«MG:Expert»

**«Теңге» кен орнында «ГП-2-гі Мұнай дайындау пунктін қайта жаңарту» жұмыс жобасына толықтыру әзірлеу**
жұмыс жобасы бойынша
(оң)

15.06.2021 ж. № MG-0026/21

# ҚОРЫТЫНДЫ

**ТАПСЫРЫСШЫ:**
"TENGE Oil & Gas" жауапкершілігі шектеулі серіктестігі
**БАС ЖОБАЛАУШЫ**:
ЖШС " Трансазия"

Ақтау қаласы

## АЛҒЫ СӨЗ

«Теңге» кен орнында «ГП-2-гі Мұнай дайындау пунктін қайта жаңарту» жұмыс жобасына толықтыру әзірлеу жұмыс жобасы бойынша осы қорытынды ЖШС «MG Expert» - мен берілді.

**ЖШС «MG Expert» - ның рұқсатынсыз осы қорытындыны толық немесе ішінара қайта шығаруға, көбейтуге және таратуға жол берілмейді.**

«MG:Expert»
«MG:Expert»
«MG:Expert»

# ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№ MG-0026/21 от 15.06.2021 г.

(положительное)
по рабочему проекту
**«Дополнение к рабочему проекту «Реконструкция Пункта подготовки нефти на ГП-2 месторождения Тенге»**

**ЗАКАЗЧИК:**
Товарищество с ограниченной ответственностью "TENGE Oil & Gas"

**ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:**
ТОО "Трансазия"

г. Актау

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное заключение на Рабочий проект «Дополнение к рабочему проекту «Реконструкция Пункта подготовки нефти на ГП-2 месторождения Тенге» выдано ТОО «MG Expert».

**Данное экспертное заключение не может быть полностью или частично воспроизведено, тиражировано и распространено без разрешения ТОО «MG Expert».**

«MG:Expert»
«MG:Expert»
«MG:Expert»

**1. НАИМЕНОВАНИЕ:** рабочий проект **«Дополнение к рабочему проекту «Реконструкция Пункта подготовки нефти на ГП-2 месторождения Тенге».**

Настоящее заключение выполнено в соответствии с договором от 10.03.2021 года № MG-0018 между ТОО «MG Expert» и Товарищество с ограниченной ответственностью "TENGE Oil & Gas".

**2. ЗАКАЗЧИК:** Товарищество с ограниченной ответственностью "TENGE Oil & Gas".

**3. ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:** Товарищество с ограниченной ответственностью "Трансазия" (Государственная лицензия №19004387 от 22.02.2019г., на занятие Проектной деятельностью, I категории, выданная Государственное учреждение "Управление государственногоархитектурно-строительного контроля Мангистауской области». Акимат Мангистауской области, дата первичной выдачи 26.12.2006г.)

**4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ:** негосударственные инвестиции.

**5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ**

**5.1 Основание для разработки:**

задание на разработку проекта реконструкции объекта, утвержденное заказчиком Товарищество с ограниченной ответственностью "TENGE Oil & Gas";

постановление о предоставлении права временного возмездного землепользования Товариществу с ограниченной ответственностью «TENGE Oil & Gas» от 03 июня 2019 года №118;

акт на право временного возмездного (долгосрочного, краткосрочного землепользования (аренды), выданный отделом города Жанаозен по регистрации и земельного кадастра филиала некоммерческого акционерного общества «Государственная корпорация «Правительство для граждан» по Мангистауской области от 10 июля 2019 года №000781;

акт на право временного возмездного (долгосрочного, краткосрочного землепользования (аренды), выданный отделом города Жанаозен по регистрации и земельного кадастра филиала некоммерческого акционерного общества «Государственная корпорация «Правительство для граждан» по Мангистауской области от 10 июля 2019 года №000778;

акт на право временного возмездного (долгосрочного, краткосрочного землепользования (аренды), выданный отделом города Жанаозен по регистрации и земельного кадастра филиала некоммерческого акционерного общества «Государственная корпорация «Правительство для граждан» по Мангистауской области от 10 июля 2019 года №000791;

акт на право временного возмездного (долгосрочного, краткосрочного землепользования (аренды), выданный отделом города Жанаозен по регистрации и земельного кадастра филиала некоммерческого акционерного общества «Государственная корпорация «Правительство для граждан» по Мангистауской области от 10 июля 2019 года №000793;

акт на право временного возмездного (долгосрочного, краткосрочного землепользования (аренды), выданный отделом города Жанаозен по регистрации и земельного кадастра филиала некоммерческого акционерного общества «Государственная корпорация «Правительство для граждан» по Мангистауской области от 10 июля 2019 года №000790;

акт на право временного возмездного (долгосрочного, краткосрочного землепользования (аренды), выданный отделом города Жанаозен по регистрации и земельного кадастра филиала некоммерческого акционерного общества «Государственная корпорация «Правительство для граждан» по Мангистауской области от 10 июля 2019 года №000788;

акт на право временного возмездного (долгосрочного, краткосрочного землепользования (аренды), выданный отделом города Жанаозен по регистрации и земельного кадастра филиала некоммерческого акционерного общества «Государственная корпорация «Правительство для граждан» по Мангистауской области от 10 июля 2019 года №000789;

акт на право временного возмездного (долгосрочного, краткосрочного землепользования (аренды), выданный отделом города Жанаозен по регистрации и земельного кадастра филиала некоммерческого акционерного общества «Государственная корпорация «Правительство для граждан» по Мангистауской области от 10 июля 2019 года №000792;

акт на право временного возмездного (долгосрочного, краткосрочного землепользования (аренды), выданный отделом города Жанаозен по регистрации и земельного кадастра филиала некоммерческого акционерного общества «Государственная корпорация «Правительство для граждан» по Мангистауской области от 10 июля 2019 года №000780;

акт на право временного возмездного (долгосрочного, краткосрочного землепользования (аренды), выданный отделом города Жанаозен по регистрации и земельного кадастра филиала некоммерческого акционерного общества «Государственная корпорация «Правительство для граждан» по Мангистауской области от 10 июля 2019 года №000779;

архитектурно-планировочное задание, утвержденное руководителем отдела архитектуры и градостроительства города Жанаозен от 09 декабря 2020 года №KZ04VUA00329516;

письмо заказчика от 29 января 2021 года №08-70 о планировании начала строительства объекта в месяце апрель 2021 года;

письмо заказчика от 29 января 2021 года №08-70 о рассмотрении рабочего проекта без сметной документации;

Отчет об инженерно-геологических изысканиях выполненный ТОО «Мангистауский областной геотехнический центр (КАЗГИИЗ) в 2019 году (Государственная лицензия от 01 апреля 2005 года МНС №0000087, приложение к государственной лицензии от 08 августа 2012 года);

Топографическая съемка в масштабе М1:1000 выполненная ТОО «Гео-Тобыш» в 2017 году. (Государственная лицензия от 06 мая 2015 года №15008514, приложение к государственной лицензии от 06 мая 2015 года).

**5.2 Согласования и заключения заинтересованных организаций**

ТОО «TENGE Oil & Gas» - письмо о согласовании рабочего проекта от 29 января 2021 года №08-70.

РГУ «Департамент Комитета индустриального развития и промышленной безопасности по Мангистауской области» - письмо о согласовании рабочего проекта в части промышленной безопасности от 22 январь 2021 года №KZ60VQR00024493.

**5.3 Перечень документации, представленной на экспертизу**

ТОМ 1

ОПЗ - общая пояснительная записка.

ПП – паспорт проекта.

ТОМ 2. Рабочие чертежи:

ГП – генеральный план;

АС – архитектурно-строительные решения;

ТХ – технологические решения;

ЭС – электроснабжение;

АТХ - автоматизация технологических процессов;

ТОМ 3.

ОВОС – оценка воздействия на окружающую среду.

ТОМ 4.

Отчет об инженерно-геологических изысканиях выполненный ТОО «Мангистауский областной геотехнический центр (КАЗГИИЗ) в 2020 году (Государственная лицензия от 01 апреля 2005 года МНС №0000087, приложение к государственной лицензии от 08 августа 2012 года);

Топографическая съемка в масштабе М1:1000 выполненная ТОО «Гео-Тобыш» в 2017 году. (Государственная лицензия от 06 мая 2015 года №15008514, приложение к государственной лицензии от 06 мая 2015 года).

**5.4 Цель и назначение объекта строительства**

Рабочим проектом предусмотрено дополнение к рабочему проекту «Реконструкция Пункта подготовки нефти на ГП-2 месторождения Тенге.

**6. ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ ОБЪЕКТА И ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ**

**6.1 Место размещения объекта и характеристика участка строительства**

Район реконструкции пункта приема нефти на ГП-2 находится на месторождении Тенге, в Мангистауской области, Республики Казахстан.

**Природно-климатические условия района строительства:**

| | |
|---|---|
| климатический подрайон (СП РК 2.04-01-2017) | - IV - Г; |
| расчетная зимняя температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 (СП РК 2.04-01-2017) | - минус 19º С; |
| Нормативная снеговая нагрузка (СНиП 2.01.07-85*) | - 50 кгс/м²; |
| нормативная ветровая нагрузка (СНиП2.01.07-85*) | - 48 кгс/м²; |
| нормативная глубина промерзания грунта (СП РК 2.04-01-2017) | - 0,8 м; |
| сейсмичность района (СНиП РК 2.03-30-2006) | – 6 баллов; |

**Инженерно-геологические условия участка строительства**

Согласно отчету по инженерным изысканиям, выполненным ТОО «Мангистауский областной геотехнический центр (КАЗГИИЗ)» в июне 2019 года.

В соответствии с ГОСТ 25100-2011 в инженерно-геологическом разрезе выделены следующие инженерно-геологические элементы (далее ИГЭ):

*проектируемая площадка УПН (скважины №1, №2).*

ИГЭ-1. Суглинок светло-коричневый, твердой консистенции м гравием до 10 %.

Мощность грунта составляет 0,6-0,9 м.

Нормативные значения грунта:

плотность грунта ρн =181 г/см³, показатель текучести ≤0;
удельное сцепление Сн=25,0 кПа, угол внутреннего трения φн=24º;
модуль деформации Ен=10,0 МПа (в естественном состоянии);
модуль деформации Ен=5,0 МПа (в водонасыщенном состоянии).

Грунт просадочный. Тип просадочности – I. Начальное просадочное давление 0,0075 МПа.

ИГЭ-2. Мергель суглинистый от серовато-зеленого до коричневого оттенка, твердой консистенции с прослоями полускального мергеля. Мощность слоя составляет 5,1-5,2 м.

Нормативные значения грунта:
плотность грунта ρн =1,85 г/см³, показатель текучести ≤0;.
удельное сцепление Сн=37,0 кПа, угол внутреннего трения φн=22º;
модуль деформации Ен=10,0 МПа (в естественном состоянии);
модуль деформации Ен=5,5 МПа (в водонасыщенном состоянии).

Грунт просадочный. Тип просадочности – I. Начальное просадочное давление 0,15 МПа.

*Проектируемая площадка ПСН (скважины №3, №4, №5).*

ИГЭ-1. Суглинок коричневый, твердой консистенции м гравием до 10 %. Вскрытая мощность слоя составляет 0,8-0,9 м.

Нормативные значения грунта:
плотность грунта ρн =1,81 г/см³, показатель текучести ≤0;
удельное сцепление Сн=30,0 кПа, угол внутреннего трения φн=24º;
модуль деформации Ен=10,0 МПа (в естественном состоянии);
модуль деформации Ен=5,5 МПа (в водонасыщенном состоянии).

Грунт просадочный. Тип просадочности – I. Начальное просадочное давление 0,025 МПа.

ИГЭ-2. Известняк-ракушечник, серо-розовый, низкой прочности с прослоями выветрелого известняка, размягчаемые в воде. Вскрытая мощность слоя составляет 1,0 м.

Нормативные значения грунта:
плотность грунта ρн =1,80 г/см³;
предел прочности одноосному сжатию Rсж=14,0 МПа (в естественном состоянии);
Rсж.=5,0 МПа (в замоченном состоянии);
расчетные значения предела прочности Rсж.1=2,5 МПа (в водонасыщенном состоянии);

ИГЭ-3. Известняк выветрелый до состояния суглинка, серовато-розовый, твердой консистенции, ниже воды мягкопластичный с прослоями и обломками известняка-ракушечника. Вскрытая мощность составляет 0,6 м (скважина №3), 3,7 м – (скважина №5).

Нормативные значения грунта:
плотность грунта ρн =1,85 г/см³, показатель текучести 0,62;
удельное сцепление Сн=40,0 кПа, угол внутреннего трения φн=20º;
модуль деформации Ен=9,1 МПа (в естественном состоянии);

модуль деформации Ен=5,0 МПа (в водонасыщенном состоянии).

Грунт просадочный. Тип просадочности – I. Начальное просадочное давление 0,06 МПа.

ИГЭ-4. Мергель суглинистый, серовато-зеленый, от твердой до мягкопластичной консистенции с прослоями полускального мергеля.

Вскрыт повсеместно, мощность составляет 1,3 м (скважина №5); 3,4 м – (скважина №3).

Нормативные значения грунта:

плотность грунта ρн =1,84 г/см³, показатель текучести ≤ 0 - 0,64;

удельное сцепление Сн=30,0 кПа, угол внутреннего трения φн=20º;

модуль деформации Ен=3,8 МПа (в естественном состоянии);

Грунт среднесжимаемый. Коэффициент уплотнения при нагрузке Р=0,3 Мпа составляет 0,025.

Просадочность грунтов: суглинок и известняк просадочные. Тип просадочности - I.

Коррозийная агрессивность грунтов к углеродистой стали «высокая».

Агрессивность грунтов к бетонам: грунты по содержанию сульфатов сильноагрессивные к бетонам на портландцементе и среднеагрессивные к бетонам на сульфатостойких цементах.

По содержанию хлоридов грунты сильноагрессивные к железобетонным конструкциям.

Засоление грунтов: грунты засоленные и слабозасоленные, засоление хлоридно-сульфатное, сульфатно-хлоридное.

Качественный прогноз потенциальной подтопляемости: территория является потенциально подтопляемой. Грунтовые воды в период изысканий вскрыты на глубине 1,9 м – 3,5 м.

Максимальная глубина проникновения 0º в почву составляет – 1,6 м.

### 6.2 Проектные решения

#### 6.2.1 Генеральный план

Проектируемый участок строительства находится на месторождении Тенге, Мангистауской области, Республики Казахстан.

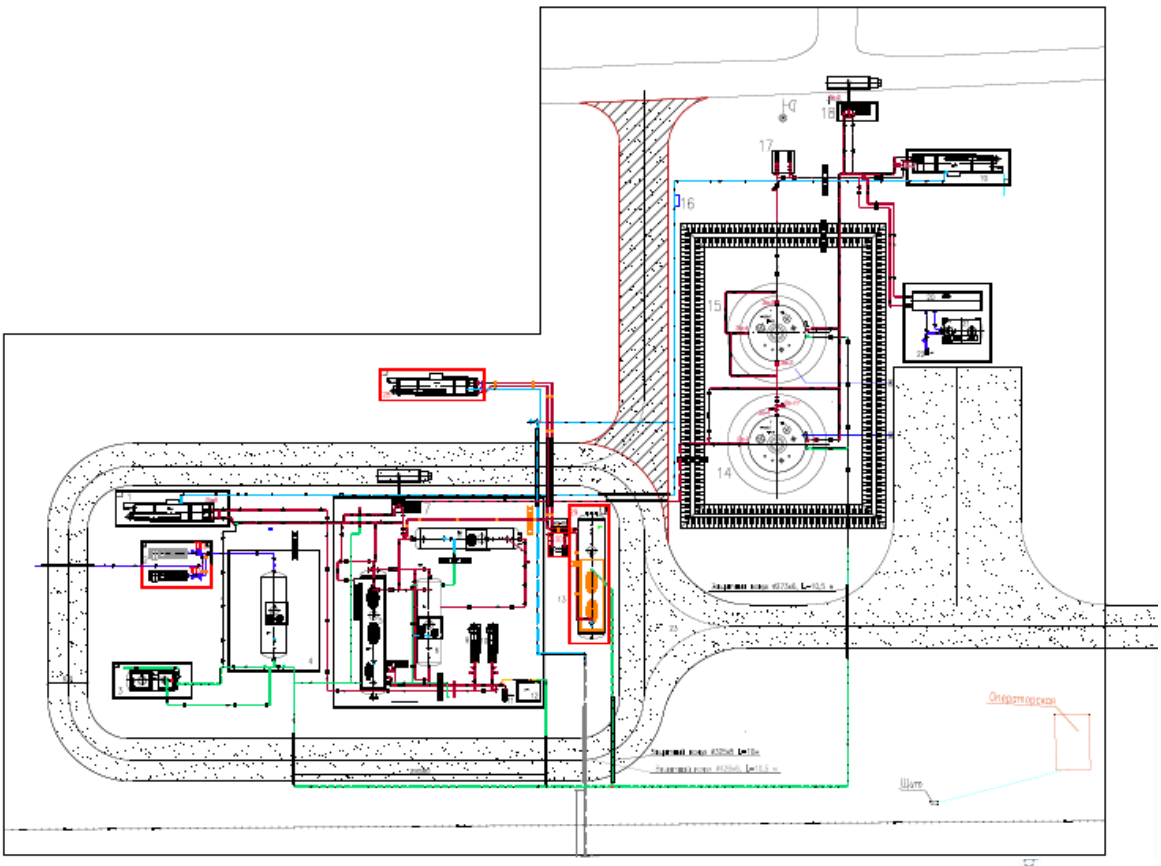

**Рисунок 1.** Генеральный план (план дорожек и площадок). 1-Подогреватель нефти путевой ПП-0,63 А Q=1150 т/сут; 2-Насос поршневой для пластовой воды НБ-125 (Р-4/2) (проектируемый), Q=160 м3/час; 3-Подземная дренажная емкость V=25м3; 4-Резервуар Е-11, для пластовой воды V=75 м3; 5-Резервуар Е-10, сепаратор нефтегазовый V=100м3; 6-Резервуар Е-10, сепаратор нефтегазовый V=60м3; 7-Х-1/2 стояк налива нефти АСН-100А, Qмах=150м3/час; 8-Резервуар Е-12, сепаратор нефтегазовый V=55м3; 9-Насос поршневой НБ-125 Q=160м3/час; 10-Насос поршневой НБ-125 Q=160м3/час; 11-Насос центробежный АХ125-80-250к-СД, Q=80м3/час; 12-Блок ввода химрегента БРД-2,5М, V=2,5м3; 13-Щит; 14-Т-100А резервуар товарной нефти V=200 м3; 15- Т-100В резервуар товарной нефти V=200 м3; 16-Щит; 17-Насос центробежный АХ125-80-250к-СД, Q=80м3/час; 18- Насос центробежный АХ125-80-250к-СД,Q =80м3/час; 19- Подогреватель нефти путевой ПП-0,63 А Q=1150 т/сут; 20-Охладитель нефти; 21-Резервуар для тех. Воды РГС-15, V=15 м3; 22-Насос КМ 80-50-200, Q=50м3/час; 23-Подъезная автодорога; 24-Факел; 25-Подъезная автодорога; 26-Подземный противопожарный резервуар =200м3 (2шт); 27-Насос пожаротушения; 28-Площадка подогревателя нефти путевой ПП-0,63А (П-2) (проектируемый); 29-Площадка буферной емкости V=100 м3 (Е-15) (проектируемый); 30-Площадка насосов рециркуляции АХ125-80-250к-СД (Р-7/1,2) (проектируемый).

Генеральный план разработан в масштабе 1:500 на основании топографической съемки, выполненной ТОО «КазГИИЗ» в 2020 г.

Общая территория по ГосАкту составляет 0,6166 га.

В рабочем проекте принята: система координат – условная, система высот - Балтийская.

Рабочим проектом выполнены посадка проектируемых объектов и благоустройство территории.

Проектом предусматривается строительство следующих технологических площадок:

1. Площадка подогревателя нефти путевого ПП-0,63 (П-2);
2. Площадка буферной емкости V=100 м$^3$ (Е-15);
3. Площадка циркуляционных насосов АХ 125-80 (Р-7/1,2);
4. Установка дополнительного поршневого насоса НБ-125 (Р-2/3).

Состав и площадь застройки проектируемых объектов приняты в границах данного участка.

Компоновочное решение генерального плана выполнено из условий существующей застройки прилегающих территорий, магистралей, проездов, вертикальной планировки и благоустройства с приведением его к требованиям норм проектирования, согласно СН РК 3.01-03-2011 и СП РК 3.03-122-2013.

Размещение проектируемых объектов принято с учетом расположения близлежащих существующих зданий и сооружений, возможности прокладки инженерных коммуникаций и соблюдения противопожарных норм.

Привязка объектов выполнена от границы земельного участка. Въезд на территорию находится восточной и северной части территории.

Инженерные сети запроектированы с учетом взаимной увязки их с проектируемыми площадками, сооружениями в плане и в продольном профиле. Прокладка инженерных сетей – газ, нефть, запроектированы надземно. Кабели связи запроектированы подземно в каналах и траншеях с соблюдением санитарных и противопожарных норм, правил безопасности и эксплуатации сетей. Электрические сети запроектированы подземно в каналах и траншеях. Решения по генплану соответствуют требованиям технологической схемы, противопожарным, экологическим и санитарно-гигиеническим требованиям.

Покрытие площадок и проездов в данном объекте принято в соответствии с требованиями СП РК 3.03-101-2013. Внутриплощадочные дороги-проезды на проектируемом объекте принят в соответствии с требованиями СН РК 3.03-22-2013.

Внутри территории для обслуживания площадок предусмотрена подъездная автодорога для подъезда пожарных машин и машин, обслуживающие здания и сооружения. Поперечный профиль проезда на площадке запроектирован двухскатным. Проезжая часть внутриплощадочной дороги запроектирована по возможности (с учетом водоотвода) на уровне прилегающей планируемой территории.

Основные параметры поперечного профиля:

число полос движения – 1;

ширина проезжей части (разворотной площадки) –6,0 м;

поперечный уклон проезжей части – 50%;

Принят следующий состав дорожной одежды:

Покрытие из щебеночно–гравийно- песчаной – смеси ЩГПС;

Тип дорожной одежды принят по требованию Заказчика.

Технические показатели генерального плана приведены в таблице №1.

Таблица №1

| № п.п. | Наименование | Ед. измерения | Количество |
|---|---|---|---|
| 1 | Общая площадь участка | га | 0,6166 |
| 2 | Площадь застройки (существующий) | кв.м | 3653,0 |
| 3 | Площадь застройки (проектируемый) | кв.м | 155,1 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 4 | Плотность застройки | °/₀ | 62,0 |
| 5 | Площадь покрытия (существующий) | кв.м | 1783,0 |
| 6 | Площадь покрытия (проектируемый) | кв.м | 270,0 |

**6.2.2 Технологические решения**

Рабочий проект разработан в соответствии с заданием ТОО «TENGE Oil & Gas».

Состав сооружений и выбор дополнительного оборудования на Пункте подготовки нефти (ППН), определился исходя из требуемой проектной мощности установки и существующей технологической схемы.

В состав проектируемых дополнительных сооружений ППН входят:

- Площадка печи подогрева нефти ПП-0,63 (П-2) – 1 ед.;
- Площадка буферной емкости V=100м3 (Е-15) – 1 ед.;
- Площадка насосов циркуляции и откачки нефти (Р-7/1,2) – 2 ед.;
- Установка дополнительного насоса закачки пластовой воды НБ-125 (Р-4/2) – 1 ед.

*Площадка печей П-2*

Площадка печи подогрева нефти П-2 предназначена для подогрева нефтегазовой жидкости перед подачей на первую ступень сепарации, а также для циркуляционного разогрева нефти либо возврата нефти на начало процесса.

Нефтегазовая жидкость по трубопроводу диаметром Ø114х5мм с давлением 0,2МПа и температурой 40°С поступает на площадку печи П-2 где подогревается до 60□С и по трубопроводу диаметром Ø114х5 мм направляется на площадку сепараторов.

Циркуляция нефти осуществляется через подогреватель нефти П-2 с помощью насосов Р-7/1,2 по трубопроводу диаметром Ø114х5 мм с давлением 0,2МПа.

Питание горелок подогревателей предусматривается топливным газом, отбираемым по трубопроводу Ø32х3,5мм с рабочим давлением 0,4МПа из существующего распределительного топливного газопровода.

Подогреватель нефти оснащен системой автоматизации для дистанционного розжига горелочных устройств, регулирования технологических параметров процесса нагрева нефти, рабочей и аварийной сигнализации, автоматической защиты подогревателя при отклонении от нормы контролируемых параметров. На входе печей, после отключающей арматуры установлен отключающая арматура с электроприводом.

Тепловая изоляция обвязочных трубопроводов и подогревателей – маты прошивные минераловатные М3-100 толщиной 60мм. Обшивка – алюминиевые листы АД1Н толщиной 0,5-0,8мм.

Характеристика оборудования представлена в таблице №2.

Таблица №2

| Печи подогрева нефти | | |
|---|---|---|
| Номер оборудования | | П-1А/В |
| Наименование оборудования | | ПП-0,63А |
| Тепловая мощность | Гкал/ч | 0,73(0,63 |
| Производительность по нагреваемому продукту | т/сут | 1500 |
| Расчетное давление в змеевике | МПа | 6,3 |
| Рабочая температура на входе | $^0$С | +10 - +40 |

| | | |
|---|---|---|
| Рабочая температура на выходе | $^0$С | До +70 |
| Расход топливного газа | м$^3$/час | 35 |
| Давление газа на входе в блок подготовки топлива | МПа | 0,2-0,4(2,0-4,0) |
| Давление перед горелками | МПа | 0,07-0,15(0,7-1,5) |
| Габариты (длина*ширина*высота) | мм | 5600*2765*8250 |
| Масса оборудования | кг | 13000 |
| Количество | шт. | 2 |

*Площадка насосов циркуляции и перекачки нефти Р-7/1,2*

Площадка насоса циркуляции и перекачки нефти Р-7/1,2, предназначена для внутрипарковой циркуляции нефти, перекачки нефти на начало технологического процесса и откачка на площадку стояка налива нефти в автоцистерны.

Площадка насосов перекачки нефти Р-7/1,2 представляет собой площадку открытого типа.

Нефть по трубопроводу диаметром Ø114х5мм с давлением 0,05МПа и температурой 40°С поступает на площадку насосов Р-7/1,2 где происходит перекачка по трубопроводу диаметром Ø114х5мм с давлением 0,2МПа на площадку печи подогрева нефти П-2, далее на сепараторы и буферные емкости Е-9, Е-10, Е-12, Е-15.

На площадке насосов предусмотрено дистанционное отключение и установка на линиях входа и нагнетания запорных или отсекающих устройств, с дистанционным управлением.

На насосах циркуляции и перекачки нефти предусмотрены дренажные линии для отвода дренируемого продукта в существующую закрытую дренажную, имеющую вывод сигнала верхнего уровня в операторное помещение.

На площадке насосов предусмотрена установка стационарных газоанализаторов, а также датчиков контроля до взрывных концентраций с выводом показаний на пульт оператора.

Тепловая изоляция обвязочных трубопроводов – маты прошивные минераловатные М3-100 толщиной 60мм. Обшивка – алюминиевые листы АД1Н толщиной 0,5-0,8мм.

Характеристика оборудования представлена в таблице №3.

Таблица №3

| Насос | | |
|---|---|---|
| Номер оборудования | | Р-1 |
| Наименование оборудования | | АХ125-80-250к-СД |
| Производительность | м$^3$/час | 80 |
| Напор | м | 20 |
| Мощность | кВт | 7,0 |
| Число оборотов | об/мин | 1450 |
| КПД | % | 60 |
| Допускаемый кавитационныи запас | м | 4,0 |
| Габариты (длина*ширина*высота) | мм | 1370*400*700 |
| Масса оборудования (агрегата) | кг | 349 |
| Количество | шт | 2 |

*Установка дополнительного насоса закачки пластовой воды Р-4/2*

Проектом предусмотрено расширение существующей площадки насоса Р-4/1 закачки пластовой воды в существующую линию скважины №120 и установка второго, резервного насоса Р-4/2. Вода на насосы поступает из существующей емкости пластовой воды Е-11, объемом 75 м$^3$.

Площадка насосов перекачки нефти Р-4/1,2 представляет собой площадку открытого типа.

Пластовая воды по трубопроводу диаметром Ø89х4мм с давлением 0,05МПа и температурой 40°С поступает на площадку насосов Р-4, где происходит перекачка по трубопроводу диаметром Ø89х4мм с давлением 0,4МПа в существующую линию скважины №120. Насос НБ-125-16 имеет регулируемый предохранительный клапан, насос отрегулирован на рабочее давление не более 1,0 МПа.

На нагнетательной линии проектируемого поршневого насоса предусмотрена установка манометра и демпферного гасителя (предохранитель пульсации).

Тепловая изоляция обвязочных трубопроводов – маты прошивные минераловатные М3-100 толщиной 60мм. Обшивка – алюминиевые листы АД1Н толщиной 0,5-0,8мм.

Характеристика оборудования представлена в таблице №4.

Таблица №4

| Насос поршневой | | |
|---|---|---|
| Номер оборудования | | Р-4/2 |
| Наименование оборудования | | НБ-125-16 |
| Производительность | м$^3$/час | 67,68 |
| Напор | МПа | 16 |
| Мощность | кВт | 125 |
| Число оборотов | об/мин | 10,52 |
| КПД | % | 67 |
| Допускаемый кавитационныи запас | м | 3,6 |
| Габариты (длина*ширина*высота) | мм | 2625*1000*1890 |
| Масса оборудования (агрегата) | кг | 2830 |
| Количество | шт | 1 |

*Площадка буферной емкости Е-15*

Площадка буферной емкости Е-15 объемом 100 м$^3$, предназначена для сбора нефти, поступающей от подогревателя П-2 и подачи нефти на циркуляционные насосы Р-7/1,2.

Нефть по трубопроводу диаметром Ø114х5мм с давлением 0,2МПа и температурой 40°С поступает в буферную емкость Е-15 и по трубопроводу диаметром Ø114х5мм поток нефти откачивается насосами Р-7/1,2 на подогреватель П-2. За счет переключения запорных задвижек подогретую нефть можно направить в существующую технологическую схему ППН.

Дренаж нефти с сепаратора предусматривается по трубопроводу диаметром Ø89х4мм в дренажный коллектор диаметром Ø108х4мм и далее в дренажную емкость Е-13.

Тепловая изоляция обвязочных трубопроводов и сепаратора – маты прошивные минераловатные М3-100 толщиной 60мм. Обшивка – алюминиевые листы АД1Н толщиной 0,5-0,8мм.

Характеристика оборудования представлена в таблице №5.

Таблица №5

| Резервуар горизонтальный стальной | | |
|---|---|---|
| Номер оборудования | | Е-15 |
| Наименование оборудования | | РГС-100 |
| Производительность по нефти | $м^3$/сут | 180 |
| Производительность по газу | $м^3$/час | - |
| Давление рабочие | МПа | 0,4 |
| Давление расчетное | МПа | 1,6 |
| Температура рабочая среды | $^0$С | 0-100 |
| Температура расчетная стенки | $^0$С | 100 |
| Номинальный объем | $м^3$ | 100 |
| Внутренний диаметр | мм | 3024 |
| Габариты (длина*ширина*высота) | мм | 13000*3050*4200 |
| Масса оборудования | кг | 14950 |
| Количество | шт | 1 |

Проектом предусматривается площадка обслуживания люка, уровнемера, дыхательного клапана, сигнализаторов уровня, размещенных на крыше емкости.

Площадка обслуживания заявлена опросным листом и будет поставляться комплектно с самой емкостью. Также емкость будет снабжена поставщиком оборудования пробоотборниками и патрубками сигнализаторов уровня. Также поставщик оборудует емкость устройствами электрохимической защиты от коррозии.

*Межплощадочные технологические трубопроводы*

Для обеспечения технологических связей между проектируемыми оборудованием и аппаратами участков ППН проектом предусмотрены технологические трубопроводы различного назначения:

- Нефтепроводы;
- Газопроводы;
- Дренажные трубопроводы;
- Водопроводы.

***Нефтепроводы***

Все нефтепроводы, разработанные на площадке ППН относятся к III категории, и группы Б-б по СН 527-80 «Инструкция по проектированию стальных технологических трубопроводов».

Материал нефтепроводов - труба стальная бесшовная горячедеформированная по ГОСТ 8732-78 из стали Ст.20, изготовление по группе Б ГОСТ 8731-74.

Нефтепроводы на территории ППН предусмотрены преимущественно в надземной прокладке на низких опорах и подземной прокладке на участке пересечения автодороги.

Все нефтепроводы предусмотрены в тепловой изоляции из минеральных матов толщиной 60 мм, кроме того, нефтепроводы подлежат антикоррозионной защите типа «усиленная». Подземные участки нефтепроводов подлежат антикоррозионной изоляции типа «весьма усиленная».

Все проектируемые нефтепроводы подлежат электрообогреву.

Объем контроля стыков ультразвуковым методом по СП РК 3.05-103-2014 для III категории должен быть 2% от общего количества стыков.

Провести испытание нефтепроводов на прочность и плотность в соответствии с СП РК 3.05-103-2014 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы». Испытательное давление Рисп=1.25Рраб.

Толщина стенок нефтепроводов подобрана с учетом срока службы их в течении 20 лет.

*Газопроводы*

Разработанный топливный газопровод к площадке П-2 ППН относятся к II категории, и группы Б-а по СН 527-80 «Инструкция по проектированию стальных технологических трубопроводов».

Материал газопроводов - труба стальная бесшовная горячедеформированная по ГОСТ 8732-78 из стали Ст.20, изготовление по группе Б ГОСТ 8731-74.

Проектируемый газопровод предусмотрен в надземной прокладке на низких опорах и подземной прокладке.

Предусмотрена тепловая изоляция газопровода из минеральных матов толщиной 60 мм, кроме того, газопровод подлежит антикоррозионной защите типа «усиленная».

Подземный участок газопровода подлежит антикоррозионной изоляции типа «весьма усиленная».

Объем контроля стыков ультразвуковым методом по СП РК 3.05-103-2014 для II категории должен быть 10% от общего количества стыков.

Провести испытание газопровода на прочность и плотность в соответствии с СП РК 3.05-103-2014 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы».

Испытательное давление Рисп=1.5Рраб.

Толщина стенок газопроводов подобрана с учетом срока службы их в течении 20 лет.

***Водопроводы***

Проектом предусмотрены трубопроводы пластовой воды на площадке насосов Р-4/1,2 ППН, которые относятся к V категории, и группе В по СН 527-80 «Инструкция по проектированию стальных технологических трубопроводов».

Материал водопроводов - труба стальная бесшовная горячедеформированная по ГОСТ 8732-78 из стали Ст.20, изготовление по группе Б ГОСТ 8731-74.

Водопроводы предусмотрены в надземной прокладке на низких опорах.

Все водопроводы предусмотрены в тепловой изоляции из минеральных матов толщиной 60 мм, кроме того, водопроводы подлежат антикоррозионной защите типа «усиленная».

Водопроводы подлежат электрообогреву.

По СП РК 3.05-103-2014 для V категории должен визуальный осмотр всех сварочных швов.

Провести испытание водопроводов на прочность и плотность в соответствии с СП РК 3.05-103-2014 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы».

Испытательное давление Рисп=1.25Рраб.

Толщина стенок водопроводов подобрана с учетом срока службы их в течении 20 лет.

***Дренажные трубопроводы***

Дренажный трубопровод, запроектирован на площадке Е-15 ППН, относятся к III категории, и группе Б-б по СН 527-80 «Инструкция по проектированию стальных технологических трубопроводов».

Материал дренажного трубопровода - труба стальная бесшовная горячедеформированная по ГОСТ 8732-78 из стали Ст.20, изготовление по группе Б ГОСТ 8731-74.

Дренажный трубопровод предусмотрен в подземном исполнении с уклоном 0,003 в сторону дренажной емкости.

Надземный участок дренажного трубопровода в тепловой изоляции из минеральных матов толщиной 60 мм, а также предусмотрен электрообогрев. Кроме того, надземный участок дренажного трубопровода подлежит антикоррозионной защите типа «усиленная». Подземный участок дренажного трубопровода подлежит антикоррозионной изоляции типа «весьма усиленная».

Объем контроля стыков ультразвуковым методом по СП РК 3.05-103-2014 для III категории должен быть 2% от общего количества стыков.

Провести испытание дренажного трубопровода на прочность и плотность в соответствии с СП РК 3.05-103-2014 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы». Испытательное давление Рисп=1.5Рраб.

Толщина стенок дренажного трубопровода подобрана с учетом срока службы их в течении 20 лет.

**6.2.3 Архитектурно-планировочные решения**

В рабочем проекте «Дополнение к рабочему проекту «Реконструкция пункта подготовки нефти на ГП-2 месторождения Тенге» предусматривает строительство наземных зданий и подземных сооружений.

В архитектурно-строительном разделе проекта предусматриваются следующие здания и сооружения:

1. Площадки печи П-2
2. Площадка насосов Р-4/1,2
3. Площадка насосов Р-7/1,2
4. Площадка буферной емкости Е-15

*Площадка Печи П-2*

Площадка печи подогрева П-2 выполнена из монолитного железобетона кл. В15 с отбортовкой по периметру из бордюрного камня прямоугольной формы размерами в плане 12,0х3,5м. Под подошвы фундамента предусмотрена подготовка из щебня толщиной 100 мм.

Фундаменты под опор выполнены из бетона класса В15, W4 на сульфатостойком портландцементе М150.

Опоры под технологические трубопроводы выполнены из бетона кл. В15 с закладными деталями. К закладной детали приваривается металлическая труба круглого сечения с металлическими пластинами для усиления конструкции опоры. Под подошвой опор устраивается подготовка из щебня толщиной 50 мм, пропитанного битумом до полного насыщения. Боковые поверхности конструкций, соприкасающиеся с грунтом, обмазать горячим битумом БН-70/30 за 2 раза по грунтовке из 40% раствора битума в керосине. Под всеми фундаментами предусмотреть битумощебеночную подготовку толщиной 50мм.

На площадке предусмотрены железобетонные приямки для сбора атмосферных осадков.

*Площадка насосов Р-4/1,2*

Площадка под насосами Р-4/2 устанавливается на площадке для насосов Р-4/1 путем увеличения существующей площадки. Площадка выполнена из монолитного железобетона кл. В15 с отбортовкой по периметру из бордюрного камня квадратной формы размерами в плане 8,0х2,6 м.

Фундаменты под насос выполнены из бетона кл. В15, армированные арматурными сетками Ф12АIII, поперечными и продольными направлениями. Размер подошвы фундамента 4500х1600мм, глубина заложения -0,750 от уровня земли.

Опоры под технологические трубопроводы выполнены из бетона кл. В15 с закладными деталями. К закладной детали приваривается металлическая труба круглого сечения с металлическими пластинами для усиления конструкции опоры. Под подошвой опор устраивается подготовка из щебня толщиной 50 мм, пропитанного битумом до полного насыщения. Боковые поверхности конструкций, соприкасающиеся с грунтом, обмазать горячим битумом БН-70/30 за 2 раза по грунтовке из 40% раствора битума в керосине. Под всеми фундаментами предусмотреть битумощебеночную подготовку толщиной 50мм.

На площадке предусмотрены железобетонные приямки для сбора атмосферных осадков.

*Площадка насосов Р-7/1,2*

Площадка под насосами Р-7/1,2 выполнена из монолитного железобетона кл. В15 с отбортовкой по периметру из бордюрного камня прямоугольной формы размерами в плане 2,5х2,75м.

Фундаменты под насосами выполнены из бетона кл. В15, армированные арматурными сетками Ф12АIII, поперечными и продольными направлениями. Размер подошвы фундамента 1200х900мм, глубина заложения -0,750м от уровня земли. Под подошвой опор устраивается подготовка из щебня толщиной 50 мм, пропитанного битумом до полного насыщения. Боковые поверхности конструкций, соприкасающиеся с грунтом, обмазать горячим битумом БН-70/30 за 2 раза по грунтовке из 40% раствора битума в керосине.

*Площадка буферной емкости Е-15*

Площадка буферной емкости Е15 выполнена из монолитного железобетона кл. В15 с отбортовкой по периметру из бордюрного камня прямоугольной формы размерами в плане 16,0х4,5м.

Опоры под технологические трубопроводы выполнены из бетона кл. В15 с закладными деталями. К закладной детали приваривается металлическая труба круглого сечения с металлическими пластинами для усиления конструкции опоры. Под подошвой опор устраивается подготовка из щебня толщиной 50 мм, пропитанного битумом до полного насыщения. Боковые поверхности конструкций, соприкасающиеся с грунтом, обмазать горячим битумом БН-70/30 за 2 раза по грунтовке из 40% раствора битума в керосине. Фундаменты под буферную емкость выполнены из бетона кл. В15, армированные арматурными сетками Ф12АIII, поперечными и продольными направлениями. Размер подошвы фундамента 1600х2820мм, глубина заложения - 1,150 от уровня земли. Под всеми фундаментами предусмотреть битумощебеночную подготовку толщиной 50мм.

На площадке предусмотрены железобетонные приямки для сбора атмосферных осадков.

### 6.2.4 Автоматизация технологических процессов

Раздел проекта марки «Автоматизация технологических процессов» разработан на основании технического задания на проектирование и задания технологической части, технической документации на технологическое оборудование и системы управления технологическими процессами, согласно действующим нормативно-техническим документам Республики Казахстан и международным стандартам. Настоящий раздел к проекту выполнен в соответствии с требованиями действующих нормативно-технических документов республики Казахстан, обеспечивающих безопасную эксплуатацию предусматриваемых объектов. В настоящем проекте принятые технические решения по контролю и автоматизации технологических процессов проектируемых объектов разработаны в полном соответствии со следующими действующими нормами и правилами:

– ГОСТ 21.208-2013 Система проектной документации для строительства (СПДС). Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах;

– СН РК 4.02-03-2012 Системы автоматизации.

– СН РК 1.02-03-2011 Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.04.2019 г.);

– ВСН 505-87 Технические требования к проектированию объектов нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности с применением блоков. Системы автоматизации;

– СН РК 4.04-07-2019 Электротехнические устройства;

– СТ РК 2.109-2006 Сигнализаторы довзрывоопасных концентрации непрерывного действия;

– ГОСТ 14254-96 (МЭК529-89) Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP);

– ВНТП 01/87-04-84 Объекты газовой и нефтяной промышленности, выполненные с применением блочных и блочно-комплектных устройств»;

– ВНТП 3-85 Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений

– ПУЭ РК 2015 Правила устройства электроустановок Республики Казахстан.

Объектами контроля и автоматизации являются сооружения и системы, включающие в себя:

– площадка подогревателя нефти поз. П-2;

– Емкость Е-15

– электрозадвижки поз. Эз-12…ЭЗ-16;

– площадка насосов поз. Р-7/1,2;

– площадка насосов Р-4/2.

*Подогреватель нефти (поз. П-2)*

Площадка печи подогрева нефти П-2 предназначена для подогрева нефтегазовой жидкости перед подачей на первую ступень сепарации, а также для циркуляционного разогрева нефти либо возврата нефти на начало процесса.

Подогреватели нефти оснащены системой автоматизации для дистанционного розжига горелочных устройств, регулирования технологических параметров процесса нагрева нефти, рабочей и аварийной сигнализации, автоматической защиты подогревателя при отклонении от нормы контролируемых параметров. На входе печей, после отключающей арматуры установлен отключающая арматура с электроприводом.

Для подогревателя нефти П-2 предусмотрен следующий объем контроля и автоматизации:

– управление печами;
– состояние печей;
– сигнализация повышения температуры нефти;
– измерение уровня теплоносителя;
– сигнализация погасания пламени;
– измерение температуры нефти на входе и на выходе;
– измерение давления нефти на входе;
– измерение загазованности;

Площадка буферной емкости Е-15

Для буферной емкости Е-15 предусмотрен следующий объем контроля и автоматизации:

– измерение уровня в емкости;
– Измерения давления газовой подушки в емкости.

Для обеспечения контроля атмосферы на наличие взрывоопасных газов проектом предусмотрено совместное использование газоанализатора, установленного на площадке насосов Р-7/1, Р-7/2, поскольку нормативная зона обнаружения загазованности имеет радиус 10м, согласно СТ РК 2.109-2006. Сигнализация ВУ, НУ.

*Площадка насосов циркуляции и перекачки нефти Р-7/1,2.*

Площадка насоса циркуляции и перекачки нефти Р-7/1,2, предназначена для внутри парковой циркуляции нефти, перекачки нефти на начало технологического процесса и откачка на площадку стояка налива нефти в автоцистерны.

На площадке установлены насосы марки АХ125-80-250к-СД. Для площадки насосов предусмотрен следующий объем контроля и автоматизации:

– измерение и контроль давления на выходе из насосов по месту;
– контроль состояния и управление насосами;
– Загазованность на площадке насосов.

Насосы снабжены манометрами для показаний по месту. Сигнализация состояния насосов выводится на контроллер в операторную. В случае загазованности 20%НКПВ проектом предусматривается включение светозвукового оповещения персонала, при достижении 50% НКПВ – автоматическое отключение насосов и закрытие задвижек “Эз-13,14,15,16.

*Площадка насосов перекачки пластовой воды Р-4/1 (существ.), Р4/2 (проектир).*

Проектируемый насос Р-4/2 предназначен для перекачки пластовой воды из площадки емкости пластовой воды Е-11, объемом 75 м$^3$ в существующую линию скважины №120. На площадке установлен насос марки НБ-125-16.

Для площадки насосов предусмотрен следующий объем контроля и автоматизации:

– измерение и контроль давления на выходе из насосов по месту;
– контроль состояния и управление насосами.

Сигнализация состояния насоса выводится на контроллер в операторную. Манометр для контроля давления по месту монтируется после демпфера колебаний. В качестве оборудования среднего и верхнего уровня проектом предусматривается использование существующего программируемого логического контроллера Siemens Simatic S7-300 и рабочих станций с ПО SCADA.

Для подключения вновь проектируемых приборов и обеспечения резерва по каналам ввода/вывода проектом предусматривается установка дополнительных модулей ввода-вывода в существующую корзину ПЛК. Наблюдение за технологическим режимом и операциями будет осуществляться при помощи сети электрических и электронных

приборов, сигналы от которых выведены на контроллер S7-300 Siemens, установленный в операторной, с которого, в свою очередь, сигналы передаются на АРМ оператора.

Ввод кабелей в шкафы, приборы КИП предусмотрены через сертифицированные уплотнительные кабельные вводы и шайбы по коду IP. Все средства КИП оборудуются системой защиты от статического электричества. Ввод кабелей в шкаф, приборы КИП и в клеммные коробки предусматривается через сертифицированные уплотнительные кабельные вводы и шайбы по коду IP. Все средства КИП оборудуются системой защиты от статического электричества.

Для защиты от электромагнитных и радиочастотных помех предусматривается использование экранированных кабелей. Внутриплощадочные сети выполнены контрольными кабелями с медными жилами. Типы кабелей выбираются согласно инструкций на приборы. Монтаж приборов и средств автоматизации должно быть выполнено в соответствии со СН РК 4.04-07-2019; СН РК 4.02-03-2012; ПУЭ РК.

**6.2.4 Инженерное обеспечение, сети и системы**

**Электротехнические решения**

Разработка электротехнической части проекта "Дополнение к рабочему проекту «Реконструкция пункта подготовки нефти на ГП-2" месторождении "Тенге"».

Электротехнический раздел разработан на основании следующих данных:

– технического задания на проектирование;

– технических условий на электроснабжение, выданных ТОО "TENGE Oil & Gas";

– проектных технологических решений.

Проект разработан с учетом природно-климатических характеристик района строительства.

Подробная природно-климатическая характеристика района строительства представлена в общей части пояснительной записки.

В настоящем проекте все технические решения по электрооборудованию приняты и разработаны в полном соответствии со следующими действующими нормами и правилами:

– СН РК 1.02-03-2011 – Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство;

– ПУЭ РК – Правила устройства электроустановок Республики Казахстан;

– СП РК 4.04-109-2013 – Инструкция по проектированию силового и осветительного оборудования промышленных предприятий;

– СН РК 4.04-07-2019 – Электротехнические устройства;

– РД 34.51.101-90 – Инструкция по выбору изоляции электроустановок;

– ВНТП 3-85 - Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений;

– Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБНГП РК.

Потребителями электроэнергии по настоящему проекту являются следующие установки: насосы перекачки воды, насос циркуляционный – 2 шт, подогреватель нефти, электроприводная задвижка, электрообогрев трубопроводов.

Суммарная установленная мощность проектируемых электроприемников ГП-2 месторождения Тенге составляет Ру.=94,05 кВт, суммарная расчетная мощность составляет Рр.= 63,24 кВт.

В соответствии с нормами технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений (ВНТП3-85) электроприёмники всех основных технологических объектов промысла относятся ко 2-й категории по степени надёжности электроснабжения по классификации ПУЭ РК.

Электропитание проектируемых потребителей осуществляется от существующих шкафов ЩРУ-4 и ЩРУ-5 с установкой в них дополнительных автоматических выключателей. Управление электродвигателями насосов и задвижек выполняется по месту от ящиков управления марки РУСМ и кнопочных постов управления.

Ящики управления устанавливаются на стойках аппаратных, согласно прилагаемому чертежу. Расчетная температура для электрооборудования, размещаемого на открытом воздухе, принята от –45°С до +40°С.

Степень защиты оборудования по ГОСТ 14254-80 IP55, климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69 при установке под открытым небом принимается УХЛ1. Для оборудования, устанавливаемого в помещениях в невзрывоопасных зонах, степень защиты принимается не ниже IP31. Во взрывоопасных зонах в помещениях степень защиты электрооборудования должна быть не ниже IP54.

Для электрооборудования, устанавливаемого во взрывоопасных зонах, согласно ПУЭ РК принят соответствующий уровень защиты от взрыва (в зависимости от класса взрывоопасной зоны) и вид взрывозащиты (в зависимости от категории и группы взрывоопасной смеси, для которой оно предназначено).

Наружное освещение и молниезащита территории ГП-2 осуществляется существующими прожекторами со светодиодными лампами мощностью 120 Вт, устанавливаемыми на прожекторных мачтах с молниеприемником высотой 16 м.

Для распределения электроэнергии между потребителями электроэнергии на площадке ГП-2 предусматривается проложить силовые питающие и распределительные электросети напряжением 0,4 кВ. Для подземной прокладки на напряжении 0,4 кВ приняты силовые и контрольные бронированные кабели с медными многожильными проводниками с полихлорвиниловой изоляцией в ПВХ оболочке марки ВБбШвнг.

Кабели прокладываются в земле в траншеях на глубине 0,7м и при прохождении кабельных линий через коммуникации и дороги, кабели прокладываются в водогазопроводных трубах. Все проводники выбираются по допустимым длительным токам с учетом необходимого резерва по пропускной способности. Проектом предусматривается электрический обогрев технологических трубопроводов, входящих в объем проектирования.

Электрообогрев трубопроводов осуществляется саморегулирующими кабелями фирмы "Tyco Thermal Controls", 12XTV2-CT-T3 (температура поддержания 121°С, применяется для защиты от замерзания) с мощностью обогрева 38Вт/м.

Монтаж саморегулирующих систем электрообогрева выполняется только с использованием соответствующих комплектующих фирмы "Tyco Thermal Controls". Распределительная сеть выполняется кабелем марки ВБбШвнг, прокладываемым в земле и по кабельным конструкциям.

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

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

В качестве защитной меры электробезопасности для всех электроустановок, питающихся от этой сети, принимается защитное зануление - преднамеренное соединение корпусов электрооборудования, нормально не находящихся под напряжением, с глухозаземлённой нейтралью питающих трансформаторов, т.е. с нулевым проводом питающей сети.

Защитное зануление обеспечивает автоматическое отключение поврежденной фазы аппаратом защиты в начале аварийного участка.

Соединение вертикального и горизонтального электродов производится сваркой. Общее сопротивление цепи заземления не должно превышать требуемую ПУЭ РК величину в 4 Ом.

Проектом предусмотрена пассивная защита технологических установок, зданий и сооружений от прямых ударов и вторичных проявлений молнии в соответствии с СП РК 2.04-103-2013. Все технологические установки, создающие взрывоопасные зоны классов В-1а, В-1г оборудованы системами молниезащиты II категории.

Заземляющие устройства системы молниезащиты должны состоять в любом случае, как минимум, из двух электродов, сопротивление каждого их них не должно превышать 10 Ом.

Защита от заноса высокого потенциала по внешним наземным или надземным коммуникациям осуществляется присоединением их на вводе в здания и сооружения к системе заземления производственного комплекса.

Электромонтажные работы выполнить в соответствии с требованиями ПУЭ РК и СН РК 4.04-07-2013, инструкции ВСН-332-74, а также требованиями ссылочных документов и заводских инструкций по монтажу электрооборудования и кабельных трасс.

### 6.3. Мероприятия по охране труда и технике безопасности

В рабочем проекте разработаны мероприятия, направленные на снижение риска возникновения чрезвычайных ситуаций и их локализацию. Мероприятия по снижению последствий чрезвычайных ситуаций проводятся по следующим направлениям:

герметизация технологического процесса;

обеспечение надежного электроснабжения;

обеспечение защиты от пожаров;

обеспечение защиты обслуживающего персонала.

### 6.4 Оценка соответствия проекта санитарным правилам и гигиеническим нормам

Для увеличения проектной мощности, существующей ППН с 300 т/сутки до 400 т/сутки, проектом предусмотрено строительство следующих дополнительных технологических площадок и сооружений:

1. Площадка подогревателя нефти путевого ПП-0,63 (П-2);
2. Площадка буферной емкости V=100м3 (Е-15);
3. Площадка циркуляционных насосов АХ 125-80 (Р-7/1,2);
4. Установка дополнительного поршневого насоса НБ-125 (Р-2/3).

Производство проектируемых работ на территории действующего месторождения Тенге, в пределах установленной СЗЗ предприятия ТОО «TENGE Oil & Gas».

Предусмотрены санитарно-эпидемиологические требования к производственным процессам и технологическому оборудованию.

Технологическое оборудование и аппаратура, применяемые на объекте, стойкие к сульфидно-коррозионному воздействию.

Предусматривается комплекс мероприятий по предупреждению коррозии производственного оборудования.

Предусмотрены комнаты отдыха и приема пищи для работников, для хранения личной и специальной одежды, душевая, туалет. Уборочный инвентарь маркируют и закрепляют за отдельными помещениями, хранят в специально выделенных места.

Представлены данные по бытовому обслуживанию работающих в период эксплуатации проектируемого объекта.

На территории месторождения Тенге имеется существующий вахтовый городок, оборудованный для проживания, питания и медицинского обслуживания работающих.

Проживание работающих предусмотрено в существующем вахтовом поселке месторождения. Питание осуществляется в столовой вахтового посёлка месторождения.

Предусмотрены санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания строителей на период строительно-монтажных работ. Для бытового обслуживания работающих на месторождении имеются существующие бытовые помещения оборудованные: гардеробными, душевыми, помещениями для сушки одежды и обуви. Доставку работающих на строительную площадку организовывают автобусом.

Для обеспечения хозяйственно-бытовых нужд работающего персонала, предусматривается вода питьевого качества.

Работающих обеспечивают специальной одеждой, обувью и средствами индивидуальной защиты, в соответствии с действующими отраслевыми нормами для объектов нефтедобывающей промышленности. На всех участках и в бытовых помещениях предусматриваются аптечки первой медицинской помощи.

Представлены основные характеристики производственных процессов, используемые материалы и оборудование, возможные выбросы загрязняющих веществ при строительстве и эксплуатации проектируемого объекта.

Рассмотрены все основные производственные процессы, как источники образования отходов при производстве проектируемых работ. В соответствии с требованиями Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» утвержденных приказом и.о. Министра здравоохранения РК от 25.12.2020 года №КР ДСМ-331/2020., указан класс опасности образующихся отходов и представлены данные по временному хранению отходов производства на объекте. Все отходы, образующиеся при строительстве и эксплуатации проектируемого объекта, по мере накопления сдаются для хранения и утилизации сторонним специализированным организациям, согласно договора.

Разработан и представлен комплекс санитарно-гигиенических, организационных мероприятий, предотвращающих воздействие вредных производственных факторов.

Производство проектируемых работ на территории действующего месторождения Тенге, предприятия ТОО «TENGE Oil & Gas», для которого ранее установлен размер СЗЗ – 1000 метров, объект относится к 1 классу опасности. При проведении расчетов учитывалась одновременность работы оборудования и выполнения технологических операций. Расчеты выполнены по всем загрязняющим веществам, присутствующим в выбросах, с учетом фоновых концентраций. Анализ результатов расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере показал, что выбросы загрязняющих веществ от проектируемого оборудования в штатном режиме не создадут на границе ближайшей жилой зоны и на границе СЗЗ приземные концентрации, превышающие 1 ПДКмр, установленные для населенных мест. Следовательно, принятый ранее размер СЗЗ– 1000 метров, остается на прежнем уровне и не требует корректировки.

На территории месторождений ТОО «TENGE Oil & Gas» ежеквартально проводится экологический мониторинг за состоянием окружающей среды. Отчет по производственному экологическому контролю предоставляет ТОО «Тандем-Эко», имеющая аккредитованную лабораторию. В границах установленной СЗЗ, размещение жилых зданий и социально-значимых объектов не установлено. Производство строительно-монтажных работ кратковременное, не классифицируется, размер СЗЗ не устанавливается.

**6.6 Организация строительства**

Нормативная продолжительность строительства определена согласно СН РК 1.03-01-2016; СП РК 1.03-102-2014 составляет 2 месяцев.

Начало строительства запланировано в месяце апрель 2021 года.

**6.7 Сметная документация**

Согласно письму, заказчика товарищество с ограниченной ответственностью "TENGE Oil & Gas" от 29 января 2021 года №08-70, рабочий проект рассмотрен без сметной документации.

## 7. РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

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

В процессе рассмотрения рабочего проекта «Дополнение к рабочему проекту «Реконструкция Пункта подготовки нефти на ГП-2 месторождения Тенге» по замечаниям и предложениям ТОО «MG Expert» в проектную документацию внесены следующие изменения и дополнения:

*Генеральный план:*

1) Предоставлен отчет ИГИ выполненный ТОО «Мангистауским областным геотехническим центром (КазГИИЗ)» в 2020 г.;
2) Предоставлена утвержденная топографическая съемка территорий;
3) Пояснительная записка приведена в соответствие к рабочему проекту. Предоставлен титульный лист рабочего проекта;

*Архитектурно-планировочные и конструктивные решения:*

4) Откорректированы устаревшие нормативные документы;
5) На листе АС-2, АС-3 приведены в соответствие разночтения толщины бетона площадки;
6) На листе АС-2, АС-3 устранены разночтения класса бетона площадки;
7) На листе АС-2.1, АС-5 в спецификации исправлено количество приямок ПРМ;
8) На листе АС-3 устранены разночтения количество бортовых камней и фундамента ФМ в спецификациях и на плане;
9) На листе АС-3.1, АС-4, АС-5 на разрезе указана сетка С-3;
10) АС-4 устранены разночтения количество анкеровок А-1 на разрезе 2-2;
11) Основная надпись на листе АС-5, АС-5.1 приведена в соответствие.

*Автоматизация технологических процессов:*

12) показан интерфейс подключения контролера к АРМ;
13) показаны интерфейсы по панели пожарообнаружения и ИБП.

*Электротехнические решения:*

14) общих данных добавлены таблицы основных данных проекта;
15) Добавлена однолинейная схема управления насосами;
16) Разработаны и добавлены в комплект схемы управления насосами;
17) В спецификации материалов и оборудования указан вид и маркировка взрывозащиты ящика управления насосом;
18) Общая пояснительная записка откорректирован согласно заданию на проектирование страница 11, 1.4.2 Система электроснабжения.

*Санитарно-эпидемиологический раздел:*

19) откорректирован устаревший НТД. представлена ссылка на Санитарные правила по обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденные приказом, исполняющим

обязанности Министра здравоохранения РК от 25.12.2020 года №КР ДСМ-331/2020;

20) в общей пояснительной записке отражены санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания строителей на период строительно-монтажных работ в соответствии СП «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства», утв. Приказом МНЭ РК от 28.02.2015г. №177;
21) в общей пояснительной записке представлены данные по условиям проживания, питания, водоснабжения и медицинского обслуживания работающих на проектируемом объекте п. 5 Приложения 4 к приказу Министра национальной экономики РК «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» от 20 марта 2015 года № 236;
22) представлена информация по ранее установленному размеру СЗЗ для предприятия ТОО «TENGE Oil & Gas».

**7.2 Оценка принятых проектных решений**

Рабочий проект разработан в соответствии с требованиями задания на проектирование.

Состав и комплектность представленной части рабочего проекта соответствуют требованиям СН РК 1.02-03-2011 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство».

Исходные данные содержат все необходимые данные для разработки рабочего проекта.

Материалы инженерных изысканий содержат достаточные данные, необходимые для разработки рабочего проекта.

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

В рабочем проекте согласно имеющимся возможностям, применены импортозамещающие местные строительные материалы и изделия, изготавливаемые на предприятиях Республики Казахстан.

Принятые проектные решения с учетом изменений по разделу 7.1 соответствуют государственным нормативным требованиям по санитарной, экологической, пожарной безопасности, функциональному назначению объекта

**Основные технические показатели по рабочему проекту**

Таблица №6

| № п/п | Наименование показателей | Ед. изм. | Показатели | |
|---|---|---|---|---|
| | | | заявленные | рекомендуемые к утверждению |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1 | Мощность пункта сбора нефти | Тыс.т/год | 59,175 | 59,175 |
| 2 | Площадь участка | га | 0,6166 | 0,6166 |
| 3 | Продолжительность строительства | месяц | 2 | 2 |

**8. ВЫВОДЫ**

1. Данные рабочего проекта **«Дополнение к рабочему проекту «Реконструкция Пункта подготовки нефти на ГП-2 месторождения Тенге»** соответствует требованиям законодательных актов, государственных нормативов и документов, действующих в Республике Казахстан, и рекомендуется к утверждению в установленном порядке со следующими основными техническими показателями:

| | |
|---|---|
| Мощность пункта сбора нефти | - 59,175 Тыс.т/год; |
| Площадь участка | - 0,6166 га; |
| продолжительность строительства | - 2 месяцев. |

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

3. Заказчику при строительстве максимально использовать оборудование, материалы и конструкции отечественных товаропроизводителей.

4. Настоящее экспертное заключение выполнено с учетом исходных материалов (данных), утвержденных заказчиком для проектирования, достоверность которых гарантирована товарищество с ограниченной ответственностью «TENGE Oil & Gas», Товарищество с ограниченной ответственностью "Трансазия" в соответствии с условиями договора от 10.03.2021 года №MG-0018.

**8. ТҰЖЫРЫМДАР**

1. **«Теңге» кен орнында «ГП-2-гі мұнай дайындау пунктін қайта жаңарту» жұмыс жобасына толықтыру әзірлеу»** жұмыс жобасына енгізілген өзгерістер мен толықтыруларды ескере отырып, Қазақстан Республикасында қолданылатын нормативтік құқықтық актілердің және мемлекеттік нормативтер талаптарына сәйкес келетіндіктен, төмендегі негізгі техникалық көрсеткіштерімен белгіленген тәртіппен бекітуге ұсыныс жасаймыз:

| | |
|---|---|
| мұнай жинау пунктінің қуаты | - 59,175 мың т./жылына; |
| телімнің алаңы | - 0,6166 га; |
| құрылыс ұзақтығы | - 2 ай. |

2. Жұмыс жобасы бекітуге ұсынылғанда және жұмыс жасауға берілгенде осы сараптама қорытындысымен сәйкестігі тексерілуі керек.

3. Тапсырысшы құрылыс салу кезінде отандық тауар өндірушілердің жабдықтарын, материалдары мен құрастырмаларын барынша пайдалансын.

4. Осы сараптау қорытындысы жобалау үшін тапсырысшы бекіткен бастапқы материалдарды (мәліметтерді) есепке алумен орындалды, олардың дұрыстығына 2021 жылғы 10 наурыздағы №MG-0018 шарттың талаптарына сәйкес «TENGE Oil & Gas» жауапкершілігі шектеулі серіктестігі, «Трансазия» жауапкершілігі шектеулі серіктестігі кепілдік етеді.

Турдыаман Ж.А.

Директор

ТОО «MG Expert»

Черкешова Г.Б.

Эксперт

ТОО «MG Expert»

Жумажанова А.Б.

Эксперт

ТОО «MG Expert»

Алдабергенова Р.А.

Эксперт

ТОО «MG Expert»

Жолдыбаева Р.Т.

Эксперт

ТОО «MG Expert»

Халманова А.Р.

Эксперт

ТОО «MG Expert»

«MG:Expert»

Джанизаков Е.А.

Эксперт

ТОО «MG Expert»

Ссылка на окончательную редакцию ПСД

«MG:Expert»
«MG:Expert»
«MG:Expert»

Номер: R01-0037/21
Дата: 01.06.2021

«ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ЭКОЛОГИЯ, ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ ЭКОЛОГИЯЛЫҚ РЕТТЕУ ЖӘНЕ БАҚЫЛАУКОМИТЕТІНІҢ МАҢҒЫСТАУ ОБЛЫСЫ БОЙЫНША ЭКОЛОГИЯ ДЕПАРТАМЕНТІ» РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК МЕКЕМЕ

РЕСПУБЛИКАНСКОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ «ДЕПАРТАМЕНТ ЭКОЛОГИИ ПО МАНГИСТАУСКОЙ ОБЛАСТИ КОМИТЕТА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ МИНИСТЕРСТВА ЭКОЛОГИИ ГЕОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»

Қазақстан Республикасы, Маңғыстау облысы
130000 Ақтау қаласы, промзона 3, ғимарат 10,
телефон: 8/7292/ 30-12-89
факс: 8/7292/ 30-12-90

Республика Казахстан, Мангистауская область
130000, город Актау, промзона 3, здание 10,
телефон: 8/7292/ 30-12-89
факс: 8/7292/ 30-12-90

**ТОО «TENGE Oil & Gas».**

**Заключение государственной экологической экспертизы на Дополнение к рабочему проекту «Реконструкция Пункта подготовки нефти на ГП-2 месторождения Тенге»**

**Материалы разработаны** – ИП Сарбаевым С.М. Государственная лицензия на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды 01273Р № 0041657 от 01.08.2007 г.

**Заказчик материала проекта** - ТОО «TENGE Oil & Gas».

На рассмотрение государственной экологической экспертизы представлены:

- «Дополнение к проекту Реконструкция пункта подготовки нефти на ГП-2 месторождения Тенге».

-Раздел «Оценка воздействия на окружающую среду»;

- План природоохранных мероприятий.

Материалы поступили R01-03/00011 от 02.04.2021г.

Продолжительность строительства 2 месяца.

Для увеличения проектной мощности существующей ППН с 300 т/сутки до 400 т/сутки, проектом предусмотрено строительство следующих дополнительных технологических площадок и сооружений:

- Площадка подогревателя нефти путевого ПП-0,63 (П-2);
- Площадка буферной емкости V=100м3 (Е-15);

- Площадка циркуляционных насосов АХ 125-80 (Р-7/1,2);
- Установка дополнительного поршневого насоса НБ-125 (Р-2/3).

26.04.2021г были направлены мотивированные замечания:

1.Предоставить заключение государственной экологической экспертизы на строительство пункта подготовки нефти на ГП-2 месторождения Тенге, также паспорт печи для подогрева нефти. Замечание устранено.

2. Согласно ст.96 Экологического кодекса РК, мероприятием по охране окружающей среды является комплекс технологических, технических, организационных, социальных и экономических мер, направленных на охрану окружающей среды и улучшение её качества. В план природоохранных мероприятий предлагаем включить следующие мероприятия в соответствии с «Типовым перечнем мероприятий по охране окружающей среды» от 12.06.2013 г. No162-ө (далее – Перечень): в раздел 6. «Охрана флоры и фауны» предусмотреть мероприятия по озеленению территории (указать площадь озеленяемой территории гектар, штук). Замечание устранено.

**Общие сведения**

Нефтегазовое месторождение Тенге расположено на территории Южного Мангышлака и административном отношении относится к Каракиянскому району Мангистауской области Республики Казахстан.

Ближайший населенный пункт пос. Тенге находится на расстоянии 1,5 км, Жанаозен – 10 км, зона отдыха «Кендерли» - 63 км.

Месторождение Тенге связано с областным центром, г. Актау, асфальтиро- ванной дорогой Актау-ЖанаОзен. Построен нефтепровод, ближайший газопровод Средняя Азия-Центр расположен восточнее площади.

**Основные проектные решения**

*Цель разработки*

Целью разработки является увеличение мощности ППН ГП-2 по нефти с 300 т/сутки до 400 т/сутки.

**Проектируемые сооружения**

Состав сооружений и выбор дополнительного оборудования на Пункте подготовки нефти (ППН), определился исходя из требуемой проектной мощности установки и существующей технологической схемы.

В состав проектируемых дополнительных сооружений ППН входят:

• Площадка печи подогрева нефти ПП-0,63 (П-2) – 1 ед.;
• Площадка буферной емкости V=100м3 (Е-15) – 1 ед.;
• Площадка насосов циркуляции и откачки нефти (Р-7/1,2) – 2 ед.;
• Установка дополнительного насоса закачки пластовой воды НБ-125 (Р 4/2) – 1 ед.

*Площадка печей П-2*

Площадка печи подогрева нефти П-2 предназначена для подогрева нефтегазовой жидкости перед подачей на первую ступень сепарации, а также для циркуляционного разогрева нефти либо возврата нефти на начало процесса.

Нефтегазовая жидкость по трубопроводу диаметром Ø114х5мм с давлением 0,2МПа и температурой 40°С поступает на площадку печи П-2 где подогревается до 60□С и по трубопроводу диаметром Ø114х5 мм направляется на площадку сепараторов.

Циркуляция нефти осуществляется через подогреватель нефти П-2 с помощью насосов Р-7/1,2 по трубопроводу диаметром Ø114х5 мм с давлением 0,2МПа.

Питание горелок подогревателей предусматривается топливным газом, отбираемым по трубопроводу Ø32х3,5мм с рабочим давлением 0,4МПа из существующего распределительного топливного газопровода.

Подогреватель нефти оснащен системой автоматизации для дистанционного розжига горелочных устройств, регулирования технологических параметров процесса нагрева нефти, рабочей и аварийной сигнализации, автоматической защиты подогревателя при отклонении от нормы контролируемых параметров. На входе печей, после отключающей арматуры установлен отключающая арматура с электроприводом.

| Печи подогрева нефти | | |
|---|---|---|
| Номер оборудования | | П-1А/В |
| Наименование оборудования | | ПП-0,63А |
| Тепловая мощность | Гкал/ч | 0,73(0,63 |
| Производительность по нагреваемому продукту | т/сут | 1500 |
| Расчетное давление в змеевике | МПа | 6,3 |
| Рабочая температура на входе | □С | +10 - +40 |
| Рабочая температура на выходе | □С | До +70 |
| Расход топливного газа | $м^3$/час | 35 |
| Давление газа на входе в блок подготовки топлива | МПа | 0,2-0,4(2,0-4,0) |
| Давление перед горелками | МПа | 0,07-0,15(0,7-1,5) |
| Габариты (длина*ширина*высота) | мм | 5600*2765*8250 |
| Масса оборудования | кг | 13000 |
| Количество | шт. | 2 |

*Площадка насосов циркуляции и перекачки нефти Р-7/1,2*

Площадка насоса циркуляции и перекачки нефти Р-7/1,2, предназначена для внутрипарковой циркуляции нефти, перекачки нефти на начало технологического процесса и откачка на площадку стояка налива нефти в автоцистерны.

Площадка насосов перекачки нефти Р-7/1,2 представляет собой площадку открытого типа.

Нефть по трубопроводу диаметром Ø114х5мм с давлением 0,05МПа и температурой 40°С поступает на площадку насосов Р-7/1,2 где происходит перекачка по трубопроводу диаметром Ø114х5мм с давлением 0,2МПа на площадку печи подогрева нефти П-2, далее на сепараторы и буферные емкости Е-9, Е-10, Е-12, Е-15.

На площадке насосов предусмотрено дистанционное отключение и установка на линиях входа и нагнетания запорных или отсекающих устройств, с дистанционным управлением.

На насосах циркуляции и перекачки нефти предусмотрены дренажные линии для отвода дренируемого продукта в существующую закрытую дренажную, имеющую вывод сигнала верхнего уровня в операторное помещение.

На площадке насосов предусмотрена установка стационарных газоанализаторов, а также датчиков контроля довзрывных концентраций с выводом показаний на пульт оператора.

Тепловая изоляция обвязочных трубопроводов – маты прошивные минераловатные М3-100 толщиной 60мм..

| **Насос** | | |
|---|---|---|
| Номер оборудования | | Р-1 |
| Наименование оборудования | | АХ125-80-250к-СД |
| Производительность | $м^3$/час | 80 |
| Напор | м | 20 |
| Мощность | кВт | 7,0 |
| Число оборотов | об/мин | 1450 |
| КПД | % | 60 |
| Допускаемый кавитационныи запас | м | 4,0 |
| Габариты (длина*ширина*высота) | мм | 1370*400*700 |
| Масса оборудования (агрегата) | кг | 349 |
| Количество | шт. | 2 |

*Установка дополнительного насоса закачки пластовой воды Р-4/2*

Проектом предусмотрено расширение существующей площадки насоса Р- 4/1 закачки пластовой воды в существующую линию скважины №120 и установка второго, резервного насоса Р-4/2. Вода на насосы поступает из существующей емкости пластовой воды Е-11, объемом 75 м3.

Площадка насосов перекачки нефти Р-4/1,2 представляет собой площадку открытого типа.

Пластовая воды по трубопроводу диаметром Ø89х4мм с давлением 0,05МПа и температурой 40°С поступает на площадку насосов Р-4, где происходит перекачка по трубопроводу диаметром Ø89х4мм с давлением 0,4МПа в существующую линию скважины №120. Насос НБ-125-16 имеет регулируемый предохранительный клапан, насос отрегулирован на рабочее давление не более 1,0 МПа.

На нагнетательной линии проектируемого поршневого насоса предусмотрена установка манометра и демпферного гасителя (предохранитель пульсации).

Тепловая изоляция обвязочных трубопроводов – маты прошивные минераловатные М3-100 толщиной 60мм. Обшивка – алюминиевые листы АД1Н толщиной 0,5-0,8мм.

| **Насос поршневой** |
|---|

| | | |
|---|---|---|
| Номер оборудования | | Р-4/2 |
| Наименование оборудования | | НБ-125-16 |
| Производительность | $м^3$/час | 67,68 |
| Напор | МПа | 16 |
| Мощность | кВт | 125 |
| Число оборотов | об/мин | 10,52 |
| КПД | % | 67 |
| Допускаемый кавитационныи запас | м | 3,6 |
| Габариты (длина*ширина*высота) | мм | 2625*1000*1890 |
| Масса оборудования (агрегата) | кг | 2830 |
| Количество | шт. | 1 |

*Площадка буферной емкости Е-15*

Площадка буферной емкости Е-15 объемом 100 м3, предназначена для сбора нефти, поступающей от подогревателя П-2 и подачи нефти на циркуляционные насосы Р-7/1,2.

Нефть по трубопроводу диаметром Ø114х5мм с давлением 0,2МПа и температурой 40°С поступает в буферную емкость Е-15 и по трубопроводу диаметром Ø114х5мм поток нефти откачивается насосами Р-7/1,2 на подогреватель П-2. За счет переключения запорных задвижек подогретую нефть можно направить в существующую технологическую схему ППН.

Дренаж нефти с сепаратора предусматривается по трубопроводу диаметром Ø89х4мм в дренажный коллектор диаметром Ø108х4мм и далее в дренажную емкость Е-13.

Тепловая изоляция обвязочных трубопроводов и сепаратора – маты прошивные минераловатные М3-100 толщиной 60мм. Обшивка – алюминиевые листы АД1Н толщиной 0,5-0,8мм.

*Межплощадочные технологические трубопроводы*

Для обеспечения технологических связей между проектируемыми оборудованием и аппаратами участков ППН проектом предусмотрены технологические трубопроводы различного назначения:

- Нефтепроводы.
- Газопроводы.
- Дренажные трубопроводы.
- Водопроводы.

**Оценка воздействия на атмосферный воздух**

Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в период строительно-монтажных работ составляет 18 ед. в том числе: организованных – 3 ед., неорганизованных - 15 ед.

Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в период эксплуатации составляет 9 ед. 3 - организованных и 6 – неорганизованный.

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на 2021-2025гг. приведены в приложении 1. Данное заключение ГЭЭ без указанного приложения недействительно.

Размер санитарно-защитной зоны 1000 м.

Расчет загрязнения воздушного бассейна вредными веществами произведен по программе «Эра» версия 2.5

Анализ результатов расчетов показывает, что превышение ПДК загрязняющих веществ на границе нормативной СЗЗ не наблюдается.

В целом, воздействие на атмосферный воздух от намечаемой хозяйственной деятельности при строительстве оценивается следующим образом: пространственный масштаб воздействия – точечный (1 балл): временной масштаб – временный (2 балла); интенсивность воздействия (обратимость воздействия) – незначительный (1 балл).

Интегральная оценка выражается 2 баллами – воздействие низкое.

**Водопотребление и водоотведение**

Подрядная строительная организация должна обеспечить технологический процесс строительства и питьевые нужды работающего персонала технической и питьевой водой. Воду для питья предполагается поставлять автотранспортом в бутылках.

На период строительства снабжение технической водой, в том числе, и на гидроиспытания планируется путем привоза воды из ближайших источников. Вода привозная, доставляется на площадки автотранспортом – поливомоечными машинами.

**Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве**

| Наименование системы | Расчетный расход воды | | | |
|---|---|---|---|---|
| | м3/сут. | м3/год | м3/ч | л/с |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Водопотребление: | | | | |
| Питьевые нужды | 0,028 | 1,68 | - | - |
| Пылеподавление | - | 1,2753 | - | - |
| Гидроиспытание | - | 0,35 | - | - |
| Итого: | 0,028 | 3,3053 | | |
| Водоотведение: | | | | |
| Гидроиспытание | - | 0,35 | - | - |
| Итого: | | 0,35 | | |

Пункт подготовки нефти на ГП-2 месторождения Тенге является действующий, на территории ГП-2 предусмотрены все санитарные и бытовые условия (санитарно-бытовые помещения, туалет).

Вода после гидравлических испытаний трубопроводов в объеме 0,35 м3 собирается с трубопроводов в передвижную емкость. После гидроиспытания участков использованная вода откачивается из емкости автоводовозом, и вывозится на очистные сооружения по договору

В целом, воздействие на подземных (грунтовых) вод от намечаемой хозяйственной деятельности при строительстве оценивается следующим образом: пространственный масштаб воздействия – ***точечный (1 балл)***: временной масштаб – ***временный (2 балла)***; интенсивность воздействия (обратимость воздействия) – ***незначительный (1 балл)***.

**Нормативы размещения отходов производства и потребления**

| Наименование отходов | Образование, т/год | Размещение, т/год | Передача сторонним организациям, т/год |
|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| Всего | 0,8721 | - | 0,8721 |
| в т.ч. отходов производ-ства | 0,6971 | - | 0,6971 |
| отходов потребления | 0,175 | - | 0,175 |
| Янтарный уровень опасности | | | |
| Промасленная ветошь | 0,00635 | - | 0,00635 Сдается сторонней организацией по договору |
| Тара из под краски | 0,09 | - | 0,09 Сдается сторонней организацией по договору |
| Зеленый уровень опасности | | | |
| Строительный отход | 0,5 | - | 0,5 Сдается сторонней организацией по договору |
| Металлолом | 0,1 | - | 0,1 Сдается сторонней организацией по договору |
| Огарки сварочных электродов | 0,00075 | - | 0,00075 Сдается сторонней организацией по договору |
| Коммунальные (твердо-бытовые) отходы | 0,175 | - | 0,175 Сдается сторонней организацией по договору |
| Красный уровень опасности | | | |
| - | - | - | - |

Все отходы производства и потребления временно хранятся (не более шести месяцев), далее будут сдаваться специализированным организациям. В проекте разработана Программа управления отходами.

В целом, воздействие отходов от намечаемой хозяйственной деятельности при строительстве проектируемого объекта оценивается следующим образом: пространственный масштаб воздействия – точечный (1 балл): временной масштаб – временный (2 балла); интенсивность воздействия (обратимость воздействия) – незначительный (1 балл).

Интегральная оценка выражается 2 баллами – воздействие низкое.

**Оценка воздействие на земельные ресурсы и почвы**

В целом, воздействие на состояние почвенного покрова, при соблюдении природоохранных требований, с учетом уже антропогенно-трансформированной

предыдущей деятельности при строительстве оценивается следующим образом: пространственный масштаб воздействия – точечный (1 балл): временной масштаб – временный (2 балла); интенсивность воздействия (обратимость воздействия) – незначительный (1 балл).

Интегральная оценка выражается 2 баллами – воздействие низкое.

**Оценка воздействия на растительность на животный мир**

В целом же воздействие на состояние почвенно-растительного покрова может быть оценено как воздействие низкое.

**Оценка возможного физического воздействия на окружающую среду**

В целом возможного физического воздействия на окружающую среду в процессе строительства, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить: пространственный масштаб воздействия – точечный (1балл): временной масштаб – временный (2 балла); интенсивность воздействия (обратимость воздействия) – незначительный (1 балл).

Интегральная оценка выражается 2 баллами – воздействие низкое.

Произведен расчет платежей за загрязнение окружающей среды.

Представлено Заявление об экологических последствиях.

**ВЫВОДЫ:**

Рассмотрев представленный на государственную экологическую экспертизу проект «Дополнение к проекту Реконструкция пункта подготовки нефти на ГП-2 месторождения Тенге» и раздел «Оценка воздействия на окружающую среду» к нему, Департамент экологии по Мангистауской области **СОГЛАСОВЫВАЕТ** данный проект.

*Приложение №1*

## Нормативы выбросов загрязняющих веществ при строительстве

| Производствоцех, участок | | Номер источника выброса | Нормативы выбросов загрязняющих веществ | | | | | | год достижения ПДВ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | На существующие 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 | 7 | 8 | 9 |
| Организованные источники | | | | | | | | | |
| Компрессор передвижной с дизельным двигателем | | 0001 | | | | | | | |
| 0301 | Азота диоксид | | - | - | 0,09155 | 0,02718 | 0,09155 | 0,02718 | 2021 |
| 0304 | Азота оксид | | - | - | 0,01488 | 0,00442 | 0,01488 | 0,00442 | 2021 |
| 0328 | Углерод (Сажа) | | - | - | 0,00778 | 0,00237 | 0,00778 | 0,00237 | 2021 |
| 0330 | Ангидрид сернистый | | - | - | 0,01222 | 0,00356 | 0,01222 | 0,00356 | 2021 |
| 0337 | Углерод оксид | | - | - | 0,08 | 0,0237 | 0,08 | 0,0237 | 2021 |
| 0703 | Бенз/а/пирен | | - | - | 0,0000001 | 0,00000004 | 0,0000001 | 0,000000040 | 2021 |
| 1325 | Формальдегид | | - | - | 0,00167 | 0,00047 | 0,00167 | 0,00047 | 2021 |
| 2754 | Алканы С12-19 | | - | - | 0,04 | 0,01185 | 0,04 | 0,01185 | 2021 |
| Сварочный агрегат | | 0002 | | | | | | | |
| 0301 | Азота диоксид | | - | - | 0,16022 | 0,02408 | 0,16022 | 0,02408 | 2021 |
| 0304 | Азота оксид | | - | - | 0,02604 | 0,00391 | 0,02604 | 0,00391 | 2021 |
| 0328 | Углерод (Сажа) | | - | - | 0,01361 | 0,0021 | 0,01361 | 0,0021 | 2021 |
| 0330 | Ангидрид сернистый | | - | - | 0,02139 | 0,00315 | 0,02139 | 0,00315 | 2021 |
| 0337 | Углерод оксид | | - | - | 0,14 | 0,021 | 0,14 | 0,021 | 2021 |
| 0703 | Бенз/а/пирен | | - | - | 0,0000003 | 0,00000004 | 0,0000003 | 0,0000000400 | 2021 |
| 1325 | Формальдегид | | - | - | 0,00292 | 0,00042 | 0,00292 | 0,00042 | 2021 |

| | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2754 | Алканы С12-19 | | - | - | 0,07 | 0,0105 | 0,07 | 0,0105 | 2021 |
| Котел битумный | | 0003 | | | | | | | |
| 0301 | Азота диоксид | | - | - | 0,00069 | 0,0002 | 0,00069 | 0,0002 | 2021 |
| 0330 | Ангидрид сернистый | | - | - | 0,00035 | 0,0001 | 0,00035 | 0,0001 | 2021 |
| 0337 | Углерод оксид | | - | - | 0,0049 | 0,0014 | 0,0049 | 0,0014 | 2021 |
| 0328 | Углерод (Сажа) | | - | - | 0,00009 | 0,00003 | 0,00009 | 0,00003 | 2021 |
| 2754 | Алканы С12-19 | | - | - | 0,00174 | 0,0005 | 0,00174 | 0,0005 | 2021 |
| *Итого по организованным источникам:* | | | - | - | *0,69005040* | *0,14094008* | *0,69005040* | *0,14094008* | |
| Неорганизованные источники | | | | | | | | | |
| Бульдозер | | 6001 | | | | | | | |
| 2909 | Пыль неорганическая: ниже 20% двуокиси кремния | | - | - | 0,056 | 0,02419 | 0,056 | 0,02419 | 2021 |
| Автогрейдер | | 6002 | | | | | | | |
| 2909 | Пыль неорганическая: ниже 20% двуокиси кремния | | - | - | 0,084 | 0,01814 | 0,084 | 0,01814 | 2021 |
| Экскаватор | | 6003 | - | - | | | | | |
| 2909 | Пыль неорганическая: ниже 20% двуокиси кремния | | - | - | 0,098 | 0,03387 | 0,098 | 0,03387 | 2021 |
| Трактор | | 6004 | | | | | | | |
| 2909 | Пыль неорганическая: ниже 20% двуокиси кремния | | - | - | 0,00403 | 0,00087 | 0,00403 | 0,00087 | 2021 |
| Машина бурильно-крановой с глубиной бурения 3,5 м на автомобиле | | 6005 | | | | | | | |
| 2909 | Пыль неорганическая: ниже 20% двуокиси кремния | | - | - | 0,33333 | 0,0096 | 0,33333 | 0,0096 | 2021 |
| Транспортировка пылящих материалов | | 6006 | | | | | | | |
| 2909 | Пыль неорганическая: ниже 20% двуокиси кремния | | - | - | 0,0012 | 0,00003 | 0,0012 | 0,00003 | 2021 |
| Автосамосвал (разгрузка) | | 6007 | | | | | | | |
| 2909 | Пыль неорганическая: ниже 20% двуокиси кремния | | - | - | 0,98 | 0,00706 | 0,98 | 0,00706 | 2021 |

| | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Автосамосвал (разгрузка) | | 6008 | | | | | | | |
| 2909 | Пыль неорганическая: ниже 20% двуокиси кремния | | - | - | 0,32667 | 0,00106 | 0,32667 | 0,00106 | 2021 |
| Сварочные работы | | 6009 | | | | | | | |
| 0123 | Оксид железа | | - | - | 0,0026 | 0,0004 | 0,0026 | 0,0004 | 2021 |
| 0143 | Марганец и его соединения | | - | - | 0,0003 | 0,00006 | 0,0003 | 0,00006 | 2021 |
| 0342 | Фтористый водород | | - | - | 0,00006 | 0,00001 | 0,00006 | 0,00001 | 2021 |
| Газосварочные работы | | 6010 | | | | | | | |
| 0123 | Оксид железа | | - | - | 0,02025 | 0,00875 | 0,02025 | 0,00875 | 2021 |
| 0143 | Марганец и его соединения | | - | - | 0,00031 | 0,000132 | 0,00031 | 0,000132 | 2021 |
| 0301 | Диоксид азота | | - | - | 0,01731 | 0,00669 | 0,01731 | 0,00669 | 2021 |
| 0337 | Оксид углерода | | - | - | 0,01375 | 0,00594 | 0,01375 | 0,00594 | 2021 |
| Покрасочные работы | | 6011 | | | | | | | |
| 0616 | Ксилол | | - | - | 0,8015 | 0,1985 | 0,8015 | 0,1985 | 2021 |
| 2752 | Уайт-спирит | | - | - | 0,3125 | 0,0675 | 0,3125 | 0,0675 | 2021 |
| 2902 | Взвешенные вещества | | - | - | 0,095 | 0,0342 | 0,095 | 0,0342 | 2021 |
| Шлифовальная машина | | 6012 | | | | | | | |
| 2902 | Взвешенные вещества | | - | - | 0,0104 | 0,0018 | 0,0104 | 0,0018 | 2021 |
| 2930 | Пыль абразивная | | - | - | 0,0068 | 0,00118 | 0,0068 | 0,00118 | 2021 |
| Гидроизоляционные работы | | 6013 | | | | | | | |
| 2754 | Алканы С12-19 | | - | - | 0,00174 | 0,0005 | 0,00174 | 0,0005 | 2021 |
| *Итого по неорганизованным источникам:* | | | - | - | *3,165750* | *0,420482* | *3,165750* | *0,420482* | |
| Всего по предприятию: | | | - | - | 3,8558004 | 0,561422 | 3,8558004 | 0,561422 | |

## Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по предприятию на период эксплуатации

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | Нормативы выбросов загрязняющих | |

| Производство цех, участок | | Номер источника выброса | веществ | | | | | | | | | | | | | | год достижения ПДВ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | существующее положение на 2021 год | | на 2021 год | | на 2022 год | | на 2023 год | | на 2024 год | | на 2025 год | | ПДВ | | |
| Код и наименование загрязняющего вещества | | | г/с | т/год | г/с | т/год | г/с | т/год | г/с | т/год | г/с | т/год | г/с | т/год | г/с | т/год | |
| 1 | | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
| Организованные источники | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Реконструкция пункта подготовки нефти на ГП-2 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Печь подогрева нефти ПП-0,63 | | 0001 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 0301 | Азота диоксид | | | | 0,01 | 0,3114 | 0,01 | 0,3114 | 0,01 | 0,3114 | 0,01 | 0,3114 | 0,01 | 0,3114 | 0,01 | 0,3114 | 2025 |
| 0304 | Азот оксид | | | | 0,0016 | 0,0506 | 0,0016 | 0,0506 | 0,0016 | 0,0506 | 0,0016 | 0,0506 | 0,0016 | 0,0506 | 0,0016 | 0,0506 | 2025 |
| 0337 | Углерод оксид | | | | 0,0146 | 0,4536 | 0,0146 | 0,4536 | 0,0146 | 0,4536 | 0,0146 | 0,4536 | 0,0146 | 0,4536 | 0,0146 | 0,4536 | 2025 |
| 0410 | Метан | | | | 0,0146 | 0,4536 | 0,0146 | 0,4536 | 0,0146 | 0,4536 | 0,0146 | 0,4536 | 0,0146 | 0,4536 | 0,0146 | 0,4536 | 2025 |
| Сбросная свеча подогревателя нефти | | 0002 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 0415 | Углеводороды С1-С5 | | | | 0,0957 | 0,00001 | 0,0957 | 0,00001 | 0,0957 | 0,00001 | 0,0957 | 0,00001 | 0,0957 | 0,00001 | 0,0957 | 0,00001 | 2025 |
| Буферная емкость V-100м3 | | 0003 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 0415 | Углеводороды С1-С5 | | | | 1,5996 | 0,2025 | 1,5996 | 0,2025 | 1,5996 | 0,2025 | 1,5996 | 0,2025 | 1,5996 | 0,2025 | 1,5996 | 0,2025 | 2025 |
| 0416 | Углеводороды С6-С10 | | | | 0,5929 | 0,0751 | 0,5929 | 0,0751 | 0,5929 | 0,0751 | 0,5929 | 0,0751 | 0,5929 | 0,0751 | 0,5929 | 0,0751 | 2025 |
| 0602 | Бензол | | | | 0,0077 | 0,001 | 0,0077 | 0,001 | 0,0077 | 0,001 | 0,0077 | 0,001 | 0,0077 | 0,001 | 0,0077 | 0,001 | 2025 |
| 0616 | Диметилбензол | | | | 0,0024 | 0,0003 | 0,0024 | 0,0003 | 0,0024 | 0,0003 | 0,0024 | 0,0003 | 0,0024 | 0,0003 | 0,0024 | 0,0003 | 2025 |
| 0621 | Метилбензол | | | | 0,0049 | 0,0006 | 0,0049 | 0,0006 | 0,0049 | 0,0006 | 0,0049 | 0,0006 | 0,0049 | 0,0006 | 0,0049 | 0,0006 | 2025 |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Итого по организованным источникам: | | | | 2,344 | 1,54871 | 2,344 | 1,54871 | 2,344 | 1,54871 | 2,344 | 1,54871 | 2,344 | 1,54871 | 2,344 | 1,54871 | |
| Неорганизованные источники | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Реконструкция пункта подготовки нефти на ГП-2 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Насос нефти Р-7/1 | | 6001 | | | | | | | | | | | | | | |
| 0415 | Углеводороды С1-С5 | | | | 0,006 | 0,0635 | 0,006 | 0,0635 | 0,006 | 0,0635 | 0,006 | 0,0635 | 0,006 | 0,0635 | 0,006 | 0,0635 | 2025 |
| 0416 | Углеводороды С6-С10 | | | | 0,0023 | 0,0241 | 0,0023 | 0,0241 | 0,0023 | 0,0241 | 0,0023 | 0,0241 | 0,0023 | 0,0241 | 0,0023 | 0,0241 | 2025 |
| Насос нефти Р-7/2 | | 6002 | | | | | | | | | | | | | | |
| 0415 | Углеводороды С1-С5 | | | | 0,006 | 0,0635 | 0,006 | 0,0635 | 0,006 | 0,0635 | 0,006 | 0,0635 | 0,006 | 0,0635 | 0,006 | 0,0635 | 2025 |
| 0416 | Углеводороды С6-С10 | | | | 0,0023 | 0,0241 | 0,0023 | 0,0241 | 0,0023 | 0,0241 | 0,0023 | 0,0241 | 0,0023 | 0,0241 | 0,0023 | 0,0241 | 2025 |
| Площадка подогревателя нефти ПП-0,63 (ЗРА и ФС) | | 6003 | | | | | | | | | | | | | | |
| 0415 | Углеводороды С1-С5 | | | | 0,0021 | 0,0667 | 0,0021 | 0,0667 | 0,0021 | 0,0667 | 0,0021 | 0,0667 | 0,0021 | 0,0667 | 0,0021 | 0,0667 | 2025 |
| 0416 | Углеводороды С6-С10 | | | | 0,0021 | 0,0667 | 0,0021 | 0,0667 | 0,0021 | 0,0667 | 0,0021 | 0,0667 | 0,0021 | 0,0667 | 0,0021 | 0,0667 | 2025 |
| 0602 | Бензол | | | | 0,0021 | 0,0667 | 0,0021 | 0,0667 | 0,0021 | 0,0667 | 0,0021 | 0,0667 | 0,0021 | 0,0667 | 0,0021 | 0,0667 | 2025 |
| 0616 | Диметилбензол | | | | 0,0021 | 0,0667 | 0,0021 | 0,0667 | 0,0021 | 0,0667 | 0,0021 | 0,0667 | 0,0021 | 0,0667 | 0,0021 | 0,0667 | 2025 |
| 0621 | Метилбензол | | | | 0,0021 | 0,0667 | 0,0021 | 0,0667 | 0,0021 | 0,0667 | 0,0021 | 0,0667 | 0,0021 | 0,0667 | 0,0021 | 0,0667 | 2025 |
| Площадка буферной емкости V-100м3 (ЗРА и ФС) | | 6004 | | | | | | | | | | | | | | |
| 0415 | Углеводороды С1-С5 | | | | 0,0029 | 0,0929 | 0,0029 | 0,0929 | 0,0029 | 0,0929 | 0,0029 | 0,0929 | 0,0029 | 0,0929 | 0,0029 | 0,0929 | 2025 |
| 0416 | Углеводороды С6-С10 | | | | 0,0023 | 0,0738 | 0,0023 | 0,0738 | 0,0023 | 0,0738 | 0,0023 | 0,0738 | 0,0023 | 0,0738 | 0,0023 | 0,0738 | 2025 |
| 0602 | Бензол | | | | 0,002 | 0,0627 | 0,002 | 0,0627 | 0,002 | 0,0627 | 0,002 | 0,0627 | 0,002 | 0,0627 | 0,002 | 0,0627 | 2025 |
| 0616 | Диметилбензол | | | | 0,002 | 0,0626 | 0,002 | 0,0626 | 0,002 | 0,0626 | 0,002 | 0,0626 | 0,002 | 0,0626 | 0,002 | 0,0626 | 2025 |
| 0621 | Метилбензол | | | | 0,002 | 0,0626 | 0,002 | 0,0626 | 0,002 | 0,0626 | 0,002 | 0,0626 | 0,002 | 0,0626 | 0,002 | 0,0626 | 2025 |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Площадка насоса Р-7-1/2 (ЗРА и ФС) | | 6005 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 0415 | Углеводороды С1-С5 | | | | 0,0027 | 0,0856 | 0,0027 | 0,0856 | 0,0027 | 0,0856 | 0,0027 | 0,0856 | 0,0027 | 0,0856 | 0,0027 | 0,0856 | 2025 |
| 0416 | Углеводороды С6-С10 | | | | 0,0015 | 0,0474 | 0,0015 | 0,0474 | 0,0015 | 0,0474 | 0,0015 | 0,0474 | 0,0015 | 0,0474 | 0,0015 | 0,0474 | 2025 |
| 0602 | Бензол | | | | 0,0008 | 0,0251 | 0,0008 | 0,0251 | 0,0008 | 0,0251 | 0,0008 | 0,0251 | 0,0008 | 0,0251 | 0,0008 | 0,0251 | 2025 |
| 0616 | Диметилбензол | | | | 0,0008 | 0,0249 | 0,0008 | 0,0249 | 0,0008 | 0,0249 | 0,0008 | 0,0249 | 0,0008 | 0,0249 | 0,0008 | 0,0249 | 2025 |
| 0621 | Метилбензол | | | | 0,0008 | 0,025 | 0,0008 | 0,025 | 0,0008 | 0,025 | 0,0008 | 0,025 | 0,0008 | 0,025 | 0,0008 | 0,025 | 2025 |
| Межплощадочные трубопроводы (ЗРА и ФС) | | 6006 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 0415 | Углеводороды С1-С5 | | | | 0,0012 | 0,0386 | 0,0012 | 0,0386 | 0,0012 | 0,0386 | 0,0012 | 0,0386 | 0,0012 | 0,0386 | 0,0012 | 0,0386 | 2025 |
| 0416 | Углеводороды С6-С10 | | | | 0,0006 | 0,0195 | 0,0006 | 0,0195 | 0,0006 | 0,0195 | 0,0006 | 0,0195 | 0,0006 | 0,0195 | 0,0006 | 0,0195 | 2025 |
| 0602 | Бензол | | | | 0,0003 | 0,0084 | 0,0003 | 0,0084 | 0,0003 | 0,0084 | 0,0003 | 0,0084 | 0,0003 | 0,0084 | 0,0003 | 0,0084 | 2025 |
| 0616 | Диметилбензол | | | | 0,0003 | 0,0083 | 0,0003 | 0,0083 | 0,0003 | 0,0083 | 0,0003 | 0,0083 | 0,0003 | 0,0083 | 0,0003 | 0,0083 | 2025 |
| 0621 | Метилбензол | | | | 0,0003 | 0,0084 | 0,0003 | 0,0084 | 0,0003 | 0,0084 | 0,0003 | 0,0084 | 0,0003 | 0,0084 | 0,0003 | 0,0084 | 2025 |
| Итого по неорганизованным источникам: | | | | | 0,0476 | 1,1545 | 0,0476 | 1,1545 | 0,0476 | 1,1545 | 0,0476 | 1,1545 | 0,0476 | 1,1545 | 0,0476 | 1,1545 | |
| Всего по предприятию: | | | | | 2,3916 | 2,70321 | 2,3916 | 2,70321 | 2,3916 | 2,70321 | 2,3916 | 2,70321 | 2,3916 | 2,70321 | 2,3916 | 2,70321 | |

Тукенов Р.К.

Руководитель департамента

Республиканское государственное учреждение «Департамент экологии по Мангистауской области комитета экологического регулирования и контроля Министерства энергетики Республики Казахстан»

Ахметова Г.Б.

Главный специалист

Республиканское государственное учреждение «Департамент экологии по Мангистауской области комитета экологического регулирования и контроля Министерства энергетики Республики Казахстан»

№: KZ51VCZ00922525

**Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан**

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

**РАЗРЕШЕНИЕ**

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

**(наименование природопользователя)**

Товарищество с ограниченной ответственностью "TENGE Oil & Gas",130200, Республика Казахстан, Мангистауская область, Жанаозен Г.А., г.Жанаозен, Промышленная зона 5, строение № 10

(индекс, почтовый адрес)

Индивидуальный идентификационный номер/бизнес-идентификационный номер: 150940022022

Наименование производственного объекта: «Дополнение к проекту Реконструкция пункта подготовки нефти на ГП-2 месторождения Тенге».

Местонахождение производственного объекта:

Мангистауская область, Мангистауская область, Жанаозен Г.А., -,

Соблюдать следующие условия природопользования:

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

в 2021 году 0,56142 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
в 2031 году _____ тонн

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

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
в 2031 году _____ тонн

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

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
в 2031 году _____ тонн

4. Производить размещение серы в объемах, не превышающих:

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
в 2031 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 01.07.2021 года по 31.08.2021 года.
Примечание:
*Лимиты эмиссий, установленные в настоящем Разрешении для объектов I, II и III категорий, по валовым объемам эмиссий и ингредиентам (веществам) действуют на период настоящего Разрешения для объектов I, II и III категорий и рассчитываются по формуле, указанной в пункте 19 Правил заполнения форм документов для выдачи разрешений на эмиссии в окружающую среду.
Разрешение для объектов I, II и III категорий действительно до изменения применяемых технологий и условий природопользования, указанных в настоящем Разрешении.
Приложения 1, 2 и 3 являются неотъемлемой частью настоящего Разрешения для объектов I, II и III категорий.

| | | |
|---|---|---|
| Руководитель (уполномоченное лицо) | **Руководитель департамента** | **Тукенов Руслан Каримович** |
| | подпись | Фамилия,имя,отчество (отчество при наличии) |

**Место выдачи:** Актау Г.А.

**Дата выдачи:** 01.06.2021 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 экспспертизы. | Номер и дата выдачи заключения государственной экологической экспертизы |
|---|---|---|
| Выбросы | | |
| 1 | Заключение государственной экологической экспертизы на Дополнение к рабочему проекту «Реконструкция Пункта подготовки нефти на ГП-2 месторождения Тенге» | Номер: R01-0037/21 Дата: 01.06.2021 |
| Сбросы | | |
| Размещение отходов производства и потребления | | |
| Размещение серы | | |

Приложение 2 к разрешению на эмиссии в окружающую среду

# Условия природопользования

1. Соблюдать нормативы эмиссий, установленные выданным разрешением Департамента экологии по Мангистауской области.
2. Природоохранные мероприятия, предусмотренные Планом мероприятий по охране окружающей среды на период действия разрешения, реализовать в полном объеме и в установленные сроки. Отчет предоставлять ежеквартально до 10-го числа следующего месяца за отчетным кварталом.
3. Обеспечить реализацию условий программы производственного экологического контроля и мониторинга, и представлять отчет об их выполнении ежеквартально.
4. Отчеты по разрешенным и фактическим эмиссиям в окружающую среду предоставлять в Департамент экологии по Мангистауской области ежеквартально до 10-го числа следующего месяца за отчетным кварталом.
5. Систематическое нарушение природоохранного законодательства, а также нарушение природопользователем условий природопользования, повлекшего значительный ущерб окружающей среде и (или) здоровью населения является основанием для приостановки и лишения данного разрешения.