«2025ж. Солтүстік Трува кенорны нысандарын реконструкциялау және жайландыру ісін кеңейту»
жұмыс жобасы бойынша

24.12.2024 ж. № АРЭ-0031/24

ҚОРЫТЫНДЫ

(Оң)

ТАПСЫРЫСШЫ:
"СНПС-Ақтөбемұнайгаз" акционерлік қоғамы

БАС ЖОБАЛАУШЫ:
"МастИнжПроект" жауапкершілігі шектеулі серіктестігі

Ақтөбе қаласы

АЛҒЫ СӨЗ

«2025ж. Солтүстік Трува кенорны нысандарын реконструкциялау және жайландыру ісін кеңейту» жұмыс жобасы бойынша осы жиынтық қорытындыны «АКТЮБИНСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ ЭКСПЕРТИЗА» ЖШС берді.

«АКТЮБИНСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ ЭКСПЕРТИЗА» ЖШС рұқсатынсыз осы сараптамалық қорытындыны толық немесе ішінара қайта шығаруға, көбейтуге және таратуға жол берілмейді.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

(Положительный)

№ АРЭ-0031/24 от 24.12.2024 г.

по рабочему проекту
«Расширение обустройства и реконструкция объектов м/р Северная Трува 2025 г.»

ЗАКАЗЧИК:
Акционерное общество "СНПС-Актобемунайгаз"

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
Товарищество с ограниченной ответственностью "МастИнжПроект"

г. Актобе

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное заключение по рабочему проекту «Расширение обустройства и реконструкция объектов м/р Северная Трува 2025г.» выдано ТОО «АКТЮБИНСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ ЭКСПЕРТИЗА».

Данное экспертное заключение не может быть полностью или частично воспроизведено, тиражировано и распространено без разрешения ТОО «АКТЮБИНСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ ЭКСПЕРТИЗА».

1. НАИМЕНОВАНИЕ: Рабочий проект «2025ж. Солтүстік Трува кенорны нысандарын реконструкциялау және жайландыру ісін кеңейту», «Расширение обустройства и реконструкция объектов м/р Северная Трува 2025 г.»

Дополнительные сведения: АРЭ-0027, 11.11.2024, заявления 06.11.2024

1.1. Категория: I Категория (основное производство)

1.2. Класс опасности: 1 класс опасности

1.3. Уровень ответственности: 1 уровень (45 рабочих дней)

1.4. Ссылка на окончательную версию ПСД:

https://peo.saraptama.kz/public/docs?key=fcfa7559-2ebc-4088-9d2e-03380d2c4ed9

2. ЗАКАЗЧИК: Акционерное общество "СНПС-Актобемунайгаз"

3. ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК: Товарищество с ограниченной ответственностью "МастИнжПроект", лицензия ГСЛ №20006828 от 15.05.2020 года, I категория.

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: Негосударственные инвестиции

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1. Основание для разработки:

задание на проектирование, утвержденное заказчиком 11.06.2024 года;

постановление акимата Актюбинской области №266 от 30.07.2014 года о прекращении и предоставлении права временного возмездного землепользования акционерному обществу «СНПС-Актобемунайгаз»;

акт на земельный участок (кадастровый №02-023-024-414) под обустройство месторождения «Северная Трува» и добычи углеводородного сырья;

архитектурно-планировочное задание №KZ07VUA01185196 от 23.07.2024 г.;

письмо №20ТО-265 от 30.10.2024 года о проведении экспертизы без сметной документации, о начале строительства и источнике финансирования, выданное акционерным обществом «СНПС-Актобемунайгаз».

Технические условия:

№29-10-1604 от 29.11.2022 г., №29-10-1605 от 29.11.2022 г., №29-10-134 от 01.02.2023 г., №29-10-691 от 26.06.2023 г., №29-10-396 от 26.04.2024 г., №29-10-395 от 26.04.2024 г. на электроснабжение, выданные АО «СНПС-Актобемунайгаз».

5.2. Согласования заинтересованных организаций

Заключение №KZ38VWF00188333 от 09.07.2024 г. об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности, выданный Республиканским государственным учреждением "Департамент экологии по Актюбинской области Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии и природных ресурсов Республики Казахстан";

письмо-согласование рабочего проекта №KZ07VQR00041937 от 07.11.2024 г. Республиканского государственного учреждения "Департамент Комитета промышленной

безопасности Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан по Актюбинской области".

5.3. Перечень проектной документации, представленной на экспертизу:

Рабочие чертежи: МИП-1576Р-10-07-2024-ГП (альбом 1.1), МИП-1576Р-10-07-2024-ТХ.1 (альбом 1.2), МИП-1576Р-10-07-2024-ЭМ (альбом 1.3), МИП-1576Р-10-07-2024-АС (альбом 1.4), МИП-1576Р-10-07-2024-СНГ (альбом 2.1) МИП-1576Р-10-07-2024-ЭС (альбом 2.2), МИП-1576Р-10-07-2024-НГ (альбом 3), МИП-1576Р-10-07-2024-ТХ.3 (альбом 4.1), МИП-1576Р-10-07-2024-ЭМ2 (альбом 4.2), МИП-1576Р-10-07-2024-АС (альбом 4.3), МИП-1576Р-10-07-2024-ТМ (альбом 4.4), МИП-1576Р-10-07-2024-АД (альбом 4.5), МИП-1576Р-10-07-2024-ТХ.4 (альбом 5), МИП-1576Р-10-07-2024-ТХ.4 (альбом 6), МИП-1576Р-10-07-2024-ТХ.5 (альбом 7);

Общая пояснительная записка;

Паспорт проекта;

Проект организации строительства;

Материалы топографо-геодезической съемки, выполненной в 2024 году индивидуальным предпринимателем Толеуовым Д.С. (государственная лицензия на изыскательскую деятельность №16012870 от 12.08.2016 года, выданная государственным учреждением "Управление государственного архитектурно-строительного контроля Актюбинской области);

Материалы инженерно-геологических изысканий площадки строительства, выполненных в 2024 году товариществом с ограниченной ответственностью «ГеодезияКонсалтинг» (лицензия на изыскательскую деятельность №22013069 от 12.07.2022 года, выданная коммунальным государственным учреждением "Управление по контролю Кызылординской области".

5.4 Цель и назначение объекта строительства

Целью объекта строительства является расширение обустройства и реконструкция объектов месторождения «Северная Трува» в 2025 году.

Назначение: рабочим проектом предусмотрено обустройство устьев нефтяных скважин и сопутствующей инфраструктуры с целью дальнейшей добычи углеводородного сырья на месторождении.

6. ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ ОБЪЕКТА И ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1. Место размещения объекта и характеристика участка строительства:

В административном отношении месторождение «Северная Трува» расположено на территории Байганинского района Актюбинской области Республики Казахстан.

Ближайшим нефтяным месторождением является Жанажол (60 км), которое обладают развитой инфраструктурой, энергетической базой и мощностями по подготовке добычи нефти и газа. Нефтепромыслы месторождений связаны шоссейной дорогой с асфальтовым покрытием с г. Актобе.

Рельеф местности представляет собой слабо всхолмленную равнину, расчлененную пологими балками и оврагами. Абсолютные отметки его колеблются от 125 до 270 м.

Гидрографическая сеть представлена рекой Атжаксы, которая относится к бассейну Каспийского моря. Река Атжаксы не имеет постоянного водотока, в летний период пересыхает. Ее бассейн, представленный балками и оврагами, наполняется водой лишь в весеннее время и на формирование грунтовых вод существенного влияния не оказывает.

Климат района сухой, резко континентальный, с резкими годовыми и суточными

колебаниями температуры и крайне низкой влажностью. Зимний минимум температуры достигает минус 40°С, летний максимум плюс 40°С. Самыми холодными месяцами являются январь и февраль, а самым жарким месяцем - июль.

Глубина промерзания почвы составляет 1,5-1,8 м.

Среднегодовое количество атмосферных осадков невелико и достигает 140-200 мм в год. Период с середины ноября до середины апреля является периодом снежного покрова с толщиной снежного покрова зимой до 20-30 см. Первый снеговой покров обычно ложится в середине ноября и сохраняется до конца марта.

Растительность формируется только за счет атмосферных осадков, что в свою очередь, обусловило ее характер. Травостой природных пастбищ изреженный и бедный. Основу его составляют ковыльно-полынно-типчаковые группировки.

Толщина плодородного слоя в среднем 8 см.

Природно-климатические условия района строительства

Таблица 1

№ п/п	Метеорологические параметры	Величина параметров
1	Средняя годовая температура воздуха	+6.5℃
2	Местная минимальная среднемесячная температура воздуха	минус 15.4℃
3	Местная максимальная среднемесячная температура воздуха	+27.2℃
4	Минимальная абсолютная величина температуры воздуха	минус 45.0℃
5	Максимальная абсолютная величина температуры воздуха	+44.1℃
6	Средняя температура воздуха наиболее холодных суток (обесп.0,98)	минус 32.4℃
7	Средняя температура воздуха наиболее холодной пятидневки (обесп.0,92)	минус 29,9℃
8	Среднегодовые осадки	170мм
9	Среднегодовая скорость ветра	2.2-4.5м/с
10	Предельная скорость ветра	32м/с
11	Количество дней с сильным ветром	24
12	Количество дней с песчаной бурей	8
13	Возможная скорость ветра, м/с	
	1 раз в 5 лет	27 м/с
	1 раз в 10 лет	29 м/с
14	Классификация данной зоны по скорости ветра и напора	III
15	Давление ветра (в районе категории III)	0,56кПа
16	Снеговая нагрузка (II район)	1,2кПа
17	Толщина снежного покрова зимой	20см
18	Средняя влажность в самом холодном месяце	70%
19	Средняя влажность в самом жарком месяце	29%

20	Строительная площадка	IIIB

Инженерно-геологические условия площадки строительства:

Согласно технического отчета по инженерно-геологическим изысканиям, выполненного ТОО «ГеодезияКонсалтинг» в феврале 2024 года, инженерно-геологические условия характеризуются следующими грунтами:

В геологическом строении территория изысканий (на интересующей изысканий глубине) принимает участие суглинок.

Грунтовые воды на исследованной территории не были вскрыты на глубине 6,0 м. Территория не подтопляемая.

Грунты среднезасоленные. Суммарное содержание легкорастворимых солей до 1,486%. Грунты по содержанию сульфатов 7710 мг/кг. Грунты по содержанию хлоридов 3200 мг/кг. Грунты имеют «высокую» коррозионную агрессивность к свинцовой и алюминиевой оболочке кабеля, «высокая» коррозионную агрессивность к углеродистой и низколегированной стали.

6.2. Проектные решения

6.2.1 Генеральный план

Генеральный план рабочего проекта разработан в соответствии с заданием на проектирование, техническими условиями, материалами инженерных изысканий и со строительными нормами и правилами:

- СН РК 3.01-03-2011 - «Генеральные планы промышленных предприятий»;
- СН РК 1.02-03-2011 - «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство»;
- ВНТП 3-85 - «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»;
- Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслях промышленности от «30» декабря 2014 года № 355.

Проектом предусмотрено обустройство устьев 4 скважин, включающих следующие сооружения:

1. Обустройство устье скважин (обслуживающая площадка, площадка монифольда, площадка под агрегат ремонта скважин, блок реагентов БДР, КТП, устройство прожектора, флюгера и шлагбаума);
2. Выкидные трубопроводы;
3. Газлифтные газопроводы;
4. Площадка БГРА-28 (1 шт.);
5. Обустройство газлифтных скважин
6. Внутрипромысловая дорога к площадке БГРА-28 (1 шт.);
7. Аварийный запас песка V=1,0 м^3;
8. Вытяжная свеча;
9. Врезка технологических задвижек на нефтепровод DN325 КНГС СТ – ДНС Юг;
10. Монтаж трубопроводов на ЦКЭНГО между линиями газопроводов ДНС Юг и КНГС СТ и врезка дополнительной линии на газовой гребенке DN 559 КНГС для подачи реверсом дополнительного газа;
11. Монтаж входных задвижек DN700мм на гребенке и байпасной линии КНГС СТ.

В качестве инженерных сетей предусматриваются выкидные нефтепроводы, трубопроводы газлифта, линии электропередач.

Выкидные нефтепроводы и газлифтные газопроводы запроектированы подземной прокладки, в местах пересечения с внутрипромысловыми автодорогами трубопроводы защищаются металлическим футляром.

Инженерные сети на устье скважин размещены в технологических коридорах и увязаны со всеми сооружениями в соответствии с решением технологической схемы.

Прокладка выкидных линий нефтепроводов и газлифтных газопроводов ведётся подземно в траншеях по слою песчаной подушки, трубопровод от блока реагентов БР до манифольда прокладывается надземно на низких металлических опорах.

Кабели электроснабжения также прокладываются в траншеях. Линии электропередач запроектированы воздушной прокладкой на железобетонных опорах.

Технико-экономические показатели по генплану

Таблица 2

Количество скважин	4 шт.
Площадь участка 1-ой скважины	1963,5 м^2
Площадь застройки 1-ой скважины	37 м^2
Площадь ж/б покрытий 1-ой скважины	104,1 м^2

Организация рельефа

Рельеф местности под проектируемыми площадками спокойный, ровный, земляных работ по планировке не требует. Под проектируемыми площадками снимается плодородный слой почвы толщиной 0.15 м и складируется за пределами площадок для дальнейшего использования.

Устье скважин располагается на участке в 1963,5 м^2. Устье обваловывается земляным валом высотой 1 м. Рельеф участка спланирован буровой компанией, дополнительных работ по организации рельефа не требуется.

Благоустройство

На проектируемой площадке БГРА, для проектируемых КТП предусматривается ограждение высотой 1.8 м. Ограждение запроектировано из сетчатых панелей по металлическим стойкам. Фундаменты под стойки ограждения из сульфатостойкого монолитного бетона.

6.2.2 Технологическая часть

В настоящее время на месторождении «Северная Трува» эксплуатируются 190 добывающих скважин, в том числе 49 газлифтные. Также действуют переведенные на нагнетание 171 скважин

Мощность добычи нефти составляет – 1 303 т/сут. Объем закачиваемого газа в газлифтные скважины составляет– 0,2904 млн. м^3/сут.

В 2025 году на месторождении предусматривается обустройство 4 новых добывающих нефтяных скважины, которые переводятся на эксплуатацию компрессорным способом (на газлифт).

Производительность проектируемых добывающих скважин составляет 3-7 т/сут.

Объем закачиваемого газа в газлифтные скважины составляет – 3,6-100 тыс. м3/сут.

Технологический комплекс включает в себя проектируемые и реконструируемые объекты для увеличения нефтеотдачи и дебита месторождения:

1. объекты добычи нефти – обустройство проектируемых устьев добывающих нефтяных скважин – 4 шт., выкидные трубопроводы DN108x8мм протяженностью 8090 м от устьев скважин к существующим АГЗУ;
2. перевод на газлифт нефтяных скважин с обустройством, газлифтные газопроводы DN 57x6 мм протяженностью 9 879,3 м и газлифтный коллектор DN219x14 мм протяженностью 4 700 м до проектируемой БГРА-28;
3. блок БГРА №28;
4. Врезка технологических задвижек на нефтепровод DN65 PN100 КНГС СТ – ДНС Юг;

5. Монтаж трубопроводов на ЦКЭНГО между линиями газопроводов ДНС Юг и КНГС СТ и врезка дополнительной линии на газовой гребенке DN 559 КНГС для подачи реверсом дополнительного газа - DN250 и DN250;
6. Монтаж входных задвижек DN700 мм на гребенке – узел 1, демонтаж трубопровода DN1000 мм, монтаж трубопровода DN700 мм– узел 2 с подключением к существующим задвижкам DN700 мм через отводы 900, с подключением к существующим подземным трубопроводам DN700 мм, с установкой одной задвижки DN700 на проектируемом трубопроводе DN700 мм; монтаж байпасной линии DN400 мм КНГС СТ с установкой 4-х задвижек DN250 мм, байпасный трубопровод DN400 мм, DN250 мм.

Добыча нефти

В соответствии с заданием на проектирование на месторождении предусматривается компрессорный способ (газлифт) эксплуатации нефтяных скважин.

Транспортировка нефтегазовой смеси от скважин к замерным установкам АГЗУ предусматривается за счет энергии газлифта по выкидным трубопроводам диаметром Ø108х8 мм. От АГЗУ нефтегазовая смесь транспортируется по существующему нефтегазовому коллектору к точке подключения на существующем нефтегазовом коллекторе.

Рабочим проектом предусматривается:
1. Обустройство добывающих нефтяных скважин (4 шт.): скв.№ 703, 8007, СТ-73, 7668.
2. Прокладка выкидных нефтепроводов DN108х8 мм от добывающих нефтяных скважин до существующих АГЗУ (от скв.№ 703 до сущ. АГЗУ-10, от скв.№ 8007 до сущ. АГЗУ-6, от скв.№ СТ-73 до сущ. АГЗУ-28, от скв.№ 7668 до сущ. АГЗУ-66).

Обустройство устьев добывающих скважин

Монтаж оборудования устьев, фонтанной и запорной арматуры манифольда, трубопроводов производится с учетом состава пластового флюида, инфраструктуры месторождения, рельефа местности, транспортных и трубопроводных коммуникаций, границы селитебной территории, охранной и санитарно-защитной зоны, преобладающего направления ветра и требованиями по безопасному обслуживанию, тестированию и эксплуатации объектов.

Оборудование устья, трубопроводов обеспечивают полную герметичность и возможность безопасного отключения скважины в аварийной ситуации, устойчивость от воздействия опасных и вредных веществ на проектируемый период эксплуатации, в соответствии с требованиями промышленной безопасности.

Обустройство устьевой площадки и других объектов в опасной зоне производится с учетом классификации по взрывопожарной и пожарной опасности.

Обустройство устьев проектируемых добывающих нефтяных скважин предусматривает наличие следующих объектов:
- приустьевая площадка;
- площадка под ремонтный агрегат;
- трансформаторная подстанция;
- обвалование территории устьев скважин;
- устройство для закачки реагентов и ингибиторов;
- прожектора,
- флюгера;
- шлагбаума;
- молниеотвод;
- аварийный запас песка;
- вытяжная свеча.

Обустройство устьев проектируемых добывающих нефтяных скважин включает также монтаж блока манифольда, отключающих задвижек, обвязки трубопроводов.

Трубопроводы на технологических площадках обустройства устьев скважин прокладываются надземно.

В соответствии с Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности (приказ министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355) устанавливается блок реагентов БДР-15/160 для ингибирования выкидных линий ингибитором коррозии. Блок реагентов БДР-15/160 предусматривается на расстоянии не менее 25 м от устья скважины.

На горизонтальном участке трубопровода от скважины устанавливается узел манифольда для проведения технологических операций. Также предусмотрена установка комплектной трансформаторной подстанции и осветительной мачты.

Необходимо произвести обвалование вокруг скважины согласно норм технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений.

После окончания монтажных работ на устьевой площадке производится испытание и опрессовка оборудования устья, наземного комплекса для добычи и учета продукции скважин, проверка технического состояния с составлением акта приемки и схемы с указанием всех размеров по горизонтальным и вертикальным отметкам. Для участия в проверке привлекаются работники аварийно-спасательной противофонтанной службы.

Выкидные нефтепроводы

Проектируемые выкидные нефтепроводы Ø108х8 мм предназначены для транспорта нефтегазовой смеси от скважин к существующим автоматическим замерным установкам АГЗУ.

В соответствии с требованиями ВСН 51-3-85, ВСН 2.38-85 проектируемые выкидные нефтепроводы отнесены к III классу, I группе, III категории. Рабочее давление Рраб=4,0 МПа, давление испытания Рисп=1,25 Рраб.

Строительно-монтажные работы выполнить в соответствии с требованиями действующих СП 34-116-97, ВСН 51-3-85, ВСН 2.38-85, инструкций по безопасным ведениям работ и других нормативных документов.

Трубопроводы проложить в грунте на глубину 1,8 м до верхней образующей трубы, кроме мест указанных особо.

Монтажно-сварочные работы трубопроводов выполнить в соответствии с требованиями ВСН 006-89. Технология сварки трубопроводов и применяемые материалы должны обеспечить равнопрочность сварного шва и основного материала трубы.

Сварные швы в узлах установки отключающей запорной арматуры контролировать радиографическим методом в объеме 100%. После выполнения контроля сварных соединений, при получении удовлетворительных результатов, произвести очистку внутренней полости трубопроводов от брызг металла, грязи и окалины.

После монтажа все сварные трубопроводы подвергнуть испытанию на прочность Рпр=1.25 Рраб и проверке на герметичность. При проверке на герметичность Рпр = Рраб. Испытания трубопроводов проводить в соответствии с требованиями ВСН 005-88.

Антикоррозийная изоляция проектируемых подземных трубопроводов типа "Усиленная".

Пересечение с существующими подземными коммуникациями выполнить вручную, соблюдая расстояние 350 мм в свету. При взаимном пересечении с газопроводом, газопровод должен располагаться над другими инженерными сетями.

Переходы через проселочные автодороги выполнить открытым способом, а через автодороги с асфальтовым покрытием - методом прокола в футлярах.

При пересечении проектируемых выкидных линий с существующими технологическими коммуникациями, места пересечений уточнить по месту, выполняя работы вручную.

Согласно СН РК 5.01-01-2013 при пересечении разрабатываемых траншей с действующими коммуникациями, не защищенными от механических повреждений, разработка грунта землеройными машинами разрешается на следующих минимальных расстояниях: для стальных сварных трубопроводов при использовании экскаваторов - 0,5 м от боковой поверхности и 0,5 м над верхом коммуникаций с предварительным их обнаружением с точностью до 0,25 м. Оставшийся грунт должен разрабатываться с применением ручных безударных инструментов.

Система газлифта

Производственная программа предусматривает закачку в пласт газа газлифтным способом через нефтяные добывающие скважины, переведенные на газлифт, с целью расширения эксплуатационных объектов и дальнейшего развития месторождения.

Рабочим проектом предусматривается перевод добывающих нефтяных скажин под газлифтно–компрессорный способ эксплуатации скважин. Газлифтный газ для закачки в скважины подается от действующих ГЛКС (газлифтной компрессорной станции) на существующие установки газораспределения (БГРА) с последующей подачей по проектируемым газлифтным газопроводам к проектируемым добывающим скважинам, переведенным на газлифт.

Трубопроводы газлифта проектируются ∅57х6 мм от БГРА до скважин, газлифтный коллектор ∅219х14 проектируется от задвижек в районе БГРА №16 до проектируемой БГРА №28.

Обвязка устья скважины, переведенной на газлифт

При переводе существующих нефтяных скважин на газлифтный способ эксплуатации для обвязки устья газлифтных скважин используется существующая фонтанная арматура с последующим подключение трубопровода газлифта через существующую арматуру.

Компоновка надземного и подземного оборудования устья скважины, используемого для газлифтной эксплуатации, предусматривает безопасную эксплуатацию скважин.

Поступающий газ от газораспределительной станции через существующие БГРА (с параметрами Р=10~11МПа, Т=20~400 С) по очереди проходит через запорный клапан, обратный клапан и закачивается в скважину с помощью фонтанной арматуры. На устье установлен манометр для измерения давления нагнетаемого газа.

Газлифтные газопроводы высокого давления

В соответствии с требованиями ВСН 51-3-85, ВСН 2.38-85 «Проектирование промысловых стальных трубопроводов» проектируемые газлифтные газопроводы высокого давления ∅57х5 мм отнесены к I классу, I группе, II категории. Рабочее давление Рраб=12,0 МПа, давление испытания Рисп=1,25 Рраб.

Проектируемые газопроводы газлифта уложить в грунт на глубину 1,2 м до верхней образующей трубы, за исключением мест пересечения с существующими коммуникациями и мест указанных особо. Рабочее давление 12 МПа.

Монтажно-сварочные работы трубопроводов выполнить в соответствии с требованиями ВСН 006-89. После монтажа все сварные трубопроводы подвергнуть испытанию на прочность Рпр =1.25 Рраб и проверке на герметичность. При проверке на герметичность Рпр = Рраб. Испытания трубопроводов проводить в соответствии с требованиями ВСН 005-88.

При пересечении газопроводов с существующими коммуникациями земляные работы выполнять вручную соблюдая расстояние 0,2 м. в свету согласно СН РК 3.05.01-2013*, СП РК 3.05-101-2013*, СП РК 3.05-103-2014.

На подземных переходах газопроводов через автодороги концы защитных футляров должны иметь уплотнения из диэлектрического материала. На одном из концов

футляра следует предусматривать вытяжную свечу на расстоянии по горизонтали, не менее 25 м от подошвы земляного полотна автомобильных дорог.

Высота вытяжной свечи от уровня земли должна быть не менее 5 м.

Трубопроводы футляров Д273х6 и вытяжных свечей Д57х3,5 приняты из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91.

Антикоррозийная изоляция проектируемых подземных трубопроводов типа "усиленная".

Монтаж проектируемых трубопроводов газлифта вести согласно требованиям СП 34-116-97, ВСН 51-3-85, ВСН 2.38-85.

Защита от коррозии

Для защиты от коррозии технологического, внутрискважинного оборудования, эксплуатационной и лифтовой колонн, эксплуатируемых в условиях воздействия сероводорода, должны применяться коррозионностойкие марки сталей и ингибиторы коррозии, а также нержавеющие коррозионно-стойкие стали без применения ингибиторов коррозии, специальные покрытия и технологические методы уменьшения коррозионной активности продукции.

Внутрискважинное оборудование, технологические аппараты, обсадные трубы и другое оборудование, используемое в коррозионно-агрессивной среде, должны быть стойкими к сульфидному растрескиванию.

Учитывая особенность физико-химических свойств нефти и газа месторождения предусматривается ингибирование внутренних поверхностей эксплуатационной колонны, НКТ, выкидных линий и сборных коллекторов ингибитором коррозии. Дозировку осуществлять через блок химреагентов БДР-15/160 - на устье скважин.

Блок подачи химреагентов предназначен для автоматизированного приготовления и дозировки реагента (ингибитора коррозии, солеотложений, деэмульгатора и т.д.) в трубопроводы промысловой системы подготовки и сбора нефти и газа, в системе поддержания пластового давления, с целью осуществления внутритрубопроводной деэмульсации нефти, а также защиты трубопроводов от коррозии.

Блок подачи химреагентов также обеспечивает автоматическую защиту дозировочных насосов при заданных верхнем и нижнем значениях давления и нагнетательной линии; выключение шестеренного насоса при верхнем предельном уровне реагента в технологической емкости (контроль от перелива); ручное закачивание реагента в расходную емкость; выключение дозировочных насосов при нижнем предельном уровне реагента в расходной емкости; контроль за расходом реагента по стрелочному индикатору с дискретностью 0,2 л; измерение текущего и суммарного расхода жидкости с визуальной индикацией по месту и на (ДП); световую сигнализацию аварийных режимов при предельных уровнях реагента в технологической емкости, при предельных значениях давления (min и max), при аварийных температурах реагента в технологической емкости.

По защищенности от воздействия окружающей среды исполнение электрооборудования и контрольно-измерительных приборов: в технологическом блоке - взрывобезопасное, согласно требований ПУЭ для взрывоопасных зон класса В-1а, и в аппаратурном блоке тоже взрывобезопасное.

Согласно СП 34-116-97 «Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промысловых нефтегазопроводов» допускается не применять электрохимическую защиту, если защитные покрытия обеспечивают надежную эксплуатацию в течение всего срока службы.

Обустройство БГРА

Рабочий проект включает в себя проектирование обустройства газораспределительной установки (БГРА-28) для газлифтно – компрессорного способа

эксплуатации скважин при добыче нефти. Проектируемая БГРА предусмотрена для работы в сероводородосодержащих средах.

БГРА предназначена для автоматического замера и подачи газа в скважину, а также для автоматической или по команде с диспетчерского пункта блокировки скважин или остановки в целом при возникновении аварийных ситуаций.

Установка БГРА предназначена для распределения рабочего агента (газа) по газлифтным скважинам и осуществления контроля и управления расходом газа и применяется на нефтегазодобывающих предприятиях. Установка БГРА решает задачу стабилизации и регистрации расходов газа по газлифтным скважинам согласно установкам, заданным оператором.

Рабочим проектом предусмотрено строительство одного блока газораспределительной установки БГРА № 28. Предусматривается планировка территории и подъездные дороги к технологическому блоку БГРА, аппаратурному блоку и блоку реагентов БР-2,5.

Врезка технологических задвижек на нефтепровод DN325 КНГС СТ – ДНС Юг

Техническим заданием АО «СНПС-Актобемунайгаз» предусмотрено запроектировать врезки технологических задвижек на нефтепровод DN325 КНГС СТ – ДНС Юг согласно предоставленной схеме.

Установка задвижек DN 65 PN 100 – по 2 шт. предусмотрены в двух местах (всего 4 шт.) Монтаж технологических установок и технологических трубопроводов вести согласно действующим главам и требованиям СН РК 3.05-01-2013*, ВСН 51-3-85, ВСН 2.38-85.

Монтаж трубопроводов на ЦКЭНГО между линиями газопроводов ДНС Юг и КНГС СТ и врезка дополнительной линии на газовой гребенке КНГС для подачи реверсом дополнительного газа

Рабочим проектом предусмотрен монтаж трубопроводов на ЦКЭНГО между линиями газопроводов ДНС Юг и КНГС СТ и врезка дополнительной линии на газовой гребенке DN 559 КНГС для подачи реверсом дополнительного газа согласно предоставленной схеме.

Предусматривается проектирование перемычки между линиями газопроводов ДНС Юг и КНГС СТ подземной прокладки на глубину 1,8 м DN 250 PN 64 длиной 25,0 м с отключающей арматурой DN 250 PN 64 на входе и выходе. Также предусматривается проектирование трубопровода дополнительной линии на газовой гребенке DN 559 КНГС для подачи реверсом дополнительного газа согласно предоставленной схеме DN 250 PN 64 надземной прокладки на опорах длиной 40,0 м с отключающей арматурой DN 250 PN 64 на входе и выходе.

Антикоррозийная изоляция проектируемых подземных трубопроводов типа "Усиленная".

Монтаж технологических установок и технологических трубопроводов вести согласно действующим главам и требованиям СН РК 3.05-01-2013, ВСН 51-3-85, ВСН 2.38-85.

Монтаж входных задвижек DN700мм на гребенке и байпасной линии КНГС СТ

Рабочим проектом предусмотрен монтаж входных задвижек DN700 мм на гребенке и байпасной линии КНГС СТ согласно схеме, предоставленной заказчиком.

Установка задвижек DN 700 PN 65 в количестве 2 шт. предусмотрена в двух местах - на входе и выходе.

Монтаж технологических установок и технологических трубопроводов вести согласно действующим главам и требованиям СН РК 3.05-01-2013, СП 34-116-97, ВСН 51-3-85, ВСН 2.38-85.

6.2.3 Архитектурно-строительная часть

В состав обустройства скважин входят:

1. Перекрытие шахт устья скважин;
2. Обслуживающая площадка;
3. Блок манифольда;
4. Площадка под агрегат ремонта скважин;
5. Обваловка территории скважины;
6. Шлагбаум;
7. Станция управления;
8. КТП 10/0,4 кВ;
9. Прожектор;
10. Флюгер;
11. Аварийный запас песка V=10м3;
12. Вытяжная свеча

Устье скважины размером 3,50х3,0 м перекрывается просечно-вытяжным настилом и ограждается бортовым камнем ГОСТ 6665-91. За бортовым камнем выполняется бетонная отмостка.

Размеры обслуживающей площадки в плане 3,0х3,0 м высотой 2,50 м, выполнена металлической из горячекатаных профилей. Покрытие площадки - сталь рифленая.

Блок манифольда устанавливается на ж/б дорожную плиту ГОСТ 21924.0-84, укладываемого на слой щебня фракции 20-40 мм толщиной 100 мм.

Размер площадки под агрегат ремонта скважин 18,0х3,50м + 1,75х3,0 м. Покрытие площадки - сборные ж/б дорожные плиты ГОСТ 21924.0-84, укладываемые на слой щебня фракции 20-40мм толщиной 100 мм.

Для обваловки территории скважины выполняется насыпка грунта высотой 1,0 м, шириной бровки по верху - 0,50 м, радиусом 25,0 м относительно устья скважины. Перед шлагбаумом и до дорожных плит, для въезда и съезда машин дополнительно к обваловке, выполнить насыпь грунтом с верхним слоем из щебня толщиной 270 мм.

Шлагбаум со стойками выполняется из стальной трубы с установкой на нем дорожного запрещающего знака «Въезд запрещен».

Станция управления устанавливается за обвалованием скважины на площадку из ж/б плит по ГОСТ 21924.0-84.

КТП устанавливается на металлическую опору из гнутого квадратного профиля по ТУ 36-2287-80.

Фундамент вытяжной свечи выполняется из монолитного бетона кл.В15 армированного сетками по ГОСТ 5781-82.

Флюгер устанавливают на стойку из стальной трубы диаметром 108х8,0 мм ГОСТ 8732-78. Подвижная часть флюгера выполняется из матерчатой ткани.

Аварийный запас песка находится на въезде около шлагбаума за обвалованием.

Блок реагентов в заводском исполнении устанавливается на ж/б дорожные плиты ГОСТ 21924.0-84, укладываемые на слой щебня фракции 20-40 мм толщиной 100 мм.

Специальные защитные мероприятия

Обратную засыпку пазух фундаментов производить грунтом без включения строительного мусора и растительного слоя грунта, слоями не более 20 см с тщательной трамбовкой при оптимальной влажности.

В основании фундаментов сложенных просадочными грунтами необходимо выполнить ряд мероприятий предохраняющий от ухудшения строительных свойств:

- водозащитные мероприятия - путем вертикальной планировки территории, бетонирование и устройства отмостки шириной не менее 1 м;
- устранение просадочных свойств - путем замены грунта основания (в плане и по глубине) с устройством подушек из ПГС толщиной 0.5 м и уплотнением тяжелыми трамбовками основания.

При возведении фундаментов в зимнее время, выполнить мероприятия по защите грунтов основания и бетонной смеси от замачивания и промерзания.

Изготовление и монтаж металлоконструкции производить в соответствии с требованиями ГОСТ 23118-99; СП 53-101-98; СН РК 5.03-07-2013.

Для предотвращения откручивания гаек постоянных болтов (нормальной точности) после выверки конструкции предусмотреть установку контргаек, кроме болтов с предварительным натяжением.

Материалы конструкции из сталей марки С245, кроме оговоренных. Все заводские соединения сварные. Монтажные соединения на болтах нормальной точности, высокопрочных болтах, самонарезающих винтах и на монтажной сварке.

Сварку металлических конструкции производить электродами МР-4 или УОНИ, по ГОСТ 9467-75, высоту швов принять равной наименьшей толщине двух свариваемых элементов, кроме оговоренных.

В период производства работ необходимо осуществлять систематический контроль за выполнением правил пожарной безопасности и правил техники безопасности в строительстве согласно СН РК 1.03-05-2011 «Охрана труда и ТБ в строительстве».

Защита строительных конструкций и сооружений от коррозии

Антикоррозийная защита строительных конструкций предусмотрена в соответствии со СН РК 2.01-101-2013, СП РК 2.01-101-2013, СП 28.13330.2017.

Антикоррозийная защита подземной части сооружений из бетона предусматривается нанесением на эту поверхность гидроизоляционного слоя следующего состава:

- покрытие - два слоя горячего битума БН II;
- грунтовка – 40% раствор битума в керосине.

Под фундаменты предусмотрена бетонная подготовка толщиной 100 мм превышающий габариты подошвы фундамента на 100 мм. Материал монолитных бетонных и железобетонных конструкций фундаментов и опор – бетон на сульфатостойком портландцементе по ГОСТ 22266-94. Защитный слой бетона не менее 25 мм.

Степень агрессивности воздействия на металлические конструкции – слабо агрессивная по СП РК 2.01-101-2013. После монтажа всех металлических конструкций и закладных изделий, выполнить мероприятия по их антикоррозийной защите. Несущие конструкции путем нанесения на эти поверхности покрытия I группы, общей толщиной не менее 80 мкм, не несущих конструкции – путем нанесения 2-х слоев эмалевой краски ПФ-115, ГОСТ 6465-76* по 2-м слоям грунтовки из лака ГФ-021, ГОСТ 25129-82*.

Антикоррозийное покрытие металлических конструкции выполнить в соответствии с требованиями глав СП и требований настоящего проекта в следующей технологической последовательности:

- подготовка защищаемой поверхности под защитное покрытие – степень очистки поверхности не ниже 2;
- нанесение грунтовочных или пропиточно-грунтовочных покрытий с последующей сушкой;
- нанесение и сушка покрывных слоев;
- выдерживание или термическая обработка покрытия.

Производство, монтаж и приемку работ выполнить в соответствии с рабочими чертежами и указаниями глав СН РК 5.01-01-2013 «Земляные сооружения, основания и фундаменты», СН РК 5.03-07-2013 «Несущие и ограждающие конструкции», СП РК 2.04-108-2014 «Изоляционные и отделочные покрытия».

В период производства изоляционных работ необходимо осуществлять систематический контроль выполнения правил пожарной безопасности и правил техники

безопасности в строительстве в соответствии со СН РК 1.03-05-2011 и ОСТ РК 7.20.02-2005.

6.2.4 Электротехническая часть

Основные технико-экономические показатели:

- напряжение питающей сети - 380/220В;
- установленная мощность для 1 скважины - 15,05кВт, БГРА - 19.05 кВт;
- потребляемая мощность для 1 скважины - 15,05 кВт, БГРА - 19,05 кВт.

Общая длина проектируемых линий электропередачи ВЛЗ-10 кВ - 2200 м.

Электрические сети 10кВ

Данный раздел рабочего проекта выполнена на основании технических условий, выданных заказчиком:

1) скв. СТ-73 - ТУ №29-10-691 от 26.06.2023 г.- от существующей опоры ВЛ 10 кВ фидера №14 ПС110/35/ 10 кВ «Северная Трува»;
2) БГРА-28 - ТУ №29-10-395 от 26.04.2024 г. - от существующей опоры ВЛ 10 кВ фидера №14 ПС110/35/ 10кВ «Северная Трува»;
3) скв. 703 - ТУ №29-10-1604 от 29.11.2022 г.- от существующей опоры ВЛ 10 кВ фидера №26 ПС110/35/ 10 кВ «Северная Трува»;
4) скв. Н8007 - ТУ №29-10-396 от 26.04.2024г.- от существующей опоры ВЛ 10 кВ фидера №3 ПС35/ 10 кВ «Ащысай»;
5) скв. Н7668 - ТУ №29-10-134 от 01.02.2023 г.- от существующей опоры ВЛ 10 кВ фидера №3 ПС35/ 10 кВ «Ащысай».

Электроснабжение скважин и БГРА выполнено проводом марки СИП-3 ГОСТ31946-2012 на железобетонных опорах марки СВ ГОСТ23616-79.

Для электроснабжения скважин и БГРА устанавливаются КТП 10/0,4 кВ мощностью 25кВА. Территория прохождения трассы ВЛЗ-10 кВ относится к 3 району по гололёду и 3 району по ветровым нагрузкам. Изоляция ВЛЗ-10 кВ выполняется штырьевыми изоляторами типа ШФ 20УО ТУ3493-170-00111120-2000 и подвесными изоляторами типа SML.

В рабочем проекте приняты железобетонные опоры по серии шифр 12.019 «Одноцепные, двухцепные железобетонные опоры ВЛЗ 6-20 кВ с проводами СИП-3 с установкой устройств защиты от грозовых перенапряжений с применением линейной аппаратуры.

Закрепление опор в грунте необходимо произвести согласно типовой серии 4.407-253 «Закрепление в грунтах железобетонных опор и деревянных опор на железобетонных приставках ВЛ 0,4-20 кВ».

На первых отпаечных опорах и концевых опорах устанавливаются разъединители марки РЛНД с приводом.

Измерение и учёт электроэнергии осуществляется в проектируемых трансформаторных подстанциях.

Силовое электрооборудование (БГРА и обустройство скважин)

Силовое оборудование представлено технологическим оборудованием.

Распределение электроэнергии к БГРА и скважинам осуществляется от проектируемой КТП 10/0,4 кВ. мощностью 25 кВА.

Сеть к токоприемникам выполняется кабелями марок ВБбШв ГОСТ31996-2012, КВБбШв ГОСТ1508-78 и КВБГЭб ГОСТ1508-78 в трубах, в металлорукавах и в траншеи глубиной 0,8 м на слой песчаной подготовки 10 см. Кабель в траншеи проложить согласно типовой серии А5-92 «Прокладка кабелей напряжением до 35 кВ в траншеях».

В качестве пусковой аппаратуры применяется аппаратура управления, поставляемая комплектно с технологическим оборудованием.

Защита электроприёмников от перегрузок и от токов к.з. осуществляется автоматами РУ-0,4 кВ КТП.

Распределение электроэнергии к скважинам осуществляется от проектируемых КТП 10/0,4 кВ мощностью 25 кВА.

Освещение территории

Проектом предусматривается наружное освещение площадок скважин и БГРА.

Наружные сети освещения - 220 В. Для освещения приняты светодиодные светильники типа СКУ установленные на стойках.

Управление освещением скважин и БГРА производится из проектируемых КТП при помощи фотореле. Передача питания к проектируемым опорам освещения осуществляется кабелями марок АВВГ ГОСТ 31996-2012 по опоре, в трубе и в траншее глубиной 0,8 м. на слой песчаной подготовки 10 см.

Все электромонтажные работы выполнить согласно ПУЭ РК и СН РК 4.04.07-2019г. «Электротехнические устройства».

Защитное заземление и молниезащита

Защитному заземлению подлежат металлические корпуса электрооборудования. Для заземления технологического оборудования проложить контуры заземления, состоящие из шин заземления - стали полосовой размером 40х4мм и заземлителей из угловой стали 50*50*5 мм длиной 3 м.

Для снятия статического заряда на запорной арматуре технологических трубопроводов предусматриваются перемычки из гибкого кабеля марки КГ (0,5 м. на фланец).

В соответствии с СН РК 2.04-29-2005г. "Инструкция по молниезащите зданий и сооружений" категория данного объекта - II. Тип зоны защиты - Б.

В качестве молниеприёмников используются металлические каркасы, которые присоединены не менее чем в двух местах к контуру заземления. Для защиты от заноса высокого потенциала по подземным коммуникациям их необходимо на вводе присоединить к наружному контуру заземления.

Заземлению подлежат все опоры ВЛЗ-10 кВ. Сопротивление заземляющих устройств должно быть согласно ПУЭ РК. Заземление опор выполнить согласно типовой серии 5.407-150 «Заземляющие устройства воздушных линий электропередачи 0,38, 6, 10, 20 и 35 кВ».

Заземления комплектных трансформаторных подстанций и разъединителей выполняются электродами из круглой стали диам. 16 мм. ГОСТ 2590-2006 длиной 3 м и шин заземления (сталь круглая диам. 12 мм. ГОСТ 2590-2006). Величина сопротивления заземляющих устройств для трансформаторных подстанций не должна превышать 4 Ом.

Шина заземления прокладывается в траншее на глубину 0,7 м.

Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 4 Ом, согласно ПУЭ РК.

Телемеханика БГРА-28

Данный раздел рабочего проекта предусматривает расширение действующей системы телемеханики с дистанционным контролем за работой БГРА-28 с автоматизированного рабочего места АРМ диспетчера, находящегося в АБК ЦДНГ-3.

Объект управления относится к промышленной сфере функционирования, вид управляемого процесса – непрерывный, технологический.

Оборудование, обеспечивающее связь БГРА-28 с АРМ диспетчера, устанавливается в аппаратурном блоке, выполненном в заводских условиях с полной проводной обвязкой.

Сбор и обработка информации на БГРА-28 осуществляется программируемым логическим контроллером.

Связь между БГРА и автоматизированным рабочим местом диспетчера осуществляется радиомодемом. Запроектирован радиомодем L400, который предназначен для работы в радиосетях частотного диапазона 400-480 МГц и обеспечивает построение системы по принципу «точка-точка», «точка-многоточка», повторитель с сохранением информации. Радиосигнал передается направленной антенной, ориентированной на приемную антенну с круговой диаграммой направленности.

Для согласования работы ПЛК SCADAPack. и радиомодема устанавливается контроллер нижнего уровня CPM 902.

Монтаж приборов, прокладку кабелей и защитного заземления выполнить согласно технической документации на оборудование, согласно СН РК 4.04-07-2019г. «Электротехнические устройства» и требований ПУЭ РК.

6.2.5 Автомобильная дорога

Автомобильные дороги к проектируемым площадкам скважин запроектированы с учѐтом их функционального назначения и в соответствии с действующими требованиями СП РК 3.03-122-2013 Промышленный транспорт и СП РК 3.03-101-2013 Автомобильные дороги.

Проектируемая подъездная дорога примыкает к внутрипромысловым дорогам месторождения и обеспечивают проезд к объекту. Протяженность подъездной дороги составляет 72 м.

Автомобильная подъездная дорога принята категории - IV-в, со следующими основными параметрами поперечного профиля:

- число полос движения – 1;
- ширина проезжей части – 4.5 м;
- ширина обочин – 1,5 м;
- поперечный уклон проезжей части – 30‰;
- поперечный уклон обочин – 40‰.

6.3. Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных и взрывопожароопасных ситуаций

Основные принятые решения обеспечивают необходимые инженерно-технические мероприятия по чрезвычайным ситуациям техногенного и природного характера и учитывают следующее:

- размещение оборудования и решения по обеспечению взрыво- и пожаробезопасности;
- герметизацию системы технологического режима;
- осуществление контроля с помощью контрольно-измерительных приборов;
- изоляция оборудования и трубопроводов.

Применяемое оборудование по техническим характеристикам обеспечивают безопасную эксплуатацию технологических аппаратов, узлов коммуникаций.

Все сооружения запроектированы с учётом требований по взрыво- и пожаробезопасности.

В проекте приняты следующие решения по обеспечению надежности технологического оборудования:

- применение оборудования, обладающего конструктивной надежностью, обеспечивающее безопасность обслуживающего персонала;
- выбор глубины прокладки подземных участков кабельных линий, в том числе в футлярах;
- компоновка, обеспечивающая возможность свободного прохода людей при его обслуживании или эвакуации.

Предотвращение чрезвычайных ситуаций и их последствий обеспечивается за счет реализации мероприятий, направленных на снижение риска возникновения чрезвычайной ситуации и ее локализацию.

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

- рациональное расположение оборудования на технологических площадках;
- герметизация технологического процесса;
- обеспечение безопасности производства;
- обеспечение защиты от пожаров;
- обеспечение защиты обслуживающего персонала;
- обеспечение охраны объектов от несанкционированного доступа и террористических актов.

Система электрической безопасности предусматривает:

- безопасность персонала и оборудования;
- надёжность службы;
- минимальную пожароопасность.

Месторождение «Северная Трува» является действующим, при эксплуатации которого проводятся необходимые мероприятия по производственной, взрывопожарной безопасности, эвакуации. Предприятие оснащено специальными системами пожаротушения, пожарной и охранной сигнализации.

По рабочему проекту получено письмо-согласование рабочего проекта №KZ07VQR00041937 от 07.11.2024 г. Республиканского государственного учреждения "Департамент Комитета промышленной безопасности Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан по Актюбинской области".

6.4 Охрана окружающей среды

Согласно приказа Министра национальной экономика Республики Казахстан от 1 апреля 2015 года №299 «Об утверждении Правил проведения комплексной вневедомственной экспертизы технико-экономических обоснований и проектно-сметной документации, предназначенных для строительства новых, а также изменения (реконструкции, расширения, технического перевооружения, модернизации и капитального ремонта) существующих зданий и сооружений, их комплексов, инженерных и транспортных коммуникаций независимо от источников финансирования» для прохождения комплексной вневедомственной экспертизы требуется:

наличие заключения для проекта оценки воздействия на окружающую среду для объектов, указанных в приложении 1 раздела 1 Экологического кодекса Республики Казахстан;

заключение скрининга для объектов, указанных в приложении 1 раздел 2 Экологического кодекса Республики Казахстан.

По рабочему проекту получено заключение №KZ38VWF00188333 от 09.07.2024 г. об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности, выданный Республиканским государственным учреждением "Департамент экологии по Актюбинской области Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии и природных ресурсов Республики Казахстан".

6.5 Оценка соответствия проекта санитарным правилам и гигиеническим нормам

Проектом предусматривается расширение обустройства и реконструкция объектов м/р Северная Трува 2025 г. Представлен перечень СМР.

Запроектированы работы по охране окружающей природной среды: рекультивация земель, предотвращение потерь природных ресурсов, предотвращение или очистка

вредных выбросов в почву, водоемы и атмосферу, сбор временное накопление и своевременный вывоз специализированным транспортом строительного и бытового мусора в соответствии требований п.10 от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020.

Сбор и временное хранение отходов производства запроектировано на специальных площадках, соответствующих классу опасности отходов; отходы по мере их накопления собирают раздельно для каждой группы отходов в соответствии с классом опасности п.4, 12-15 от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020.

В соответствии с санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно- защитной зоны производственных объектов», утвержденных приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2, для участков кратковременных строительных работ размер СЗЗ не устанавливается. Организация строительства включает в себя создание необходимых санитарно-бытовых условий в соответствии с требованиями СП «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства», утвержденных приказом МЗ РК от 16 июня 2021 года № ҚР ДСМ - 49.

Рабочий проект соответствует требованиям Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства», утвержденных приказом МЗ РК от 16 июня 2021 года № ҚР ДСМ – 49, санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» утвержденных Приказом МЗ РК от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020.

6.6 Организация строительства (ПОС)

Проектом определены объемы основных строительно-монтажных работ: потребность в основных строительных материалах, механизмах и транспортных средствах, трудоемкость и сроки строительства.

Очередность, пусковые комплексы – не предусмотрены.

Начало строительства – 1 квартал 2025 года.

Нормативный срок строительства согласно СП РК 1.03-102-2014 составляет 9 месяцев.

6.7 Сметная документация

Сметная документация не рассматривалась на основании письма заказчика №20ТО-265 от 30.10.2024 года.

7. РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1. Дополнения и изменения, внесенные в проект (рабочий проект) в процессе экспертизы

В процессе рассмотрения по замечаниям и предложениям экспертной организации в рабочий проект внесены следующие изменения и дополнения:

Архитектурно-строительная часть

1. В спецификации указаны марка щебня и фракция.
2. В спецификациях указан класс бетона монолитных конструкций по еврокодам (СТ РК EN 206-2017)

Электротехническая часть

1. Заполнен боковой штамп.
2. Указаны основные показатели проекта (ЭС, ЭМ1, ЭМ2)..

3. Откорректирована общая пояснительная записка согласно замечаниям.

7.2. Оценка принятых решений

В соответствии с Приказом МНЭ РК №165 от 28.02.2015 года «Об утверждении Правил определения общего порядка отнесения зданий и сооружений к технически и (или) технологически сложным объектам разработчиком проекта установлен 1 (повышенный) уровень ответственности.

Рабочий проект разработан в соответствии с заданием на проектирование и соблюдением санитарно-эпидемиологических требований.

Состав и комплектность представленных материалов соответствует требованиям СН РК 1.02-03-2022 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство».

Основные технико-экономические показатели

Таблица 3

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели		Примечание (+увеличен, -уменьшен)
			заявленные до экспертизы	рекомендуе-мые к утверждению	
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*
1	Скважина	шт.	4	4	
2	Газлифтный коллектор	м	4700	4700	
3	КТП 10/0,4 кВ	шт.	5	5	
4	ВЛ 10 кВ	м	2200	2200	
5	Продолжительность строительства	мес.	9	9	

8. ВЫВОД (ВЫВОДЫ)

1. С учетом внесенных изменений и дополнений рабочий проект «Расширение обустройства и реконструкция объектов м/р Северная Трува 2025 г.» соответствует требованиям нормативных правовых актов и государственных нормативов, действующих в Республике Казахстан, и рекомендуется к утверждению со следующими основными техническими показателями:

- скважина – 4 шт.;
- газлифтный коллектор – 4700 м.;
- КТП 10/0,4 кВ – 5 шт.;
- ВЛ 10 кВ – 2200 м.;
- продолжительность строительства – 9 мес.

2. Настоящее экспертное заключение выдано на основании исходных данных и утвержденных заказчиком материалов для проектирования, достоверность которых гарантирована АО «СНПС-Актобемунайгаз» в соответствии с условиями договора № АРЭ-0027 от 11.11.2024 года

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

4. До начала производства работ проект (рабочий проект) подлежит утверждению в установленном порядке не позднее 15 календарных дней со дня выдачи заключения.

9. ТҰЖЫРЫМДАР

1. Енгізілген, «2025ж. Солтүстік Трува кенорны нысандарын реконструкциялау және жайландыру ісін кеңейту» жұмыс жобасы Қазақстан Республикасында қолданылатын мемлекеттік нормативтердің талаптарына сәйкес келеді және белгіленген тәртіппен келесі негізгі техникалық көрсеткіштерімен бекітуге ұсынылады:

- ұңғыма – 4 д.;
- газлифтті коллектор – 4700 м.;
- ЖТҚС 10/0,4 кВ – 5 д.;
- ӘЖ 10 кВ – 2200 м.;
- құрылыс ұзақтығы – 9 ай.

2. Осы сараптама қорытындысы бастапқы құжаттар мен тапсырысшының бекітілген жобалау үшін берілген материалдарын есепке ала отырып, 11.11.2024 жылғы № АРЭ-0027 келісім шарттарына «СНПС-Актобемунайгаз» АҚ кепілдігімен орындалды.

3. Жоба (жұмыс жобасы) бекітілуге ұсынылғанда және өндіріс жұмысына берілген кезде, оның сараптаманың осы қорытындысымен сәйкестілігі тексерілуі тиіс.

4. Жоба (жұмыс жобасы) өндіріс жұмысы басталғанға дейін белгіленген тәртіп бойынша қорытынды берілген күннен бастап, күнтізбелік 15 күн мерзімі аралығында бекітуге ұсынылуы тиіс.

Соответствие разделов проекта строительства требованиям нормативных правовых актов приказ и государственных нормативов, действующих в Республике Казахстан приведено ниже

№ п/п	Раздел	Эксперт	Специа-лизация эксперта (по аттестату)	Номер аттестата	Результат (соответствует или не соответствует нормам)
1	Генеральный план	Изжанов Ержан Сагингалиевич	Градостроительство	№ KZ79VJE00066869 от 03.07.2021	Соответствует
2	Санитарно-эпидемиологический раздел	Аргынбаева Аягоз Рахметоллаевна	Санитарно-эпидемиологический профиль	№ KZ38VJE00036664 от 09.04.2018	Соответствует
3	Архитектурно-строительная часть	Тулегенов Нуржан Есетович	Конструктивная часть	№ KZ11VJE00044813 от 25.02.2019	Соответствует
4	Технологическая часть	Изжанов Ержан Сагингалиевич	Технологическая часть	KZ52VJE00066870 от 03.07.2021	Соответствует
5	Электротехническая часть	Сулейменов Султанбек Серикович	Инженерные сети и системы	№ KZ05VJE00035221 от 19.02.2018	Соответствует

Примечание: *при отсутствии в рабочем проекте раздела, графа эксперта по этому разделу исключается.*

Саудыбаев А.М. (Директор)

Сулейменов С.С. (Эксперт)

Изжанов Е.С. (Эксперт)

Аргынбаева А.Р. (Эксперт)

Тулегенов Н.Е. (Эксперт)

Документ Id	878a0073-16cb-421c-ae36-a98caee33528
Номер и дата документа	АРЭ-0031/24 от 24.12.2024
Электронные цифровые подписи документа	**Согласовано:** СУЛЕЙМЕНОВ СУЛТАНБЕК СЕРИКОВИЧ Товарищество с ограниченной ответственностью "АКТЮБИНСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ ЭКСПЕРТИЗА" 2024.12.24 11:23:58 30C70D0C649AFDC6051EB9D1E570D597B63823F8 ИЗЖАНОВ ЕРЖАН САГИНГАЛИЕВИЧ Товарищество с ограниченной ответственностью "АКТЮБИНСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ ЭКСПЕРТИЗА" 2024.12.24 11:27:19 5605D41914A44D6775035F852781D54859E41A61 АРГЫНБАЕВА АЯГОЗ РАХМЕТОЛЛАЕВНА Товарищество с ограниченной ответственностью "АКТЮБИНСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ ЭКСПЕРТИЗА" 2024.12.24 12:37:58 2C097A809244E5EBD7F0BB4E1664B95FBD3D02D6 ТУЛЕГЕНОВ НУРЖАН ЕСЕТОВИЧ Товарищество с ограниченной ответственностью "АКТЮБИНСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ ЭКСПЕРТИЗА" 2024.12.24 14:49:17 11C8F82B3501092894CC428725AEC5E3A9A7E85C **Подписано:** САУДЫБАЕВ АЗАМАТ МАКСАТОВИЧ Товарищество с ограниченной ответственностью "АКТЮБИНСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ ЭКСПЕРТИЗА" 2024.12.24 15:02:34 381733B86F2D72286D29FC4C0D3BAE1614DF7460

Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года N370-II «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Вы можете проверить подлинность электронного документа, отсканировав QR-код.