабораторией ТОО «НИИ «Батысэкопроект». Проектом определены мероприятия по защите населения от воздействия выбросов вредных химических примесей в атмосферный воздух и физического воздействия, произведена оценка воздействия на почвенный покров, подземные воды. Определены мероприятия по соблюдению радиационной безопасности, проведению производственного контроля.

Для питьевых целей вода привозная, бутилированная. Отражены требования по обеспечению питьевой водой, соблюдения питьевого режима, организация питания для работающих на необустроенных объектах. Хоз-бытовые нужды рабочих на период строительства будут обеспечиваться на территории существующего вахтового поселка месторождения Южный Хаиркелды. Водоснабжение стройплощадки водой, в том числе и неприкосновенный противопожарный запас воды на весь период строительства, а также забор воды для гидроиспытания трубопроводов предусмотрен из водозаборных скважин действующих на территории месторождений Южный и Северный Хаиркелды, посредством автоцистерны. Сброс канализационных стоков предусмотрен в канализацию (изолированный септик) вахтового поселка, а сброс воды после гидроиспытаний труб будет осуществляться в изолированный септик (дренажная емкость) строительной площадки. Представлены расчеты водопотребления и водоотведения. Отходы строительного производства будут вывозиться специализированной организацией по договору. Представлены мероприятия по обезвреживанию и утилизации отходов. Определена группа производственных процессов по санитарной характеристике. Все работающие обеспечиваются спецодеждой, спецобувью и средствами индивидуальной защиты. Питание рабочих, бытовое и медицинское обслуживание предусматривается в вахтовом поселке месторождения.

6.5 Организация строительства

Раздел выполнен в соответствии со СН РК 1.03-00-2011 «Строительное производство. Организация строительства предприятий, зданий и сооружений».

Технико-экономические показатели

Продолжительность строительства – 18 месяцев, в том числе подготовительный период – 4.0 месяца, определена по СП РК 1.03-101-2013, часть I «Продолжительность строительства и задел в строительстве предприятий, зданий и сооружений», табл. Г.1.2.1 пункт 5 «Установка подготовки нефти».

Начало строительства – с января 2020 года, согласно письма ТОО «KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)» от 21 ноября 2019 года №980.

6.6 Сметная документация

Сметная документация не рассматривалась на основании письма ТОО «KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)» от 14 августа 2019 года №704.

7. РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1 Дополнения и изменения, внесенные в рабочий проект в процессе экспертизы

В процессе рассмотрения по замечаниям департамента по Кызылординской области (г.Кызылорда) филиала республиканского государственного предприятия «Госэкспертиза» по Южному региону в рабочий проект **«Обустройство группы месторождения «Хаиркелды» 2 очередь. Кызылординская область, Сырдарьинский р-н»** внесены следующие изменения и дополнения:

По строительным решениям

7.1.1 На листах «Общие данные»:

откорректирована марка бетона по морозостойкости в общих указаниях и на чертежах, согласно п.4.7 СП РК 3.02-128-2012;

указан вид гидроизоляции для защиты металлических конструкций от коррозии, согласно СП РК 2.01-101-2013.

Расширение ППН на месторождении Южный Хайркелды

7.1.2 Проектные решения по площадке АГЗУ приведены в соответствие технологическим решениям, строительные решения приняты аналогично по площадкам АГЗУ на ЗУ-1 на м/р ЮХ и ДНС на м/р СХ. Спецификация элементов приведена в соответствие чертежам.

7.1.3 Принято единое решение по армированию площадок по объекту.

7.1.4 На сечениях фундамента сепаратора высота от поверхности земли до низа оборудования приведены в соответствие технологическим решениям.

7.1.5 Межплощадочные опоры приведены в соответствие плану расположения трубопроводов по технологическим решениям.

7.2 Оценка принятых проектных решений

В соответствии с «Правила определения общего порядка отнесения зданий и сооруженийк технически и (или) технологическим сложным объектам», утвержденным приказом Министерства национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года №165 разработчиком проекта установлен I (повышенный) уровень ответственности.

Рабочий проект **«Обустройство группы месторождения «Хаиркелды» 2 очередь. Кызылординская область, Сырдарьинский р-н»** разработан в необходимом объеме в соответствии с утвержденным заданием на проектирование, иными исходными данными и требованиями.

Состав и комплектность представленных материалов соответствует требованиям СН РК 1.02-03-2011* «Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство».

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

Принятые проектные решения, с учетом внесенных изменений по п.7.1. соответствуют государственным нормативным требованиям и функциональному назначению объекта.

Технологические решения приведены в соответствие требованиями ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений», СН РК 3.05-01-2013 и СП РК 3.05-101-2013 «Магистральные трубопроводы», СП РК 3.05-103-2014 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы», ВСН 51-2.38-85 «Нормы проектирования промысловых стальных трубопроводов», ВСН 005-88 «Строительство промысловых стальных трубопроводов».

Представлены: заключение государственной экологической экспертизы от 28

ноября 2019 года №N061-0085/19 и разрешение на эмиссии в окружающую среду для объектов I, II и III категорий от 29 ноября 2019 года №KZ94VCZ00518231, выданные РГУ «Департамент экологии по Кызылординской области» Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

Проектные решения не противоречат требованиям санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденные приказом Министра национальной экономики РК №237 от 20 марта 2015 года; «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности», утвержденные приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 236, «Санитарно-эпидемиологические требования к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктов», утвержденные Приказом Министра национальной экономики РК от 28 февраля 2015 года №168, «Гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека», утвержденные приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 169.

Таблица №16

Основные технические показатели проекта

№ п/п	Наименование	Единицы измерения	Показатели
1	Мощность производства:		
	м/р «Северный Хаиркелды»	тыс т/год	3558
	м/р «Хаиркелды»	тыс т/год	330
	м/р «Южный Хаиркелды»	тыс т/год	875
2	Общая протяженность выкидных линии	м	10188
3	Общая протяженность нагнетательной линии	м	2919
4	Общая протяженность газопровода	м	207
5	Продолжительность строительства	мес.	18

8. ВЫВОДЫ

8.1 С учетом внесенных изменений и дополнений рабочий проект **«Обустройство группы месторождения «Хаиркелды» 2 очередь. Кызылординская область, Сырдарьинский р-н»** соответствует требованиям нормативных правовых актов и государственных нормативов, действующих в Республике Казахстан и рекомендуется к утверждению.

8.2 Настоящее экспертное заключение выполнено с учетом исходных материалов (данных), утвержденных заказчиком для проектирования, достоверность которых гарантирована ТОО «KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)» в соответствии с условиями трехстороннего договора от 30 сентября 2019 года №01-1635.

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

8.4 Заказчику при строительстве максимально использовать оборудование, материалы и конструкции отечественных производителей.

8. ТҰЖЫРЫМДАР

8.1 Енгізілген өзгерістер мен толықтыруларды ескере отырып, **«Хайркелді кенішін топтық жайғастыру» 2 кезеңі Қызылорда облысы, Сырдария ауданы»** жұмыс жобасы Қазақстан Республикасында қолданылатын нормативтік құқықтық актілер мен мемлекеттік

нормативтердің талаптарына сәйкес келеді және бекітуге ұсынылады.

8.2 Осы сараптамалық қорытынды тапсырыс берушімен бекітілген, растығы 2019 жылғы 30 қыркүйектегі №01-1635 үш жақты шарт талаптарына сәйкес «KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)» ЖШС-мен кепілдендірілген бастапқы материалдарды (деректерді) ескере отырып орындалды.

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

8.4 Тапсырыс беруші құрылыс жүргізу барысында отандық өндірушілердің құрал-жабдықтарын, материалдарын және конструкцияларын барынша көп қолдануы қажет.

Мыктыбаев Ж.С.

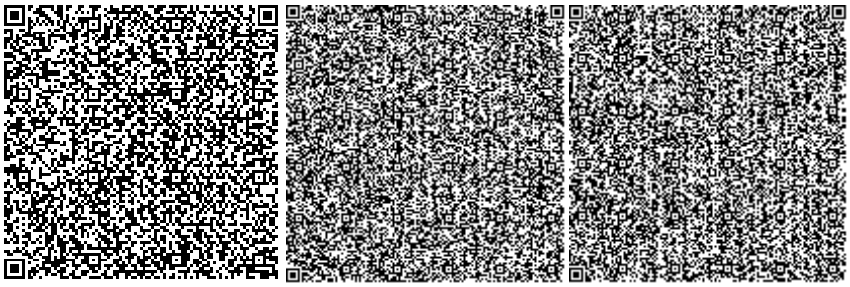
Директор

Абдикаликов Б.А.

Директор департамента

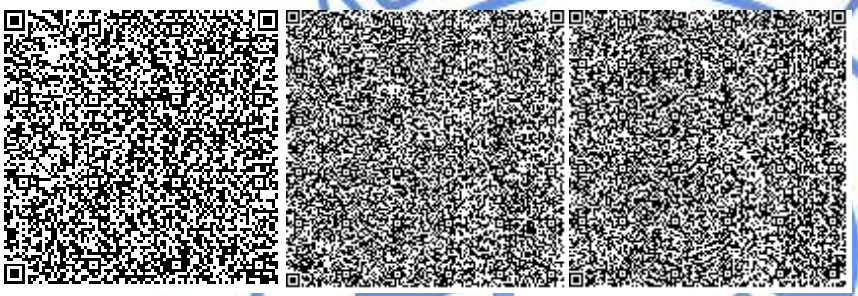
Бутабаева А.К.

Начальник производственного отдела



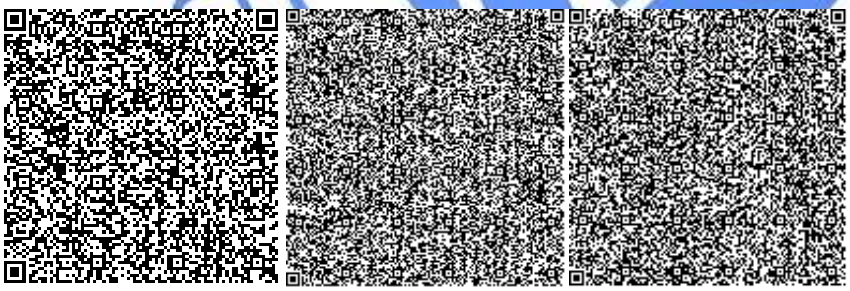
Акилбаева С.Ж.

Эксперт



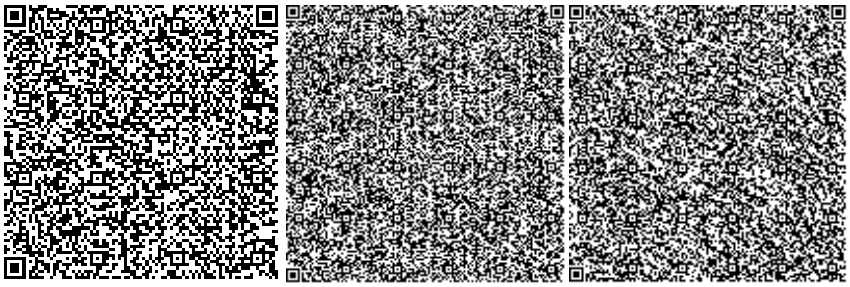
Жармаханов Б.К.

Руководитель экспертной группы



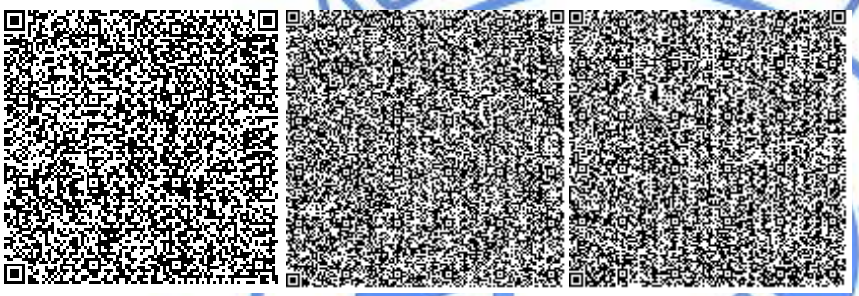
Алиев Н.Д.

Главный специалист



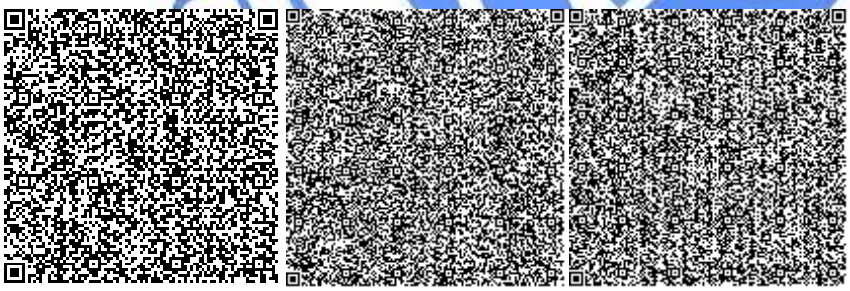
Сулеева Г.А.

Эксперт



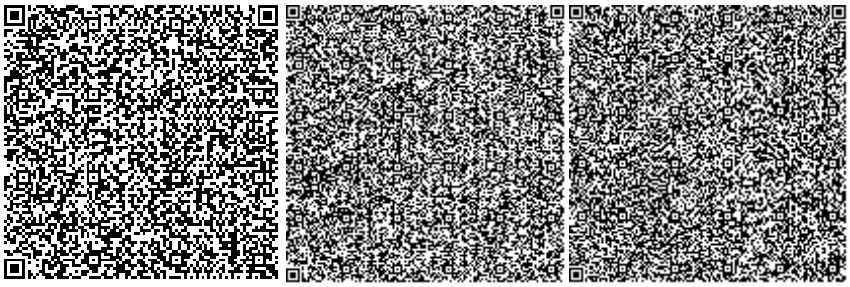
Искаков Г.Т.

Эксперт



Сейтказин Г.К.

Эксперт



МЕМСАРАПТАМА
ГОСЭКСПЕРТИЗА

Номер: N061-0085/19
Дата: 28.11.2019

«ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ЭКОЛОГИЯ, ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ
РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ
ЭКОЛОГИЯЛЫҚ РЕТТЕУ ЖӘНЕ
БАҚЫЛАУ КОМИТЕТІНІҢ
ҚЫЗЫЛОРДА ОБЛЫСЫ БОЙЫНША
ЭКОЛОГИЯ ДЕПАРТАМЕНТІ»
РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК МЕКЕМЕСІ
120008, Қызылорда қаласы, Желтоқсан көшесі, 124
тел.: 8 (724 2) 23-02-44, факс:23-06-80
e-mail: kyzilorda-ecodep@ ecogeo.gov.kz

РЕСПУБЛИКАНСКОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ «ДЕПАРТАМЕНТ ЭКОЛОГИИ
ПО КЫЗЫЛОРДИНСКОЙ ОБЛАСТИ
КОМИТЕТА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО
РЕГУЛИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ
МИНИСТЕРСТВА ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ И
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВРЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН
120008, город Кызылорда, ул.Желтоксан, 124
тел.: 8 (724 2) 23-02-44, факс:23-06-80
e-mail: kyzilorda-ecodep@ ecogeo.gov.kz

ТОО «Казпетрол груп»

Заключение
государственной экологической экспертизы
на Рабочий проект «Обустройство группы месторождения «Хаиркелды»
2 очередь» с разделом охраны окружающей среды

Материалы разработаны–ТОО «Эко Центр Кызылорда» (ГЛ №01526Р от 20.12.2012г.)
Заказчик материалов проекта – ТОО «Казпетрол груп»

На рассмотрение государственной экологической экспертизы представлены:
-Общая пояснительная записка;
-Раздел «Охраны окружающей среды»;
-заявление об экологических последствиях;
-публикации в СМИ, протокол учёта общественного мнения по разделу «ООС»;
-план мероприятий по охране окружающей среды.

Материалы поступили на рассмотрение:

Материалы поступили на рассмотрение: 10.10.2019 г. вх. №061-03/00092, по проекту выданы замечания от 05.11.2019г. №061-SS-02/0080.

Общие сведения. В административном отношении месторождения Северный Хаиркельды, Хаиркельды и Южный Хаиркельды расположены в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан.

В географическом отношении месторождения Северный Хаиркельды , Хаиркельды и Южный Хаиркельды находятся в юго-западной части Торгайской низменности. В непосредственной близости от месторождения расположены нефтяные и газонефтяные месторождения Аксай, Таур, Нуралы, Коныс и Северо-Западный Коныс.

Контрактный участок находится в 150 км на северо-запад от областного центра г. Кызылорда. Дорожная сеть представлена трассой Кызылорда-Кумколь с асфальтовым покрытием, межпромысловыми гравийно-песчаными дорогами и бездорожьем.

Климат исследуемой территории резко континентальный. Основные его черты: большие колебания температуры наружного воздуха зимой и летом, днем и ночью, общая сухость воздуха, обилие солнечного света и относительно небольшое количество осадков. Такой климатический режим обусловлен расположением региона внутри евроазиатского материка, особенностями циркуляции атмосферы, характером подстилающей поверхности и другими факторами.

Проектные решения. Рабочим проектом предусмотрено «Обустройство группы месторождения Хаиркелды -2 очередь, контрактная территория ТОО KAZPETROL GROUP».

Запроектированы следующие сооружения:
- Расширение ЗУ-1 на месторождений Южный Хаиркелды;
- Расширение ППН на месторождении Южный Хаиркелды;

- Обустройство месторождения Южный Хаиркелды;
- Обустройство месторождения Хаиркелды;
- Обустройство месторождения Северный Хаиркелды;
- Расширение ДНС-3 на месторождении Северный Хаиркелды.

Данным проектом предусматривается:

1. Расширение ЗУ-1 на месторождений Южный Хаиркелды

- Площадка АГЗУ – 1 шт;

Нефть от скажин по выкидным линиям (нефтепроводу) поступает в проектируемую АГЗУ, где происходит замер дебита скважин, а далее нефть поступает в существующий нефтяной коллектор на территории существующего ЗУ-1; Дренаж от АГЗУ поступает в существующую дренажную линию.

2. Расширение ППН на месторождении Южный Хаиркелды

- двухфазный сепаратор (НГС) V=50 м3 – 1 шт;
- трехфазный сепаратор (НГСВ) V=100 м3 – 1 шт;
- двухфазный сепаратор (КСУ) V=25 м3 – 1 шт;
- газовый сепаратор (ГС) V=8 м3 – 2 шт;
- АГЗУ – 1 шт;
- РВС-2000 м3 (для нефти) – 1 шт;
- РВС-1000 м3 (для пластовой воды) – 1 шт;
- насосы откачки пластовой воды – 5 шт;
- насос откачки нефти – 1 шт;
- насос для нагнетания нефти – 1 шт
- АСН-3 для загрузки пластовой воды – 1 шт;
- дренажная емкость V=4 м3 (со свечей рассеивания) – 1 шт;
- фильтры сепарации перед ГТЭС – 2 шт;
- фильтры сепарации перед ДКС – 2 шт;
- печь подогрева нефти – 1 шт;
- блок насосов для обессоливания нефти с РГС-75 – 1 шт;
- газосепаратор ГС-2 V=0.8 м3 перед ДКС – 1 шт;
- ресивер газа РГ-3 перед ГТЭС-2 – 1 шт;
- ДКС-2 работающая от существующих линий электропередач– 1 шт;
- факел низкого давления – 1 шт;
- факельный конденсатосборник – 1 шт;
- Дренажная емкость V=63 м3 (со свечей для факельной системы) – 1 шт;
- жидкостный сетчатый фильтр Ду250 Ру40 – 2 шт;
- жидкостный сетчатый фильтр Ду100 Ру16 – 2 шт
-печь для подогрева горячей воды -1 шт;
-газовый вертикальный сепаратор СЦВ-219-2 шт;

Нефть со скважин м/р Хаиркелды поступает на двухфазный сепаратор (НГС) V=50 м3, жидкость после первой ступени сепарации направляется на подогрев к существующим ПНПТ-1,6, далее подогретая жидкость поступает на трехфазный сепаратор (НГСВ) V=100 Перед сепаратором установлены сетчатые жидкостные фильтры (СДЖ)-250. После трехфазного сепаратора (НГСВ) V=100 м3 нефть попадает в существующий сепаратор С2, отделенная пластовая вода идет в существующие отстойники воды Е-1 и Е-2. Газ для отделения капельной жидкости с потока газа от проектируемого двухфазного сепаратора НГС-50 м3 сбрасывается на факел низкого давления Ф-2. Чистая нефть направляется в проектируемый РВС-2000. После существующих емкостей пластовой воды Е-1 и Е-2 через проектируемые насосы откачки (1 резерв., 2 рабочих) пластовая вода направляется в РВС-1000 м3 с нефтеуловителем. Для существующего оборудования ГС-2, РГ-1, ДКС-1,2 для отвода жидкости предусмотрена дренажная емкость ДЕ-7 V-4 м3 с полупогружным насосом ДН-7. Перед ГТЭС-1,2 и перед ДКС-1,2 установлены фильтры сепарации ФС-4А/Б и ФС-5А/Б. Проектом также предусмотрен узел подготовки горячей воды с путевым подогревателем ПП-1,6 (без змеевиков) с блоком местной автоматики, фильтрами СДЖ-100

для воды и сепаратором СЦВ-219 для газа. Топливо для подогревателя подводится от существующего ППН на м/р Южный Хаиркелды, также проектом предусмотрен газопровод топливного газа на собственные нужды до энергоблока расположенного на м/р Южной Хаиркелды и от энергоблока м/р Южной Хаиркелды до узла подготовки горячей воды. Техническая вода к ПВЕ-3,5 поступает от существующей скважины технической воды. Газ также после НГСВ-100 поступает на

КСУ-25 для окончательного отделения от капельной жидкости, последняя в свою очередь под собственным давлением и без применения насосов направляется на Р-4 (РВС-2000). А газ направляется на факел низкого давления. Перед ДКС-1,2 установлен дополнительный газовый сепаратор ГС-2 объемом 0,8 м3. Также проектом предусмотрен насосный блок с емкостью РГС-75, фильтрами, расходомером и УПОН-200 для подачи пресной воды для обессоливания нефти. Для хранения газообразных веществ перед ГТЭС-2 установлен дополнительный ресивер газа РГ-3, а так же расходомеры Р-10, Р-8 и Р-9. Для подогрева нефти проектом предусмотрена установка дополнительного подогревателя нефти ПНПТ- 1,6 - П-1В.

3. Обустройство месторождения Южный Хаиркелды (7 скважин)

- Обустройства устья 7 скважин;
- Строительство нагнетательной скважины;
- Проектом предусматривается строительство 6 выкидных линий 3” от добывающих скважин с последующим подключением к соответствующим замерным установкам.
- Нефтяная эмульсия от добывающей скважины от ТР-01 под собственным давлением поступает в печь подогрева. Нагретая нефть после печи под собственным давлением к соответствующей замерной установке. Одна скважина нагнетательная.

4. Обустройство месторождения Хаиркелды (3 скважин)

- Обустройства устья 3 скважин;
- Проектом предусматривается строительство 3-х выкидных линий 3” от добывающих скважин с последующим подключением к групповым замерным установкам.
- Нефтяная эмульсия от добывающих скважин от ТР-01 под собственным давлением поступает в печь подогрева. Нагретая нефть после печи поступает к замерной установке S-1 на ДНС-2.

5. Обустройство месторождения Северный Хаиркелды (5 скважин)

- Обустройства устья 5 скважин;
- Строительство нагнетательной скважины;

Проектом предусматривается строительство 5-ти выкидных линий 3” от добывающих скважин с последующим подключением к групповым замерным установкам.

Нефтяная эмульсия от добывающих скважин от ТР-01 под собственным давлением поступает в печь подогрева. Нагретая нефть после печи поступает к замерной установке S-1 на ДНС-3.

6. Расширение ДНС-3 на месторождении Северный Хаиркелды

- Площадка АГЗУ – 1 шт;
- Нефть от групповой замерной установки АГЗУ поз. S-2 подается на существующий коллектор нефти, а далее на существующий газовый сепаратор поз. VE-S-01 для разделения на газ и жидкость. Отделенная жидкость из существующего сепаратора поз. VE-S-01 через существующие фильтры поз. Ф-1/2 подается в существующий блок мультифазных насосов и далее в существующую печь нагрева поз.П-01.

Нагретая нефть из печи подается в существующую камеру запуска скребка поз. УЗС-01. В коллектор жидкости перед фильтрами подается химреагент от существующих на ДНС-3 блоков дозирования химреагентов поз. УДЭ-1,0/63.

Очищенный газ после газового сепаратора поз. VE-S-01 подается в качестве топливного газа для существующей печи подогрева поз. П-01.

- Дренаж от оборудования собирается в существующей дренажной емкости поз.VE-01.
- Мощность производства составляет:
- м/р Хаиркелды Северный – 4016 тыс т;

- м/р Хаиркелды - 755,7 тыс т;
- м/р Хаиркелды Южный – 1264,4 тыс т.

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

Окраска и маркировка трубопроводов должны соответствовать ГОСТ 14202-69. Цвета сигнальные и знаки безопасности по ГОСТ 12.4.026-76.

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

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

Прокладка надземных трубопроводов - на низких опорах.

Тепловая изоляция надземных трубопроводов - маты из минерального волокна толщиной 50 мм. Покровный слой – оцинкованный лист. До теплоизоляции трубы окрашены краской БТ-177 в два слоя по грунтовке ГФ-021.

Все подземные трубопроводы прокладываются в траншее на глубине 1,8 м от верха трубы. Защита от почвенной коррозии выполнена грунтовкой "Праймер" ГОСТ 21822-87 Е с изолирующей лентой "Polyken 910" ширина 6".

Контроль сварных стыков физическим методом 100%, в том числе радиографическим подземные 100%, надземные 20 %.

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

В местах соединения надземной и подземной частей трубопровода установлены изолирующие фланцы.

Выполнение строительно-монтажных и пусконаладочных работ ведётся в условиях действующего предприятия.

При строительстве объекта и при перевозке грузов используется существующие автодороги. Продолжительность строительства – 1,5 года.

Персонал и режим работы:

Количество рабочего персонала на период строительства составляет 80 человек.

Обслуживание проектируемого оборудования будет осуществляться существующим персоналом месторождения Южный Хаиркелды.

Проживание рабочего персонала предусмотрено на существующем вахтовом поселке месторождения, на территории которого имеются столовая, общежития, медпункты и т.д. Режим работы - вахтовый, 2 смены в сутки, продолжительность смены - 12 часов.

Оценка воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду

В настоящем разделе рассмотрены принятые инженерно-технические решения, определены источники неблагоприятного воздействия на компоненты окружающей природной среды.

Период строительства: обустройство месторождений будет осуществляться с помощью машин и механизмов. Выемочно-земляные, планировочные работы будут выполняться бульдозером и автокраном, а погрузочно-разгрузочные – экскаваторами, рабочим топливом для которых является дизтопливо.

Под прокладываемыми фундаментами оборудований предусматривается подготовка из щебня и ПГС пропитанного битумом, толщиной 100мм.

Все стальные конструкции окрашиваются эмалью грунтовкой ГФ-021, лаком БТ-177 и эмалью ПФ-115. Также дополнительно будут проводиться сварочные работы трубопроводов и металлоконструкций.

Согласно предварительным расчетам на период строительства будут задействованы 10источников загрязнения воздушного бассейна, 2 из которых организованные.

ИЗА № 0101- Выхлопная труба

ИВ № 001- Сварочный автономный генератор

Сварочный автономный генератор предназначен для ручной дуговой сварки. Топливом для генератора служит дизтопливо, расход которого за период строительства составит 6.2 т.

При использовании дизтоплива в атмосферный воздух выделяются загрязняющие вещества в виде оксида азота, оксида углерода, диоксида серы, сажи, пропеналя (акролеина), формальдегида и углеводородов, которые выбрасываются через выхлопную трубу высотой 2,0 м, диаметром 0,15 м.

Организованный источник выброса.

ИЗА № 0102– Выхлопная труба

ИВ № 001 – Битумоварка

Битумоварка предназначена для разогрева и обезвоживания битума перед подачей его на щебеночную подготовку. Общий расход битума составляет – 23 т. Топливом для битумоварки служит дизельное топливо, расход которого составит2.5 т. Удаление продуктов сгорания в виде углеводородов предельных, углерода, оксида азота, углерода и серы осуществляются через дымовую трубу высотой 2,0 м, диаметром 0,15 м.

Организованный источник выброса.

ИЗА № 6101 – Площадь пыления

ИВ № 0001 – Бульдозер (землеройные работы)

Бульдозер предназначен для срезки почвенно-плодородного слоя земляного полотна. Объем снимаемого плодородного слоя и его обратной надвижки составит 2965 т. Согласно исходным данным заказчика производительность бульдозера составляет – 2.3 т/час.При землеройных работах в атмосферный воздух неорганизованным путем выделяется пыль неорганическая.

Для снижения выбросов пыли при проведении работ предусмотрено пылеподавление с КПД = 30 %.

ИЗА № 6102 – Площадь пыления

ИВ № 001 - Экскаватор

Для выемочно-земляных работ и засыпки траншей, предусматриваются экскаватор и автогрейдер. При работе спецтехники с поверхности площадки в атмосферу выделяется неорганизованным путем пыль неорганическая. Объем земляных работ определен по рабочему проекту. Согласно исходным данным заказчика производительность экскаватора составляет – 4.5т/час.Общий объем перерабатываемого грунта – 35638 т.

Для снижения выбросов пыли при проведении работ предусмотрено пылеподавление с КПД = 30 %.

ИЗА № 6103 – Участок сварочных работ

ИВ № 001- Электросварочный аппарат

Сварочные работы по сварке металлоконструкций будут осуществляться с использованием штучных электродов, расход которых составит 3000 кг/год. При сжигании электродов в атмосферный воздух неорганизованным путем выделяются оксиды железа и марганца.

ИЗА № 6104 – Участок покраски

ИВ № 001- ЛКМ

Для защиты от коррозии, все стальные конструкциипокрываются эмалью марки ПФ-115 (0.35 т) грунтовкой марки ГФ-021 (0.55 т)и лаком марки БТ-177 (0.7 т). Общий расход лакокрасочных материалов на период строительства составит 1.6 т. В процессе покрасочных работ в атмосферу неорганизованным путем с участка покраски выделяются диметилбензол, уайт-спирит и взвешенные вещества.

ИЗА № 6105–Участок покрытия битумом

ИЗА № 001 – Емкость для битума

Под подошву фундаментов прокладываемых выкидных линий выполнена щебеночная подготовка пропитанная битумом до полного насыщения. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом обмазываются горячим битумом.

Общий расход битума составляет 23 т.

При проведении работ по пропитке битумом строительных площадок в атмосферный воздух неорганизованным путем выделяются углеводороды предельные.

ИЗА № 6106 – Участок покрытия щебнем

ИВ № 001 – Спецтехника (погрузчик, экскаватор)

Под подошвой фундаментов выполняется щебеночное покрытие, предназначенное для распределения давления от фундамента на большую площадь, либо для замены слоя слабого грунта под фундаментом. Объем подстилающего слоя из щебня под фундамент составляет – 660 т.

При проведении щебеночного покрытия строительных площадок в атмосферный воздух неорганизованным путем выделяется пыль неорганическая.

Для снижения выбросов пыли при проведении работ предусмотрено пылеподавление с КПД = 30 %.

ИЗА № 6107– Участок приготовления бетона

ИВ № 001 - Бетоносмесительный агрегат

При приготовлении бетона для заливки фундамента будет применяться бетономешалка. Годовой расход материала – 5021 кг (цемент – 1781 кг и песок – 3240 кг). В процессе смешивания цемента и песка основным, выделяющимся в атмосферу неорганизованным путем вредным веществом, является неорганическая пыль.

ИЗА № 6108– Участок покрытия ПГС

ИВ № 001 – Спецтехника (погрузчик, экскаватор)

Под подошвой фундаментов выполняется песчано-гравийное покрытие, предназначенное для распределения давления от фундамента на большую площадь, либо для замены слоя слабого грунта под фундаментом. Объем подстилающего слоя из ГПС под фундамент составляет – 85.3т. При проведении покрытия ГПС строительных площадок в атмосферный воздух неорганизованным путем выделяется пыль неорганическая.

Для снижения выбросов пыли при проведении работ предусмотрено пылеподавление с КПД = 30 %.

Обеспечение строительной площадки автотранспортом с горюче-смазочными материалами осуществляется от подрядной организации, которая сама отвечает за выбросы вредных веществ от автозаправки спецтехники.

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на год достижения ПДВ (период строительства)

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						год достижения ПДВ
		существующее положение на 2019 год		Период строительства (на 2020-2021 годы)		ПДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
(0301) Азота (IV) диоксид (4)								
САГ	0101	-	-	0.054	0.186	0.054	0.186	2019
Битумоварка	0102	-	-	0.00352	0.00916	0.00352	0.00916	2019
(0304) Азот (II) оксид (6)								
САГ	0101	-	-	0.07	0.242	0.07	0.242	2019
(0328) Углерод (593)								
САГ	0101	-	-	0.009	0.031	0.009	0.031	2019
Битумоварка	0102	-	-	0.00024	0.000625	0.00024	0.000625	2019
(0330) Сера диоксид (526)								
САГ	0101	-	-	0.018	0.062	0.018	0.062	2019
Битумоварка	0102	-	-	0.00564	0.0147	0.00564	0.0147	2019

(0337) Углерод оксид (594)								
САГ	0101	-	-	0.045	0.155	0.045	0.155	2019
Битумоварка	0102	-	-	0.01334	0.03475	0.01334	0.03475	2019
(1301) Проп-2-ен-1-аль (482)								
САГ	0101	-	-	0.00215	0.0074	0.00215	0.0074	2019
(1325) Формальдегид (619)								
САГ	0101	-	-	0.00215	0.0074	0.00215	0.0074	2019
(2754) Углеводороды предельные С12-19 /в пересчете на С/ (592)								
САГ	0101	-	-	0.0215	0.074	0.0215	0.074	2019
Битумоварка	0102	-	-	0.023	0.0089	0.023	0.0089	2019
Итого по организованным:			-	-	**0.832935**	**0.26754**	**0.832935**	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
(0123) Железо (II, III) оксиды /в пересчете на железо/ (277)								
Сварочный аппарат	6103	-	-	0.01248	0.0449	0.01248	0.0449	2019
(0143) Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (332)								
Сварочный аппарат	6103			0.001442	0.00519	0.001442	0.00519	2019
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
ЛКМ	6104	-	-	0.01833	0.1449	0.01833	0.1449	2019
(2752) Уайт-спирит (1316*)								
ЛКМ	6104	-	-	0.0136	0.0667	0.0136	0.0667	2019
(2754) Углеводороды предельные С12-19 /в пересчете на С/ (592)								
Емкость для битума	6105	-	-	0.0000213	0.0000552	0.0000213	0.0000552	2019
(2902) Взвешенные вещества								
ЛКМ	6104	-	-	0.0261	0.2263	0.0261	0.2263	2019
(2908) Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (шамот, цемент, пыль цементного(503)								
Бульдозер	6101	-	-	0.11781	0.76342	0.11781	0.76342	2019
Экскаватор	6102	-	-	0.20125	1.5645	0.20125	1.5645	2019
Спецтехника (погрузчик, экскавватор)	6106	-	-	0.04711	0.20356	0.04711	0.20356	2019
Бетоносмеситель	6107	-	-	0.00000227	0.00001101	0.00000227	0.00001101	2019
Экскаватор (погрузчик, экскаватор)	6108	-	-	0.0105	0.0266	0.0105	0.0266	2019
Итого по неорганизованным:		-	-	**0.44864557**	**3.04613621**	**0.44864557**	**3.04613621**	
Всего по предприятию:		-	-	**0.71618557**	**3.87907121**	**0.71618557**	**3.87907121**	

Согласно предварительным расчетам при реализации проектных решений на период эксплуатации будет задействованы19 источников загрязнения воздушного бассейна, три из которых с организованным выбросом.

Расширение ЗУ-1 на м/р Южный Хаиркелды

ИЗА N 6310- Неорганизованный источник

ИВ N 001 –Площадка замерной установки АГЗУ-1

С целью осуществления оперативного контроля за режимами эксплуатации нефтяных скважин необходимы достоверные данные по замерам дебита нефти и газа.

Замерная установка предназначена для поочередного замер дебита жидкости и газа эксплуатационных скважин, подключенных к данной установке в системе сбора, а также для блокировки скважин при возникновении аварийных ситуаций, поступающей газожидкостной смеси от скважин по индивидуальным выкидным линиям. Переключение на замер

продукции скважин осуществляется в автоматическом режиме.

Время работы установки - 24 час/сут, 8760 ч/год. Процесс работы оборудования сопровождается выделением в атмосферный воздух смеси углеводородов предельных С1-С5 и С6-С10, неорганизованным путем.

Расширение ППН на м/р Южный Хаиркелды

ИЗА № 0310 – Дыхательный клапан

ИВ № 001 – РВС2000 м3 (1 ед.)

Для хранения нефтина площадке, предусмотрен один резервуаробъемом 2000 м^3. Планируемый годовой оборот нефти составляет 500 т. Время хранения нефти - 24 ч/сут, 8760 ч/год. Загрязняющие вещества, такие как сероводород, смеси углеводородов предельных С1-С5, С6-С10, бензола, диметилбензола и метилбензола образующиеся при закачке нефти в резервуары и хранении, выделяются через дыхательный клапан высотой – 12 м, диаметром – 0,15 м.

Организованный источник выброса.

ИЗА N 6311- Неорганизованный источник

ИВ N 001 – Насос откачки нефти РС-01

На площадке установлен насос марки РС-01 предназначенный для откачки нефтив дренажные емкости. Время работы насосной 24 час/сут, 8760 ч/год. Процесс перекачки и транспортировки сопровождается выделением в атмосферный воздух сероводорода, смеси углеводородов предельных С1-С5, С6-С10, бензола, диметилбензола и метилбензола неорганизованным путем.

ИЗА №6312– Неорганизованный источник

ИВ № 001 – Площадка дренажных емкостей (2 ед.)

Площадка дренажных емкостей предназначена для сбора дренажа при аварийном и ремонтном опорожнении оборудования и трубопроводов. На площадке установлены две подземные емкости объемом 4 м^3 каждая. Приоткачкедренажа в резервуары и хранении выделяются загрязняющие вещества, такие как сероводород, смеси углеводородов предельных С1-С5 и С6-С10.

ИЗА № 0311 - Труба

ИВ № 001 – Печь подогрева ПНПТ-1.6

Для подогрева нефти в холодное время года предусмотрена печьмарки «ПНПТ-1,6», работающая на газообразном топливе с расходом 162.067 кг/час. Время работы подогревателя- 24 ч/сут, 8760 ч/год. При сжигании природного газа в атмосферный воздух выделяются диоксиды азота,оксиды углерода и метаначерез дымовую трубу высотой - 2 м и диаметром - 0,1 м.

Организованный источник выброса.

ИЗА № 0134– Труба

ИВ № 001 – Факельная установка

На площадке установлен факел, предназначенный для выброса и розжига газа. Дежурная горелка работает беспрерывно, а технологически неизбежным сжиганием сырого газа признается сжигание сырого газа для обеспечения бесперебойного процесса добычи углеводородов при пусконаладке, эксплуатации, техническом обслуживании и ремонте технологического оборудования, а также при технологических сбоях, отказах и отклонениях в работе технологического оборудования в пределах нормативов и объемов. Программы развития переработки сырого газа с расходами продувочного газа на факел и утвержденным к нему протоколом представлены в приложении 14.При стравливании газа в атмосферный воздух выделяются диоксид азота, оксид углерода, метан и углерод. Выбросы осуществляются через факельную трубу высотой – 12.3 м, диаметром – 0.389 м.

Организованный источник выброса.

ИЗА N 6313- Неорганизованный источник

ИВ N 001 –Двухфазный сепаратор

Нефть со скважин м/р Хаиркелды поступает на двухфазный сепаратор (НГС) V=25 м3,

жидкость после первой ступени сепарации направляется на подогрев к существующим ПНПТ-1,6, далее подогретая жидкость поступает на трехфазный сепаратор (НГСВ) V=100 м3. Система автоматизации контролирует и регулирует в емкостях с показаниями по месту и дисплее оператора технологические параметры (измерение давления, температуры и расход жидкости). Для безопасности сепаратора предусмотрена сигнализатор давления и сигнализатор верхнего уровня жидкости.

Время работы насосной 24 час/сут, 8760 ч/год. Процесс отделения сопровождается выделением в атмосферный воздух смеси углеводородов предельных С1-С5 и С6-С10 неорганизованным путем.

ИЗА N 6314- Неорганизованный источник

ИВ N 001 –Трехфазный сепаратор

После двухфазного сепаратора жидкость поступает на трехфазный сепаратор V=100м3 через существующего подогрева печи ПНПТ-1,6. Все приборы и исполнительные механизмы трехфазного сепаратора передает сигналы на существующий PLC-1200. Время работы насосной 24 час/сут, 8760 ч/год. Процесс отделения сопровождается выделением в атмосферный воздух смеси углеводородов предельных С1-С5 и С6-С10 неорганизованным путем.

ИЗА N 6315- Неорганизованный источник

ИВ N 001 –Газовый сепаратор

Газ для отделения капельной жидкости с потока газа от проектируемого двухфазного сепаратора НГС-25 м3 и трехфазного сепаратора НГСВ-100 м3 поступает на газовый сепаратор и сбрасывается на факел. На выходе газовой сепараторе установлен регулятор давления на факел. Для конденсата установлен датчик уровня и регулирующий клапан уровня. Время работы сепаратора -24 час/сут, 8760 ч/год. Процесс отделения сопровождается выделением в атмосферный воздух смеси углеводородов предельных С1-С5 и С6-С10 неорганизованным путем.

ИЗА N 6316- Неорганизованный источник

ИВ N 001 – Площадка фильтра СДЖ-250

На предприятии предусмотрены фильтры типа СДЖ-250 для очистки нефти от механических примесей, который при увеличении сопротивления фильтра более 0,03МПа останавливается на очистку. Степень загрязнения фильтра определяется по показаниям дифманометра. На насосах предусмотрена байпасная линия для рециркуляции нефти между резервуарами.Время работы оборудования 24 час/сут, 8760 ч/год. Процесс очистки сопровождается выделением в атмосферный воздух смеси углеводородов предельных С1-С5 и С6-С10 неорганизованным путем.

ИЗА N 6317- Неорганизованный источник

ИВ N 001 –Площадка замерной установки АГЗУ-1

С целью осуществления оперативного контроля за режимами эксплуатации нефтяных скважин необходимы достоверные данные по замерам дебита нефти и газа.

Замерная установка предназначена для поочередного замер дебита жидкости и газа эксплуатационных скважин, подключенных к данной установке в системе сбора, а также для блокировки скважин при возникновении аварийных ситуаций, поступающей газожидкостной смеси от скважин по индивидуальным выкидным линиям. Переключение на замер продукции скважин осуществляется в автоматическом режиме.

Время работы установки - 24 час/сут, 8760 ч/год. Процесс работы оборудования сопровождается выделением в атмосферный воздух смеси углеводородов предельных С1-С5 и С6-С10, неорганизованным путем.

ИЗА N 6318- Неорганизованный источник

ИВ N 001 – Конденсатосборник

На предприятии предусмотренконденсатосборникслужащий для сбора и удаления конденсата и воды из транспортируемого газа, создающие определенные сложности в эксплуатации газопроводов, а также даже новейшего компрессорного оборудования и газораспределительных станций.Время работы оборудования

24 час/сут, 8760 ч/год. Процесс очистки сопровождается выделением в атмосферный воздух смеси углеводородов предельных С1-С5 и С6-С10 неорганизованным путем.

ИЗА N 6323- Неорганизованный источник

ИВ N 001 –Газовый сепаратор СЦВ-219

Проектом предусмотрен узел подготовки горячей воды с путевым подогревателем ПП-1,6 (без змеевиков) с блоком местной автоматики, фильтрами СДЖ-100 для воды и сепаратором СЦВ-219 для газа.Время работы сепаратора24 час/сут, 8760 ч/год. Процесс отделения сопровождается выделением в атмосферный воздух смеси углеводородов предельных С1-С5 и С6-С10 неорганизованным путем.

ИЗА N 6324- Неорганизованный источник

ИВ N 001 –Газовый сепаратор ГС-2Б

Перед ДКС-1,2 установлен дополнительный газовый сепаратор ГС-2 объемом 0,8 м3. Время работы сепаратора 24 час/сут, 8760 ч/год. Процесс отделения сопровождается выделением в атмосферный воздух смеси углеводородов предельных С1-С5 и С6-С10 неорганизованным путем.

ИЗА N 6325- Неорганизованный источник

ИВ N 001 – Насос перекачки нефти Н-2Б

На площадке установлен насос марки Н-2В предназначенный для перекачки нефтив дренажные емкости. Время работы насосной 24 час/сут, 8760 ч/год. Процесс перекачки и транспортировки сопровождается выделением в атмосферный воздух сероводорода, смеси углеводородов предельных С1-С5, С6-С10, бензола, диметилбензола и метилбензола неорганизованным путем.

Обустройство месторождения Южный Хаиркелды

ИЗА N 6319- Неорганизованный источник

ИВ N 001 –Межплощадочные трубопроводы

Межплощадочные трубопроводы предназначены длятранспортировки сырой нефти. Нефть при этом подвергается подогреву, препятствующему затвердеванию.

Время работы - 24 час/сут, 8760 ч/год. Процесс работы сопровождается выделением в атмосферный воздух смеси углеводородов предельных С1-С5 и С6-С10, неорганизованным путем.

Обустройство месторождения Хаиркелды

ИЗА N 6320- Неорганизованный источник

ИВ N 001 –Межплощадочные трубопроводы

Межплощадочные трубопроводы предназначены для транспортировки сырой нефти. Нефть при этом подвергается подогреву, препятствующему затвердеванию.

Время работы - 24 час/сут, 8760 ч/год. Процесс работы сопровождается выделением в атмосферный воздух смеси углеводородов предельных С1-С5 и С6-С10, неорганизованным путем.

Обустройство месторождения Северный Хаиркелды

ИЗА N 6321- Неорганизованный источник

ИВ N 001 –Межплощадочные трубопроводы

Межплощадочные трубопроводы предназначены для транспортировки сырой нефти. Нефть при этом подвергается подогреву, препятствующему затвердеванию.

Время работы - 24 час/сут, 8760 ч/год. Процесс работы сопровождается выделением в атмосферный воздух смеси углеводородов предельных С1-С5 и С6-С10, неорганизованным путем.

Расширение ДНС-3 на месторождении Северный Хаиркелды

ИЗА N 6322- Неорганизованный источник

ИВ N 001 –Площадка замерной установки АГЗУ-1

С целью осуществления оперативного контроля за режимами эксплуатации нефтяных скважин необходимы достоверные данные по замерам дебита нефти и газа.

Замерная установка предназначена для поочередного замер дебита жидкости и газа эксплуатационных скважин, подключенных к данной установке в системе сбора, а также для

блокировки скважин при возникновении аварийных ситуаций, поступающей газожидкостной смеси от скважин по индивидуальным выкидным линиям. Переключение на замер продукции скважин осуществляется в автоматическом режиме.

Время работы установки - 24 час/сут, 8760 ч/год. Процесс работы оборудования сопровождается выделением в атмосферный воздух смеси углеводородов предельных С1-С5 и С6-С10, неорганизованным путем.

При работе оборудований в виде ЗРА и ФС в атмосферный воздух выделяются смесь углеводородов предельных С1-С5, С6-С10 в объеме 0.0925823676 г/с и 2.919753342 тонн/год.

На 2021 год запланированы технические мероприятия по снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от неорганизованных источников ЗРА и ФС.

Выбросы ЗВ на период эксплуатации не представлены в качестве нормативов, в связи с тем, что выбросы будут осуществляться от ЗРА и ФС, планируемого трубопровода и оборудований. ЗРА и ФС характеризуются герметичностью, прочностью и плотностью. Герметичностью затвора называется способность его не пропускать в закрытом состоянии пар или жидкость по коммуникации, на которой установлена ЗРА. Эти источники представлены в Плане технических мероприятий по снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

В этой связи, эмиссии ЗВ в атмосферу в период эксплуатации от данных источников происходить не будут.

Нормативы выбросов загрязняющих веществ по источникам
(период эксплуатации)

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ								год достижения ПДВ
		существующее положение на 2019 год		на 2020 год		на 2021 год		ПДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и										
(0301) Азота (IV) диоксид (4)										
Печь подогрева ПНПТ-1,6	0311	-	-	-	-	0.3	9.46	0.3	9.46	2019
(0304) Азот (II) оксид (6)										
Печь подогрева ПНПТ-1,6	0311	-	-	-	-	0.04875	1.54	0.04875	1.54	2019
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (528)										
РВС 2000 м3	0310	-	-	-	-	0.0087	0.00055	0.0087	0.00055	2019
(0337) Углерод оксид (594)										
Печь подогрева ПНПТ-1,6	0311	-	-	-	-	0.06753	2.129556	0.06753	2.129556	2019
(0410) Метан (734*)										
Печь подогрева ПНПТ-1,6	0311	-	-	-	-	0.06753	2.129556	0.06753	2.129556	2019
(0415) Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)										
РВС 2000 м3	0310	-	-	-	-	10.5	0.664	10.5	0.664	2019
(0416) Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)										
РВС 2000 м3	0310	-	-	-	-	3.886	0.246	3.886	0.246	2019
(0602) Бензол (64)										
РВС 2000 м3	0310	-	-	-	-	0.0507	0.00321	0.0507	0.00321	2019

(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)										
РВС 2000 м3	0310	-	-	-	-	0.01595	0.001009	0.01595	0.001009	2019
(0621) Метилбензол (353)										
РВС 2000 м3	0310	-	-	-	-	0.0319	0.002017	0.0319	0.002017	2019
в том числе факелы*										
(0301) Азота (IV) диоксид (4)										
Факельная установка	0312	-	-	-	-	0.01950648	0.61515635	0.01950648	0.61515635	2019
(0328) Углерод (593)										
Факельная установка	0312	-	-	-	-	0.01300432	0.41010424	0.01300432	0.41010424	2019
(0337) Углерод оксид (594)										
Факельная установка	0312	-	-	-	-	0.1300432	4.1010 4236	0.1300432	4.10104236	2019
(0410) Метан (734*)										
Факельная установка	0312	-	-	-	-	0.00325108	0.10252606	0.00325108	0.10252606	2019
Итого по организованным:		**-**	-	-	-	**15.14286508**	**21.40472701**	**15.14286508**	**21.40472701**	
Неорганизованные источники										
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (528)										
Насос откачки нефти РС-01	6311	-	-	-	-	0.000005	0.0001578	0.000005	0.0001578	2019
Насос перекачки нефти Н-2Б	6325	-	-	-	-	0.000005	0.0001578	0.000005	0.0001578	2019
(0415) Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)										
Площадка замерной установки АГЗУ-1	6310	-	-	-	-	-	-	-	-	2019
Насос откачки нефти РС-01	6311	-	-	-	-	0.00604	0.1906	0.00604	0.1906	2019
Площадка дренажных емкостей	6312	-	-	-	-	-	-	-	-	2019
Двухфазный сепаратор	6313	-	-	-	-	0.033864	1.067949	0.033864	1.067949	2019
Трехфазный сепаратор	6314	-	-	-	-	0.058978	1.85994	0.058978	1.85994	2019
Газовый сепаратор 2А	6315	-	-	-	-	0.0144817	0.45669	0.0144817	0.45669	2019
Площадка фильтра СДЖ-250	6316	-	-	-	-	-	-	-	-	2019
Площадка замерной установки АГЗУ-1	6317	-	-	-	-	-	-	-	-	2019
Конденсатосборник	6318	-	-	-	-	-	-	-	-	2019
Межплощадочные трубопроводы	6319	-	-	-	-	-	-	-	-	2019
Межплощадочные трубопроводы	6320	-	-	-	-	-	-	-	-	2019

Межплощадочные трубопроводы	6321	-	-	-	-	-	-	-	-	2019
Площадка замерной установки АГЗУ-1	6322	-	-	-	-	-	-	-	-	2019
Газовый сепаратор СЦВ-219	6323	-	-	-	-	0.002579	0.08132	0.002579	0.08132	2019
Газовый сепаратор ГС 2Б	6324	-	-	-	-	0.0144817	0.45669	0.0144817	0.45669	2019
Насос перекачки нефти Н-2Б	6325	-	-	-	-	0.00604	0.1906	0.00604	0.1906	2019
(0416) Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)										
Площадка замерной установки АГЗУ-1	6310	-	-	-	-	-	-	-	-	2019
Насос откачки нефти РС-01	6311	-	-	-	-	0.002232	0.0705	0.002232	0.0705	2019
Площадка дренажных емкостей	6312	-	-	-	-	-	-	-	-	2019
Двухфазный сепаратор	6313	-	-	-	-	0.001236	0.038963	0.001236	0.038963	2019
Трехфазный сепаратор	6314	-	-	-	-	0.002152	0.067858	0.002152	0.067858	2019
Газовый сепаратор 2А	6315	-	-	-	-	0.000528	0.01666	0.000528	0.01666	2019
Площадка фильтра СДЖ-250	6316	-	-	-	-	-	-	-	-	2019
Площадка замерной установки АГЗУ-1	6317	-	-	-	-	-	-	-	-	2019
Конденсатосборник	6318	-	-	-	-	-	-	-	-	2019
Межплощадочные трубопроводы	6319	-	-	-	-	-	-	-	-	2019
Межплощадочные трубопроводы	6320	-	-	-	-	-	-	-	-	2019
Межплощадочные трубопроводы	6321	-	-	-	-	-	-	-	-	2019
Площадка замерной установки АГЗУ-1	6322	-	-	-	-	-	-	-	-	2019
Газовый сепаратор СЦВ-219	6323	-	-	-	-	0.000094	0.002967	0.000094	0.002967	2019
Газовый сепаратор ГС 2Б	6324	-	-	-	-	0.000528	0.01666	0.000528	0.01666	2019
Насос перекачки нефти Н-2Б	6325	-	-	-	-	0.002232	0.0705	0.002232	0.0705	2019
(0602) Бензол (64)										
Насос откачки нефти РС-01	6311	-	-	-	-	0.00002916	0.00092	0.00002916	0.00092	2019
Насос перекачки нефти Н-2Б	6325	-	-	-	-	0.00002916	0.00092	0.00002916	0.00092	2019
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)										
Насос откачки нефти РС-01	6311	-	-	-	-	0.00000916	0.000289	0.00000916	0.000289	2019

Насос перекачки нефти Н-2Б	6325	-	-	-	-	0.0000 0916	0.0002 893	0.000009 16	0.000289 3	2019
(0621) Метилбензол (353)										
Насос откачки нефти РС-01	6311	-	-	-	-	0.0000 1833	0.0005 79	0.000018 33	0.000579	2019
Насос перекачки нефти Н-2Б	6325	-	-	-	-	0.0000 1833	0.0005 79	0.000018 33	0.000579	2019
Итого по неорганизованным:		-	-	-	-	**0.1455 897**	**4.5917 892**	**0.145589 7**	**4.591789 2**	
Всего по предприятию:		-	-	-	-	**15.288 45478**	**25.996 51621**	**15.28845 478**	**25.99651 621**	

Персонал и режим работы:

Количество рабочего персонала на период строительства составляет 80 человек.

Обслуживание проектируемого оборудования будет осуществляться существующим персоналом месторождения Южный Хаиркелды.

Проживание рабочего персонала предусмотрено на существующем вахтовом поселке месторождения, на территории которого имеются столовая, общежития, медпункты и т.д.

Режим работы - вахтовый, 2 смены в сутки, продолжительность смены - 12 часов.

При эксплуатации. Обслуживание данного объекта при эксплуатации будет осуществляться существующим персоналом. Режим работы – вахтовый (2 смены по 12 часов (непрерывно).

Водоснабжение и водоотведение:

Хоз-бытовые нужды рабочих на период строительства будут обеспечиваться на территории существующего вахтового поселка месторождения Южный Хаиркелды.

Питьевые нужды рабочих на период строительства на участке строительства будут обеспечиваться привозной бутилированной водой согласно договору. Рабочие имеют индивидуальные фляжки для питьевой воды согласно *Правил*.

Также для рабочих на участке проведения строительных работ предусматрены биотуалеты согласно *Правил*. Объем воды на хоз-бытовые нужды 25 л/сут х 80 чел. = 2 мз/сут, 2 х 547 = 1094 мз/период.

Водоснабжение стройплощадки водой, в том числе и неприкосновенный противопожарный запас воды на весь период строительства, а также забор воды для гидропылеподавления и гидроиспытания трубопроводов предусмотрен из водозаборных скважин СХ-38, ЮХ-32 действующих на территории месторождений Южный и Северный Хаиркелды, посредством автоцистерны. Общий расход воды составит 204.74 мз/период.

Для снижения выбросов пыли неорганической, исходящей от участка покрытия ПГС и укрепления обочин, работы бульдозера и экскаватора проводится пылеподавление с КПД 30%. 0,084 мз * 14826 = 1245.4 мз/период.

Сброс канализационных стоков предусмотрен в канализацию (изолированный септик) вахтового поселка, а сброс воды после гидроиспытаний труб будет осуществляться в изолированный септик (дренажная емкость) строительной площадки.

Отходы производства и потребления

Проведение строительных работ будет сопровождаться образованием, накоплением и удалением отходов. Основными отходами будут являться:

- промасленная ветошь;
- строительные отходы;
- огарки сварочных электродов;
- жестяные банки из под краски;
- ТБО.

При эксплуатации данного объекта твердые и жидкие отходы отсутствуют.

По мере образования ТБО накапливаются в специализированных металлических контейнерах емкостью 0,7 м3. Вывоз твердо бытовых отходов предусмотрен специализированной организацией по договору. Срок хранения твердых бытовых отходов – 3 суток, вывоз осуществляется 1 раз в три дня.

Огарки сварочных электродов, жестяная тара из-под ЛКМ, строительные отходы и промасленная ветошь временно накапливаются в металлическом контейнере и по мере накопления вывозятся специализированной организацией. Вывоз отходов осуществляется с территории строительной площадки специализированными организациями на основании договора. Срок хранения отходов производства составляет 150 дней, вывоз осуществляется 1 раз в 5 месяцев.

Нормативы размещения отходов производства и потребления (на этапе строительство)

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
1	2	3	4
Всего	8,2499	-	8,2499
в т.ч. отходов производства	3,7499	-	3,7499
отходов потребления	4,5	-	4,5
Янтарный уровень опасности			
перечень отходов:			
Тара из под краски	1,616	-	1,616
Промасленная ветошь	0,0889	-	0,0889
Зеленый уровень опасности			
перечень отходов:		-	
Твердо бытовые отходы (Коммунальные отходы)	4,5	-	4,5
Огарки электродов	0,045	-	0,045
Строительный мусор	2	-	2
Красный уровень опасности			
перечень отходов	-	-	-

На территории проектируемого объекта на период строительства все виды строительных отходов будут собираться и временно храниться в контейнерах, специально отведенных местах, с четкой идентификацией для каждого типа отходов.

На территории предусмотрен раздельный сбор и накопление отдельных компонентов твердых бытовых отходов (бумага-картон, пластик, КГО, стекло и др.).

Вывоз отходов строительного производства и твердо бытовых отходов предусмотрен в специализированные утилизируемые организации.

Основная часть отходов образующихся на предприятии относится к неопасным.

Транспортировка отходов будет осуществляться в закрытых транспортных средствах, исключающих возможность загрязнения окружающей среды.

При проведении строительных работ, естественно, будет иметь место шумовое воздействие. Источниками шума при работах будут являться автотранспорт и спецтехника.

В соответствии с «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» (утвержден приказом Министра национальной экономики РК за № 237 от 20 марта 2015 года) нормативный размер санитарно-защитной зоны (СЗЗ) для производства по добыче нефти составляет не менее 500 м, что соответствует II классу опасности.

Проектом предусмотрен План график контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ на источниках выбросов в период строительство и эксплуатации.

Производственный экологический контроль, который будет проводиться на объектах месторождения, включает проведение производственного мониторинга и внутренних проверок, в ходе которых осуществляется:

- наблюдение за состоянием окружающей среды и ее изменениями повлиянием производственной деятельности;
- проверка выполнения планов и мероприятий по охране окружающей среды, воспроизводству и рациональному использованию природных ресурсов;

- проверка соблюдения законодательства об охране окружающей среды, нормативов ее качества и экологических требований (включая производственный мониторинг, учет, отчетность, документирование результатов);

- устранение выявленных несоответствий в области охраны окружающей среды.

При соблюдении природоохранных мероприятий воздействия на атмосферный воздух не предвидится.

Представлено заявление об экологических последствиях заказчика по созданию благоприятных условии жизни населения в процессе строительства, эксплуатации объекта.

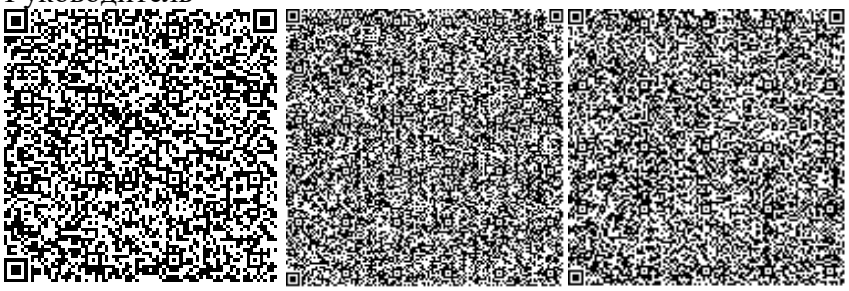
Вывод

Государственная экологическая экспертиза **согласовывает р**абочий проект «Обустройство группы месторождения «Хаиркелды» 2 очередь» с разделом охраны окружающей среды.

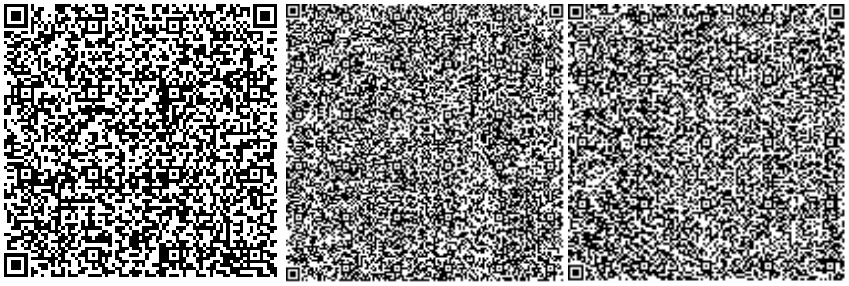
Руководитель департамента **М. Курманбаев**

М. Тусмагамбетова
23-00-38

Курманбаев М.Е.
Руководитель



Тусмагамбетова М.Б.
Главный специалист



№: KZ94VCZ00518231

Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан

РГУ «Департамент экологии по Кызылординской области» Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан

РАЗРЕШЕНИЕ

на эмиссии в окружающую среду для объектов I, II и III категорий

(наименование природопользователя)

Товарищество с ограниченной ответственностью "KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)",Республика Казахстан, Кызылординская область, Кызылорда Г.А., улица Желтоксан, дом № 12,

(индекс, почтовый адрес)

Индивидуальный идентификационный номер/бизнес-идентификационный номер: 050440000082

Наименование производственного объекта: «Обустройство группы месторождения «Хаиркелды» 2 очередь»

Местонахождение производственного объекта:

Кызылординская область, Кызылординская область, Сырдарьинский район, м/р Хайркелды ,

Соблюдать следующие условия природопользования:

1. Производить выбросы загрязняющих веществ в объемах, не превышающих:

в 2020 году 3,87907121 тонн
в 2021 году 19,12086421 тонн
в 2022 году _____ тонн
в 2023 году _____ тонн
в 2024 году _____ тонн
в 2025 году _____ тонн
в 2026 году _____ тонн
в 2027 году _____ тонн
в 2028 году _____ тонн
в 2029 году _____ тонн

2. Производить сбросы загрязняющих веществ в объемах, не превышающих:

в 2020 году _____ тонн
в 2021 году _____ тонн
в 2022 году _____ тонн
в 2023 году _____ тонн
в 2024 году _____ тонн
в 2025 году _____ тонн
в 2026 году _____ тонн
в 2027 году _____ тонн
в 2028 году _____ тонн
в 2029 году _____ тонн

3. Производить размещение отходов производства и потребления в объемах , не превышающих:

в 2020 году _____ тонн
в 2021 году _____ тонн
в 2022 году _____ тонн
в 2023 году _____ тонн
в 2024 году _____ тонн
в 2025 году _____ тонн
в 2026 году _____ тонн
в 2027 году _____ тонн
в 2028 году _____ тонн
в 2029 году _____ тонн

4. Производить размещение серы в объемах, не превышающих:

в 2020 году _____ тонн
в 2021 году _____ тонн
в 2022 году _____ тонн
в 2023 году _____ тонн
в 2024 году _____ тонн
в 2025 году _____ тонн
в 2026 году _____ тонн
в 2027 году _____ тонн
в 2028 году _____ тонн
в 2029 году _____ тонн

5. Не превышать лимиты эмиссий (выбросы, сбросы, отходы, сера), установленные в настоящем Разрешении на эмиссии в окружающую среду для объектов I, II и III категории (далее – Разрешение для объектов I, II и III категорий) на основании положительных заключений государственной экологической экспертизы на нормативы эмиссий по ингредиентам (веществам), представленные в проектах нормативов эмиссий в окружающую среду, материалах оценки воздействия на окружающую среду, проектах реконструкции или вновь строящихся объектов предприятий согласно приложению 1 к настоящему Разрешению для объектов I, II и III категорий.
6. Условия природопользования согласно приложению 2 к настоящему Разрешению для объектов I, II и III категорий.
7. Выполнять согласованный план мероприятий по охране окружающей среды согласно приложению 3 к настоящему Разрешению для объектов I, II и III категорий, на период действия настоящего Разрешения для объектов I, II и III категорий, а также мероприятия по снижению эмиссий в окружающую среду, установленные проектной документацией, предусмотренные положительным заключением государственной экологической экспертизы.
Срок действия Разрешения для объектов I, II и III категорий с 01.01.2020 года по 31.12.2021 года.
Примечание:
*Лимиты эмиссий, установленные в настоящем Разрешении для объектов I, II и III категорий, по валовым объемам эмиссий и ингредиентам (веществам) действуют на период настоящего Разрешения для объектов I, II и III категорий и рассчитываются по формуле, указанной в пункте 19 Правил заполнения форм документов для выдачи разрешений на эмиссии в окружающую среду.
Разрешение для объектов I, II и III категорий действительно до изменения применяемых технологий и условий природопользования, указанных в настоящем Разрешении.
Приложения 1, 2 и 3 являются неотъемлемой частью настоящего Разрешения для объектов I, II и III категорий.

Руководитель (уполномоченное лицо) **Руководитель департамента** **Курманбаев Марат Ердаулетович**

подпись Фамилия,имя,отчество (отчество при наличии)

Место выдачи: Кызылорда Г.А. **Дата выдачи:** 29.11.2019 г.

Заключение государственной экологической экспертизы нормативов эмиссий по ингредиентам (веществам) на проекты нормативов эмиссий в окружающую среду, разделы ОВОС, проектов реконструкции или вновь строящихся объектов предприятий

№ п/п	Наименование заключение государственной экологической экпспертизы.	Номер и дата выдачи заключения государственной экологической экспертизы
Выбросы		
1	Заключение государственной экологической экспертизы на Рабочий проект «Обустройство группы месторождения «Хаиркелды» 2 очередь» с разделом охраны окружающей среды	N061-0085/19 Дата: 28.11.2019
2	Заключение государственной экологической экспертизы на Рабочий проект «Обустройство группы месторождения «Хаиркелды» 2 очередь» с разделом охраны окружающей среды	N061-0085/19 Дата: 28.11.2019
Сбросы		
Размещение отходов производства и потребления		
Размещение серы		

Приложение 2 к разрешению на эмиссии в
окружающую среду

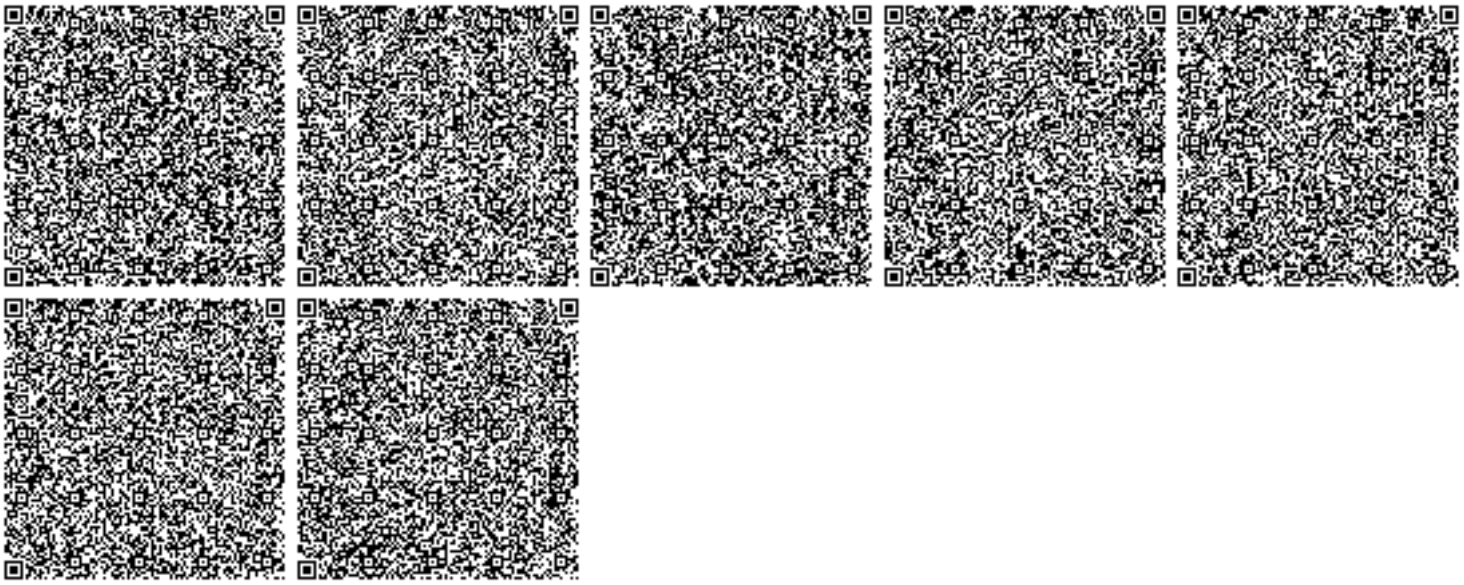
Условия природопользования

1. Соблюдать требования Экологического Кодекса РК.

2. Соблюдать нормативы эмиссий, установленные настоящим разрешением.

3. Природоохранные мероприятия, предусмотренные Планом мероприятий по охране окружающей среды на период действия разрешения, реализовать в полном объёме и в установленные сроки.

4. Представлять в департамент отчёт о выполнении мероприятий по охране окружающей среды ежеквартально до10-го числа месяца следующего за отчётным.

5. Представлять отчёты по разрешённым и фактическим эмиссиям в окружающую среду в департамент ежеквартально до 10-го числа месяца следующего за отчётным.

6. Нарушение экологического законодательства, а также нарушение природопользователем условий природопользования, повлекшего значительный ущерб окружающей среде и (или) здоровью населения, влечет за собой приостановление, аннулирование данного разрешения согласно действующего законодательства.