«"Қызылорда облысы Сырдария ауданының Оңтүстік-Батыс Сарыбұлақ кен орнын жайластыру" (сметалық құжаттамасыз) ЖЖ**»** жұмыс жобасы бойынша

11.08.2020 ж. № 19-0275/20

ҚОРЫТЫНДЫ

(оң)

ТАПСЫРЫС БЕРУШІ:
«СНПС - Ай Дан Мұнай» АҚ

БАС ЖОБАЛАУШЫ:
«Timal Construction Group» ЖШС
Алматы қаласы

Шымкент қаласы

АЛҒЫ СӨЗ

«Қызылорда облысы Сырдария ауданының Оңтүстік-Батыс Сарыбұлақ кен орнын жайластыру» (сметалық құжаттамасыз) 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

№ 19-0275/20 от 11.08.2020 г.
(положительное)
по рабочему проекту
«РП "Обустройство месторождения Юго-Западный Сарыбулак, Сырдарьинский район Кызылординская область" (без сметной документации)**»**

ЗАКАЗЧИК:
АО «СНПС - Ай Дан Мунай»

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
ТОО «Timal Construction Group»
город Алматы

город Шымкент

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное экспертное заключение на рабочий проект **«Обустройство месторождения Юго-Западный Сарыбулак, Сырдарьинский район Кызылординская область» (без сметной документации)** 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 месторождения Юго-Западный Сарыбулак, Сырдарьинский район Кызылординская область» (без сметной документации).**

Настоящее экспертное заключение выполнено на основании договора от 04 июня 2020 года №01-0785 между Республиканским государственным предприятием на праве хозяйственного ведения «Государственная вневедомственная экспертиза проектов» (РГП «Госэкспертиза») и АО «СНПС - Ай Дан Мунай».

2. ЗАКАЗЧИК: АО «СНПС - Ай Дан Мунай».

3. ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК: ТОО «Timal Construction Group», г.Алматы:

государственная лицензия №18022265 от 11 декабря 2018 года, на проектную деятельность, I категория, выданная КГУ «Управление государственного архитектурно-строительного контроля города Алматы». Акимат города Алматы;

государственная лицензия №01695Р от 05 сентября 2014 года, на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды, выданная Комитетом экологического регулирования и контроля МОСиВР Республики Казахстан.

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: собственные средства АО «СНПС - Ай Дан Мунай».

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1 Основание для разработки:

задание на проектирование (приложение №1 к Договору №22-102/2019 от 29 марта 2019 года), утвержденное АО «СНПС – Ай Дан Мунай», согласованное ТОО «Timal Construction Group»;

архитектурно-планировочное задание (АПЗ) от 10 сентября 2019 года №KZ00VUA00102220, утвержденное КГУ «Отдел архитектуры и градостроительства Сырдарьинского района»;

постановление акимата Кызылординской области от 01 июля 2019 года №1 о предоставлении АО «СНПС – Ай Дан Мунай» права временного возмездного землепользования (аренды) на земельные участки, с приложениями;

акты на право временного возмездного землепользования (аренды) на земельные участки от 17 июля 2019 года:

№0281568 с кадастровым номером 10-153-018-4572 для обустройства месторождения «Юго-Западный Сарыбулак», участок №6;

№0281569 с кадастровым номером 10-153-018-4573 для обустройства месторождения «Юго-Западный Сарыбулак», участок №7;

договора аренды земельных участков между ГУ «Управление земельных отношений Кызылординской области» и АО «СНПС-Ай Дан Мунай»:

от 05 июля 2019 года №141 для обустройства месторождения «Юго-Западный Сарыбулак», участок №6;

от 05 июля 2019 года №142 для обустройства месторождения «Юго-Западный Сарыбулак», участок №7;

акты на право временного возмездного землепользования (аренды) на земельные участки от 22 июля 2019 года:

№0281589 с кадастровым номером 10-153-018-4567 для обустройства месторождения «Юго-Западный Сарыбулак», участок №1;

№0281588 с кадастровым номером 10-153-018-4568 для обустройства месторождения «Юго-Западный Сарыбулак», участок №2;

№0281586 с кадастровым номером 10-153-018-4569 для обустройства месторождения «Юго-Западный Сарыбулак», участок №3;

№0281567 с кадастровым номером 10-153-018-4570 для обустройства месторождения «Юго-Западный Сарыбулак», участок №4;

№0281587 с кадастровым номером 10-153-018-4571 для обустройства месторождения «Юго-Западный Сарыбулак», участок №5;

договора аренды земельных участков между ГУ «Управление земельных отношений Кызылординской области» и АО «СНПС-Ай Дан Мунай»:

от 05 июля 2019 года №136 для обустройства месторождения «Юго-Западный Сарыбулак», участок №1;

от 05 июля 2019 года №137 для обустройства месторождения «Юго-Западный Сарыбулак», участок №2;

от 05 июля 2019 года №138 для обустройства месторождения «Юго-Западный Сарыбулак», участок №3;

от 05 июля 2019 года №139 для обустройства месторождения «Юго-Западный Сарыбулак», участок №4;

от 05 июля 2019 года №140 для обустройства месторождения «Юго-Западный Сарыбулак», участок №5;

отчеты по инженерно-геодезическим и инженерно-геологическим изысканиям, выполненные ТОО «ГеоСтройИнжиниринг» в 2019 году, г.Кызылорда (ГСЛ № 0000537 от 16 июня 2008 года, на изыскательскую деятельность, выданная Комитетом по делам строительства и ЖКХ МРР РК; приложение от 24 октября 2013 года).

Письма

АО «СНПС-Ай Дан Мунай»:

от 19 мая 2020 года №633/10 о направлении рабочего проекта для проведения повторной комплексной вневедомственной экспертизы без сметной документации, о сроке начала строительства и об источнике финансирования;

от 06 ноября 2019 года №1825/10 об увеличении ширины проезжей части проектируемой дороги;

от 25 ноября 2019 года №1889/10 о не предусмотрении на площадках замерных установок ВППН, ГЗУ и на площадках устьев скважин установку блоков закачки реагентов и узла запуска очистных устройств, и о согласовании опросных листов на технологическое оборудование;

от 26 ноября 2019 года №1897/10 о согласовании раздела «Электротехническая часть»;

от 13 декабря 2019 года №1964/10 о внесении изменений к ранее выданному техническому условию на электроснабжение скважин от 07 июня 2019 года №1158/10;

департамента полиции Кызылординской области МВД РК от 09 ноября 2019 года №5-25/25758 о согласовании разделы «Обустройство дорог, организация и безопасность движения», «Схема расстановки дорожных знаков и сигнальных столбиков», «Поперечный профиль земляного полотна и конструкции дорожной одежды».

Технические условия

АО «СНПС-Ай Дан Мунай»:

от 06 мая 2019 года №1005/10 на подключение проектируемого нефте и газосборного коллектора от «ВПСН месторождения Юго-Западный Сарыбулак» и «ВПСН месторождения Караколь» к существующему межпромысловому нефте и газопроводу от «ВПСН месторождения Сарыбулак» на ПК-93 и ПК-190;

от 07 июня 2019 года №1158/10 на электроснабжение скважин;

от 06 ноября 2019 года №1828/10 на подключение проектируемых выкидных линии от устья скважин до площадки АГЗУ-1 и до площадки АГЗУ-2 месторождения Юго-Западный Сарыбулак;

от 06 ноября 2019 года №1830/10 на подключение проектируемого нефте и газосборного коллектора от «ВПСН месторождения Юго-Западный Сарыбулак» и «ВПСН месторождения Караколь» к существующему межпромысловому нефте и газопроводу от «ВПСН месторождения Сарыбулак» на ПК-93 и ПК-190.

5.2 Согласования и заключения заинтересованных организаций:

письмо-согласование рабочего проекта РГУ «Департамент Комитета индустриального развития и промышленной безопасности по Кызылординской области» от 20 ноября 2019 года № KZ10VQR00018215 в части промышленной безопасности;

заключение энергетической экспертизы ТОО «БатысЭнергоЭкспертиза» от 03 октября 2019 года №31 о согласовании рабочего проекта;

ситуационный план обустройства месторождения Юго-Западный Сарыбулак, согласованный АО «СНПС-Ай Дан Мунай»;

генеральный план ВППН, ГЗУ, ЮЗС-8 и ЮЗС-103, согласованные ОКС АО «СНПС-Ай Дан Мунай»;

ведомость объемов строительно-монтажных работ внутрипромысловых дорог, согласованная ОКС АО «СНПС-Ай Дан Мунай»;

принципиальная технологическая схема ВППН, принципиальная технологическая схема ГЗУ, принципиальная технологическая схема устьев скважин ВППН, принципиальная технологическая схема устьев скважин ГЗУ, согласованные ОКС АО «СНПС-Ай Дан Мунай»;

план технологических сетей ВППН, план расположения технологических опор ГЗУ, план расположения оборудования на устье скважины механизированным способом, план расположения оборудования на устье скважины фонтанным способом, согласованные ОКС АО «СНПС-Ай Дан Мунай»;

разрешение на эмиссии в окружающую среду для объектов I, II и III категорий от 04 августа 2020 года №KZ96VCZ00642064, выданное РГУ «Департамент экологии по Кызылординской области» Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан».

5.3 Перечень документации, представленной на экспертизу

Том I	
22-102/2019-00 Книга 1	Состав проекта. Паспорт проекта. Энергетический паспорт
22-102/2019-00 Книга 2	Общая пояснительная записка
Том II	
22-102/2019-01 Книга 1	Генеральный план
22-102/2019-02 Книга 2	*Обустройство устьев добывающих скважин.* Технологические решения. Архитектурно-строительные решения. Контроль и автоматика. Система электрообогрева.
22-102/2019-03 Книга 3	*Групповая замерная установка.* Технологические решения. Архитектурно-строительные решения. Контроль и автоматика. Электроснабжение. Электрохимзащита. Система электрообогрева.
22-102/2019-04 Книга 4	*Временный пункт подготовки нефти.* Технологические решения. Архитектурно-строительные решения. Контроль и автоматика. Электроснабжение.

	Электрохимзащита. Система электрообогрева.
22-102/2019-05 Книга 5	*Операторная.* Контроль и автоматика. Архитектурно-строительные решения.
Том III.	*Выкидные линии (линейная часть).*
22-102/2019-06 Книга 1	Технологические решения.
Том IV	*Инженерные сети*
22-102/2019-С1 Книга 1	Сети электроснабжения
22-102/2019-С2 Книга 2	Сети пожарной сигнализации
Том V. 22-102/2019-07 Книга 1	Внутрипромысловые дороги
Том VII. 22-102/2019-00 Книга 1	Проект организации строительства
Том VIII	Инженерно-технические мероприятия по
22-102/2019-00 Книга 1	предупреждению ЧС
Том IX. 22-102/2019-00	Оценка воздействия на охрану окружающей среды
Том X	*Материалы инженерных изысканий*
22-102/2019-00 Книга 1	Инженерно-геодезические изыскания
22-102/2019-00 Книга 2	Инженерно-геологические изыскания
Том XI. 22-102/2019-10	*Газопровод топливного газа.* Технологические решения
Том XII 22-102/2019-00 Книга 1	Материалы согласования РП в контролирующих органах области

5.4 Цель и назначение объекта строительства

Обустройство 28-ми нефтедобывающих скважин, строительство герметизированной системы сбора и транспортировки межпромысловых нефтепроводов, газопроводов, площадки ГЗУ и ВППН.

6. ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ ОБЪЕКТА И ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1 Место размещения объекта и характеристика участка строительства:

Месторождение Юго-Западный Сарыбулак в административном отношении расположено в Сырдарьинском районе Кызылординской области. Географически территория приурочена к южной части Торгайской низменности. Ближайшим населенным пунктом является областной центр г.Кызылорда.

Природно-климатические условия района строительства (м/ст. Карсакпай):
климатический район – IV-Г (СП РК 2.04-01-2017);
годовое количество осадков – 219 мм;
средняя температура наружного воздуха (СП РК 2.04-01-2017):
наиболее холодной пятидневки – минус 32ºС;
наиболее холодных суток – минус 37ºС;
сейсмичность района – 6 баллов (СП РК 2.03-30-2017);
район по весу снегового покрова – I (S_o= 50кг/м^2, СНиП 2.01.07-85*);
район по скоростному напору ветра – III (W_o= 38кг/м^2, СНиП 2.01.07-85*);

Инженерно-геологические условия площадки строительства

Согласно отчетам по инженерно-геодезическим и инженерно-геологическим изысканиям, выполненным ТОО «ГеоСтройИнжиниринг» в 2019 году, площадка строительства характеризуется следующими данными:

По характеру геоморфологического облика район работ можно разделить на 3 участка: песчаный массив Арыскум (его юго-восточная оконечность), слаборасчлененная равнина и солончак Арыс.

Песчаный массив Арыскум представляет из себя эоловую равнину, постепенно повышающуюся с юга на север и с востока на запад; с типичным бугристым и бугристо-

грядовым рельефом. Абсолютные отметки поверхности изменяются от 106,2 до 159,3 м.

Высота бугров и гряд колеблется от 3-6м до 10-15м. Гряды имеют субмеридиональное простирание, ширина их по основанию достигает 500 м, протяженность 7-12 км; расстояние между грядами колеблется от 1 до 3 км. Межгрядовое пространство заполнено бугристыми песками. В целом юго-западная часть эоловой равнины, постепенно понижается с запада на восток. Абсолютные отметки, определяющие гипсометрическое положение местности, (без учета отметок на вершинах бугров и гряд) изменяются от 105,44 до 159,28 м.

Слаборасчлененная равнина. Основными формами рельефа этой равнины являются островидные округловершинные останцовые бугры, плоские такыровидные и кочковатые участки поверхности, имеющие общий наклон на юг, эрозионные уступы-чинки. Высота бугров от 6-7м до 11-12м, склоны выпукло-вогнутые, вершины округлые, куполовидные, сочленение склонов бугров с плоскими поверхностями такыров и такыровидных участков плавные, без излома.

Переход к песчаному массиву Арыскум выражается пологим, в некоторых местах довольно крутым уступом. Поверхность уступа изрезана многочисленными мелкими промоинами, в некоторых местах короткими, но глубокими балками-суходолами. Гипсометрическое положение уступа определяется отметками от 110,3м до 147,7м; перепад высот, таким образом, составляет 37,4 м. Остальная часть равнины, представляет из себя плоскую, террасовидную поверхность, наклоненную на юг (в сторону равнины Дарьялыктакыр), покрытой растительностью (полынь, боялычек) и изрезанную многочисленными бороздками глубиной 2-5 см, образованными при струйчатом смыве от снеготаяния и ливней.

Солончак Арыс. Представляет собой плоскую поверхность с колебанием абсолютных отметок от 55,0 до 56,0м. Занимает высыхающую летом дна самосадочного солёного озера. Протяженность солончака Арыс до 21,2 км, ширина до 9,5 км. Поверхность ровная, покрытое слоем соли толщиной от 0,15м до 3,0м, топкая.

Геологическое строение исследованной территории характеризуется сплошным развитием платформенного чехла, сложенного четвертичными породами, начиная от эоловыми и кончая средне-верхнечетвертичными отложениями. Исходя из тектонических и палеогеографических условий в геолого-литологическом разрезе региона выделяется 3 комплекса отложений.

Первый комплекс – отложения эолового генезиса нерасчлененного четвертичного возраста. Распространены в пределах песчаного массива Арыскум: представлены перевеянными верхнеплиоценовыми разнозернистыми (в основном средней крупности, реже мелкими) песками кварц-полевошпатового состава. Грунты слабо и среднезасоленные, тип засоления сульфатный и хлоридно-сульфатный.

Второй комплекс – нелитифицированные отложения делювиально-пролювиального генезиса средне-верхнечетвертичного возраста. Имеют место в пределах слаборасчлененной равнины. Представлены песками средней крупности, мелкими и пылеватыми. Грунты повсеместно засолены, степень засоления сильная, тип засоления хлоридно-сульфатный.

Третий комплекс – современные озерные отложения. Распространены в пределах солончака Арыс и представлены солями и заилинной глиной. Грунты сильнозасоленные, тип засоления хлоридный и хлоридно-сульфатный.

В пределах сжимаемой толщи грунтов выделены следующие инженерно-геологические элементы:

ИГЭ-1 – песок мелкий, желтовато-серого и светло-коричневого, серого цветов, от маловлажного до водонасыщенного, средней плотности и рыхлый, кварц-полевошпатового состава, с прожилками, выцветами и конкрециями гипса, с корнями растений до глубины 0,50м, с редкими включениями гравия, вскрытой мощностью 0,30-3,6

м (γ_{II}=18,33 кН/м3, $\varphi_{II}=28^0$, C_{II}=0 кПа, Е=16,8 МПа);

ИГЭ-2 – песок средней крупности, желтовато-серого и светло-коричневого, серого цветов, от маловлажного до водонасыщенного, средней плотности и рыхлый, кварц-полевошпатового состава, с прожилками, выцветами и конкрециями гипса, с корнями растений до глубины 0,50м, с включениями гравия до 2%, вскрытой мощностью 0,40-3,0м (γ_{II}=18,91 кН/м3, $\varphi_{II}=34^0$, C_{II}=0 кПа, Е=25,4 МПа);

ИГЭ-3 – песок пылеатый, желтовато-серого и светло-коричневого, серого цветов, от маловлажного до водонасыщенного, средней плотности и рыхлый, кварц-полевошпатового состава, с прожилками, выцветами и конкрециями гипса, с корнями растений до глубины 0,50м, вскрытой мощностью 0,40-4,8м (γII=17,93 кН/м3, φII=24^0, CII=1 кПа, Е=8,2 МПа);

ИГЭ-4 – насыпной грунт, из супеси, суглинка и гравия, слежавшийся, вскрытой мощностью 0,50-1,0 м, расчетной сопротивление R=100кПа;

ИГЭ-5 – каменная соль, белая, бесцветная, самосадочная, мелкозернистая, однородной текстуры, малопрочная, вскрытой мощностью 0,6-3,0м;

ИГЭ-5 – глина, серовато-зеленого и темно-коричневого цвета, от полутвердой до текучей консистенции, заиленная, вскрытой мощностью 0,3-2,2м (γII=16,56 кН/м3, φII=4^0, CII=25 кПа, Е=5,4 МПа).

По содержанию сухого остатка грунты – слабо-, средне- и сильнозасолены. Тип засоления – хлоридно-сульфатный, сульфатный, хлоридный. По содержанию сульфатов грунты сильноагрессивные к бетонам на портландцементе, сильно-, слабо- и неагрессивные к бетонам на шлакопортландцементе, сильно, средне- и неагрессивные к бетонам на сульфатостойком виде цемента. По содержанию хлоридов грунты сильноагрессивные к бетонам на всех видах цемента.

На исследуемой территории развит водоносный горизонт современных отложений. Воды грунтовые залегают на глубине от 1,60 до 2,70 м. Мощность водоносного горизонта не превышает 3-15 м водосодержащие породы - пески. Горизонт не имеет повсеместного распространения. Питание водоносного горизонта происходит за счет атмосферных осадков. Неблагоприятные условия питания и застойный характер движения обусловили высокую и пеструю минерализацию грунтовых вод.

Величина сухого остатка изменяется до 32,5 г/дм3.

Водообильность отложений слабая.

Сейсмическая опасность зоны строительства в соответствии с СП РК 2.03-30-2017 согласно приложения Б и карты общего сейсмического зонирования ОСЗ-2_{475} - 6 баллов по шкале MSK-64, карты ОСЗ-2_{2475} – 7 баллов.

Согласно таблицы 6.1 СП РК 2.03-30-2017 грунтовые условия площадки строительства по сейсмическим свойствам относятся к III типу (пески рыхлые).

Сейсмичность площадки строительства в соответствии с табл. 6.2 СП РК 2.03-30-2017 соответственно 7 и 8 баллов.

Нормативная глубина промерзания грунта: для песков мелких и пылеватых – 1,81м, для песков средней крупности – 1,93 м, для глины – 1,48м.

6.2 Проектные решения

6.2.1 Генеральный план

Генеральный план выполнен в соответствии с требованиями ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений» и СП РК 3.01-103-2012«Генеральные планы промышленных предприятий. Нормы проектирования».

Нефтегазоконденсатное месторождение «Юго-Западный Сарыбулак» в административном отношении расположено в Сырдарьинском районе Кызылординской

области.

Размещение проектируемых сооружений выполнено в соответствии с технологической схемой, с учетом существующих сооружений, надземных и подземных инженерных сетей, а также из условий безопасности обслуживания.

Генеральным планом предусмотрено:

устройство площадки временного пункта подготовки нефти;

устройство площадки групповой замерной установки;

обустройство 28-и площадок скважин.

Площадки скважин.

Предусмотрено обустройство устьев 28-и площадок скважин, в том числе:

механизированным способом добычи - №№ ЮЗС-3, ЮЗС-4, ЮЗС-60, ЮЗС-2, ЮЗС-34, ЮЗС-30, ЮЗС-101, ЮЗС-6, ЮЗС-8, ЮЗС-32, ЮЗС-102, ЮЗС-10, ЮЗС-12, ЮЗС-15, ЮЗС-31, ЮЗС-33, ЮЗС-9, ЮЗС-14;

фонтанным способом добычи - №№ ЮЗС-103, ЮЗС-105, ЮЗС-104, ЮЗС-106, ЮЗС-107, ЮЗС-108, ЮЗС-109, ЮЗС-110, ЮЗС-111, ЮЗС-112.

Площадки скважин многоугольной формы в плане, общей площадью 4000,0м2 (0,4га), при этом каждый участок состоит из двух частей: часть участка размерами 55,0х57,0м принята в условных границах, остальная часть имеет по периметру металлическое сетчатое ограждение высотой 2,0м с калиткой.

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

На площадках скважин механизированным способом добычи размещены:

на участке размером 55,0х57,0м:

площадка приустьевая и под инвентарные приемные мостки;

площадка под ремонтный агрегат;

колодец канализационный;

площадка под станок-качалку;

внутри ограждения:

площадка устьевого нагревателя НУС-0,1;

площадка газосепаратора;

подземная дренажная емкость V=2,0 м3.

Площадки скважин, фонтанным способом добычи, размерами 55,0х57,0м, ограждена земляным валом. Обвалование площадки запроектировано из привозного грунта сосредоточенного резерва, высотой 1,0м., шириной по верху 0,50м и 3,5м по низу с заложением откосов 1:1,5. Минимальный требуемый коэффициент уплотнения насыпи – 0,95.

На площадках скважин фонтанным способом добычи размещены:

внутри земляного обвалования:

площадка приустьевая и под инвентарные приемные мостки;

площадка под ремонтный агрегат;

фонтанная арматура;

колодец канализационный;

площадка под станок-качалку (на перспективу);

внутри ограждения:

площадка устьевого нагревателя НУС-0,1;

площадка газосепаратора;

дренажная емкость V=2,0 м3.

За пределами площадок всех скважин расположена площадка под КТПН с металлическим сетчатым ограждением высотой 2,0м с калиткой.

К площадке под ремонтный агрегат предусмотрен проезд с щебеночным покрытием толщиной 20,0см по песчаному слою толщиной 10см грунту. Внутри

ограждения предусмотрено озеленение путем посадки газона и тротуарные дорожки к площадкам сооружений, с щебеночным покрытием толщиной 10,0см по песчаному слою толщиной 10,0см.

Рисунок 1. Ситуационная схема (типовое решение, механизированный способ добычи)

1 – площадка приустьевая;
2 – площадка под ремонтный агрегат;
3 – колодец канализационный;
4 – площадка под станок-качалку;
5 – площадка устьевого нагревателя НУС-0,1;
6 – площадка газосепаратора;
7 – площадка дренажной емкости 2,0м3;
8 – площадка КТПН.

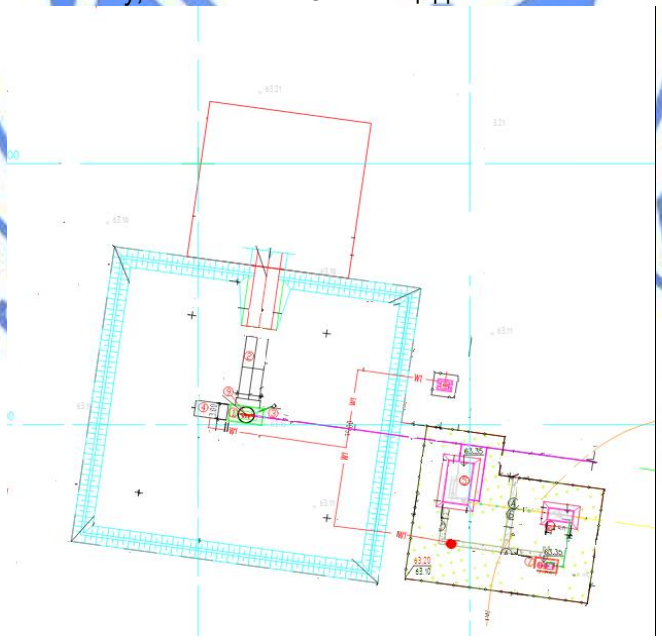


Рисунок 2. Ситуационная схема (типовое решение, фонтанный способ добычи)

1 – площадка приустьевая;
2 – площадка под ремонтный агрегат;
3 – колодец канализационный;
4 – пл-ка под станок-качалку (перспектива);
5 – площадка устьевого нагревателя НУС-0,1;
6 – площадка газосепаратора;
7 – площадка дренажной емкости 2,0м3;
8 – площадка КТПН;
9 – фонтанная арматура.

Проектируемые планировочные отметки обеспечивают отвод ливневых и талых вод от площадок и сооружений.

За условную отметку 0,000м принята отметка верха площадок сооружений, расположенных внутри ограждения.

Таблица №1

Показатели генерального плана (для одной скважины, механизированный способ)

№	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	% к общей площади
1	Площадь участка	га	0,4	100
2	Площадь застройки	$м^2$	2983,0	75,0
3	Площадь покрытия	$м^2$	169,0	4,0
4	Площадь озеленения	$м^2$	848,0	21,0

Таблица №2

Показатели генерального плана (для одной скважины, фонтанный способ)

№	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	% к общей площади
1	Площадь участка	га	0,4	100
2	Площадь застройки	$м^2$	2222,0	56,0
3	Площадь покрытия	$м^2$	169,0	4,0
4	Площадь земляного обвалования	$м^2$	761,0	19,0
5	Площадь озеленения	$м^2$	848,0	21,0

Площадка временного пункта подготовки нефти (ВППН).

Площадка прямоугольной формы в плане, размерами 108,0х85,5м в пределах ограждения, площадью 9234,0м2 расположена между площадками скважин №№ ЮЗС-33 и ЮЗС-109.

Генеральным планом на площадке предусмотрено размещение:

площадки замерной установки на 14 подключений;

площадки фильтра СДЖ;

площадки нефтегазового сепаратора;

площадки газосепаратора;

площадки нефтяных насосов;

площадки подогревателя нефти ПП-0,63А;

площадки горизонтального резервуара РГС-50м3;

площадки дренажной емкости V=50м3;

операторной с электрощитовой;

площадки манифольда.

За пределами ограждения, с южной стороны, расположены площадка запального устройства, а также внутри земляного обвалования высотой 1,2м, шириной по верху 0,5м и 2,6м по низу, факельная установка. Внутренний диаметр земляного обвалования составляет 30,0м.

С западной стороны, за пределами ограждения, расположена площадка КТПН с самостоятельным металлическим сетчатым ограждением высотой 2,0м с калиткой.

Въезд/выезд автотранспорта предусмотрены с западной и северной сторон площадки, а факельной установке – с западной стороны. Внутриплощадочные проезды выполнены с покрытием из щебня толщиной 20,0см по песчаному основанию толщиной 10,0см, уложенное на уплотненный грунт. Пешеходные тротуары к площадкам отдельных

сооружений выполнены с щебеночным покрытием толщиной 10,0см по песчаному слою толщиной 10,см, уложенный на уплотненный грунт.

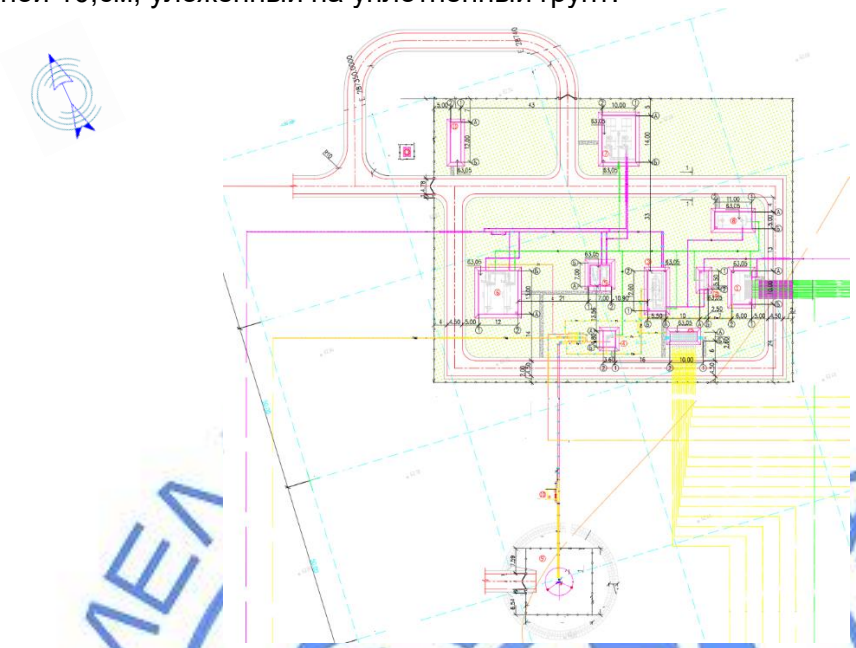


Рисунок 3. Ситуационная схема

1 – площадка замерной установки;
2 – площадка фильтра СДЖ;
3 – пл-ка нефтегазового сепаратора;
4 – площадка газосепаратора;
5 – площадка нефтяных насосов;
6 – площадка подогревателя нефти;
7 – пл-ка горизонтального резервуара;
8 – площадка дренажной емкости;
9 – обвалование факельной установки;
10 – площадка запального устройства;
11 – операторная с электрощитовой;
12 – площадка манифольда;
13 – площадка КТПН.

Свободные от застройки и покрытия участки озеленены путем посадки газона.

По периметру площадки запроектировано металлическое сетчатое ограждение высотой 2,0м с воротами и калиткой. Самостоятельное ограждение, внутри земляного обвалования, имеет также факельная установка высотой 2,0м с воротами и калиткой.

Проектируемые планировочные отметки обеспечивают отвод ливневых и талых вод от площадок и сооружений.

За отметку 0,000м принята отметка верха площадки проектируемых сооружений, что соответствует абсолютной отметке 63.05м.

Таблица №3

Показатели генерального плана

№	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	% к общей площади
1	Площадь участка в пределах ограждения	м^2	9234,0	100
2	Площадь застройки	м^2	620,0	7,0
3	Площадь покрытия	м^2	2691,0	29,0
4	Площадь озеленения	м^2	5923,0	64,0

Площадка групповой замерной установки (ГЗУ).

Площадка прямоугольной формы в плане, размерами 47,0х51,0м в пределах ограждения, площадью 2397,0м2 расположена южнее площадки проектируемого ВППН.

Генеральным планом на площадке предусмотрено размещение:
площадки групповой замерной установки на 14 подключений;
площадки газового сепаратора;
площадки подогревателя нефти ПП-0,63А;
площадки дренажной емкости V=50м3;
площадки манифольда.

С юго-западной стороны, за пределами ограждения, расположена площадка КТПН с самостоятельным металлическим сетчатым ограждением высотой 2,0м с калиткой.

Въезд/выезд автотранспорта предусмотрены с западной стороны площадки. Внутриплощадочные проезды выполнены с покрытием из щебня толщиной 20,0см по песчаному основанию толщиной 10,0см, уложенное на уплотненный грунт. Пешеходные тротуары к площадкам отдельных сооружений выполнены с щебеночным покрытием толщиной 10,0см по песчаному слою толщиной 10,0см, уложенный на уплотненный грунт.

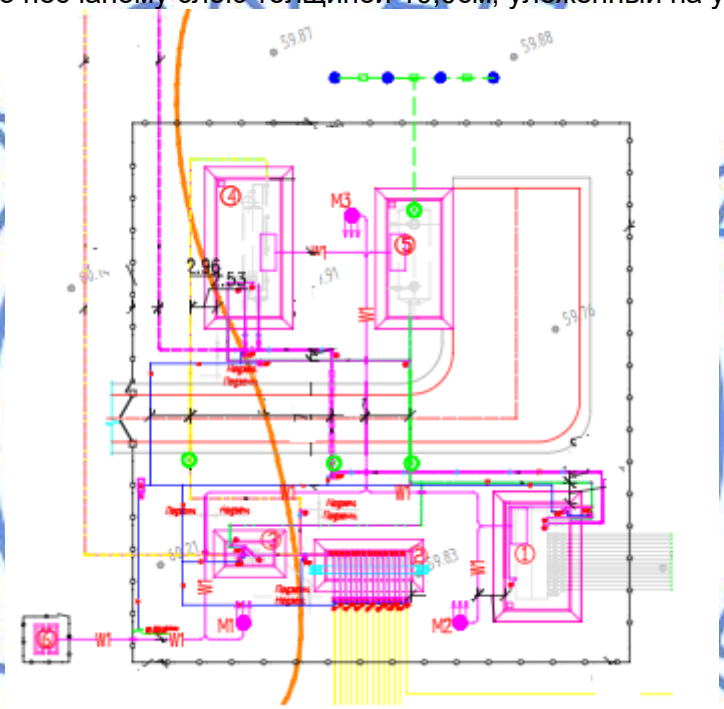


Рисунок 4. Ситуационная схема

1 – пл-ка групповой замерной установки;
2 – площадка манифольда;
3 – площадка газового сепаратора;
4 – площадка подогревателя нефти;
5 – площадка дренажной емкости;
6 – площадка КТПН.

Свободные от застройки и покрытия участки озеленены путем посадки газона.

По периметру площадки запроектировано металлическое сетчатое ограждение высотой 2,0м с воротами и калиткой.

Проектируемые планировочные отметки обеспечивают отвод ливневых и талых вод от площадок и сооружений.

За отметку 0,000м принята отметка верха площадки проектируемых сооружений, что соответствует абсолютной отметке 60,45м.

Таблица №4

Показатели генерального плана

№	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	% к общей площади
1	Площадь участка в пределах ограждения	м^2	2397,0	100

2	Площадь застройки	м^2	224,0	9,0
3	Площадь покрытия	м^2	760,0	32,0
4	Площадь озеленения	м^2	1413,0	59,0

Автомобильная дорога

Подъездная автомобильная дорога.

Предусмотрены подъездные дороги от существующих автодорог к площадкам скважин. ВППН и ГЗУ общей протяженностью 6,221км, в том числе:

к площадкам скважин – 5700,19м;

к площадке ВППН – 262,83м;

к площадке ГЗУ – 257,98м.

Таблица №5

Принятые технические параметры.

№ п/п	Наименование характеристик	Ед. изм.	Значения
1	Общая протяженность дороги	км	6,221
2	Аналог категории дороги общей сети по СП РК 3.03-101-2013		IV-в
3	Ширина земляного полотна	м	6,5
4	Ширина проезжей части	м	4,5
5	Ширина обочин	м	1,0х2
6	Число полос движения	шт	1
7	Поперечный уклон проезжей части	‰	30
8	Поперечный уклон обочин	‰	50
9	Расчетная скорость	км/час	30
10	Тип дорожной одежды	переходный	
11	Вид покрытия	щебеночно-песчано-гравийная смесь	

Земляное полотно

Проектируемое земляное полотно проходит в основном в насыпи высотой 0,8м с заложением откосов 1:3 из привозного грунта.

Уплотнение производится катками весом 25тн толщиной уплотняемого слоя 20см за 6 проходов, коэффициент уплотнения – 0,95.

Дорожная одежда.

Конструкция дорожной одежды принята нежесткого типа.

Дорожная одежда в проекте принята переходного типа согласно СП РК 3.03-19-2013 из щебеночно-гравийно-песчаной смеси толщиной 20,0см по земляной насыпи.

Примыкания.

В местах примыкания к существующей автодороге проектом предусмотрена тормозная-скоростная полоса. Радиусы закругления – 20,0м.

Обустройство дороги, организация и безопасность движения.

Для обеспечения бесперебойного и безопасного движения дорога оборудована дорожными знаками в соответствии со СТ РК 1412-2017 и СТ РК 1125-2002. Опоры - одностоечные, металлические установленные в уплотненный грунт.

6.2.2 Технологические решения

Мощность производства

Максимальная добыча нефти до 300 м³/сут (на 28 скважин) с учетом перспективы;

Максимальное содержание газа 15 тыс. м³/сут;

Общее количество скважин – 28 шт;
Относительная плотность нефти – 0,82г/см3;
Вязкость нефти при 20^0С – 15 МПа*с
Температура застывания – 11^0С.
Проектом предусматривается:
система сбора и транспортировка нефти (ССН);
групповая замерная установка (ГЗУ);
временный пункт подготовки нефти (ВППН);
строительство технологических трубопроводов.
Описание технологической схемы
Системы сбора и транспорта нефти
В систему сбора нефти (ССН) входят обустройство устья скважины:
фонтанный способ добычи с переводом на механизированный способ эксплуатации;
механизированный способ добычи нефти с использованием нефтяных скважинных штанговых насосов;
строительство выкидных трубопроводов, предназначенных для транспорта продукции от 28-ми добывающих скважин к проектируемому АГЗУ-1 и АГЗУ-2, в том числе 14 скважин на АГЗУ-1, расположенный на площадке ГЗУ и 14 скважин на АГЗУ-2 на территории ВППН,
Проектом предусматривается строительство газопроводов топливного газа из стальных труб диаметрами 57х4,0мм и 76х5,0мм:
от манифольдного блока, установленного на площадке ГЗУ к устьям каждой скважины ЮЗС- 106, ЮЗС-15, ЮЗС-60, ЮЗС-103, ЮЗС-101, ЮЗС-102, ЮЗС-8, ЮЗС-105, ЮЗС-30, ЮЗС-104, ЮЗС-4, ЮЗС-10, ЮЗС-32, ЮЗС-9;
от манифольдного блока, установленного на площадке ВППН к устьям каждой скважины ЮЗС-110, ЮЗС-31, ЮЗС-111, ЮЗС-12, ЮЗС-14, ЮЗС-33, ЮЗС-109, ЮЗС-6, ЮЗС-3, ЮЗС-112, ЮЗС-108, ЮЗС-34, ЮЗС-107, ЮЗС-2;
коллектор газопровода диаметром 76х5 мм от ГЗУ до ВППН;
коллектор газопровода диаметром 159х5,0мм от ВППН до точки врезки в существующий газопровод, диаметром Ду150мм;
коллектор нефтепровода диаметром 159х5,0мм от ВППН до точки врезки в существующий нефтепровод диаметром Ду150мм.
Обустройство устья скважины включает в себя технологические трубопроводы, установку запорной и регулирующей арматуры, панели местного управления приводом глубинного насоса, а также весь необходимый комплекс вспомогательного оборудования, приборы контроля давления и температуры транспортируемой среды.
На каждой площадке добывающей скважины устанавливаются однотипные площадки и сооружения:
рабочая площадка;
приустьевой приямок;
площадка под ремонтный агрегат;
якоря для крепления ремонтного агрегата;
фундамент под станок качалку или фонтанная арматура;
нагреватель устьевой НУС-0,1;
газовый сепаратор ГС-1-2,5-800-1;
подземная дренажная емкость 2м³.
Проектом предусмотрено место под инвентарные приемные мостки.
В основу технологической схемы системы сбора скважинной продукции месторождения Сарыбулак заложена лучевая система с индивидуальным подключением скважин к объектам сбора – групповым замерным установкам АГЗУ, где осуществляется

поочередный замер дебитов каждой скважины по жидкости.

С добывающих скважин газожидкостная смесь по трубопроводу диаметром Ду65 мм под давлением после штуцера Р=1,0÷1,6 МПа и с температурой Т=20°С поступает на устьевой нагреватель нефти НУС-0,1, где подогревается до температуры 70°С.

После подогрева в устьевом подогревателе нефтегазовая смесь добывающих скважин (ЮЗС-106, ЮЗС-15, ЮЗС-60, ЮЗС-103, ЮЗС-101, ЮЗС-102, ЮЗС-8, ЮЗС-105, ЮЗС-30, ЮЗС-104, ЮЗС-4, ЮЗС- 10, ЮЗС-32, ЮЗС-9) поступает по выкидному трубопроводу диаметром 76х5,0мм на автоматизированную замерную установку (АГЗУ-1), расположенного на проектируемой площадке ГЗУ для поочередного замера дебита каждой скважины по жидкости, а также для контроля за режимом работ добывающих скважин.

После замера дебитов нефтегазовая смесь от АГЗУ-1, поступает по нефтесборному коллектору диаметром Ду150 мм на проектируемую площадку ВППН для предварительной подготовки.

Топливный газ для печи НУС-0,1, установленное на устье скважин, поступает из газового сепаратора через манифольдный блок на 14 подключения, расположенного на площадке ГЗУ и ВППН.

Групповая замерная установка (ГЗУ)

В групповую замерную установку (ГЗУ) входят:

блочная автоматизированная групповая замерная установка (АГЗУ-1);

подогреватель путевой автоматизированный для нефти ПП-0,63А;

газовый сепаратор ГС 1-2,5-800-2;

подземная дренажная емкость ЕП-50-3000-1-2, объемом 50 м³ без насоса;

манифольдный блок на 14 подключений для подачи газа к устью каждой скважины, расположенной на проектируемой площадке ГЗУ.

Газожидкостная смесь с АГЗУ-1 поступает в печи подогрева нефти ПП-0,63А, где подогревается до температуры 70^0С и подогретая нефтегазовая смесь по нефтесборному коллектору диаметром 159х5,0 поступает на вход НГС, установленной на проектируемой площадке ВППН.

Топливный газ для печи подогрева нефти ПП-0,63А (П-1) поступает из газового сепаратора (ГС-2).

Осушенный газ из ГС-3, установленный на площадке ВППН поступает по газовому коллектору 76х5 на вход газового сепаратора (ГС-2), далее после ГС-2 осушенный газ через манифольдный блок по трубопроводам диаметром 57х4 мм поступает на устье каждой скважины вход ГС-1, где проходит повторную осушку газа и после ГС-1 газ подается для топлива на печи подогрева ПП-0,63А.

Для приема жидкостных сбросов с подогревателей нефти во время аварийных ситуаций, ремонта и планового дренажа, предусмотрена подземная дренажная емкость ЕП-1. Откачка жидкости из дренажной емкости осуществляется передвижной техникой.

Временный пункт подготовки нефти (ВППН)

В состав временного пункта подготовки нефти (ВППН) входят следующие оборудования:

блочная автоматизированная групповая замерная установка (АГЗУ-2);

установка фильтра (СДЖ);

установка нефтегазового сепаратора (НГС-1-1,8-1400-2), блочного исполнения (поставка заказчика);

установка подогревателя нефти ПП-0,63А, мощностью 0,73 МВт (2шт);

установка газового сепаратора ГС 1-2,5-800-2;

насосная для нефти, тип НМШ 8-25-6,3/25 (1раб, 1рез);

установка горизонтального резервуара V=50м³ (РГСн) для хранения нефти с змеевиком (2шт);

узел учета нефти;

факельная установка блочного исполнения,

подземная дренажная емкость ЕП с насосным агрегатом НВ-Е--50/50-3,0-В-55-У2, объемом 50м³;

манифольдный блок на 14 подключений, расположенного на проектируемой площадке ВППН для подачи газа к устью каждой скважины;

узел учета газа (2шт).

Продукция добывающих скважин (ЮЗС-110, ЮЗС-31, ЮЗС-111, ЮЗС-12, ЮЗС-14, ЮЗС-33, ЮЗС-109, ЮЗС-6, ЮЗС-3, ЮЗС-112, ЮЗС-108, ЮЗС-34, ЮЗС-107, ЮЗС-2) поступает по выкидным трубопроводам диаметром 76х5,0мм на автоматизированную замерную установку АГЗУ-2, расположенного на проектируемой площадке ВППН для поочередного замера дебита каждой скважины по жидкости, а также для контроля за режимом работ добывающих скважин.

Газожидкостная смесь по нефтесборному коллектору из площадки ГЗУ и также с АГЗУ-2 поступает во входной коллектор диаметр 159х5,0мм и объединенном потоком направляется на фильтры СДЖ-1, где происходит очистка от механической примесей. Далее нефтяная эмульсия подается на прием в горизонтальный нефтегазовый сепаратор (НГС).

В нефтегазовом сепараторе (далее НГС) происходит разделение нефти и газа.

Давление в сепараторе поддерживается электроприводной задвижкой, установленном на выходном газопроводе. Уровень жидкости в сепараторе поддерживается на необходимом уровне при помощи насосов НМШ, поставляемые с частотно – регулируемым приводом.

Далее насосами НМШ нефтяная эмульсия откачивается в печь подогрева нефти ПП-0,63А/1,2, где подогревается до температуры 70^{0}С. Подогретая нефтяная эмульсия через узел учета нефти по трубопроводу диаметром 100 мм под давлением в системе поступает в существующий нефтепровод диаметром 150мм. Контроль давления и температуры до и после подогревателя нефти осуществляется местными приборами.

Система управления печей подогрева нефти осуществляется с блока управления ПП-0,63,, размещенного на площадке.

Предусматривается откачка нефтяной эмульсии насосами НМШ в горизонтальный резервуар РГС объемом 50м³ (2шт) в аварийных случаях или во время ремонтных работ. Из резервуара РГС откачка осуществляется передвижной техникой или автоцистернами.

Выделившийся в нефтегазовом сепараторе (НГС-1) газ направляется в газовый сепаратор (ГС1-2,5-800-2), где осуществляется очистка нефтяного газа от капельной жидкости и механических примесей, унесенных газом при сепарации нефти.

Очищенный от влаги газ в качестве топлива, подается на печь подогрева нефти ПП-0,63А, также подача газа по коллектору диаметром 76х5 мм на вход ГС-3 для повторной очистки и далее через манифольдный блок (на 14 подключений) газ подается на устье каждой скважины (ЮЗС-110, ЮЗС-31, ЮЗС-111, ЮЗС- 12, ЮЗС-14, ЮЗС-33, ЮЗС-109, ЮЗС-6, ЮЗС-112, ЮЗС-3, ЮЗС-108, ЮЗС-34, ЮЗС-107, ЮЗС-2).

Остаток газа из ГС -3 поступает по газовому коллектору диаметром 159х5,0мм в существующий газопровод диаметром Ду150мм или в аварийных ситуациях подается на факельную установку (Ф-1).

Сброс газа из установок АГЗУ, НГС и ГС через предохранительные клапаны направляется на факельную установку Ф-1.

Учет газа высокого давления осуществляется посредством счетчика, установленного на трубопроводе подачи газа на факел. Счетчик газа расположен на площадке ВППН. Для предотвращения проникновения пламени и искр внутрь газопровода на коллекторе факельной линии и на линии газ на запал предусмотрены установка огневого предохранителя.

Для аварийного сжигания газа проектом предусмотрена факельная установка (высокого давления) диаметром Ду=100мм, Н=10 м, оснащенная факельным оголовком и системой управления розжигом факела и контролем пламени, комплектуемый блок запорно-регулирующий (далее БЗР), входящий в состав системы розжига факельной установки.

В комплект поставляемого оборудования входят:

установка факельная вертикальная высотой 10м (ствол Ду100, оголовок струйный Ду100, площадки обслуживания, лестницы 2 уровня);

система розжига и контроля пламени (шкаф управления взрывозащищенного исполнения, блок запорно-регулирующий, дежурная горелка УЗК-ЭЛ-БО и т.д. с комплектующими изделиями).

Дренаж с технологических аппаратов осуществляется в подземную дренажную емкость с полупогружным насосным агрегатом НВ-50/50 объемом 50м³ (ЕП-1).

Откачка жидкости из дренажной емкости осуществляется на автоцистерну или уловленная нефть насосами отправляется обратно в систему, то есть в начало процесса.

Сброс давления газа из емкости производится в атмосферу через совмещенный механический дыхательный клапан типа СМДК, предназначенного для герметизации и регулирования давления в газовом пространстве емкости (резервуара) и защиты от проникновения пламени и искр внутрь резервуара.

Технологическая схема процесса подготовки нефти обеспечивает полную герметизацию процесса подготовки нефти, требуемое качество продукции, гибкость и маневренность работы установки, возможность освобождения аппаратуры и трубопроводов при ремонтах и аварийных остановках

Технологические трубопроводы

Трубопроводы в пределах технологических площадок проложены надземно, на опорах, частично – подземно.

Все надземные трубопроводы запроектированы согласно требованиям СН 527-80 «Инструкция по проектированию технологических стальных трубопроводов Ру до 10 МПа» - трубы стальные бесшовные горячедеформированные, материал труб марки ст20 группы В, ГОСТ 8732-78.

Технологические трубопроводы (нефтегазовая смесь, газ) на площадках устье скважин, ГЗУ согласно СН 527-80 пункт 2.1, таблице 1 относятся к группе Б и II категории со 10% контролем сварных стыков методом радиографирования.

Технологические трубопроводы (нефтегазовая смесь, газ) на площадке ВППН согласно СН 527-80 пункт 2.1, таблице 1 относятся к группе Б и I категории со 20% контролем сварных стыков методом радиографирования.

Трубопроводы дренажной линии относятся к группе В и V категории со 1% контролем сварных стыков методом радиографирования.

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

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

для участка I и II категории - 1,25 Рраб;

для участка V категории - 1,5 Рраб.

Внутриплощадочные трубопроводы проложены надземно на опорах на высоте 0,5м до низа трубы. Линия дренажа проложена подземно на глубине 1,65м до верха трубы.

Все трубопроводы, кроме дренажного трубопровода, покрываются минераловатными матами с оберткой оцинкованным листом.

До теплоизоляции трубопроводы окрашиваются антикоррозийной краской БТ-177 по грунту ГФ-021. Предусмотрен обогрев надземных труб термокабелем.

Выкидные трубопроводы и нефтесборные коллекторы прокладываются подземно, на глубине 2,0 м от поверхности земли до низа трубопровода.

Антикоррозионное покрытие подземных участков дренажных трубопроводов усиленного типа по СТ РК ГОСТ Р51164-2005:

ленточное полимерное:

грунтовка полимерная;

грунтовка полимерная: лента изоляционная липкая, толщиной не менее 0,6мм 2 слоя;

защитная обертка полимерная липкая толщиной не менее 0.6мм - 1 слой.

По трассе подземных трубопроводов предусмотрена установка опознавательных знаков:

на расстоянии не более 1 км друг от друга;

на углах поворота в горизонтальной плоскости;

при пересечении автомобильных дорог.

Классификация выкидных трубопроводов и нефтесборных коллекторов в зависимости от диаметра, рабочего давления и характера транспортируемой среды классифицируются согласно ВСН 51-2.38-85:

выкидные трубопроводы – 1 группа, III класс, III категория, с участками:

II категории – 20 м по обе стороны от пересекаемой коммуникации;

нефтепроводы – III класс, 1 группа, IV категория, с участками:

II категории – 20 м по обе стороны от пересекаемой коммуникации;

III категории – 25 м по обе стороны каждый от подошвы насыпи, пересекаемой автодороги.

III категории – узлы линейной запорной арматуры и участки трубопроводов по 15 м в каждую сторону от границ монтажного узла линейной запорной арматуры.

Общая протяженность выкидных линий составляет 52753м.

Протяженность нефтяного коллектора от ГЗУ до ВППН составляет 3036м.

Протяженность нефтяного коллектора от ВППН до существующего нефтепровода диаметром Ду150мм составляет 903м.

Нефтесборные коллекторы предназначены для транспортировки объединенного потока продукции скважин от измерительных установок АГЗУ-1, 2 до ВППН-1, а также от ВППН-1 до существующего нефтепровода Ду150мм.

Нефтесборные коллекторы выполнены из труб стальных бесшовных горячедеформированных по ГОСТ 8732-78.

Промысловые газопроводы из стальных труб диаметрами 57х4 и 159х5 предназначен для подачи топливного газа:

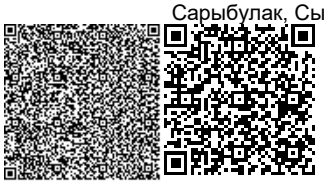
Газопровод прокладывается подземно, частично надземно. Глубина заложения 0,9 м от поверхности земли до верхней образующей трубы.

По проекту прокладка газопровода (скв. №№ ЮЗС-8, ЮЗС-102, ЮЗС-104, ЮЗС-10, ЮЗС-4, ЮЗС-32, ЮЗС-9, ЮЗС-31 и ЮЗС-110) на соровых участках предусматривается на опорах высотой от 0,4 м до 2,1 м с шагом опор 5метров.

Газопроводы топливного газа Ø 57х4 от манифольдного блока (установленного на площадке ГЗУ) к скважинам: ЮЗС-106, ЮЗС-15, ЮЗС-60, ЮЗС-103, ЮЗС-101, ЮЗС-102, ЮЗС-8, ЮЗС-105, ЮЗС-30, ЮЗС-104, ЮЗС-4, ЮЗС-10, ЮЗС-32, ЮЗС-9, общей протяженностью 31268м;

Газопроводы топливного газа Ø 57х4мм от манифольдного блока (установленного на площадке ВППН) к скважинам: ЮЗС-110, ЮЗС-31, ЮЗС-111, ЮЗС-12, ЮЗС-14, ЮЗС-33, ЮЗС-109, ЮЗС-6, ЮЗС-112, ЮЗС-108, ЮЗС-3, ЮЗС-34, ЮЗС-107, ЮЗС-2, общей протяженностью 22152м;

коллектор газопровода диаметром 76х5мм от ВППН до ГЗУ, протяженностью 3036м;



Коллектор газопровода из стальных труб ∅159х5мм для перекачки осушенного газа от ВППН до точки врезки в существующий газопровод Ду150мм, протяженностью 828 м.

Классификация газопровода согласно ВСН 51-3-85:

газопровод IV класс, IV категории.

При пересечении газопровода с участками:

III категории – узлы линейной запорной арматуры и участки трубопроводов по 15 м в каждую сторону от границ монтажного узла линейной запорной арматуры.

II категории – 20 м по обе стороны от пересекаемой коммуникации;

III категории – 15 м по обе стороны каждый от подошвы насыпи, пересекаемой автодороги.

Газопровод прокладывается подземно. Глубина заложения 0,9 м от поверхности земли до верхней образующей трубы.

В месте пересечения с существующей ЛЭП и при пересечении с существующими трубопроводами, разработку траншеи на глубине 0,9м выполняется вручную по 2 м по обе стороны от пересечения.

При взаимном пересечении газопровода с нефтепроводом или водоводом газопровод располагается над ними. Расстояние между ними в свету принимается не менее 0,35 мм.

По трассе газопровода предусмотрена установка опознавательных знаков с надписью: "ГАЗ" на расстоянии не более 1 км друг от друга, а также на углах поворота в горизонтальной плоскости.

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 месторождения «Юго-Западный Сарыбулак» с использованием 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 нефть. Твердые и жидкие отходы отсутствуют. Все дренажи собираются в существующую 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;

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

Управление производством, предприятия, организация условий и охраны труда

Административно-хозяйственное управление службами и подразделениями по

сбору нефти месторождения Юго-Западный Сарыбулак будет осуществляться АО СНПС «АйДанМунай».

Оперативное руководство осуществляется из операторной расположенной на площадке ВППН, в задачу которого входит оперативное управление аварийными задвижками и контроль технологического процесса.

Контроль за технологическими операциями обеспечивает надежную работу технологических сооружений и предотвращение аварийных ситуаций.

Режим работы 365 дней в году, вахтовым методом, по 12 часов в смену, 2 смены.

Данным проектом увеличение штатного расписания обслуживающего персонала не предусмотрено.

В данном объекте, ввиду присутствия опасных и вредных производственных факторов, оказывающих неблагоприятное воздействие на здоровье работающих, с целью обеспечения безопасности и повышения работоспособности персонала предусмотрено:

обеспечение работников средствами индивидуальной защиты, спецодеждой, спецобувью, молоком, мылом и другими средствами;

соответствие санитарно-бытовых помещений для обслуживающего персонала требованиям СП РК 3.02-108-2013 «Административно-бытовые здания».

6.2.3 Строительные решения

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

Площадки добывающих скважин

Площадка приустьевая и под инвентарные приемные мостки прямоугольная с размерами в плане 3,0х6,0м, монолитная толщиной 150мм, из бетона класса В15,W6,F100. Приустьевой приямок с размерами 1,5х4,0х1,4(h)м – монолитный железобетонный, из бетона класса В15,W6,F100. Стенки и днище приямка армированы сварными сетками по ГОСТ 23279-2012 из арматурного проката класса А400 и А240 ячейками 200х200мм и отдельными стержнями из арматурного проката класса А400 по ГОСТ 34028-2016, толщина стенки – 200мм, днища 150мм. Приямок перекрыт металлической решеткой.

Площадка под ремонтный агрегат размером 4,0х14,0м выполнена из сборных железобетонных плит ПАГ-14 по ГОСТ 25912-2015.

Площадка под станок-качалку – прямоугольная в плане, с размерами 3,0х6,0м, монолитная железобетонная толщиной 600мм, из бетона класса В15,W6,F100, армированная сетками из арматурного проката класса А400 по ГОСТ 34028-2016 диаметром 12мм ячейками 200х200мм. Для обеспечения проектного положения верхней сетки установлены фиксаторы из арматурного проката класса А240 по ГОСТ 34028-2016 диаметром 14мм. Под площадкой предусмотрена подготовка из бетона класса В7,5 толщиной 100мм.

Якоря оттяжек выполнены из монолитного бетона класса В15,W6,F100 с закладным анкером для крепления оттяжки.

Площадки *устьевого нагревателя НУС-0,1, газосепаратора, дренажной емкости V=2м^3* – прямоугольные в плане, монолитные толщиной 150мм, из бетона класса В15,W6,F100. На площадках предусмотрен железобетонный приямок размером 500х500х500(h)мм для сбора случайных технологических проливов и атмосферных осадков, перекрытый металлической решеткой из арматурного проката класса А240 по ГОСТ 34028-2016 с обрамлением стальными прокатами равнополочных уголков по ГОСТ 8509-93. По периметру площадок предусмотрено устройство бортовых камней типа БР по ГОСТ 6665-91 и отмостки из бетона класса В7,5 шириной 1,0м.

Устьевой нагреватель НУС-0,1 установлен на монолитный железобетонный фундамент размером 1,5х3,9х0,25(h)м, из бетона класса В15,W6,F100, армированный сетками типа 2С по ГОСТ 23279-2012 из арматурного проката класса А400 диаметром 12мм ячейками 150х150мм. Для обеспечения проектного положения верхней сетки установлены фиксаторы из арматурного проката класса А400 диаметром 10мм.

Фундамент под газовый сепаратор – столбчатый, монолитный железобетонный, из бетона класса В15,W6,F100, армирование подошвы сварной сеткой типа 2С по ГОСТ 23279-2012 из арматурного проката класса А400 диаметром 12мм ячейками 200х200мм, подколонника – пространственным каркасом из сварных сеток по ГОСТ 23279-2012. В фундаменте предусмотрены анкерные болты тип 1.1 по ГОСТ 24379.1-2012 для крепления оборудования.

Дренажная емкость V=2м^3 – стальная горизонтальная подземной установки полной заводской готовности, уложена на песчаную подушку толщиной 400мм. Наружная поверхность емкости обмазывается эмалью ЭП-773 по шпатлевке ЭП-0010.

Строительство площадок выполнено на спланированной территории. Площадки скважин на засоленных грунтах (солончак Арыс) выполнены на насыпном грунте, согласно плана организации рельефа.

Групповая замерная установка. Временный пункт подготовки нефти.

Обслуживающие площадки установок и оборудований приняты прямоугольной формы в плане, монолитные бетонные, толщиной 150мм из бетона класса В15 W6,F100. Размеры площадок приняты по конфигурации оборудования. Под площадками предусмотрена щебеночная подготовка, пропитанная битумом, толщиной 100мм, по тщательно уплотненному основанию. По периметру площадок предусмотрено устройство бортовых камней типа БР по ГОСТ 6665-91 и отмостки из бетона класса В7,5 шириной 1,0м из бетона класса В7,5,W6,F100, по слою щебня, пропитанного битумом. На площадках предусмотрены железобетонный приямок размером 500х500х500(h)мм, перекрытых металлической решеткой и опоры бетонные под технологические трубопроводы.

Фундаменты под оборудование (ГЗУ, манифольд, подогреватель путьевой, жидкостной фильтр, нефтегазовый сепаратор, запальное устройство) – монолитные железобетонные, из бетона класса В15,W6,F100, армированные сетками из арматурного проката класса А400 по ГОСТ 34028-2016 диаметром 12мм ячейками 200х200мм. Для обеспечения проектного положения верхней сетки установлены фиксаторы. По периметру фундаментов выполнен деформационный шов из просмоленной доски толщиной 20мм.

Фундаменты под газовый сепаратор – столбчатые, монолитные железобетонные, из бетона класса В15,W6,F100, армирование подошвы сварной сеткой типа 2С по ГОСТ 23279-2012 из арматурного проката класса А400 диаметром 12мм ячейками 200х200мм, подколонника – пространственным каркасом из сварных сеток по ГОСТ 23279-2012. В фундаменте предусмотрены анкерные болты тип 1.1 по ГОСТ 24379.1-2012 для крепления оборудования.

Дренажные емкости V=50м^3 – стальная горизонтальная подземной установки полной заводской готовности, уложена на песчаную подушку толщиной 400мм. Наружная поверхность емкости обмазывается эмалью ЭП-773 по шпатлевке ЭП-0010.

Для обслуживания технологического оборудования предусмотрены площадки обслуживания из металлических конструкций: площадка, лестницы и ограждения выполнены по серии 1.450.3-7.94. Фундаменты – монолитные железобетонные, из бетона класса В15,W6,F100, армированные сетками из арматурного проката класса А400 по ГОСТ 34028-2016.

Стойки кабельной эстакады и сигнализатора уровня выполнены из стальных гнутосварных квадратных профилей ГОСТ 30245-2012, устанавливаемые на бетонные

опоры. Прогоны кабельной эстакады приняты из прокатных профилей по ГОСТ 8509-93.

Нефтяная насосная

Блок насосов выполнен из 2-х 20-ти футовых морских контейнеров размерами 6058х3000х2895(h)мм. Контейнеры утеплены минераловатными плитами на базальтовой основе по ГОСТ 9573-2012, с последующей обшивкой с внутренней стороны профилированным листом по ГОСТ 24045-2010. Оконные блоки – поливинилхлоридные, по ГОСТ 30674-99.

Площадка под блок нефтяной насосной – прямоугольная в плане, с размерами 7,0х7,25м, выполнена из сборных железобетонных плит по ГОСТ 21924.0-84. В металлическом полу выполнены проемы под монолитные железобетонные фундаменты насосов. Насосы крепятся фундаментными болтами.

Факел установлен на столбчатый, монолитный железобетонный фундамент, из бетона класса В15,W6,F100. Армирование подошвы фундамента сварной сеткой типа 2С по ГОСТ 23279-2012 из арматурного проката класса А400 диаметром 12мм ячейками 200х200мм, подколонника – пространственным каркасом из сварных сеток по ГОСТ 23279-2012. В фундаменте предусмотрены анкерные болты по ГОСТ 24379.1-2012 для крепления факельной установки. Фундаменты под оттяжки – столбчатый, монолитный из бетона класса В15,W6,F100.

Площадка горизонтальных резервуаров РГС-50м^3 – прямоугольная в плане, с размерами 12,0х15,5м, монолитная толщиной 150мм, из бетона класса В15,W6,F100. Под площадкой предусмотрена щебеночная подготовка, пропитанная битумом, толщиной 100мм, по тщательно уплотненному основанию. По периметру площадок предусмотрено устройство бортовых камней типа БР по ГОСТ 6665-91 и отмостки из бетона класса В7,5 шириной 1,0м из бетона класса В7,5,W6,F100, по слою щебня, пропитанного битумом.

Резервуары установлены на рамную конструкцию из прокатных профилей: стойки и балки – из двутавра по ГОСТ 26020-83, связи вертикальные – прямоугольного сечения, из 2-х швеллеров по ГОСТ 8240-97. Рамная конструкция установлена на столбчатые монолитные железобетонные фундаменты, из бетона класса В15,W6,F100, армированные отдельными стержнями из арматурного проката класса А400 по ГОСТ 34028-2016 диаметром 12мм шагом 200мм и 150мм. Для обслуживания оборудования предусмотрена площадка обслуживания из металлических конструкций: площадка, лестницы и ограждения выполнены по серии 1.450.3-7.94, стойки и балки – из стальных гнутосварных квадратных профилей ГОСТ 30245-2012.

Опоры технологических трубопроводов – из стальных труб по ГОСТ 10704-91, фундаменты под опоры – столбчатые, монолитные железобетонные, из бетона класса В15,W6,F100, армированные отдельными стержнями из арматуры класса А400 по ГОСТ 34028-2016. Переход через автодорогу выполнен на высоких опорах.

Операторная

Операторная представляет блок-контейнер заводского изготовления размерами 3,0х12,0м**.** Уровень ответственности – II, степень огнестойкости – IIIа.

Фундамент под блок операторной – монолитная железобетонная плита размером 4,0х13,0м, из бетона класса В15,W6,F100, армированная сварными сетками по ГОСТ 23279-2012 из арматурного проката класса А400 диаметром 10мм. Под площадкой предусмотрена подготовка из бетона класса В7,5 по щебеночной подготовке, пропитанная битумом, толщиной 100мм.

Вокруг операторной выполнена бетонная отмостка шириной 1,0м из бетона класса В7,5,W6,F100 толщиной 40мм по слою щебня, пропитанного битумом толщиной 80-150мм.

Надземные опоры выкидных линий и газопроводов – из стальных труб по ГОСТ 10704-91, фундаменты под опоры – столбчатые, монолитные железобетонные, из бетона

класса В15,W6,F100, армированные отдельными стержнями из арматуры класса А400 по ГОСТ 34028-2016.

На засоленных грунтах планировочные насыпи под фундаментами на полосах шириной по проекту толщиной 800÷1200мм, выполнены из дренирующих ненабухающих и незасоленных грунтов по геотекстилю, с послойным уплотнением толщиной 200мм при оптимальной влажности. Коэффициент уплотнения 0,95.

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 W6, по морозостойкости F100. Поверхности бетонных и железобетонных конструкций, соприкасающиеся с грунтом, защищаются полимерным покрытием на основе лака ХП-734 по грунтовке лаком ХП-734. Под железобетонными фундаментами выполнена подготовка из бетона класса В7,5 толщиной 100мм, по щебеночной подготовке толщиной 100мм, пропитанной битумом, под бетонными площадками и фундаментам – щебеночная подготовка толщиной 100мм, пропитанная битумом до полного насыщения.

Металлические конструкции окрашиваются 2-я слоями эмали ХВ-124 по ГОСТ 10144-89* по грунтовке ФЛ-03К ГОСТ 9109-81*.

6.2.4 Инженерное обеспечение, сети и системы

Электротехнические решения

Электроснабжение «Обустройство месторождения Юго-Западный Сарыбулак, Сырдарьинский район Кызылординская область» предусмотрено, отпайкой от существующей ВЛ-6кВ Ф. Караколь яч. №202 ПС 35/6кВ «Арысское», согласно выданных технических условий АО «СНПС-Ай Дан Мунай» от 07 июня 2019 года №1158/10.

Проектом предусмотрено:

электроснабжение потребителей электроэнергии на устьях добывающих скважин (21 скважин) с установкой трансформаторной подстанции КТПН-63-6/0,4кВ (26 шт);

электроснабжение площадки временного пункта подготовки нефти и площадки групповой замерной с установкой КТПН 160-6/0,4кВ и КТПН 63-6/0,4кВ;

строительство ВЛ-6кВ с применением провода марки АС сечением 70/11мм, на железобетонных опорах по типовому проекту 3.407.1-143, общей протяженностью 28620,0 м;

наружное освещение и молниезащита территории скважины;

прокладка кабеля 0,4кВ кабелями марки АВБбШв-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 АВБбШв-1кВ и АВБбШвнг-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 70/11мм, 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, анкерные (концевые) - типа А10-1.

Для подвески на ВЛ принят провод АС-70/11. Изоляция ВЛ принята усиленная на штыревых изоляторах ШФ-20Г для промежуточных опор и на подвесных изоляторах ПСД 70Е на анкерных и угловых анкерных опорах.

Таблица №6

Основные технические показатели скважин

Наименования объекта	Мощность трансформатора	Точка подключения	Протяженность ВЛ в метрах
Скважина ЮЗС-32	КТПН-63кВА	Проект. Опора ВЛ-6кВ №17/17	187
Скважина ЮЗС-4	КТПН-63кВА	Сущ. Опора ВЛ-6кВ №79/16	99
Скважина ЮЗС-10	КТПН-63кВА	Сущ. Опора ВЛ-6кВ №79/17	700
Скважина ЮЗС-30	КТПН-63кВА	Проект. Опора ВЛ-6кВ №26/11	30
Скважина ЮЗС-104	КТПН-63кВА	Сущ. Опора ВЛ-6кВ №61/26	1029
Площадка ГЗУ-1	КТПН-63кВА	Проект. Опора ВЛ-6кВ №17/13	187
Скважина ЮЗС-101	КТПН-63кВА	Проект. Опора ВЛ-6кВ №17/20	328
Скважина ЮЗС-102	КТПН-63кВА	Проект. Опора ВЛ-6кВ №17/31	175
Скважина ЮЗС-105	КТПН-63кВА	Проект. Опора ВЛ-6кВ №17/28	113
Скважина ЮЗС-8	КТПН-63кВА	Сущ. Опора ВЛ-6кВ №28/17	2195
Скважина ЮЗС-106	КТПН-63кВА	Проект. Опора ВЛ-6кВ №2	160
Скважина ЮЗС-107	КТПН-63кВА	Проект. Опора ВЛ-6кВ №10	255
Скважина ЮЗС-15	КТПН-63кВА	Проект. Опора ВЛ-6кВ №9	370
Скважина ЮЗС-103	КТПН-63кВА	Проект. Опора ВЛ-6кВ №25	778
Скважина ЮЗС-60	КТПН-63кВА	Проект. Опора ВЛ-6кВ №25/7	365
Скважина ЮЗС-2	КТПН-63кВА	Сущ. Опора ВЛ-6кВ №1/73	2587
Скважина ЮЗС-34	КТПН-63кВА	Сущ. Опора ВЛ-6кВ №9/17	135
Скважина ЮЗС-112	КТПН-63кВА	Сущ. Опора ВЛ-6кВ №10/17	160
Скважина ЮЗС-108	КТПН-63кВА	Сущ. Опора ВЛ-6кВ №18/17	260
Скважина ЮЗС-109	КТПН-63кВА	Проект. Опора ВЛ-6кВ №24/20	130
Скважина ЮЗС-33	КТПН-63кВА	Проект. Опора ВЛ-6кВ №24/29	163
Площадка ВППН	КТПН-160кВА	Проект. Опора ВЛ-6кВ №26/4	122
Скважина ЮЗС-31	КТПН-63кВА	Проект. Опора ВЛ-6кВ №24/26	1218
Скважина ЮЗС-110	КТПН-63кВА	Проект. Опора ВЛ-6кВ №26/37	754
Скважина ЮЗС-12	КТПН-63кВА	Проект. Опора ВЛ-6кВ №24/49	466
Скважина ЮЗС-11	КТПН-63кВА	Проект. Опора ВЛ-6кВ №49/8	565
Скважина ЮЗС-14	КТПН-63кВА	Проект. Опора ВЛ-6кВ №24/17	4202
Скважина ЮЗС-9	КТПН-63кВА	Проект. Опора ВЛ-6кВ №61/17	10887
	28шт		28620м

Наружное освещение площадки скважины выполнено мачтой освещения на стойке СВ 110 консольными светодиодными светильниками типа FLS LED PS мощностью 200Вт. 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 РУ-0,4кВ КТПН.

Наружное освещение площадки временного пункта подготовки нефти и освещение площадки групповой замерной установки осуществляется светодиодными прожекторами заливающего света мощностью 200Вт установленными на прожекторных мачтах на стойке СВ 164-12. 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 АВБбШвнг 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.

Площадка временного пункта подготовки нефти

Электроснабжение площадки временного пункта подготовки нефти предусмотрен от проектируемого КТПН-160-6/0,4кВ. Питание и распределение электроэнергии между потребителями предусматривается от щита распределительного ЩР установленного в здании операторской. Потребителями электроэнергии площадки временного пункта подготовки нефти являются; электропривод насосов перекачки нефти, электропривод насоса дренажной емкости V-50м³, собственные нужды здания операторской, шкафы управления печей подогрева, Автоматизированная замерная установка АГЗУ, площадка запального устройства и наружное освещения площадки. Сети электроснабжения выполнен кабелем марки АВБбШвнг в траншее, на глубине 0,7м.

Площадка групповой замерной установки

Электроснабжение площадки групповой замерной установки с расчетной нагрузкой предусмотрен от проектируемой трансформаторной подстанции КТПН-63-6/04кВ, кабелем марки АВБбШвнг на 660В в траншее на глубине 0,7м. Питание и распределение электроэнергии между потребителями предусматривается от РУНН 0,4кВ КТПН.

Электрообогрев трубопровода рассчитана на сокращение теплопотерь и защиты от замерзания трубопроводов и запорной арматуры на основе материалов и саморегулирующихся кабелей марки 5BTV2-CT с соответствующими комплектующими деталями.

Греющие кабели приняты 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 электрообогрева осуществляется через взрывозащищенные коробки. Питание распредкоробки греющего кабеля предусмотрено от РУНН-0,4кВ. 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.

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 АВБбШв-1кВ, АВБбШвнг-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.

Электрохимическая защита

Раздел Электрохимическая защита от почвенной коррозии подземных стальных сооружений разработан для обеспечения безаварийной работы проектируемого объекта в течение эксплуатационного срока, а также на основании действующих стандартов и норм Республики Казахстан, подземные металлические сооружения подлежат комплексной защите от коррозии покрытиями и средствами электрохимической защиты независимо от коррозионной агрессивности грунта. Защите от почвенной коррозии подлежат подземные стальные емкости и подземные стальные трубопроводы на площадках временного пункта подготовки нефти (ВППН), площадка групповой замерной установки (ГЗУ-1) и на выкидных линиях скважин.

Предусмотрена автономная протекторная защита от почвенной коррозии с установкой магниевых гальванических анодов. Защита осуществляется групповыми протекторными типа ПМ-20У. Протекторы размещаются на расстоянии не менее 3-х м от защищаемых сооружений, с заглублением на 1,6м от дневной поверхности. Подключение протектора к защищаемому сооружению выполнен через контрольно-измерительный пункт с диодно-резисторным блоком с номинальным током канала 10А.

Для осуществления, контроля за работой протекторов и измерения защитного потенциала на сооружениях предусмотрена установка контрольно-измерительных пунктов типа КИП-3-10-2. Для контроля над состоянием защищаемых сооружений посредством измерения величины потенциалов (наложенных и естественных) предусмотрен неполяризующийся медносульфатный электрод длительного действия CU/CUSO4 с датчиком электрохимического потенциала. В местах размещения протекторов установлены опознавательные знаки. Проектируемая протекторная защита наложенным током обеспечивает защищаемые сооружения достаточным поляризационным потенциалом. Минимальные (-0,85) и максимальные значения (-1,15) защитных потенциалов по отношению к насыщенному медно-сульфатному электроду сравнения CU/CUSO4. Тип и количество протекторов выбрано согласно действующей инструкции на проектирование и рассчитано на срок службы 10 лет в почвенных условиях проектируемого объекта.

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 9.602-2005, «Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии», ВСН 51-3-85, «Проектирование промысловых стальных трубопроводов», ПУЭ РК. Плотность защитного тока в расчете принималась 15мА/м2 по инструкции на проектирование РД 153-39.4-039-99 т.б.10.1 “Нормы проектирования электрохимической защиты магистральных трубопроводов и площадок МН”.

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 на площадках ГЗУ-1, ВППН и на устье скважин выполняется молниероиемниками на прожекторных мачтах на стойках СВ 164-12 высотой 20,0м присоединенный к отдельным заземлителям не связанных с общим контуром. Предусмотрено установка прожекторных матч на стойке СВ 164-12 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 стальных стержней диаметром 16,0мм 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.

Сети связи и сигнализации

Автоматическая пожарная сигнализация предназначена для своевременного предупреждения пожарной ситуации. Проектируемые сооружения и помещения будут оборудованы автоматическими датчиками обнаружения пожара. 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. Предусмотрены ручные извещатели обнаружение пожара, которые установлены на территории технологических площадок и у входов в помещениях насосной и операторной.

Для системы обнаружения очагов пожара и газа является следующее:

обнаружение пожара и газа на раннем этапе;

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

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 535-1В-2Б, извещатели пламени взрывозащищенный с 2-мя диапазонами ИПЭС-ИК/УФ, оповещатель светозвуковой взрывозащищенный 1 ExibmIIBT6 IP67 «ЗОВ». Извещатель пламени ИПЭС-ИК/УФ предусмотрен во взрывоопасных и пожароопасных зонах помещений и наружных установок в местах установки технологического оборудования. В здании операторной установлен оповещатель Маяк 12КП и световое табло «Выход». Пожарные извещатели выбраны в исполнении, позволяющем их использовать в неблагоприятных климатических условиях и опасных зонах. Кабель по конструкциям прокладывается в металлической трубе. Шлейфы пожарной сигнализации прокладываются кабелями КВБбШв 4х1,0 и КВБбШв 4х1,5 в земле на глубине 0,8м. Все шлейфы пожарной сигнализации сводятся в приемно-контрольный прибор Яхонт-16И во взрывозащищенном исполнении.

Приемно- контрольный прибор (ПКП) типа Яхонт-16И-01 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.

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 предусмотрена строительства 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:

площадка АГЗУ1 (Блок групповой замерной установки ГЗУ1);

площадка ВППН;

обустройство устьев скважин (устья скважин, газосепаратор, подогреватель нефти устьевой НУС0,1).

Обустройство устьев скважин

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

Устьевые подогреватели нефти поставляется в комплекте с системой автоматизации САПНГ.М-2И и шкафом управления во взрывозащищенном исполнении, который устанавливается на площадке рядом с подогревателем. Комплектно с

подогревателем поставляются КИП для обеспечения автоматической и безопасной работы подогревателя, кабели от приборов сводятся в комплектные соединительные коробки. Проектом предусмотрена установка шкафа управления и сигнализации на площадке, подвод кабеля от соединительных коробок к шкафу.

Площадка ГЗУ1

Блок групповой замерной установки ГЗУ1 рассчитан на подключение 14 скважин. Блок аппаратурный не предусмотрен. На входе потока нефти с каждой скважины и на выходе общего потока установлены манометры и визуальные термометры. Подогреватель нефти ПП-0,63А поставляется в комплекте с системой автоматизации САПНГ.М-2И и шкафом управления во взрывозащищенном исполнении, который устанавливается на площадке рядом с подогревателем.

Комплектно с подогревателем поставляются КИП для обеспечения автоматической и безопасной работы подогревателя, кабели от приборов сводятся в комплектные соединительные коробки. Проектом предусмотрена установка шкафа управления и сигнализации на площадке, и подвод кабеля от соединительных коробок к шкафу. Газосепаратор оборудуется сигнализатором LS-202 верхнего уровня жидкости с автономным питанием от литиевого элемента. Дренажная емкость V=50м3 оборудуется поплавковым уровнемером LT-201 с сигнализатором уровня LS-201 в процентах от объема с питанием от литиевого элемента. Сигнализатор устанавливается на площадке рядом с емкостью на металлической стойке.

Площадка ВПГН

Групповая замерная установка ГЗУ2.

Блок групповой замерной установки ГЗУ2 рассчитан на подключение 14 скважин. Блок аппаратурный не предусмотрен. На входе потока нефти с каждой скважины и на выходе общего потока установлены манометры и визуальные термометры.

Площадка фильтра СЖД.

Предусмотрены манометры на входе нефти PI-301.15 в фильтр и выходе PI-301.16.

Нефтегазосепаратор НГС

Нефтегазосепаратор ожидается в комплекте с трубопроводной обвязкой в ограниченных пределах, электроприводной задвижкой на выходе газа с НГС в качестве регулятора давления, датчиком давления, визуальным уровнемером и датчиком уровня на выносной камере, манометрами на выходе нефти PI-301.30 и газа PI-301.28, PI-301.29 с НГС, термометром TI301.22 на выходе нефти с НГС. Проектом предусматривается подключение комплектного датчика давления PT-301 к ПИД-регулятору PC-301 ТРМ-210 в операторной для регулирования давления газа на выходе с НГС с целью создания необходимого давления в емкости НГС. Сигнал с комплектного уровнемера LT-303 заводится на шкаф управления насосами с частотно-регулируемым приводом для поддержания уровня в НГС за счет регулирования производительности насосов. Шкаф устанавливается в электрощитовой операторной.

Газосепаратор ГС. На площадке НГС расположен газосепаратор ГС, который оснащается в проекте сигнализатором верхнего уровня LS-303 боковой установки. На линии выхода газа с газосепаратора устанавливается также манометр PI-301.18 и визуальный термометр TI-301.16.

Узел учета газа с выхода газосепаратора ГС на факел. Узел используется в качестве оперативного. Счетчик состоит из блока первичных преобразователей ПП, который комплектуется датчиком вихрей FT-301, термометром сопротивления TT-301, датчиком давления PT-301. Сигналы от первичных преобразователей заводится в электронный блок преобразователя-усилителя UY-301 (АЦП), откуда цифровым сигналом поступают в блок интерфейса и питания БИП UIR-301, устанавливаемый в операторной.

В состав БИП входит также многоканальный регистратор информации РИ для ведения архива всех параметров.

Узел учета газа с выхода газосепаратора ГС на топливо для подогревателей нефти ПП-0,63Аи топливо для подогревателей нефти НУС-0,1 на устьях скважин.

Узел используется в качестве оперативного. Счетчик состоит из блока первичных преобразователей ПП, который комплектуется датчиком вихрей FT-302, термометром сопротивления TT-302, датчиком давления PT-302. Сигналы от первичных преобразователей заводится в электронный блок преобразователя-усилителя UY-302 (АЦП), откуда цифровым сигналом поступают в блок интерфейса и питания БИП UIR-302, устанавливаемый в операторной. В состав БИП входит также многоканальный регистратор информации РИ для ведения архива всех параметров.

Узел учета газа с выхода газосепаратора ГС в существующий газопровод Ду150.

Узел используется в качестве оперативного. Счетчик состоит из блока первичных преобразователей ПП, который комплектуется датчиком вихрей FT-303, термометром сопротивления TT-303, датчиком давления PT-303. Сигналы от первичных преобразователей заводится в электронный блок преобразователя-усилителя UY-303 (АЦП), откуда цифровым сигналом поступают в блок интерфейса и питания БИП UIR-303, устанавливаемый в операторной. В состав БИП входит также многоканальный регистратор информации РИ для ведения архива всех параметров.

Подогреватели нефти ПП-0,63А. Подогреватели нефти заказываются в комплекте с системой автоматизации СА-ПНГ.М-2И и шкафами управления во взрывозащищенном исполнении, которые устанавливается на площадке рядом с подогревателями. Комплектно с подогревателями поставляются КИП для обеспечения автоматической и безопасной работы подогревателей, кабели от приборов сводятся в комплектные соединительные коробки.

Проектом предусматривается установка шкафа управления и сигнализации на площадке, и подвод кабеля от соединительных коробок к шкафу.

Дренажная емкость V=50м3. Дренажная емкость оборудуется поплавковым уровнемером LT301 с сигнализатором уровня LS-301 в процентах от объема с питанием от литиевого элемента. Сигнализатор устанавливается на площадке рядом с емкостью на металлической стойке. Металлоконструкции стойки и установка на площадке учитывается в комплекте чертежей марки АС.

Резервуар для хранения нефти РГСН-50-2шт. При заказе учесть поставку резервуаров с комплектным сигнализатором верхнего уровня с автономным питанием от литиевого элемента.

Узел учета нефти. Узел учета нефти применяется для оперативного учета. В качестве счетчика нефти UIR-304 применен турбинный счетчик «НОРД-М» в составе: магнитоиндукционный датчик на трубопровод Ду 100, преобразователя турбинного, блока обработки данных. Блок обработки данных позволяет хранить и выдавать информацию на внешние носители.

Насосы нефти. Н-1, Н-2. Проектируемые насосы- насосы с частотно-регулируемым приводом. Шкаф управления для регулирования производительности насосов и обеспечения их взаимного резервирования должен быть заказан в комплекте с насосами и установлен в помещении насосной.

При заказе насосов также должна быть учтена установка реле перепада давления на каждом насосе для регистрации неисправности насосного агрегата. В помещении насосной станции предусматривается установка двух датчиков загазованности на углеводородные газы. Датчики устанавливаются на 2-ух метровых стойках. Сигналы от датчиков поступают на щит контроля загазованности QSAT-301, полного заводского изготовления, устанавливаемый в операторной.

Операторная

Здание операторной предусмотрено полной заводской готовности в виде блок-бокса. Проектом предусмотрена дополнительная установка в операторной следующего оборудования: электронные блоки для четырех узлов учета UY-301, UY-302, UY-303, FIR-301, регулятор давления газа в НГС PC-301, щит контроля загазованности QSAT-301, датчик контроля загазованности QT-303, светозвуковой оповещатель QSA-301.

Кабельные линии

Прокладка кабеля по территории ГЗУ, на площадке подогревателя нефти ПП0,63А предусмотрен по низкой эстакаде 0,8м (низ кабельной стойки от земли). Кабель от поплавковых уровнемеров на емкостном оборудовании до сигнализаторов уровня на стойках прокладывается преимущественно в металлических трубах и в металлорукаве с креплением к существующим конструкциям. Прокладка кабеля по территории ВППН осуществляется преимущественно в земляной кабельной траншее на глубине 0,8м. Частично от оборудования прокладка кабеля предусмотрен в металлических трубах Ду25, Ду32. Переходы кабеля от датчиков и труб предусмотрен металлорукавом, места стыков материалов для прокладки герметизировать термоусадочной трубкой.

На площадке ВППН установлены газоанализаторы на метан. Сигналы от датчиков сводятся в операторную в готовый щит контроля загазованности. В проекте применен бронированный кабель типа «витая пара» Герда КВК 2х2х1.5, Герда КВК 4х2х1,5 в общем экране. Для питания оборудования в операторной предусмотрен кабель КВВГнг(А)-LS 4х1,5.

6.3 Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных и взрывопожарных ситуаций

Мероприятия по снижению последствий ЧС, заложенные в проект, проводятся по следующим направлениям:

оптимальное размещение объектов на площадках строительства;

обеспечение надежности проектируемого нефтепровода;

обеспечение безопасности производства;

обеспечение защиты от пожаров;

обеспечение защиты обслуживающего персонала;

обеспечение охраны объектов от несанкционированного доступа;

планово-предупредительные ремонты технологического оборудования, нефтепроводов;

регулярная диагностика технологических аппаратов и резервуаров;

поддержание в исправном состоянии электрооборудования, средств молниезащиты, защиты от статического электричества;

требования соблюдения правил безопасности от обслуживающего персонала.

В целях снижения до минимума вероятности аварийных ситуаций, сопровождающихся взрывом и пожаром при строительстве объекта предусматривается ряд мероприятий:

непрерывность и полная герметизация технологического процесса;

размещение технологического оборудования на открытых площадках с обеспечением необходимых (по нормам) проходов, площадок для обслуживания и ремонта;

подбор строительных материалов – согласно группам и категорий трубопровода, состояния рабочей среды, коррозионной активности среды;

проверка на прочность и герметичность проектируемого нефтепровода;

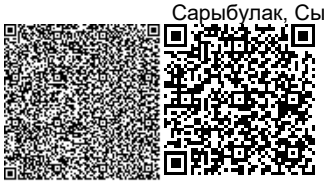
защита стальных трубопроводов от коррозии.

С целью снижения риска ЧС, на основании действующего в Республике Казахстан законодательства, на объекте разработан план действий при возникновении ЧС.

Представлено письмо-согласование рабочего проекта РГУ «Департамент Комитета индустриального развития и промышленной безопасности по Кызылординской области» от 07 ноября 2019 года № KZ95VQR00018043 в части промышленной безопасности.

6.4 Оценка соответствия проекта санитарным правилам и гигиеническим нормам

Проектом предусматривается обустройство месторождения «Юго-Западный Сарыбулак». В рабочем проекте, согласно задания на проектирование, предусматривается система сбора и транспортировка нефти и газа, групповая замерная установка (ГЗУ), временный пункт подготовки нефти (ВППН), строительство промысловых трубопроводов, строительство внутрипромысловых дорог, строительство воздушной линии электропередач (ЛЭП) к скважинам. Месторождение «Юго-Западный Сарыбулак» в административном отношении расположено на территории Сырдарьинского района Кызылординской области. Проектом предусматривается обустройство устьев 28 скважин (устья скважин, установка газосепаратора, подогревателя нефти, дренажной емкости,выкидных линии и т.д.); Площадка групповой замерной установки (групповая замерная установка, установка подогревателя нефти, газосепаратора, дренажной емкости и т.д); Площадка временного пункта подготовки нефти (ВППН), где предусматривается Блочная автоматизированная групповая замерная установка(АГЗУ), установка фильтра (СДЖ); установка нефтегазового и газового сепараторов, подогревателя нефти, факельной установки, узлы учета газа и т.д. На всех проектируемых площадках нефтедобывающих скважин принято типовое размещение сооружений и оборудования, инженерных сетей, коммуникаций. В проекте предусмотрено 28 скважин с механизированным способом и фонтанным способом добычи. Дренаж с технологических аппаратов осуществляется в подземные дренажные емкости с полупогружным насосным агрегатом. Проектируются внутрипромысловые автодороги к скважинам. В проекте предусмотрены работы по благоустройству площадок, озеленение, предусматривается ограждение площадки устьевого нагревателя, площадки газосепаратора, дренажной емкости, площадки КТПН. Конструкция ограждения принята из сетчатых панелей по металлическим столбам, высотой 2,0м. Для сжигания газа проектом предусмотрена факельная установка (высокого давления) диаметром 100мм, оснащенная факельным оголовком и с системой управления розжигом факела и контролем пламени. Система розжига входит в состав факельной установки и обеспечивает автоматизацию технологического процесса. Трассировка выкидных линий от скважины проложены подземно, на свободной территории с соблюдением нормативов. Проектируемые выкидные трубопроводы предназначены для транспорта нефтегазовой смеси от нефтедобывающих скважин до групповых замерных установок. Нефтесборные коллекторы предназначены для транспортировки объединенного потока продукции скважин от измерительных установок АГЗУ-1, 2 до ВППН-1, а также от ВППН-1 до существующего нефтепровода. Проектируются промысловые газопроводы из стальных труб для подачи топливного газа. Предусмотрена разработка внутрипромыслового и внутриплощадочного электроснабжения и электрооборудования проектируемых зданий и сооружений. Для освещения территории и проектируемого оборудования предусматривается наружное освещение. Рабочий проект разработан в соответствии с требованиями нормативов. Предусматривается полная герметизация всего технологического процесса, применение блочного и блочно-комплектного оборудования заводского изготовления. Давление и температура нефтегазовой смеси контролируются с помощью приборов КИПиА. Рабочий персонал обеспечивает нормальную безаварийную эксплуатацию объекта. Режим работы на месторождении составляет 365 рабочих дней в году по вахтовому методу в две смены, продолжительность смены 12 часов,



продолжительность вахты 15 суток. Рабочие места обеспечены всеми необходимыми видами энергии (теплом, электроэнергией), горячим и холодным водоснабжением, питьевой водой и др. По проекту на площадке ВППН предусматривается здание операторной полной заводской готовности в виде блок–бокса, здание укомплектовывается необходимыми инженерными системами согласно требовании нормативов. На проектируемых площадках ГЗУ и ВППН предусматриваются биотуалеты.

Загрязнения воздуха при строительстве может быть от выхлопных выбросов строительного оборудования и пыли. На период эксплуатации основными источниками выделения вредные веществ в атмосферу являются путевой подогреватель, факел высокого давления, нефтегазовый сепаратор, дренажные емкости, АГЗУ, неплотности оборудований и т.д. 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. Размер санитарно-защитной зоны для месторождения «Юго-Западный Сарыбулак» составляет 1000 метров, что соответствует I классу опасности.Уточнение размеров санитарно-защитной зоны проводилось с учетом среднегодовой розы ветров для каждого направления ветра. Областной центр г. Кызылорда находится на расстоянии 160 км к югу от месторождения. Производятся замеры загрязняющих атмосферу воздуха веществ на границе СЗЗ согласно плана-графика. 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.Представлены протоколы дозиметрического контроля на границе СЗЗ № 33 от 13 сентября 2019года.

Для питьевых целей вода привозная, бутилированная. Отражены требования по обеспечению питьевой водой, соблюдения питьевого режима, организация питания для работающих на необустроенных объектах. На работу персонал будет доставляться на специальных автобусах. Хоз-бытовые сточные воды сбрасываются в водонепроницаемый септик и по мере накопления будут вывозиться по договору. Представлены расчеты водопотребления и водоотведения. Отходы строительного производства будут вывозиться специализированной организацией по договору. Представлены мероприятия по обезвреживанию и утилизации отходов. Все работающие обеспечиваются спецодеждой, спецобувью и средствами индивидуальной защиты. Питание рабочих, бытовое и медицинское обслуживание предусматривается в вахтовом поселке месторождения «Арысское».

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 – 15 месяцев, в том числе подготовительный период – 2,0 месяца, определена по СП РК 1.03-101-2013 «Продолжительность строительства и задел в строительстве предприятий, зданий и сооружений», часть I, по таблице Г.1.17 п.8 «Расчетный метод определения продолжительности строительства объектов, не имеющих прямых норм». Нормативная продолжительность строительства по табл. В4.

Начало строительства – сентябрь месяц 2020 года, согласно письма АО «СНПС-Ай Дан Мунай» от 19 мая 2020 года №633/10.

6.6 Сметная документация

Сметная документация не рассматривалась на основании письма АО «СНПС-Ай Дан Мунай» от 19 мая 2020 года №633/10.

7. РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

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

В процессе рассмотрения по замечаниям департамента по Кызылординской области (г.Кызылорда) филиала республиканского государственного предприятия «Госэкспертиза» по Южному региону в рабочий проект **«Обустройство месторождения Юго-Западный Сарыбулак, Сырдарьинский район Кызылординская область» (без сметной документации)** внесены следующие изменения и дополнения:

По генеральному плану

По чертежам площадок скважин.

7.1.1 Указана на чертежах условная граница площадок.

7.1.2 Представлены технико-экономические показатели участков скважин с 100% распределением на отдельные показатели.

7.1.3 Дополнены чертежи площадок скважин фонтанным способом добычи разрезом земляного обвалования.

7.1.4 Указана на чертежах площадок скважин фонтанным способом добычи фонтанная арматура.

7.1.5 Учтены спецификацией на ограждение изделия на ограждение площадки КТПН.

Площадка ВППН.

7.1.6 Представлены технико-экономические показатели участка в пределах ограждения с 100% распределением на отдельные показатели.

7.1.7 Учтены спецификацией на ограждение изделия на ограждение площадки факела и КТПН.

Площадка ГЗУ.

7.1.8 Представлены технико-экономические показатели участка в пределах ограждения с 100% распределением на отдельные показатели.

7.1.9 Учтены спецификацией на ограждение изделия на ограждение площадки КТПН.

По автомобильной дороге

7.1.10 Устранены разночтения по ГОСТу, в соответствии с которыми приняты: дорожные знаки.

7.1.11 Приведено в общей пояснительной записке описание устройства земляного полотна (толщина каждого слоя, используемые механизмы, вес катка количество проходов и т.д.).

7.1.12 Указаны координаты начала трасс дорог в местах примыкания к существующим дорогам (п. 5.9 ГОСТ 21.508-93).

7.1.13 Приведены на листах «Общие данные» и в общей пояснительной записке полная характеристика и параметры дорог.

По технологическим решениям

7.1.14 В пояснительной записке указано:

полное описание технологического процесса, основные показатели ТЭП согласно СН РК 1.02-03-2011* п.9.3.3;

уровень ответственности объекта согласно п.2 Приказа №165 от 28 февраля 2015 года.

7.1.15 Лист общие данные выполнен согласно ГОСТ 21.401-88 раздел 2.

7.1.16 Представлено:

согласование принципиальной технологической схемы, план расположения оборудования с Заказчиком;

гидравлический расчет системы сбора продукции скважин п2.30 ВНТП 3-85.

7.1.17 Устранены разночтения в ОПЗ, в паспорте проекта по количеству скважин, приведено в соответствие с проектными решениями.

7.1.18 Согласно ГОСТ 21.401-88 п4.4 показано на планах и в разрезах направление потока продукта на вводах, выводах и разветвлениях. На л. ТХ-5 на экспликации оборудования нумерации элементов оборудования выполнено в соответствии с чертежами.

7.1.19 Выполнено подключение топливного газа к нагревательной печи.

7.1.20 В спецификацию включен объем на окраску труб, объем на грунтовку труб – откорректирован.

7.1.21 Откорректирован объем на изоляцию труб.

Групповая замерная установка

7.1.22 В проекте отражено детальное описание применяемых труб,указано рабочее давление трубопроводов. В общих данных даны соответствующее указания согласно ГОСТ 21.401-88 раздел 2.

7.1.23 На площадке манифольда указана высота шпинделя задвижки, для уточнения установки площадки для обслуживания арматуры.

7.1.24 На чертежах откорректированы позиции элементов оборудования, направление потока, привязки элементов оборудования, отметки расположения арматур и т.д. дополнены чертежи ГОСТ 21.401-88 п4.3, 4.4.

7.1.25 Для аварийного отключения печи нагрева предусмотрена отключающая арматура на расстоянии не менее 10м от печи ВНТП 3-85 п2.94.

Временный пункт подготовки нефти

7.1.26 Представлено полное описание –общие указания на листе общие данные согласно ГОСТ 21.401-88 пр2.

7.1.27 Принципиальная схема согласована с заинтересованными организациями. Схема выполнена согласно ГОСТ21.401-88 приложение 4.

7.1.28 ТХ-3. Указаны на чертеже нумерации позиции элементов оборудования. На ТХ-5 указаны обозначения элементов.

7.1.29 Уточнена отметка заглубления подземного трубопровода.

Выкидная линия

7.1.30 Откорректирован лист общие данные, представлено полное описание принятых проектных решении, материал труб выкидной линии, нефтяного и газового коллектора, ГОСТ (подземной, надземной прокладки), категория и характеристика трубопроводов, глубина заложения труб, ссылки по монтажу и испытанию трубопровода, согласно р.8 СН 527-80.

7.1.31 Уточнена протяженность труб на чертежах и приведено в соответствие с ОПЗ.

7.1.32 Демонтаж выкидных линии исключен, дано ошибочно. Устранены разночтения по нумерации выкидных линии в спецификации оборудования.

7.1.33 На чертежах и в ОПЗ откорректированы ссылки на действующие нормативы п54.11 СН РК 1.02-03-2011.

7.1.34 Представлены:

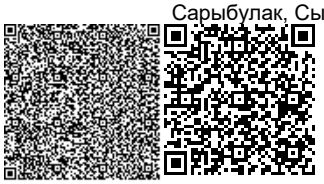
паспорта применяемых оборудований, опросные листы, согласованные заказчиком;

сведения по инженерному обеспечению операторной по системе отопление, вентиляция и КВ.

По строительным решениям

7.1.35 Для обоснования принятых решений по размерам площадок и по фундаментам технологических оборудований, представлены паспорта оборудований.

7.1.36 Откорректированы класс бетона по прочности и марка бетона по водонепроницаемости для фундаментов и площадок, принято единое решение.



7.1.37 Указана марка бетона по морозостойкости монолитных конструкций, согласно СП РК 2.01-101-2013.
7.1.38 Устранено разночтение по типу гидроизоляции, защита поверхностей конструкций предусмотрена в зависимости от вида и степени агрессивного воздействия среды, согласно СП РК 2.01-101-2013 и отчета по инж.-геологическим изысканиям.
7.1.39 Под монолитными фундаментами выполнена бетонная подготовка толщиной 100мм, согласно п.12.8.6 МСП 5.01-102-2002.
7.1.40 Указана толщина защитного слоя бетона в подошвах фундамента, п.12.8.5 МСП 5.01-102-2002.
По площадкам
7.1.41 Откорректирован состав конструкции площадки, выполнена из бетона класса В15, вместо из 2-х слоев – кл.В12,5 и В15.
7.1.42 Указан уклон для обеспечения отвода дождевых вод на площадке, согласно п.2.87 ВНТП 3-85.
7.1.43 Откорректирован диаметр фиксатора для обеспечения проектного положения верхней сетки, согласно п.2.4 Указания по проектированию фиксаторов одноразового использования.
7.1.44 По опорам:
план расположения технологических опор приведены в соответствие технологическим чертежам, откорректирована спецификация;
представлены чертежи перехода через автодорогу.
7.1.45 На чертежах и в пояснительной записке ссылочные документы приведены в соответствие с Перечнем нормативных правовых актов и нормативных технических документов в области АГиС, действующих на территории РК, п.5.11 СН РК 1.02-03-2011*.
По электротехническим решениям
7.1.46 Представлено:
основные технические показатели всех потребителей объекта, проектные решения по внутриплощадочным сетям электроснабжения скважин согласно п.3 выданных ТУ №1158/10 от 07 июня 2019 года;
опросный лист на силовой трансформатор, способ их установки, расчет по выбору мощности трансформаторов и расчет заземляющего устройства, чертежи прожекторных мачт, кабельный журнал термообогрева.
7.1.47 Откорректировано:
основные технические показатели, категории надежности электроснабжения объекта, источников электроснабжения скважин, план молниезащиты, продольный профиль заземлителя защиты от прямых ударов молний и от защиты электрической индукций, координаты установки концевых, угловых опор и КТПН на плане трассы ЛЭП-6кВ, разночтение по мощности силового трансформатора в общих указаниях, кабельный журнал согласно нормам СН РК 1.02-03-2011*, СП РК 2.04-103-2013, ПУЭ РК;
оформление чертежей РП приведено в соответствие по ГОСТ 21.101-97 «Основные требования к проектной и рабочей документации», согласно задания на проектирование и нормам СН РК 1.02-03-2011*, спецификация оборудования выполнена в полном объеме.
По слаботочным устройствам АТХ
7.1.48 Дополнено существующее состояние систем энергообеспечения и связи, АСУ ТП и АТХ в пояснительной записке и предусмотрено интеграция системы телемеханики в существующей АСУ ТП и средства связи для информационного обмена согласно задания на проектирование, предусмотрен кабельный журнал КА (Операторная, Обустройство устьев добывающих скважин) согласно СН РК 1.02-03-2011*.

7.1.49 Оформление чертежей приведено в соответствие ГОСТ 21.101-97 «Основные требования к проектной и рабочей документации», откорректирована спецификация оборудования в полном объеме.

По оценке соответствия проекта санитарным правилам и гигиеническим нормам

7.1.50 Устранены замечания, выданные в ходе рассмотрения проекта:

внесены изменения в пояснительную записку, в раздел «Охрана окружающей среды»;

отражены требования по обеспечению питьевой водой, соблюдения питьевого режима, организация питания для работающих на необустроенных объектах;

представлены данные по обеспечению санитарно-гигиенических условий труда;

учтены требования действующих санитарных правил;

обоснование СЗЗ определены согласно требованиям;

представлены протоколы дозиметрического контроля на земельные участки по обустройству м/р Юго-Западный Сарыбулак.

7.2 Оценка принятых проектных решений

В соответствии с «Правила определения общего порядка отнесения зданий и сооружений к технически и (или) технологически сложным объектам» утвержденными приказом Министра национальной экономики РК от 28 февраля 2015 года №165 разработчиком проекта установлен I (повышенный) уровень ответственности.

Рабочий проект **«Обустройство месторождения Юго-Западный Сарыбулак, Сырдарьинский район Кызылординская область» (без сметной документации)** разработан в необходимом объеме в соответствии с утвержденным заданием на проектирование, иными исходными данными и требованиями.

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

Принятые проектные решения, с учетом внесенных изменений по п.7.1 соответствуют государственным нормативным требованиям по надежности, производственной, санитарной, экологической и пожарной безопасности.

Представлено разрешение на эмиссии в окружающую среду для объектов I, II и III категорий от 04 августа 2020 года №KZ96VCZ00642064, выданное 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, «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденные приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 23 апреля 2018 года № 187.

Таблица №6

Основные технические показатели рабочего проекта

№ п/п	Наименование	Единицы измерения	Показатели
1	Общая протяженность трассы	м	2603
2	Расчетное давление выкидной линии	МПа	4,0
3	Продолжительность строительства	мес.	3

8. ВЫВОДЫ

8.1 С учетом внесенных изменений и дополнений рабочий проект **«Обустройство месторождения Юго-Западный Сарыбулак, Сырдарьинский район Кызылординская область» (без сметной документации)** 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 АО «СНПС-Ай Дан Мунай» в соответствии с условиями договора от 04 июня 2020 года №01-0785.

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, **«Қызылорда облысы Сырдария ауданының Оңтүстік-Батыс Сарыбұлақ кен орнын жайластыру» (сметалық құжаттамасыз)** жұмыс жобасы Қазақстан Республикасы аумағында қолданылатын нормативтік құқықтық актілер мен мемлекеттік нормативтердің талаптарына сәйкес келеді және бекітуге ұсынылады.

8.2 Осы сараптамалық қорытынды тапсырыс берушімен бекітілген, растығы 2020 жылғы 04 маусымдағы №01-0785 шарт талаптарына сәйкес «СНПС - Ай Дан Мұнай» АҚ-мен кепілдендірілген жобалауға арналған бастапқы материалдарды (деректерді) ескере отырып орындалды.

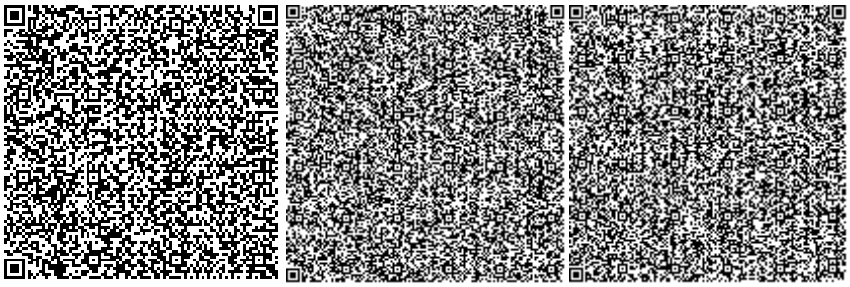
8.3 Жұмыс жобасы бекітуге және жұмыс өндірісіне рұқсат берген кезінде сараптаманың осы қорытындысына сәйкес екендігі тексерілуі тиіс.

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

Мыктыбаев Ж.С.

Директор

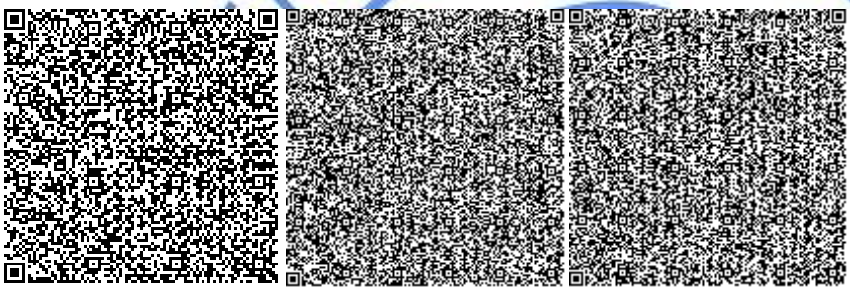
Филиал по Южному региону РГП «Госэкспертиза»



Абдикаликов Б.А.

Директор департамента

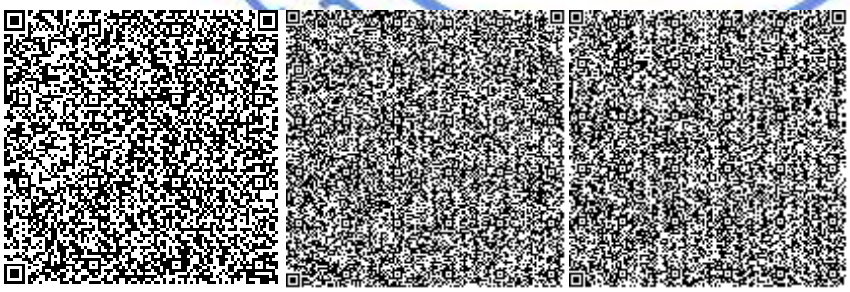
Филиал по Южному региону РГП «Госэкспертиза»



Бутабаева А.К.

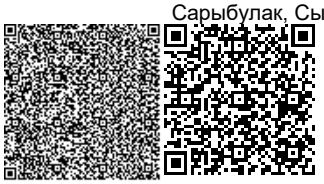
Начальник производственного отдела

Филиал по Южному региону РГП «Госэкспертиза»

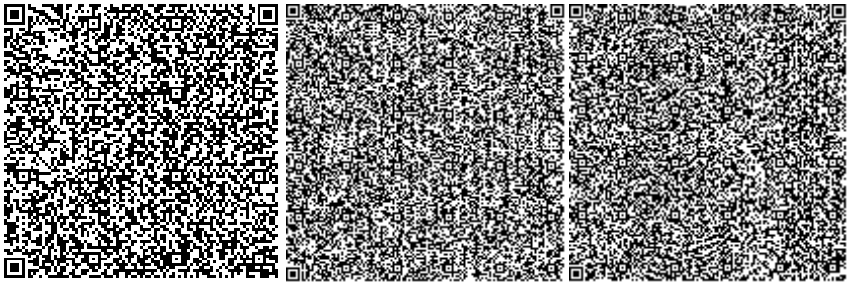


Акилбаева С.Ж.

Эксперт



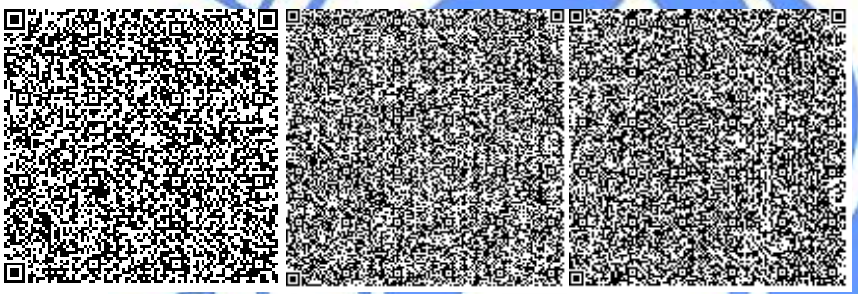
Филиал по Южному региону РГП «Госэкспертиза»



Кожаев М.М.

Эксперт

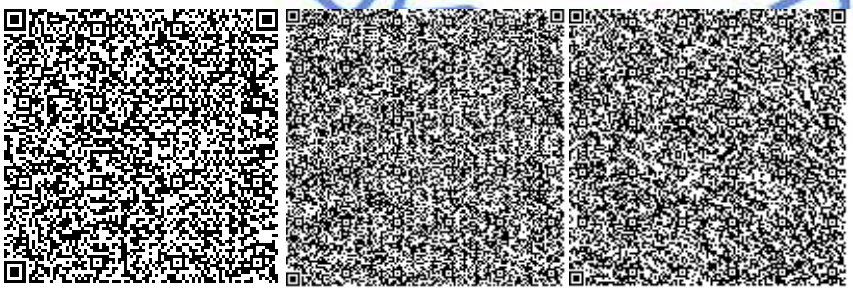
Филиал по Южному региону РГП «Госэкспертиза»



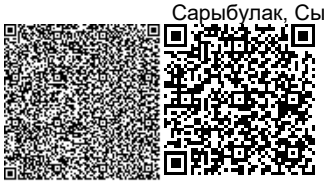
Алиев Н.Д.

Главный специалист по рассмотрению ценовых предложений по сметной документации

Филиал по Южному региону РГП «Госэкспертиза»

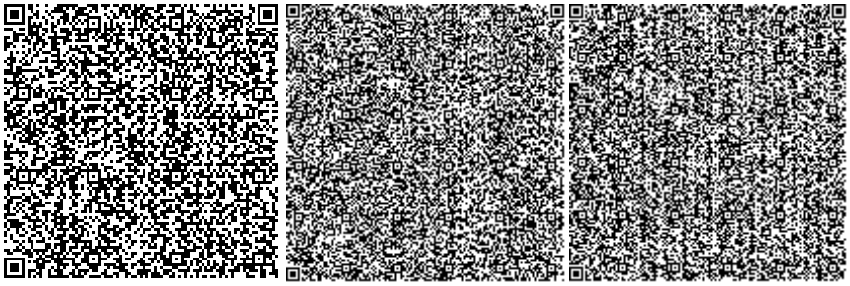


Искаков Г.Т.



Эксперт

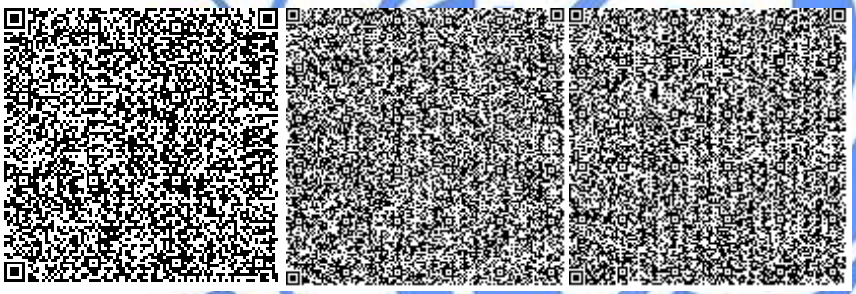
Филиал по Южному региону РГП «Госэкспертиза»



Сулеева Г.А.

Эксперт

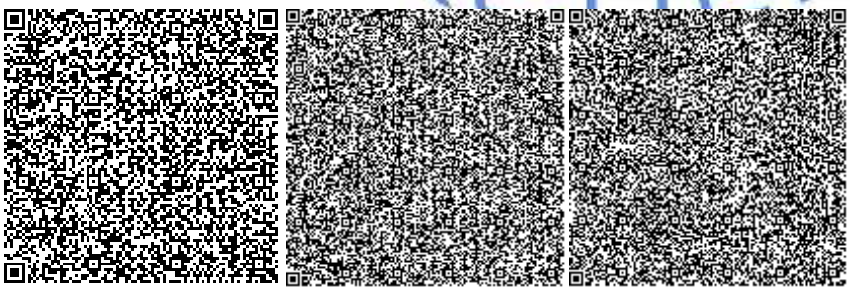
Филиал по Южному региону РГП «Госэкспертиза»



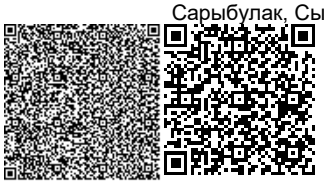
Кенжалиева Р.Т.

Эксперт

Филиал по Южному региону РГП «Госэкспертиза»



Ссылка на окончательную редакцию ПСД



Номер: N061-0062/20
Дата: 04.08.2020

«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
КОНТРОЛЯМИНИСТЕРСТВА 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

АО «СНПС-Ай ДанМунай»

Заключение
государственной экологической экспертизы
на Рабочий проект «Обустройство месторождения Юго-Западный Сарыбулак»
с разделом охраны окружающей среды

Материалы разработаны–ТОО «TimalConsultingGroup» (ГЛ №01695Р от 05.09.2014 г.)
Заказчик материалов проекта – АО «СНПС –Ай Дан Мунай»

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 мероприятии по охране окружающей среды.

Материалы поступили на рассмотрение: 22.06.2020 г. вх. №061-03/00051

Общие сведения. Нефтегазоконденсатное месторождение Сарыбулак в административном отношении расположено в Сырдарьинском районе Кызылординской области. Географически территория приурочена к южной части Торгайской низменности.

В геоморфологическом отношении район представлен слабовсхолмленной равниной, пересеченной уступом, относительная высота которого достигает 80 м. Равнина к югу от уступа имеет почти ровную поверхность, местами прерываемую котловинами разной величины, дно многих из которых занято такырами или солончаками. Относительно уровня моря отметки поверхности варьируют в пределах 80-110 м.

Ближайшими населенными пунктами являются областной центр г. Кызыл-Орда, находящийся в 160 км к югу от месторождения, районный центр пос. Теренозек - в 123 км, железнодорожная станция Жусалы - в 164 км. Населенные пункты связаны между собой железной и шоссейной дорогами, с месторождением – грунтовыми дорогами.

Проектные решения. В данном рабочем проекте, согласно заданию на проектирование, предусмотрены:

- Система сбора и транспортировка нефти и газа;
- Групповая замерная установка (ГЗУ-1);
- Временный пункт подготовки нефти (ВППН);
- Строительство промысловых трубопроводов;
- Строительство внутрипромысловых дорог;
- Строительство воздушной линии электропередач (ЛЭП) к скважинам.

Исходя из задания на проектирования и технических условий, полученных от заказчика

АО «СНПС –Ай Дан Мунай», в основу разработки проекта заложены следующие данные:

Максимальная добыча нефти до 300 м3/сут (на 28 скважин) с учетом перспективы и с макси-мальным содержанием газа 15 тыс. м3/сут.

Первым этапом является строительно-монтажные работы. Основными прямыми и косвенными техногенными факторами воздействий на 1 этапе строительно-монтажных работ будут:

- земляные работы;
- работы дизельного генератора;
- пыление от колес автотранспорта;
- сварочные работы;
- работа станка;
- покрасочные работы.

Продолжительность работ 15 месяцев, режим работы односменный по 10 часов. Для выполнения строительных работ будет использована спецтехника (бульдозеры, экскаваторы, трамбовки, поливомоечные машины и др.) в количестве 42 единиц.

Проектируемая ВЛ-6кВ выполняется сталеалюминевым проводом АС-70/11 на типовых ж.б. опорах из стоек СВ105-5 ,высотой 10,5м по типовому проекту института «Сельэнергопроект» 3.407.1-143 выпуск 1 на штыревых изоляторах, средний пролет 30м. Общая протяжённость всей проектируемой ВЛ-6кВ составляет 28,62км.

В конце каждой отпаечной ВЛ-6кВ проектом предусматривается установка КТПН-6/0,4кВ мощность трансформаторов определяется проектом. По надежности схемы электроснабжения относится к потребителям III категории.

Электрические сети 0,4кВ прокладываются кабелем марки АВБбШв в траншее на глубине 0,7м. с покрытием сигнальной лентой. На пересечении с авто/дорогой, кабель прокладывается в трубах ПВД высокого давления на вводах и выходах из зданий сооружений в стальных трубах.

Потребителями электроэнергии являются:

- устья добывающих скважин (26-ть скважин);
- площадка временного пункта подготовки нефти;
- площадка групповой замерной установки.

Общая установленная мощность по объекту составляет Ру-1150,7кВт. Расчетная мощность Рр-301,23кВт.

Трасса внутрипромысловых дорог выбрана из условий расположения скважин и с учетом максимального сохранения направления существующих грунтовых дорог и дорог с щебеночным покрытием. Существующая инфраструктура развита слабо. Протяженность внутрипромысловых дорог составляет 6.221км.

Общее количество проектных добывающих скважин 28 единиц: №ЮЗС-3, ЮЗС-4, ЮЗС-60, ЮЗС-2, ЮЗС-34, ЮЗС-30, ЮЗС-101, ЮЗС-6, ЮЗС-8, ЮЗС-32, ЮЗС-102, ЮЗС-10, ЮЗС-12, ЮЗС-15, ЮЗС-31, ЮЗС-33, ЮЗС-9, ЮЗС-14, механизированным способом добычи.

ЮЗС -103, ЮЗС-105, ЮЗС-104,ЮЗС-106, ЮЗС-107, ЮЗС-108, ЮЗС-109, ЮЗС-110, ЮЗС-111, ЮЗС-112, фонтанным способом добычи, в перспективе с переходом на механизированный способ добычи.

- строительство выкидных трубопроводов, предназначенных для транспорта продукции от 28-ми добывающих скважин к проектируемому АГЗУ-1 и АГЗУ-2;
- установка устьевого нагревателя нефти НУС-0,1;
- установка газового сепаратора ГС 1-2,5-800-2;
- емкость подземная дренажная V=2м3;
- строительство газопроводов топливного газа от манифольдного блока, установленного на площадке ГЗУ к скважинам: ЮЗС-106, ЮЗС-15, ЮЗС-60, ЮЗС-103, ЮЗС-101, ЮЗС-102, ЮЗС-8, ЮЗС-105, ЮЗС-30, ЮЗС-104, ЮЗС-4, ЮЗС-10, ЮЗС-32, ЮЗС-9.

- строительство газопроводов топливного газа от манифольдного блока, установленного на площадке ВППН к скважинам: ЮЗС-110, ЮЗС-31, ЮЗС-111, ЮЗС-12, ЮЗС-14, ЮЗС-33, ЮЗС-109, ЮЗС-6, ЮЗС-112, ЮЗС-108, ЮЗС-3, ЮЗС-34, ЮЗС-107, ЮЗС-2.

На каждой площадке добывающей скважины устанавливаются однотипные площадки и сооружения:

- Рабочая площадка;
- Приустьевой приямок;
- Площадка под ремонтный агрегат;
- Якоря для крепления ремонтного агрегата;
- Фундамент под станок качалку или фонтанная арматура;
- Нагреватель устьевой НУС-0,1;
- Газовый сепаратор ГС-1-2,5-800-1;

Проектом предусмотрено место под инвентарные приемные мостки.

Трубопроводы на площадке нефтедобывающей скважины выполнены из стальных бесшовных горячедеформированных труб по ГОСТ 8732-78.

На период фонтанного способа добычи нефти обустройство площадки включает в себя установку фонтанной арматуры АФКЭ1-65х21ХЛ на рабочее давление 21 МПа, что соответствует условиям эксплуатации фонтанных скважин на месторождении. Максимальное давление на устье скважины составляет 1,0 ÷ 1,6 МПа.

Технологическая схема процесса подготовки нефти обеспечивает полную герметизацию про-цесса подготовки нефти, требуемое качество продукции, гибкость и маневренность работы установ-ки, возможность освобождения аппаратуры и трубопроводов при ремонтах и аварийных остановках

- **Состав проектируемого оборудования:**
- Блочная автоматизированная групповая замерная установка (АГЗУ-2);
- Фильтр СДЖ;
- Нефтегазовый сепаратор НГС-1-1,8-1400-2;
- Газосепаратор ГС1-2,5-800-2;
- Нефтяные насосы НМШ 8-25-6,3/25 (1 раб, 1рез);
- Подогреватель нефти ПП-0,63А (2шт);
- Горизонтальный резервуар для хранения нефти РГСн с змеевиком V=50м3(2шт);
- Факельная установка (блочного исполнения) Ду100мм, Н =10м;
- Емкость подземная дренажная ЕП-50-1000-1-2 с полупогружным насосным агрегатом НВ-Е--50/50-3,0-В-55-У2;
- Узлы учета газа с регулирующими клапанами (1шт);
- Манифольдный блок на 14 подключения для подачи газа к устью каждый скважины, расположенный на проектируемой площадке ВППН.
- Узел учета газа (2шт).

ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Атмосферный воздух.

Источниками загрязнения атмосферы на период строительства являются ДВС спецтехники и автотранспорта, работающие на дизельном топливе и бензине, работы по планировке промплощадки и обустройству земельного участка, пересыпка пылящих материалов, электросварочные и покрасочные работы. Источников оснащенных очистным оборудованием нет.

Основными принятыми мероприятием по снижению выбросов ЗВ в атмосферу является уменьшение пыления с помощью пылеподваления. Ориентировочная эффективность очистки при пылеподвалении – 60%. Выбросы ЗВ будут временными и локальными на период продолжительности стоительства. Эти источники представлены в Плане технических мероприятий по снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

Основными источниками при эксплуатации месторождения являются неплотности фланцевых соединений.

Фланцевые соединения наиболее широко применяемый вид разъемных соединений в промышленности, обеспечивающий герметичность и прочность конструкции, а также процесс изготовления, разработки и сборки. ЗРА необходимо для перекрытия потока жидкости по трубопроводу и снова ее пускать, а также обеспечивать необходимую герметичность.

ЗРА и ФС характеризуются герметичностью, прочностью и плотностью. Герметичность затвора называется способность не пропускать в закрытом состоянии газ, пар, жидкость и прочие вещества по коммуникации, на которой установлена ЗРА.

На 2021 год запланированы технические мероприятия по снижению выбросов от неорганизованных источников ЗРА и ФС, эти источники представлены в Плане технических мероприятий по снижению выбросов ЗВ в атмосферу.

На период эксплуатации ЗРА и ФС расположены на таких источниках как АГЗУ-1, АГЗУ-2, Нефтегазосепараторы, газосепараторы, насосы для перекачки нефти, блок манифольда, узел учета нефти, и площадка скважины. Общее количество ЗРА – 367, ФС - 734.

Строительство планируется завершить в течение 15 месяцев. Работы планируется начать 01.09.2020гг и завершить в 30.11.2021г, строительство продлится 456 суток. 122 в 2020 году и 334 суток в 2021году. Режим работы на месторождении составляет 365 рабочих дней в году по вахтовому методу в две смены, продолжительность смены 12 часов, с перерывом на обед в 1 час.

Основные источники выбросов на период строительства объектов, внутрипромысловых дорог, ВЛЭП, промысловых трубопроводов:

К организованным источникам загрязнения относится:

Источник 0001 – ДЭС

Источник 0002 – Битумоплавильная установка

К неорганизованным источникам загрязнения относится:

Источник 6001 – Разработка грунта экскаватором

Источник 6002 – Разработка грунта бульдозерами

Источник 6003 – Засыпка траншей

Источник 6004 – Уплотнение грунта катками,трамбовками

Источник 6005 – Передвижение автотранспорта

Источник 6006 – Склад хранения инертных материалов

Источник 6007 – Сварочные работы

Источник 6008 – Сварка полиэтиленовых труб

Источник 6009 – Газовая сварка

Источник 6010 – Шлифовальный станок

Источник 6011 – Битумная обработка

Основные источники выбросов на период эксплуатации.

Источники ВППН:

Источник №0003, Путевой подогреватель ПП-0,63А;

Источник №0004, Путевой подогреватель ПП-0,63А;

Источник №0005, Факельная установка (блочного исполнения) Ду100мм, Н =10м;

Источник №0006, Емкость подземная дренажная ЕП-50-1000-1-2 с полупогружным насосным агрегатом НВ-Е--50/50-3,0-В-55-У2;

Источник №0007, Горизонтальный резервуар для хранения нефти РГСн с змеевиком V=50м3

Источник №0008, Горизонтальный резервуар для хранения нефти РГСн с змеевиком V=50м3

Источник №6012, Блочная автоматизированная групповая замерная установка (АГЗУ-2);

Источник №6013, Нефтегазовый сепаратор НГС-1-1,8-1400-2;

Источник №6014, Газосепаратор ГС1-2,5-800-2;

Источник №6015, Нефтяне насосы НМШ 8-25-6,3/25 (1раб, 1 рез)

Источник №6016, Манифольдный блок на 14 подключения для подачи газа к устью каждый скважины, расположенный на проектируемой площадке ВППН.

Источник №6017, узел учета газа.

Источник №6018, узел учета газа.

Источник №6019, Фильтр СДЖ

Источники ГЗУ

Источник №0009, Путевой подогреватель ПП-0,63А;

Источник №0010, Подземная дренажная емкость ЕП-50-3000-1-2;

Источник №6020, Блочная автоматизированная групповая замерная установка (АГЗУ-1)

Источник №6021, Газовый сепаратор ГС-1-2,5-800-2;

Источник №6022, Манифольдный блок на 14 подключения для подачи газа к устью каждый скважины, расположенный на проектируемой площадке ГЗУ;

Источники обустройства устьев добывающих скважин

Источник №0011-0038, Устьевой нагреватель НУС-0,1 (28шт. по 1 на каждую скважину);

Источник №0039-0066, емкость подземная дренажная V=2м3 (используется в случае ремонта ГС - около 10 сут) (28 шт по 1 на каждую скважину) ;

Источник №6023-6050, Газовый сепаратор ГС-1-2,5-800-1 (28 шт по 1 на каждую скважину);

Источник №6051-6078, площадка скважин.

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на период строительства. Первый этап.

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						год достижения ПДВ
		существующее положение		на 2020 год		ПДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	3	4	9
Организованные источники								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
ДЭС	0001			1,053866667	1,66624	1,053866667	1,66624	2020
Битумоплавильная установка	0002			0,1188	0,0385	0,1188	0,0385	2020
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
ДЭС	0001			0,171253333	0,270764	0,171253333	0,270764	2020
Битумоплавильная установка	0002			0,0193	0,0063	0,0193	0,0063	2020
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
ДЭС	0001			0,068611111	0,10414	0,068611111	0,10414	2020
Битумоплавильная установка	0002			0,0785	0,0255	0,0785	0,0255	2020
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
ДЭС	0001			0,164666667	0,26035	0,164666667	0,26035	2020
Битумоплавильная установка	0002			0,7698	0,02494	0,7698	0,02494	2020
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
ДЭС	0001			0,850777778	1,35382	0,850777778	1,35382	2020

Битумоплавильная установка	0002			1,0273	0,3328	1,0273	0,3328	2020
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)								
ДЭС	0001			1,64667E-06	2,86385E-06	1,64667E-06	2,86385E-06	2020
(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)								
ДЭС	0001			0,016466667	0,026035	0,016466667	0,026035	2020
(2754) Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете(10)								
ДЭС	0001			0,397944444	0,62484	0,397944444	0,62484	2020
Битумоплавильная установка	0002			0,0785	0,0255	0,0785	0,0255	2020
(2904) Мазутная зола теплоэлектростанций /в пересчете на ванадий/ (326)								
Битумоплавильная установка	0002			0,0166	0,0054	0,0166	0,0054	2020
Итого по организованным источникам:				4,832388314	4,765131864	4,832388314	4,765131864	2020
Неорганизованные источники								
(0123) Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на(274)								
Сварочные работы	6007			0,034082	0,1647	0,034082	0,1647	2020
(0143) Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)								
Сварочные работы	6007			0,003597	0,0174	0,003597	0,0174	2020
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Сварка полиэтиленовых труб	6008			0,000018	0,00011	0,000018	0,00011	2020
(0528) Этин (Ацетилен) (1490*)								
Газовая сварка	6009			0,657311	3,175601	0,657311	3,175601	2020
(0827) Хлорэтилен (Винилхлорид, Этиленхлорид) (646)								
Сварка полиэтиленовых труб	6008			0,00001	0,00049	0,00001	0,00049	2020
(2754) Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете(10)								
Битумная обработка	6011			0,169139	0,026	0,169139	0,026	2020
(2868) Эмульсол (смесь: вода - 97.6%, нитрит натрия - 0.2%, сода кальцинированная(1435*)								
Шлифовальный станок	6010			0,00002	0,00004	0,00002	0,00004	2020
(2902) Взвешенные частицы (116)								
Сварочные работы	6007			0,035567	0,1863	0,035567	0,1863	2020
(2908) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент,(494)								
Разработка грунта экскаватором	6001			1,06	3,43	1,06	3,43	2020
Разработка грунта бульдозерами	6002			0,2444	0,792	0,2444	0,792	2020
Засыпка траншей	6003			0,00796	0,0258	0,00796	0,0258	2020
Уплотнение грунта катками	6004			0,806	2,61	0,806	2,61	2020
Передвижение автотранспорта	6005			0,0189	0,02939328	0,0189	0,02939328	2020
Склад хранения инертных материалов	6006			2,12	9,67	2,12	9,67	2020
Сварочные	6007			0,000888	0,00429	0,000888	0,00429	2020

работы								
Итого по неорганизованным источникам:				5,157892	20,13212428	5,157892	20,13212428	2020
Всего по предприятию:				9,99028031	24,89725614	9,99028031	24,89725614	2020

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на период строительства. Второй этап.

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						год достижения ПДВ
		существующее положение		на 2021 год		ПДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	3	4	9
Организованные источники								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
ДЭС	0001			1,053866667	4,5616	1,053866667	4,5616	2021
Битумоплавильная установка	0002			0,1188	0,0385	0,1188	0,0385	2021
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
ДЭС	0001			0,171253333	0,74126	0,171253333	0,74126	2021
Битумоплавильная установка	0002			0,0193	0,0063	0,0193	0,0063	2021
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
ДЭС	0001			0,068611111	0,2851	0,068611111	0,2851	2021
Битумоплавильная установка	0002			0,0785	0,0255	0,0785	0,0255	2021
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
ДЭС	0001			0,164666667	0,71275	0,164666667	0,71275	2021
Битумоплавильная установка	0002			0,7698	0,02494	0,7698	0,02494	2021
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
ДЭС	0001			0,850777778	3,7063	0,850777778	3,7063	2021
Битумоплавильная установка	0002			1,0273	0,3328	1,0273	0,3328	2021
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)								
ДЭС	0001			1,64667E-06	7,84025E-06	1,64667E-06	7,84025E-06	2021
(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)								
ДЭС	0001			0,016466667	0,071275	0,016466667	0,071275	2021
(2754) Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете(10)								
ДЭС	0001			0,397944444	1,7106	0,397944444	1,7106	2021
Битумоплавильная установка	0002			0,0785	0,0255	0,0785	0,0255	2021
(2904) Мазутная зола теплоэлектростанций /в пересчете на ванадий/ (326)								
Битумоплавильная установка	0002			0,0166	0,0054	0,0166	0,0054	2021
Итого по организованным источникам:				4,832388314	12,24783284	4,832388314	12,24783284	2021
Неорганизованные источники								

(0123) Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на(274)								
Сварочные работы	6007			0,034082	0,4508	0,034082	0,4508	2021
(0143) Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)								
Сварочные работы	6007			0,003597	0,0476	0,003597	0,0476	2021
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Сварка полиэтиленовых труб	6008			0,000018	0,00011	0,000018	0,00011	2021
(0528) Этин (Ацетилен) (1490*)								
Газовая сварка	6009			0,657311	8,69386	0,657311	8,69386	2021
(0827) Хлорэтилен (Винилхлорид, Этиленхлорид) (646)								
Сварка полиэтиленовых труб	6008			0,00001	0,00049	0,00001	0,00049	2021
(2754) Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете(10)								
Битумная обработка	6011			0,678506	0,1043	0,678506	0,1043	2021
(2868) Эмульсол (смесь: вода - 97.6%, нитрит натрия - 0.2%, сода кальцинированная(1435*)								
Шлифовальный станок	6010			0,000002	0,00002	0,000002	0,00002	2021
(2902) Взвешенные частицы (116)								
Сварочные работы	6007			0,038567	0,5101	0,038567	0,5101	2021
(2908) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент,(494)								
Разработка грунта экскаватором	6001			1,06	13,96	1,06	13,96	2021
Разработка грунта бульдозерами	6002			0,2444	3,22	0,2444	3,22	2021
Засыпка траншей	6003			0,00796	0,105	0,00796	0,105	2021
Уплотнение грунта катками	6004			0,806	10,62	0,806	10,62	2021
Передвижение автотранспорта	6005			0,0189	0,3073	0,0189	0,3073	2021
Склад хранения инертных материалов	6006			1,304	20	1,304	20	2021
Сварочные работы	6007			0,000888	0,01175	0,000888	0,01175	2021
Итого по неорганизованным источникам:				4,854241	58,03133	4,854241	58,03133	2021
Всего по предприятию:				9,68662931	70,27916284	9,68662931	70,27916284	2021

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на период эксплуатации

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						год достижения ПДВ
		существующее положение на 2020 год		на 2021 год		ПДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	3	4	9
Организованные источники								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								

ПП-0,63А	0003			0,0785	2,4767	0,0785	2,4767	2021
ПП-0,63А	0004			0,0785	2,4767	0,0785	2,4767	2021
ПП-0,63А (обустр ГЗУ)	0009			0,0785	2,4767	0,0785	2,4767	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0011			0,0079	0,2477	0,0079	0,2477	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0012			0,0079	0,2477	0,0079	0,2477	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0013			0,0079	0,2477	0,0079	0,2477	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0014			0,0079	0,2477	0,0079	0,2477	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0015			0,0079	0,2477	0,0079	0,2477	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0016			0,0079	0,2477	0,0079	0,2477	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0017			0,0079	0,2477	0,0079	0,2477	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0018			0,0079	0,2477	0,0079	0,2477	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0019			0,0079	0,2477	0,0079	0,2477	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0020			0,0079	0,2477	0,0079	0,2477	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0021			0,0079	0,2477	0,0079	0,2477	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0022			0,0079	0,2477	0,0079	0,2477	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0023			0,0079	0,2477	0,0079	0,2477	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0024			0,0079	0,2477	0,0079	0,2477	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0025			0,0079	0,2477	0,0079	0,2477	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0026			0,0079	0,2477	0,0079	0,2477	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0027			0,0079	0,2477	0,0079	0,2477	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0028			0,0079	0,2477	0,0079	0,2477	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0029			0,0079	0,2477	0,0079	0,2477	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0030			0,0079	0,2477	0,0079	0,2477	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0031			0,0079	0,2477	0,0079	0,2477	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0032			0,0079	0,2477	0,0079	0,2477	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0033			0,0079	0,2477	0,0079	0,2477	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0034			0,0079	0,2477	0,0079	0,2477	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0035			0,0079	0,2477	0,0079	0,2477	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0036			0,0079	0,2477	0,0079	0,2477	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0037			0,0079	0,2477	0,0079	0,2477	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0038			0,0079	0,2477	0,0079	0,2477	2021
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
ПП-0,63А	0003			0,0128	0,4025	0,0128	0,4025	2021
ПП-0,63А	0004			0,0128	0,4025	0,0128	0,4025	2021
ПП-0,63А (обустр ГЗУ)	0009			0,0128	0,4025	0,0128	0,4025	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0011			0,0013	0,0402	0,0013	0,0402	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0012			0,0013	0,0402	0,0013	0,0402	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0013			0,0013	0,0402	0,0013	0,0402	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0014			0,0013	0,0402	0,0013	0,0402	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0015			0,0013	0,0402	0,0013	0,0402	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0016			0,0013	0,0402	0,0013	0,0402	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0017			0,0013	0,0402	0,0013	0,0402	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0018			0,0013	0,0402	0,0013	0,0402	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0019			0,0013	0,0402	0,0013	0,0402	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0020			0,0013	0,0402	0,0013	0,0402	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0021			0,0013	0,0402	0,0013	0,0402	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0022			0,0013	0,0402	0,0013	0,0402	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0023			0,0013	0,0402	0,0013	0,0402	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0024			0,0013	0,0402	0,0013	0,0402	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0025			0,0013	0,0402	0,0013	0,0402	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0026			0,0013	0,0402	0,0013	0,0402	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0027			0,0013	0,0402	0,0013	0,0402	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0028			0,0013	0,0402	0,0013	0,0402	2021

НУС-0,1 (Обустр скважин)	0029			0,0013	0,0402	0,0013	0,0402	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0030			0,0013	0,0402	0,0013	0,0402	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0031			0,0013	0,0402	0,0013	0,0402	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0032			0,0013	0,0402	0,0013	0,0402	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0033			0,0013	0,0402	0,0013	0,0402	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0034			0,0013	0,0402	0,0013	0,0402	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0035			0,0013	0,0402	0,0013	0,0402	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0036			0,0013	0,0402	0,0013	0,0402	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0037			0,0013	0,0402	0,0013	0,0402	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0038			0,0013	0,0402	0,0013	0,0402	2021
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
ПП-0,63А	0003			0,05	1,577	0,05	1,577	2021
ПП-0,63А	0004			0,05	1,577	0,05	1,577	2021
ПП-0,63А (обустр ГЗУ)	0009			0,05	1,577	0,05	1,577	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0011			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0012			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0013			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0014			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0015			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0016			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0017			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0018			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0019			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0020			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0021			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0022			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0023			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0024			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0025			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0026			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0027			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0028			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0029			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0030			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0031			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0032			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0033			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0034			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0035			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0036			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0037			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0038			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
(0410) Метан (727*)								
ПП-0,63А	0003			0,05	1,577	0,05	1,577	2021
ПП-0,63А	0004			0,05	1,577	0,05	1,577	2021
ПП-0,63А (обустр ГЗУ)	0009			0,05	1,577	0,05	1,577	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0011			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0012			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0013			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0014			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0015			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0016			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0017			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021

НУС-0,1 (Обустр скважин)	0018			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0019			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0020			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0021			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0022			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0023			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0024			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0025			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0026			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0027			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0028			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0029			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0030			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0031			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0032			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0033			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0034			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0035			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0036			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0037			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
НУС-0,1 (Обустр скважин)	0038			0,00508	0,160	0,00508	0,160	2021
(0415) Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)								
Емкость подземная дренажная ЕП-50	0006			0,0086	0,0065	0,0086	0,0065	2021
горизонтальный резервуар для хранения нефти	0007			0,0086	0,0065	0,0086	0,0065	2021
горизонтальный резервуар для хранения нефти	0008			0,0004	0,0117	0,0004	0,0117	2021
Емкость подземная дренажная ЕП-50	0009			0,0086	0,0065	0,0086	0,0065	2021
Емкость подземная дренажная ЕП-2 (использ в случае ремонта ГС)	0039			0,0086	0,0000065	0,0086	0,0000065	2021
Емкость подземная дренажная ЕП-2 (использ в случае ремонта ГС)	0040			0,0086	0,0000065	0,0086	0,0000065	2021
Емкость подземная дренажная ЕП-2 (использ в случае ремонта ГС)	0041			0,0086	0,0000065	0,0086	0,0000065	2021
Емкость подземная дренажная ЕП-2 (использ в случае ремонта ГС)	0042			0,0086	0,0000065	0,0086	0,0000065	2021
Емкость подземная дренажная ЕП-2 (использ в случае ремонта ГС)	0043			0,0086	0,0000065	0,0086	0,0000065	2021
Емкость подземная дренажная ЕП-2 (использ в случае ремонта ГС)	0044			0,0086	0,0000065	0,0086	0,0000065	2021
Емкость подземная дренажная ЕП-2 (использ в случае ремонта ГС)	0045			0,0086	0,0000065	0,0086	0,0000065	2021
Емкость подземная дренажная ЕП-2 (использ в случае ремонта ГС)	0046			0,0086	0,0000065	0,0086	0,0000065	2021
Емкость подземная дренажная ЕП-2 (использ в случае ремонта ГС)	0047			0,0086	0,0000065	0,0086	0,0000065	2021
Емкость подземная дренажная ЕП-2 (использ в случае ремонта	0048			0,0086	0,0000065	0,0086	0,0000065	2021

ГС)								
Емкость подземная дренажная ЕП-2 (использ в случае ремонта ГС)	0049			0,0086	0,0000065	0,0086	0,0000065	2021
Емкость подземная дренажная ЕП-2 (использ в случае ремонта ГС)	0050			0,0086	0,0000065	0,0086	0,0000065	2021
Емкость подземная дренажная ЕП-2 (использ в случае ремонта ГС)	0051			0,0086	0,0000065	0,0086	0,0000065	2021
Емкость подземная дренажная ЕП-2 (использ в случае ремонта ГС)	0052			0,0086	0,0000065	0,0086	0,0000065	2021
Емкость подземная дренажная ЕП-2 (использ в случае ремонта ГС)	0053			0,0086	0,0000065	0,0086	0,0000065	2021
Емкость подземная дренажная ЕП-2 (использ в случае ремонта ГС)	0054			0,0086	0,0000065	0,0086	0,0000065	2021
Емкость подземная дренажная ЕП-2 (использ в случае ремонта ГС)	0055			0,0086	0,0000065	0,0086	0,0000065	2021
Емкость подземная дренажная ЕП-2 (использ в случае ремонта ГС)	0056			0,0086	0,0000065	0,0086	0,0000065	2021
Емкость подземная дренажная ЕП-2 (использ в случае ремонта ГС)	0057			0,0086	0,0000065	0,0086	0,0000065	2021
Емкость подземная дренажная ЕП-2 (использ в случае ремонта ГС)	0058			0,0086	0,0000065	0,0086	0,0000065	2021
Емкость подземная дренажная ЕП-2 (использ в случае ремонта ГС)	0059			0,0086	0,0000065	0,0086	0,0000065	2021
Емкость подземная дренажная ЕП-2 (использ в случае ремонта ГС)	0060			0,0086	0,0000065	0,0086	0,0000065	2021
Емкость подземная дренажная ЕП-2 (использ в случае ремонта ГС)	0061			0,0086	0,0000065	0,0086	0,0000065	2021
Емкость подземная дренажная ЕП-2 (использ в случае ремонта ГС)	0062			0,0086	0,0000065	0,0086	0,0000065	2021
Емкость подземная дренажная ЕП-2 (использ в случае ремонта ГС)	0063			0,0086	0,0000065	0,0086	0,0000065	2021
Емкость подземная дренажная ЕП-2 (использ в случае ремонта ГС)	0064			0,0086	0,0000065	0,0086	0,0000065	2021
Емкость подземная дренажная ЕП-2 (использ в случае ремонта ГС)	0065			0,0086	0,0000065	0,0086	0,0000065	2021
Емкость подземная дренажная ЕП-2 (использ в случае ремонта ГС)	0066			0,0086	0,0000065	0,0086	0,0000065	2021
В том числе факелы*								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0005			0,08	2,64	0,08	2,64	2021
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0005			0,056	1,76	0,056	1,76	2021
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0005			0,56	17,61	0,56	17,61	2021

(0410) Метан (727*)	0005			0,01	0,44	0,01	0,44	2021
Итого по организованным источникам:				2,093	57,626	2,093	57,626	2021
Всего по предприятию:				2,093	57,626	2,093	57,626	2021

Примечание выбросы от неогранизованных источников (неплотности ФС и ЗРА) не нормируются в виду проведения мероприятий по снижению выбросов ЗВ от неплотностей фланцевых соединений и запорно-регулирующих арматур. (ЗРА и ФС)

Согласно «Санитарно-эпидемиологическим требованиям по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» утвержденный правительством РК от 20 марта 2015 года №237 размер санитарно-защитной зоны для месторождения ЮЗС составляет 1000 м.

Водоснабжение и водоотведение

Существующее хоз-бытовое, техническое и питьевое водоснабжение на месторождении организовано за счет водозабора на базе скважин №5 и №0918.

Количество работающих при строительстве объекта составляет – 25 человек.

На месторождений Юго-Западный Сарыбулак отсутствует вахтовый поселок. Работающие при строительстве объекта проживают в вахтовом поселке месторождений Арысское.

На м/р Арысское в вахтовом поселке предусмотрена система канализации для отвода хозяйственно-бытовых стоков. Конечным приемником хозяйственно-бытовых сточных вод на существующее положение является пруд-испаритель, расположенный недалеко от рабочего поселка (около 300 м), имеется заключение на ПДС №KZ70VCY00058867 от 23.12.2015 г.

Наружные сети и сооружения состоят из прудов биологической очистки хозяйственно-бытовых сточных вод, септика для механической очистки сточных вод с установкой погружного насоса типа «Гном» производительностью 10 м3/час для откачки сточных вод. На пруд испаритель установлены нормативы предельно допустимых сбросов сточных вод.

Расчет водоотведения.

Потребитель	сут	Количество, *чел*	Водопотребление		Водоотведение	
			м^3/сут.	м^3/цикл	м^3/сут.	м^3/цикл
Питьевые	456	25	0,625	285	-	-
Хоз-бытовые нужды			3	1368	3	1368
Техническая нужда			33,25	606,48	33,25	606,48
Полив автодорог	185	-	20,2305	3742,643	-	-
Всего	-	-	57,1055	6002,123	36,25	1974,48
Безвозвратные потери, 5%	-	-	-	-	1,8125	98,724
Итого:	-	-	57,1055	6002,123	34,4375	1875,756

Воздействие от проводимых работ будет наблюдаться только на стадии строительства и обустройства объекта. Нарушение существующей структуры геологической среды проведение работ по обустройству оцениваются как незначительные, локальные.

С увеличением интенсивности разработки месторождения, увеличением добычи углеводородного сырья, увеличится антропогенный пресс на окружающую среду.

При этом наиболее ощутимое негативное воздействие будет оказано на места обитания животных (нарушение почвенно-растительного покрова и т.п.).

При условии выполнения всех природоохранных мероприятий влияние строительных работы на месторождении можно будет свести к минимуму.

Отходы производства и потребления. Процесс строительства и эксплуатации проектируемых работ будет сопровождаться образованием различных видов отходов, временное хранение которых, транспортировка, захоронение или утилизация могут стать потенциальными источниками воздействия на различные компоненты окружающей среды.

Основными видами отходов в процессе строительства будут являться:

Промасленная ветошь образуется в процессе использования тряпья для протирки строительной техники, машин и т.д. Состав: тряпье — 73%, масло — 12%, влага — 15%.

Пожароопасный, нерастворим в воде, химически неактивен.

Образование ветоши происходит в результате проведения технического обслуживания различного вида технологического оборудования, а также при эксплуатации автотранспорта. Собираются отходы в специальные металлические герметизированные контейнеры V=1м^3, хранятся на территории предприятия (склад) не более 6 месяцев. Сбор и вывоз согласно заключенному договору со специализированной организацией.

Металлолом образуется в процессе установки оборудования, резке металлолопроката. Ориентировочное количество отходов – 2,02 тонн. Временное накопление на площадке хранения металлолома (склад S=20м^2) не более 6 мес с дальнейшей передачей подрядной специализированной организации на переработку.

Состав (%): железо — 95-98, оксид железа — 2-1, углерод — до 3. Отделяется от других отходов и хранится на территории предприятия в специально отведенном месте не более 6 месяцев.

Строительные отходы (бетон) образуются при строительстве проектируемых сооружений. Собираются и хранятся на территории предприятия (склад S=20м^2) не более 6 месяцев. Сбор и вывоз согласно заключенному договору со специализированной организацией. Количество строительных отходов ориентировочно составит – 0,3 тонн.

Использованная тара ЛКМ образуется в процессе покрасочных работ. Состав отхода (%): жесть/пластик - 94-99, краска - 5-1. Не пожароопасны, химически неактивны. Собираются в специальные металлические контейнеры V=2м^3, хранятся на территории предприятия не более 6 месяцев. Сбор и вывоз согласно заключенному договору.

Огарки сварочных электродов образуются в результате применения сварочных электродов при сварочных работах. Состав отхода (%): железо - 96-97; обмазка (типа $Ti(CO_3)_2$) - 2-3; прочие - 1. Собираются в специальные контейнеры (V=0,016м^3), установленные в местах проведения сварочных работ, хранятся на территории предприятия не более 6 месяцев в специально отведенном месте (складское помещение S=20 м^2).

Коммунальные отходы образуются в процессе производственной деятельности работающего персонала.

Сбор коммунальных отходов производится в металлические контейнеры(V=1,5 м^3) с герметичной крышкой, распложенные в местах образования отходов. Сбор и вывоз согласно заключенному договору.

Все образованные на предприятии отходы временно размещаются и хранятся на соответствующих площадках для временного хранения отходов.

-

Нормативы размещения отходов производства и потребления при строительстве

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год*	Передача сторонним организациям, т/год***
1	2	3	4
Всего	17,29323	-	17,29323
в т. ч. отходов производства	3,80475	-	3,80475
отходов потребления	13,488	-	13,488
Янтарный уровень опасности			
Промасленная ветошь**	1,27	-	1,27
Использованная тара ЛКМ**	0,0351		0,0351
Зеленый уровень опасности			
Строительные отходы**	0,3	-	0,3
Металлолом**	2,02	-	2,02
Огарки сварочных электродов**	0,05265		0,05265
Коммунальные отходы**	13,488	-	13,488
Красный уровень опасности			
-	-	-	-

Нормативы размещения отходов производства и потребления при эксплуатации

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год*	Передача сторонним

			организациям, т/год***
1	2	3	4
Всего	10,9237	-	10,9237
в т. ч. отходов производства	0,127	-	0,127
отходов потребления	10,7967	-	10,7967
Янтарный уровень опасности			
Промасленная ветошь**	0,127	-	0,127
Зеленый уровень опасности			
ТБО	10,7967	-	10,7967
Красный уровень опасности			
-	-	-	-

Система управления отходами на предприятии минимизирует возможное воздействие на все компоненты окружающей природной среды, как при хранении, так и при перевозке отходов к месту размещения и включает в себя следующие стадии:

- занесение информации о вывозе отходов в журнал учета и компьютерную базу данных предприятия;

- хранение документации по учету отходов в течение пяти лет;

- составление отчетов по форме 3-токсичные отходы, представление отчетных данных в Департамент экологии (периодичность – 1 раз в год);

- занесение информации об образовавшихся отходах за текущий год в экологический паспорт (периодичность – 1 раз в квартал).

На территории размещения проектируемых объектов при реализации проекта возможно формирование отдельных участков экосистемы (зоны наиболее интенсивного, интенсивного и умеренного воздействия) с более низкой биологической продуктивностью. Дополнительная антропогенная нагрузка не приведет к существенному ухудшению существующего состояния природной среды, при условии соблюдения технологических дисциплин и соблюдения природоохранного законодательства Республики Казахстан.

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

Несмотря на то, что настоящий проект по строительству и эксплуатацию считается проектом с незначительным и временным негативным воздействием на здоровье населения и на окружающую среду, в проекте предусмотрены различные природоохранные мероприятия, снижающие те самые негативные воздействия.

Оценка воздействия проектируемого объекта на природную среду показала, что деятельность на объекте будет осуществлена на незначительном локальном участке, расположенном вдалеке от населенных пунктов, носит кратковременный характер и поэтому последствия данной деятельности не окажут значительного воздействия на окружающую среду, при условии выполнения всего комплекса предусмотренных проектом природоохранных мероприятий.

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

Вывод

Государственная экологическая экспертиза **согласовывает** рабочий проект «Обустройство месторождения Юго-Западный Сарыбулак» АО «СНПС-Ай ДанМунай» с разделом охраны окружающей среды.

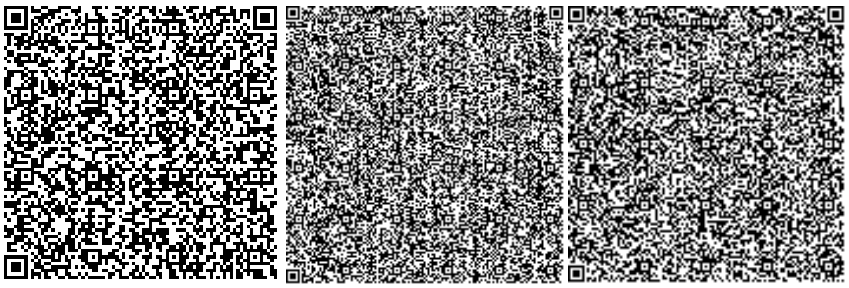
Вр. и.о руководителя департамента **Е. Жайназаров**

М. Тусмагамбетова
23-00-38

Жайназаров Е.К.

Начальник отдела

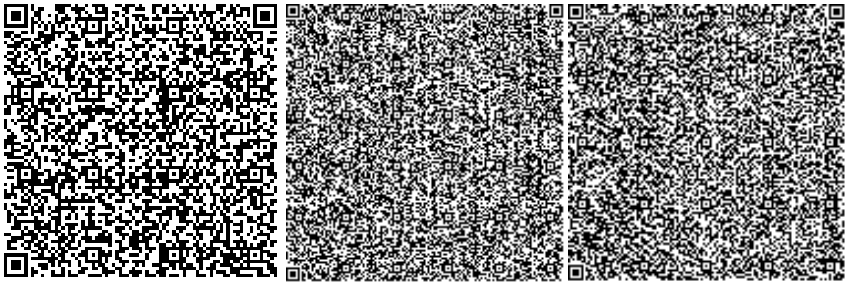
Республиканское государственное учреждение "Департамент Экологии по Кызылординской области комитета Экологического регулирования и контроля министерства Энергетики РК"



Тусмагамбетова М.Б.

Главный специалист

Республиканское государственное учреждение "Департамент Экологии по Кызылординской области комитета Экологического регулирования и контроля министерства Энергетики РК"



№: KZ96VCZ00642064

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)

Акционерное общество "СНПС-Ай Дан Мунай",120018, Республика Казахстан, Кызылординская область, Кызылорда Г.А., Проспект Нұрсұлтан Назарбаев, дом № 9

(индекс, почтовый адрес)

Индивидуальный идентификационный номер/бизнес-идентификационный номер: 030640005443

Наименование производственного объекта: «Обустройство месторождения Юго-Западный Сарыбулак»

Местонахождение производственного объекта:

Кызылординская область, Кызылординская область, Сырдарьинский район, месторождения Юго-Западный Сарыбулак,

Соблюдать следующие условия природопользования:

1. Производить выбросы загрязняющих веществ в объемах, не превышающих:
   - в 2020 году 24.89725614 тонн
   - в 2021 году 75.17342284 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
   - в 2030 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
   - в 2030 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
   - в 2030 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
   - в 2030 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 01.09.2020 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) **И.о. руководителя департамента** **Жайназаров Ертай Кунтуарович**

подпись Фамилия,имя,отчество (отчество при наличии)

Место выдачи: Кызылорда Г.А. **Дата выдачи:** 04.08.2020 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 месторождения Юго -Западный Сарыбулак» с разделом охраны окружающей среды	N061-0062/20 Дата: 04.08.2020
2	Заключение государственной экологической экспертизы на Рабочий проект «Обустройство месторождения Юго -Западный Сарыбулак» с разделом охраны окружающей среды	N061-0062/20 Дата: 04.08.2020
3	Заключение государственной экологической экспертизы на Рабочий проект «Обустройство месторождения Юго -Западный Сарыбулак» с разделом охраны окружающей среды	N061-0062/20 Дата: 04.08.2020
Сбросы		
Размещение отходов производства и потребления		
Размещение серы		

Приложение 2 к разрешению на эмиссии в
окружающую среду

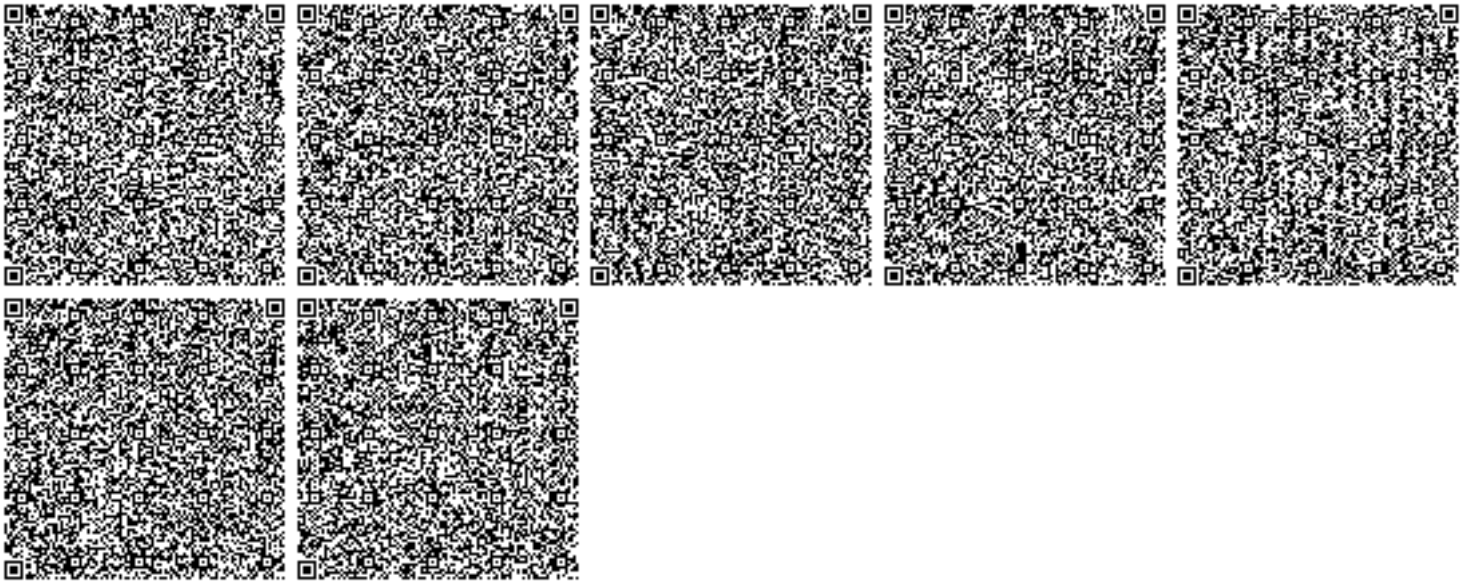
Условия природопользования

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.