«Айрақты кен орнының №№104 және 105 ұңғымаларын жайластыру»
жұмыс жобасы бойынша

02.05.2019 ж. № 19-0115/19

(оң)

ҚОРЫТЫНДЫ

ТАПСЫРЫСШЫ:
«Амангельды Газ» ЖШС

БАС ЖОБАЛАУШЫ:
«Мунайгазпроект-Сервис» ЖШС

Шымкент қаласы

АЛҒЫ СӨЗ

«Айрақты кен орнының №№104 және 105 ұңғымаларын жайластыру» жұмыс жобасы бойынша осы сараптау қорытындысы «Мемсараптама» РМК-ның Оңтүстік өңірі бойынша филиалымен берілді.

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№ 19-0115/19 от 02.05.2019 г.
(положительное)
по рабочему проекту
«Обустройство скважин №104 и №105 месторождения Айракты»

ЗАКАЗЧИК:
ТОО «Амангельды Газ»

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
ТОО «Мунайгазпроект-Сервис»

г. Шымкент

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное экспертное заключение по рабочему проекту **«Обустройство скважин №104 и №105 месторождения Айракты»** выдано филиалом по Южному региону РГП «Госэкспертиза»

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

1. НАИМЕНОВАНИЕ: рабочий проект **«Обустройство скважин №104 и №105 месторождения Айракты»** разработан в 2018 году.

Настоящее заключение выполнено согласно договору №01-0595 от 10.04.2019 г., заключенному с ТОО «Амангельды Газ» и ТОО «Мунайгазпроект-Сервис», письмо-заявка №2-21-1120 от 01.04.2019 года.

2. ЗАКАЗЧИК: ТОО «Амангельды Газ»

3. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПРОЕКТИРОВЩИК: ТОО «Мунайгазпроект-Сервис», государственная лицензия №17020736 от 07.12.2017 года, выданная ГУ «Управление государственного архитектурно-строительного контроля Мангистауской области». Акимат Мангистауской области, категория – I.

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: негосударственные инвестиции.

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1 Основание для разработки:

задание на проектирование по объекту «Обустройство скважин №104 и №105 месторождения Айракты» от 09.08.2018 года, утвержденный первым заместителем генерального директора ТОО «Амангельды Газ»;

архитектурно-планировочное задание № KZ80VUA00048303 от 28.08.2018 года, выданное КГУ «Отдел архитектуры, градостроительства и строительства акимата Таласского района», по объекту: «Обустройство скважин №104 и №105 месторождения Айракты»;

письмо-заявка №2-21-1120 от 01.04.2019 года, ТОО «Амангельды Газ», об источниках финансирования и о начале строительства во 2 квартале 2019 года;

постановление №176 от 04.06.2013 года, акимата Жамбылской области, о передаче ТОО «Амангелды Газ» земельных участков общей площадью 125,47 га с правом временного (долгосрочного, краткосрочного) возмездного землепользования (аренды) сроком на 2 (два) года под строительство газопроводов, линии электроснабжения 10 кВт и обслуживания из земельных фондов КГУ «Аккольское учреждение по охране лесов и животного мира УПР и РПП акимата Жамбылской области», согласно приложения №1 к настоящему постановлению;

приложение №1 к постановлению №176 от 04.06.2015 года, Акимата Жамбылской области;

постановление №266 от 02.11.2015 года, Акимата Жамбылской области, о передаче ТОО «Амангелды Газ» земельных участков общей площадью 125,47 га с правом временного (долгосрочного, краткосрочного) возмездного землепользования (аренды) сроком на 2 (два) года под строительство газопроводов, линии электроснабжения 10 кВт и обслуживания в направлении «Айракты-Жаркум-Амангелды» из земельных фондов КГУ «Аккольское учреждение по охране лесов и животного мира УПР и РПП акимата Жамбылской области»;

государственный акт №67390 от 11.12.2015 года, выданный на право временного (долгосрочного, краткосрочного) возмездного землепользования (аренды) на земельный участок площадью 125,47 га, кадастровый номер – 06-095-043-054;

договор №100 от 05.11.2015 года, между КГУ «Управления земельных отношении акимата Жамбылской области» и ТОО «Амангелды Газ» об аренде земельных участков общей площадью 125,47 га с правом временного (долгосрочного, краткосрочного) возмездного землепользования (аренды) сроком на 2 (два) года под строительство газопроводов, линии электроснабжения 10 кВт и обслуживания в направлении «Айракты-Жаркум-Амангелды» из земельных фондов КГУ «Аккольское учреждение по охране лесов и животного мира УПР и РПП акимата Жамбылской области»;

постановление №349 от 28.11.2016 года, Акимата Жамбылской области, о согласовании КГУ «Аккольское учреждение по охране лесов и животного мира УПР и

РПП акимата Жамбылской области», об изменении назначения земельных участков общим объемом 4483 га из лесных фондов Ойыкского лесничества, на категорию земельных фондов предназначенных для нужд промышленности, транспорта, связи, космонавтики, обороны, национальной безопасности и иного не сельскохозяйственного использования, согласно приложения №1 настоящего постановления;

приложение №1 к постановлению №349 от 28.11.2016 года, Акимата Жамбылской области;

приложение №2 к постановлению №349 от 28.11.2016 года, Акимата Жамбылской области;

акт от 24.06.2016 года, о выборе участков земель из лесного фонда составленный комиссионно, с изменением категории земель и передачи их для целей по добыче углеводородного сырья;

заключение №5 от 26.10.2016 года, специальной комиссии, об изменении назначения земельных участков лесного фонда общим объемом 4483 га, на категорию земельных фондов предназначенных для других целей;

скриншот из публикации в СМИ, об общественных слушаний по разделу «Охрана окружающей среды» к рабочему проекту «Обустройство скважин №104 и №105 месторождения Айракты»;

протокол от 19.11.2018 года, общественного слушания раздела «Охрана окружающей среды» к рабочему проекту «Обустройство скважин №104 и №105 месторождения Айракты» с присутствием представителей сельского округа Кенес, с. Болтирик шешен, ТОО «Амангелды Газ», ТОО «Мунайгазпроект-Сервис»;

горный отвод, на участок площадью 44,83 кв.км, глубиной освоения – 1808 м, выданный ТОО «Амангелды Газ», на право недропользования по добыче углеводородного сырья на месторождении Айракты, приложение к контракту №611 от 12.12.2000 года, выданный РГУ «Комитет геологии и недропользования Министерства по инвестициям и развитию РК»;

картограмма расположение горного отвода месторождения Айракты в пределах блока XXXV-50-C (частично), F (частично), М 1:400000;

письмо №3-21-198 от 04.03.2019 года, ТОО «Амангелды Газ», о существующих и проектируемых автодорогах к скважинам №104 и №105;

заявка №0W-03/00012 от 16.04.2019 года, ТОО «Амангельды Газ», на получение разрешения на эмиссии в окружающую среду по объекту «Обустройство скважин №104 и №105 месторождения Айракты»;

раздел «Охрана окружающей природной среды» к рабочему проекту «Обустройство скважин №104 и №105 месторождения Айракты» выполненный ТОО «Мунайгазпроект-Сервис» в 2018 году, государственная лицензия №00945Р от 06.04.2007 года, выданный Министерством охраны окружающей среды;

отчет об инженерно-геологических изысканиях по объекту: «Обустройство скважин №104 и №105 месторождения Айракты», составленный в 2018 году, ТОО «Мунайгазпроект-Сервис», государственная лицензия МНС №0000093 от 05.04.2005 года, выданная Агентством РК по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства» с приложениями от 18.06.2012 г.;

отчет о топографо-геодезических изыскании по объекту: «Обустройство скважин №104 и №105 месторождения Айракты», составленный в 2018 году, ТОО «Мунайгазпроект-Сервис», государственная лицензия МНС №0000093 от 05.04.2005 года, выданная Агентством РК по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства» с приложениями от 18.06.2012 г.;

протокол №27 от 02.01.2018 года, технического совещания по вопросу выбора поставщиков оборудования и материалов по объекту «Обустройство скважин №104 и №105 месторождения Айракты»;

прайс-листы, основные и альтернативные при составлении сметной документации по объекту «Обустройство скважин №104 и №105 месторождения Айракты» утвержденные заказчиком от 15.03.2019 г.

Технические условия

№55 от 09.08.2018 года, выданные ТОО «Амангелды Газ» на электроснабжение скважины №105;

№56 от 09.08.2018 года, выданные ТОО «Амангелды Газ» на электроснабжение скважины №104;

№57 от 09.08.2018 года, выданные ТОО «Амангелды Газ» на подключение к системе автоматики оборудования КИПиА скважин №104 и №105;

№58 от 09.08.2018 года, выданные ТОО «Амангелды Газ» на подключение к существующим инженерным сетям (примыкание подъездной дороги к существующим автодорогам);

5.2 Согласования и заключения заинтересованных организаций

Согласование:

ТОО «Амангелды Газ», №2-21-190 от 26.02.2019 г., согласования рабочего проекта;

ТОО «Амангелды Газ», от 05.03.2019 г., согласование подъездных автомобильных дорог к скважинам №104 и №105;

КГУ «Отдел архитектуры, градостроительства и строительства акимата Таласского района Жамбылской области», от 05.03.2019 г.;

№KZ62VQR00013399 от 25.12.2018 года, РГУ «Департамент Комитета индустриального развития и промышленной безопасности по Жамбылской области».

Заключения:

№19-0077/19 от 29.03.2019 года, отрицательное заключение. выданное филиалом по Южному региону РГП «Госэкспертиза». по рабочему проекту «Обустройство скважин №104 и №105 месторождения Айракты»;

№0W-0004/19 от 30.04.2019 года, заключение государственной экологической экспертизы на «Проект обустройства скважин №104 и 105 месторождения Айракты» с материалами ОВОС, выданное Комитетом экологического регулирования и контроля МНЭ РК.

5.3 Перечень документации, представленной на экспертизу

1. Вышеперечисленные исходные данные на проектирование.
2. Том 1. АГ-18-0810-ПЗ. Пояснительная записка.
3. Том 2. АГ-18-0810. Рабочие чертежи (ГП, ТХ, АС, ЭС, ЭМ, ЭХЗ, АК).
4. Том 3. АГ-18-0810. Охрана окружающей среды.
5. Том 4. АГ-18-0810. Сметная документация.
6. Инженерно-геодезический отчет.
7. Инженерно-геологический отчет.
8. Паспорт рабочего проекта.
9. Проект организации строительства.
10. Прайс-листы, основные и альтернативные при составлении сметной документации по объекту «Обустройство скважин №104 и №105 месторождения Айракты».

5.4 Цели и назначение объекта строительства

Основной целью проекта является обустройства газоконденсатных скважин №104 и №105 со строительством газопроводов-шлейфов до манифольда ГСП Айракты.

Обустройство площадок обеспечат целесообразную компоновку технической инфраструктуры, функциональные связи при добыче газа, уменьшение воздействия любого рода выбросов от технологических установок.

6. ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ ОБЪЕКТА И ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1 Место размещения объекта и характеристика участка строительства:

Природно-климатические условия строительства:

Месторождение «Айракты» расположено в северной части Жамбылской области в Таласском районе и находится в 200 км к северу от областного города Тараз. Их соединяют автомобильная дорога с асфальтовым покрытием

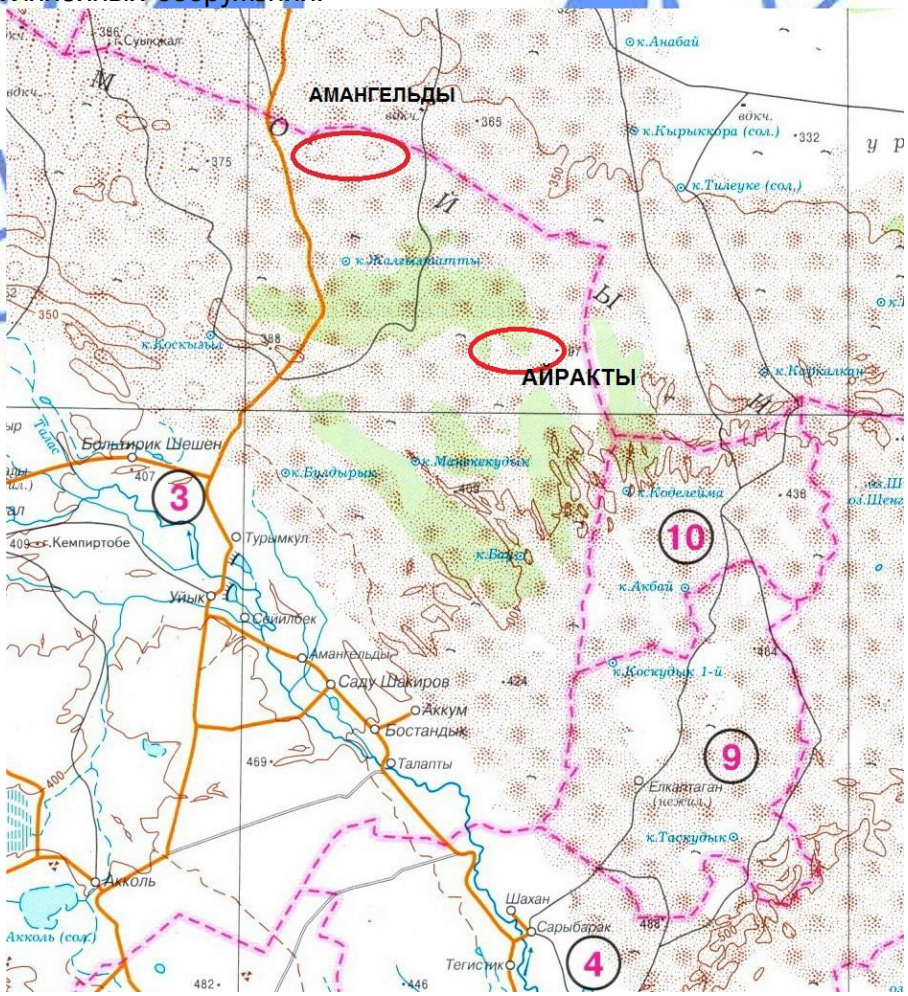
Климатический подрайон - IV-Г;
Температура наружного воздуха ^{0}С:
абсолютная максимальная + 46;
абсолютная минимальная - 43.
Нормативная глубина промерзания, м:
для супеси - 1,29;
Зона влажности - 3 (сухая)
Район по весу снегового покрова - II;
Район по давлению ветра - III;
Сейсмичность района - менее 6 баллов.

Климат района резко-континентальный, с большими колебаниями годовых и суточных температур воздуха.

Инженерно-геологические условия площадки.

Инженерно-геологические работы по объекту «Обустройство скважин №№104 и 105 месторождения Айракты», выполнены ТОО «Мунайгазпроект-Сервис» на основании технического задания.

Основной задачей являлось изучение геологического строения, распространения, условий залегания, мощности, инженерно-геологических свойств грунтов по трассе проектируемых линейных сооружений.



Изученность инженерно-геологических условий

В 2013 году в районе месторождения Айракты производились инженерно-геологические изыскания по объекту «Строительство газопровода Айракты-Жаркум-Амангельды». Результаты работ по данному объекту были использованы для понимания общей характеристики района работ, в том числе и инженерно-геологических условий района месторождения Айракты.

Исследуемый участок приурочен к песчаному массиву закрепленных песков Мойынкум. Рельеф по трассе газопровода представлен вытянутыми в северо-западном направлении песчаными грядами с понижениями между ними с ячеисто-бугристыми формами. Встречаются замкнутые блюдцеобразной формы понижения размером в плане до 80 х 60 м. Склоны гряд (барханов) пологие и средней крутизны, отдельные склоны крутые, 20-450, реже 60-800, высота преимущественно 2-6 м, реже до 8 м.

Местами песчаные гряды выше и круче, высота их достигает 20 м., с крутизной склонов 60-700. На отдельные гряды не сможет подняться даже автотранспорт повышенной проходимости.

Наиболее распространенным физико-геологическим процессом в пределах изученной площади является дефляция.

Дефляционные процессы обусловлены деятельностью ветра и, в основном, наблюдаются в пределах Мойынкумского песчаного массива эоловых песков. Сухость климата и преимущественно песчаный состав отложений создают здесь благоприятные условия для развевания или переотложения песчаного материала при механическом нарушении слабого почвенно-растительного слоя.

В пределах структуры Айракты вскрыты отложения верхнего девона, карбона, перми, которые с угловым несогласием перекрыты мезо-кайнозойскими породами, толщиной до 400 м.

Девонская система - D

Отложения верхнесреднего девона вскрыты толщиной 160 м, разрез представлен конгломератами и сильно уплотненными аргиллитами. Верхний девон сложен песчаниками и гравелитами с тонкими прослоями аргиллитов и конгломератов толщиной до 220 метров.

Разрез верхней части нижнесреднего девона, условно относимый к фундаменту, представлен грубообломочными и пестроцветными, крупнозернистыми, очень крепкими кварц-полевошпатовыми песчаниками и сильно уплотненными, частично рассланцованными, трещиноватыми аргиллитами. Максимальная вскрытая толщина составляет 557 м.

Каменноугольная система С

Отложения нижнего карбона в турнейском ярусе представлены переслаиванием песчаников и аргиллитов. Визейский ярус литологический подразделяются на нижнее- и средне-верхний подъярусы. Нижневизейский подъярус, к которому приурочена газоконденсатная залежь, сложен в нижней части аргиллитами, глинистыми песчаниками с прослоями углей (аргиллиты являются газоупором снизу для газоконденсатной залежи), а в верхней - переслаиванием песчаников и аргиллитов с пропластками известняка. Толщина до 80 м. Средне-верхний подъярус представлен в основном известняками, доломитами и мергелями аргиллитов и алевролитов. Толщина изменяется то 240 до 320 м. Серпуховский ярус сложен известняками, доломитами, в верхней части ангидритизированными аргиллитами с пропластками известняка. Толщина нижнего карбона до 800 м.

Отложения среднего и верхнего карбона представлены в основании пестроцветными аргиллитами, алевролитами с прослоями песчаников, на них залегает толща красноцветных песчаников алевролитов и аргиллитов. Толщина более 700 м.

Пермская система P

Пермские отложения расчленяются на подсоленосую, соленосную, и надсоленосую толщи. Подсоленосная толща представлена в основании аргиллитами, выше - переслаиванием песчаников, аргиллитов, часто с сульфатизированными включениями ангидрита. Толщина изменяется от 270 до 410 м. Соленосная толща представлена

переслаиванием красноцветных сульфатизированных терригенных пород с прослоями галита толщиной до 500 м. Надсоленосная толща верхней Перми представлена в основании песчаниками, в остальной части - глинистыми алевролитами с прослоями песчаника. Толщина отложения изменяется от 170 до 450 м.

Мезозой - кайнозойская система Mz - Kz

Мезо-кайнозойские отложения представлены переслаиванием песков, глин и алевролитов. Толщина в пределах структуры изменяется от 178 в своде до 346 м на крыльях.

Месторождение Айракты приурочено к Амангельдинской структуре, расположенной в восточной части Миштинского прогиба Мойнынкумской впадины Шу-Сарысуйской депрессии.

геологическом строении трассы проектируемого газопровода принимают участие барханные пески, мощность которых более 20 м (вскрытая мощность 3 м).

С поверхности повсеместно до глубины 0.1- 0.2 м распространен почвенно-растительный слой.

Грунтовые воды до глубины 3.0 м не вскрыты.

В соответствии с ГОСТ 25100-2011 выделен 1 инженерно-геологический элемент (далее ИГЭ).

Физико-механические свойства грунтов

ИГЭ-1 – песок мелкий коричневато-бурый, средней плотности, малой степени водонасыщения.

Нормативные и расчетные характеристики грунтов

Таблица №1

№ ИГЭ	Наимено-вание грунта	плотность			Удельное сцепление			Угол внутреннего трения			Модуль деформации
		$\rho_н$	ρ_{II}	ρ_I	$c_н$	c_{II}	c_I	$\varphi_н$	φ_{II}	φ_I	E
1	Песок	1,61	1,61	1,60	1	1	0,8	30	30	27	20

Угол откоса песка - 32^0 – сухого песка, 31^0 – под водой. Пески непросадочные.

Согласно требованиям, ГОСТ 9.602-2005 коррозионная агрессивность грунтов по отношению к подземным стальным конструкциям оценивалась по величине удельного электрического сопротивления грунтов: при величине УЭС свыше 50 Ом÷м – низкая, при значениях от 20 до 50 Ом÷м – средняя и при величине УЭС ниже 20 Ом÷м – высокая Удельное электрическое сопротивление песка, замеренное в 5-ти точках составляет до 600 Ом/м.

Засоленность грунтов: Грунты среднезасоленные. Содержание солей от 1.040 до 1.270%.

Агрессивность грунтов к бетонам: Грунты по содержанию сульфатов (до 5290 мг/кг) сильноагрессивные к бетонам на портландцементе и неагрессивные к бетонам на сульфатостойких цементах.

По содержанию хлоридов (2100 мг/кг) грунты среднеагрессивные к железобетонным конструкциям.

Сейсмичность территории - Район работ относится к территории, подверженной землетрясениям с интенсивностью сотрясений до 6 баллов по СП РК 2.03-30-2017.

Качественный прогноз потенциальной подтопляемости.

Территория является потенциально неподтопляемой – до глубины 3.0 м грунтовые воды не вскрыты.

Категории грунтов по трудности разработки (согласно СН РК 8.02-05-2002) следующие:

Таблице №2

Номер ИГЭ	Наименование грунтов	№№ грунтов по СНиП	Для разроаботки одноковшовым экскаватором	Для ручной разработки
1	песок	29г	2	2

Грунтовые воды по трассе проектируемого газопровода до глубины 3.0 м не вскрыты. Возможный уровень грунтовых вод 15-20 м.

Источниками водоснабжения непосредственно на площади месторождении являются колодцы и артезианские скважины, уровень в которых находятся на глубине 10-20 м от устья. Водоносные горизонты палеогена залегают на глубине 60-220 м, содержат воду с минерализацией 3-5 г/л. Дебиты воды высокие (до 45 м^3/сут).

Согласно карты инженерно-геологического районирования Южного Казахстана район месторождения Айракты относится к Чуйской впадине и является аллювиальной равниной с эоловой обработкой, сложенной мелкозернистыми песками.

Заключение

1. В геологическом строении трассы проектируемого газопровода принимают участие барханные пески мелкие.
2. Подземные воды до глубины 3.0 м не обнаружены.
3. Грунты по содержанию сульфатов сильноагрессивные к бетонам на портландцементе и неагрессивные к бетонам на сульфатостойких цементах. По содержанию хлоридов грунты среднеагрессивные к железобетонным конструкциям.
4. Нормативная глубина сезонного промерзания для песков – 1.29 м.
5. Район настоящих работ относится к территории, подверженной землетрясениям с интенсивностью сотрясений до 6 баллов по СП РК 2.03-30-2017.

6.2 Проектные решения

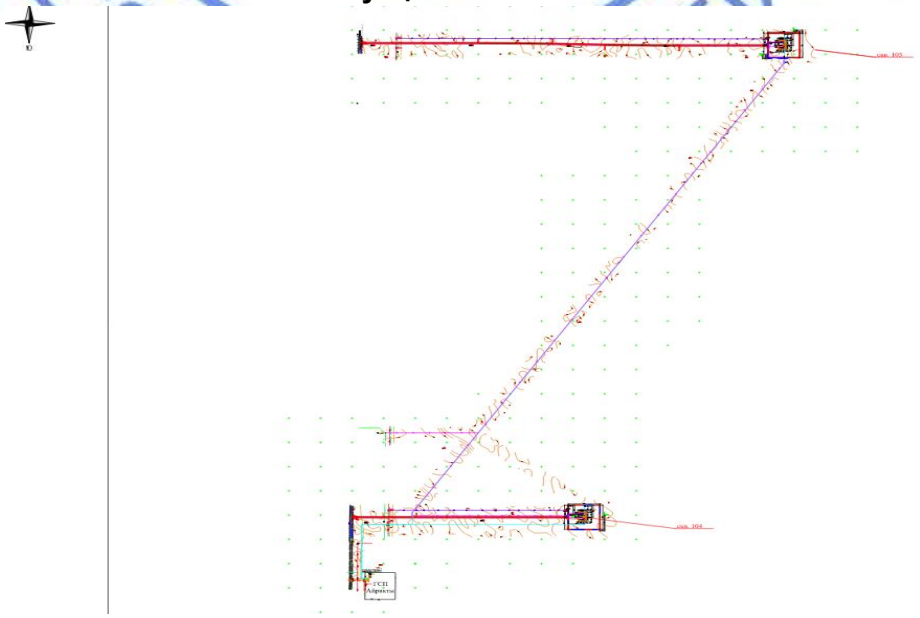
6.2.1 Генеральный план

Обустройство 2-х газодобывающих скважин №№104,105 «Айракты» расположено в северной части Жамбылской области в Таласском районе и находится в 200 км к северу от областного города Тараз.

Прокладка газопроводов-шлейфов предназначена для транспорта газа от новых газодобывающих скважин до приемных манифольдов при ГСП Айракты.

Площадки газодобывающих скважин запроектированы прямоугольной формы, с внутренними размерами в плане 100,0 х100,0 метров.

Ситуационная схема



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

Ко всем технологическим площадкам предусмотрена возможность подъезда для специализированных автотранспортных средств, а также для пожарных и аварийных автомобилей.

Строительство выполнено на территории существующего газопромысла.

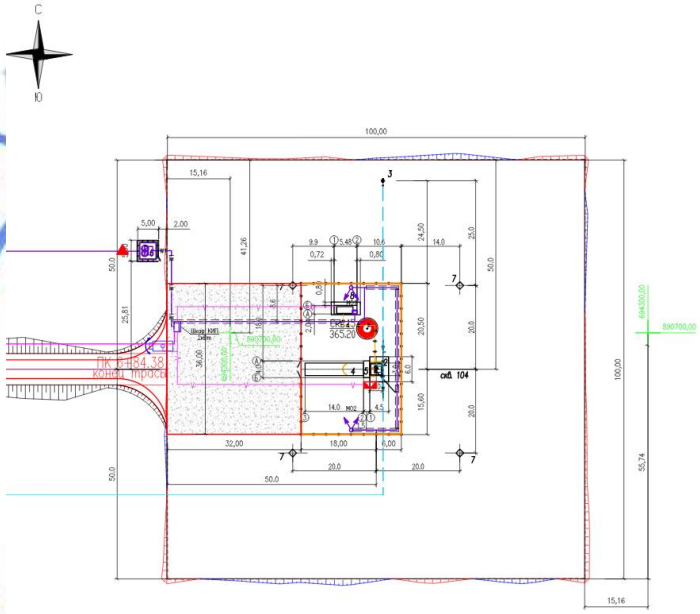
Основными путями сообщения являются ранее запроектированные дороги.

Площадки скважин запроектированы в насыпи и выемке в виду сложного холмистого рельефа.

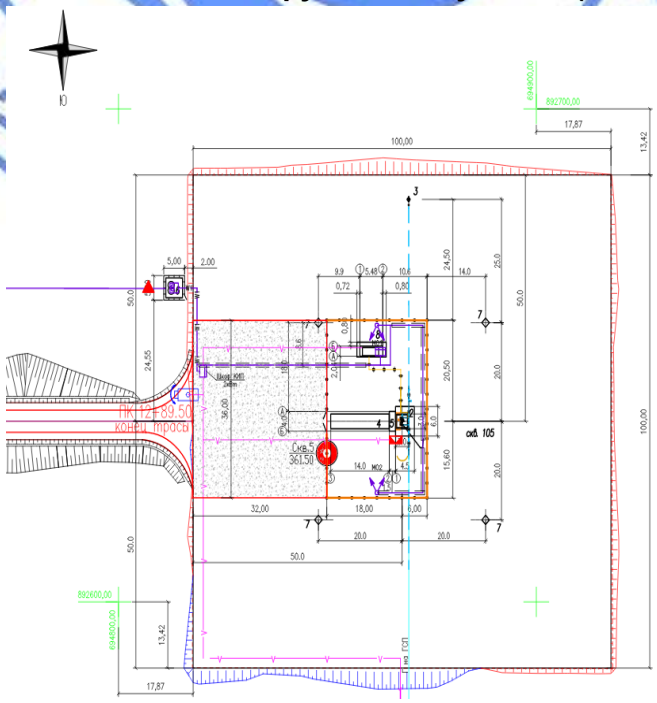
Возведение насыпи предусмотрено путем разработки местного грунта вокруг площадки с последующей надвижкой в тело насыпи площадки и уплотнением.

Площадки скважин запроектированы в проектных горизонталях, согласно организации рельефа.

Расположение зданий и сооружений на участке (скважина №104)



Расположение зданий и сооружений на участке (скважина №105)



На каждой площадке скважины расставлено следующее сооружения: приустьевой приямок; рабочая площадка; свеча продувочная; площадка под ремонтный агрегат; фундамент под ремонтный агрегат; площадка КТП; якорь для крепления ремонтного агрегата (4 шт.); площадка блока дозирования метанола БДР.

Задачей и целью организации рельефа является: создание проектного рельефа на требуемой территории, обеспечивающего удобное и безопасное размещение оборудования, путем проектирования допустимых продольных уклонов; организация стока поверхностных (атмосферных) вод.

Вертикальная планировка, выполнена методом проектных горизонталей с сечением рельефа через 10 см, проектных отметок для отвода поверхностных вод от проектируемого оборудования.

Водоотвод поверхностных вод разработан в комплексе с вертикальной планировкой с учетом санитарных условий.

Принципиальные решения по вертикальной планировке и отводу поверхностных вод с планируемой территории представлены на планах организации рельефа.

Элементами благоустройства предусмотрено ограждение рабочей площадки. Конструкция ограждения принята из сетчатых панелей по металлическим столбам, высотой 2,2 м. Вход на площадку обслуживания через ворота в количестве 1 шт. на площадку.

К площадкам скважин предусмотрены подъездные автодороги по кратчайшему расстоянию. Подъезды обеспечивают перевозку вспомогательных и хозяйственных грузов, проезд пожарных, ремонтных и аварийных машин и отнесены к служебным автомобильным дорогам

Подъезды к скважинам предусмотрены по нормам межплощадочных дорог IV-в категории. Тип дорожной одежды и категория приняты согласно и аналогично существующим автодорогам на месторождении, относящимся к IV-в категории по СП РК 3.03-122-2013 с гравийными покрытиями, согласно топосъемке и техническому заданию.

Предусмотренные дороги выполняют роль подъездов к скважинам от существующей автодороги. Общая протяженность проектируемых подъездов 1973,87 м.

Технико-экономические показатели

Таблица№3

№ п/п	Наименование	Ед изм	Количество		примечание
			скв. №104	скв. №1043	
1	Площадь земельного участка (проектируемое), в том числе:	га	1,0	1,0	
	а. площадь застройки	м²	132,0	132,0	
	б. площадь покрытий	м²	1152,0	1152,0	
2	Плотность застройки	%	1,3	1,3	

6.2.2 Технологическое решение

Уровень ответственности - технически сложный объект I (повышенный) уровня ответственности.

Прогнозируемый дебит скважины №104 и №105 по газу - 40,00 тыс. м^3/сут;

Протяженность газопроводов-шлейфов:

– скв. №104 – 0,974 км; скв. №105 – 2,722 км.

На площадке обустройства устья скважин располагаются:

- Приустьевой приямок;
- Рабочая площадка (см. марку ГП);
- Площадка под ремонтный агрегат;
- Фундамент под ремонтный агрегат;
- Якоря для крепления растяжек;
- Площадка блока дозирования реагента БР;

- Площадка КТП (комплектная трансформаторная подстанция);
- Площадка свечи продувочной Ду-80;
- Площадка свечи вытяжной Ду50;
- Прожекторная мачта;
- Ограждение территории.

Настоящим разделом проекта предусматривается:

- обустройство двух новых площадок газодобывающих скважин №104, №105 месторождения Айракты;
- площадки блока дозирования реагента;
- прокладка газопроводов-шлейфов, предназначенных для транспортировки газа от новых газодобывающих скважин до манифольда при существующей площадке УКПГ.

Предусмотренная система сбора газа на месторождении Айракты включает в себя всю необходимую систему трубопроводов и оборудования для безопасной эксплуатации проектируемых объектов.

Состав флюида и физико-химические свойства приведены ниже в таблицах.

Результаты испытаний газа за 06.01.2018 г.

Таблица №4

Наименование образца продукции	Наименование показателей	НД на метод испытания	Средне арифметическое значение двух параллельных
Сырой газ м/р Айракты СКВ №101 (устье) Р=60,0 атм. Т=+2,0˚С	1) Компонентный состав, (объемные %)	ГОСТ 31371-1,2,3,7-2008	
	Кислород		0,02045
	Метан		77,78710
	Азот		12,60975
	Двуокись углерода		0,16200
	Этан		6,51365
	Пропан		1,89945
	И - Бутан		0,25690
	Н - Бутан		0,36665
	Пентаны		0,23735
	Гексаны		0,13230
	Гептаны		0,00515
	Октаны		0,00925
	2) Высшая теплота сгорания, ккал/м³	ГОСТ 31369-2008	8670,76805
	3) Низшая теплота сгорания, ккал/м³	ГОСТ 31369-2008	7840,99940
	4) Высшее число Воббе, ккал/м³	ГОСТ 31369-2008	10536,20140
	5) Высшее число Воббе, ккал/м³	ГОСТ 31369-2008	9527,91575
	6) Относительная плотность	ГОСТ 31369-2008	0,67725
	7) Плотность при 20 ˚С, кг/м³		0,81588

Результаты испытаний газа за 17.04.2018 г.

Таблица №5

Наименование образца продукции	Наименование показателей	НД на метод испытания	Средне арифметическое значение двух параллельных

Сырой газ м/р Айракты СКВ №102 (устье) Р=62,0 атм	1) Компонентный состав, (объемные %)	ГОСТ 31371-1,2,3,7-2008	
	Кислород		0,01445
	Метан		78,10360
	Азот		11,09925
	Двуокись углерода		0,20035
	Этан		7,14765
	Пропан		2,15320
	И - Бутан		0,30490
	Н - Бутан		0,42470
	Пентаны		0,21860
	Гексаны		0,03105
	Гептаны		0,00190
	Октаны		0,00035
	2) Высшая теплота сгорания, ккал/м³	ГОСТ 31369-2008	8856,97545
	3) Низшая теплота сгорания, ккал/м³	ГОСТ 31369-2008	8010,71650
	4) Высшее число Воббе, ккал/м³	ГОСТ 31369-2008	10777,48820
	5) Высшее число Воббе, ккал/м³	ГОСТ 31369-2008	9747,72975
	6) Относительная плотность	ГОСТ 31369-2008	0,67540
	7) Плотность при 20 ˚С, кг/м³		0,81365

Результаты испытаний газа за 18.05.2018 г.

Таблица №6

Наименование образца продукции	Наименование показателей	НД на метод испытания	Средне арифметическое значение двух параллельных
Сырой газ м/р Айракты СКВ №103 (устье) Р=61,3 атм	1) Компонентный состав, (объемные %)	ГОСТ 31371-1,2,3,7-2008	
	Кислород		0,01260
	Метан		79,55845
	Азот		11,08360
	Двуокись углерода		0,17205
	Этан		6,43530
	Пропан		1,80055
	И - Бутан		0,21805
	Н - Бутан		0,32165
	Пентаны		0,19940
	Гексаны		0,19725
	Гептаны		0,00045
	Октаны		0,00065
	2) Высшая теплота сгорания, ккал/м³	ГОСТ 31369-2008	8774,50070
	3) Низшая теплота сгорания, ккал/м³	ГОСТ 31369-2008	7933,35550
	4) Высшее число Воббе, ккал/м³	ГОСТ 31369-2008	10730,01340
	5) Высшее число Воббе, ккал/м³	ГОСТ 31369-2008	9701,40800

	6) Относительная плотность	ГОСТ 31369-2008	0,66875
	7) Плотность при 20 ˚С, кг/м³		0,80564

Ожидаемый среднесуточный дебит скважины - 40000 м^3/сут.

Устьевое давление на скважинах – 8,2 МПа.

Давление в точке подключения к ГСП «Айракты» - 8,2 МПа.

В основу системы сбора заложена лучевая схема внутрипромыслового сбора газа с одной манифольдной станцией, расположенной непосредственно на УКПГ.

Природный газ от двух газодобывающих скважин давлением 8,20 МПа с температурой 20°С по газопроводам-шлейфам диаметром 89х6,0 мм поступает на приемный манифольд при УКПГ, где объединяются потоки от всех газодобывающих скважин.

Для подключения проектируемых скважин №104, №105 к существующему манифольду будут использованы существующие точки подключения скважин выведенные ранее из эксплуатационного фонда скважин.

На устье скважины для предотвращения образования гидратов в газопровод вводится метанол.

Подготовка товарного газа осуществляется методом низкотемпературной сепарации.

Температура точки росы сухого газа соответствует рабочей температуре в низкотемпературном сепараторе.

В результате подготовки газа на УКПГ получают:

- товарный топливный газ в соответствии с требованиями ГОСТ 5542-87;
- конденсат.

Обустройство газодобывающих скважин №104 и №105

Размер спланированной площадки скважины составляет – 50х50 метров. На каждой площадке скважины устанавливаются однотипные площадки и сооружения:

- приустьевой приямок размером 2600х260х1400 мм;
- площадка под ремонтный агрегат;
- якоря оттяжек ремонтного агрегата;
- площадка блока автоматизированной подачи реагента БДР-4/4 с КТПН.

Расположение площадок определялось исходя из технологической схемы производства и рационального распределения территории, с учетом:

- санитарных норм и норм пожарной и взрывопожарной безопасности;
- рационального размещения подземных и надземных инженерных сетей, обеспечивающих нормальные условия их эксплуатации и ремонта.

К технологическим площадкам предусматриваются подъезды для специализированных автотранспортных средств.

Обустройство каждой скважины включает в себя технологическую обвязку с установкой фонтанной арматуры, ручной запорной арматуры и клапана-отсекателя. Для предотвращения образования гидратов предусмотрена установка Блоков ввода метанола в выкидные линии на каждой скважине.

Внутри технологического отсека блока расположено основное оборудование во взрывозащищенном исполнении. В качестве дозирующего насоса применен мембранный агрегат производства НД4М40/250КВ.

Тип гидроблока – мембранный со сдвоенной сэндвич мембранной и встроенным предохранительным клапаном.

Подача – 40 л/ч - давление на выходе – до 250 кгс/см^2.

Материал проточной части – сталь 12Х18Н10Т.

В качестве насоса закачки применен насос шестеренный НМШ5-25-4/4-Б-1-У3.

Краткие технические характеристики насоса закачки:

- подача – 4 м^3/ч; - давление на выходе - 4 кгс/см^2; - материал проточной части-бронза; - климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ15150-69 - У3.

Внутри блока предусмотрен расходный бак объемом 4 м^3, выполненный из стали 09Г2С толщиной не менее 4 мм, вентилятор, приборы КИПиА.

Внутри аппаратного отсека расположен щит управления, светильник, обогреватель. Все оборудование аппаратного отсека общепромышленного исполнения.

Обвязка скважины предусматривает установку приборов контроля давления и температуры по месту и дистанционно с передачей данных в диспетчерский пункт.

Контроль работы Блока ввода метанола ведется по месту и дистанционно из операторной.

От скважин газоконденсат по выкидным линиям диаметрами 89х6,0 мм направляется на Газосборный пункт «Айракты».

На устье скважины установлена фонтанная арматура марки АФК6-80/65х35 К2.

Фонтанная арматура предназначена для регулирования режима эксплуатации, контроля давления и температуры рабочей среды.

Техническая характеристика фонтанной арматуры

Таблица №7

Наименование показателя	Един. изм.	ФОНТАННАЯ АРМАТУРА	
		Скв. №104	Скв.№105
Тип, марка	-	АФК6-80/65Х35 К2	АФК6-80/65Х35 К2
Давление условное	МПа	35,0	35,0
Давление рабочее	МПа	8,2	8,2
Диаметр ствола елки	мм	80	80
Диаметр боковых отходов	мм	65	65
Габаритные размеры (длина, ширина)	мм	2120х2835	2120х2835
Масса	кг	2000	2000
Кол-во	шт	1	1

В обустройство устья скважины входит подключение газопроводов-шлейфов к устью скважины, установка запорной арматуры и весь необходимый комплекс вспомогательного оборудования, приборы контроля давления и температуры транспортируемой среды.

В состав приустьевой площадки скважины входит свеча сброса газа.

Свеча установлена на расстоянии 45,0 метров от устья скважины согласно нормативам и предназначена для сброса газа с устьевого оборудования в атмосферу. Диаметр ствола свечи 89х6,0 мм, высота свечи 5 метров.

Трубопроводы на площадке скважины выполняются из стальных бесшовных горячедеформированных труб по ГОСТ 8732-78, диаметром 76х6,0 мм, с последующим переходом на диаметр 89х6,0 мм. Материал труб - сталь 20.

Газопровод на площадке скважины оборудуется электроконтактным манометром и запорным устройством, которые обеспечивают автоматическое перекрытие потока газа из скважины в аварийной ситуации (понижение или повышение давления газа).

В качестве запорного устройства предусматривается клапан-отсекатель диаметром 80 мм, Ру 35,0 МПа.

Для осуществления первичных, текущих и специальных испытаний, а также, опытной эксплуатации скважин с целью получения комплексных исходных данных, используемых при подсчете запасов газа и конденсата на линии сброса газа на свечу, предусмотрены запорная арматура и фланцевое соединение диаметром 65 мм, Ру21 МПа для подключения специальных передвижных испытательных установок, оснащённых передвижным факелом.

Продувка газопровода-шлейфа перед ремонтом и после ремонта осуществляется на факел УКПГ через факельный сепаратор, где происходит отделение конденсата.

Блок дозирования реагента

Блок дозирования реагента (БДР) предусмотрено для подачи метанола на устье скважины с целью предупреждения гидратообразования в газопроводе-шлейфе.

БДР размещен на отдельной площадке, примыкающей к площадке устья скважины. На основании результатов эксплуатации скважин будет определяться необходимость установки БДР.

Оборудование поставляется в блочно-комплектном исполнении. В состав блока входят:

- технологическое оборудование;
- система отопления;
- вентиляция;
- электрооборудование и освещение;
- приборы и средства автоматизации.

Внутри блока установлен датчик контроля загазованности.

Подача метанола от БДР к технологическим трубопроводам на устье скважины осуществляется трубопроводом диаметром 25х4 мм с установкой необходимой запорной арматуры.

Прокладка трубопровода метанола к устью скважины надземная на опорах на высоте не менее 0,350 м.

Технологическая характеристика БДР

Таблица №8

	Един. изм.	БЛОК ДОЗИРОВАНИЯ РЕАГЕНТА	
		Скв. №104	Скв. №105
Тип, марка	-	УДЭ-НС.Б-40/250-1/4-И	УДЭ-НС.Б-40/250-1/4-И
Объем технологической емкости	м3	4,0	4,0
Производительность насоса дозатора (Milton Roy)	л/час	40,0	40,0
Рабочее давление на выходе с БДР	МПа	10	10
Максимальная потребляемая мощность	кВт	5,5	5,5
Габаритные размеры (длина*высота*ширина)	мм	5500х2560х2040	5500х2560х2040
Масса	кг	5500	5500
Количество	шт	1	1

Технологические трубопроводы

Трубопроводы на площадках скважин и блока дозирования метанола относятся к технологическим трубопроводам.

Технологические трубопроводы в зависимости от рабочих параметров (давления и температуры) транспортирующих сред согласно СН 527-80 классифицированы:

- Газопроводы-шлейфы - группа Б(а), I категории;
- Трубопроводы метанола - группа Б(б), I категории.

Прокладка осуществляется на глубине не менее 1,39 м. от поверхности земли до верха трубопровода. Для изготовления трубопроводов используются стальные бесшовные горячедеформированные трубы по ГОСТ 8732-78, материал – сталь В20. Подземные трубопроводы имеют трехслойное заводское полиэтиленовое покрытие. Материал деталей трубопроводов соответствует по качеству материалу основной трубы.

Антикоррозионное покрытие надземных участков трубопроводов и арматуры:

- масляно-битумной краской в два слоя по грунту ГФ-021 по ГОСТ 25129-82.

Тепловая изоляция надземных трубопроводов и арматуры - маты URSA марки М-25 (Г) из стеклянного штапельного волокна, без каширования, толщиной 60 мм по ТУ 5763-001-71451657-2004.

Покровный слой - сталь тонколистовая оцинкованная по ГОСТ 19904-90:

- трубопроводов диаметром до 219 мм включительно - 0,5 мм;
- фланцевой арматуры и фланцевых соединений диаметром до 200 мм включительно - 0,8 мм.

Окраска и маркировка трубопроводов должны соответствовать СТ РК ГОСТ Р 12.4.026 -2002 «Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Общие технические условия и порядок применения».

Монтаж трубопроводов производится, преимущественно, готовыми сборочными единицами и, собираемыми из них блоками трубопроводов с максимальной механизацией монтажных работ.

Сварные стыки трубопроводов находятся на расстоянии не менее 50 мм от опор.

Трубопроводы свариваются электродуговой ручной сваркой электродами марки Э42А по ГОСТ 9467-75. Сварные швы по ГОСТ 16037-80.

Монтаж оборудования производится на фундаменте, очищенном от загрязнений и масляных пятен. Для оборудования, требующего частой регулировки положения и перестановок, используется способ установки с местным опиранием на постоянные опорные элементы без подливки.

Для подземных стальных трубопроводов предусмотрена электрохимзащита от грунтовой коррозий.

Опознавательные столбы устанавливаются по трассе газопровода на прямых участках в пределах видимости не более чем через 1 км, на углах поворота газопровода, местах пересечения с дорогами.

До ввода в эксплуатацию трубопроводы подлежат очистке полости, гидравлическому испытанию на прочность и проверке на герметичность.

Величина испытательного давления на прочность принимается 1,10хРраб.

Давление проверки на герметичность составляет - Рраб.

Продолжительность испытания на прочность определяется временем осмотра трубопровода и проверки герметичности разъемных соединений.

Контроль качества сварных соединений стальных трубопроводов на площадке скважины производится – 100% физическим методом, 20% ультразвуковым методом.

Газопроводы-шлейфы

Промысловые трубопроводы в зависимости от диаметра, рабочего давления и характера транспортируемой среды классифицированы, согласно ВСН 51-2.38-85:

- Газопроводы-шлейфы - II класс, 1 группа, III категория.

Участки трубопроводов в местах пересечений с подземными коммуникациями, ранее проложенными по месторождению в пределах 20 метров по обе стороны пересечения, отнесены к трубопроводам II категории.

В местах перехода проектируемых трубопроводов через автомобильные дороги участки по обе стороны от дороги длиной 25 м каждый от подошвы насыпи отнесены к II категории.

Газопроводы-шлейфы выполнены из стальных бесшовных горячедеформированных труб по ГОСТ 8732-78* диаметрами 89х6,0 мм и предназначены для транспортировки газа от двух проектируемых газодобывающих скважин к манифольдной станции, расположенной на УКПГ.

Глубина заложения подземных газопроводов 1,39 метра до верхней образующей трубопровода.

Рабочее давление в трубопроводах 8,2 МПа.

Разработка траншеи для газопроводов ведутся одноковшовым экскаватором. При подходе к манифольдной станции - разработка траншеи производится вручную.

При одновременной прокладке проектируемых газопроводов-шлейфов в одной траншее расстояние между ними в свету принимается не менее 0,5 метр.

При пересечении с промысловыми автодорогами проектируемые газопроводы-шлейфы прокладываются в защитном футляре из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91 диаметром 325х10,0 мм.

На одном из концов футляра предусматривается вытяжная свеча выводимое на расстояния по горизонтали не менее 25 метров от подошвы земляного полотна дороги. Высота свечи от уровня земли не менее 5 метров.

При пересечении проектируемых газопроводов-шлейфов с существующими промысловыми трубопроводами расстояние между ними в свету принимается не менее 0,35 метра.

По трассе газопроводов-шлейфов предусмотрена установка опознавательных знаков на расстоянии не более 1 км друг от друга, на углах поворота в горизонтальной плоскости, а также предупреждающих знаков при пересечении автомобильных дорог.

Для обеспечения электрической изоляции защищаемой части трубопроводов предусмотрена установка изолирующих фланцевых соединений.

Изолирующие фланцевые соединения диаметром 80 мм, Ру 20,0 МПа установлены на надземной части трубопровода.

Антикоррозионное покрытие подземных стальных трубопроводов «весьма усиленного» типа на основе полимерных липких лент, общей толщиной 4 мм.

Конструкция изоляции: грунтовка битумно-полимерная типа ГТ-760ИН по ТУ 102-340-83 - 1 слой; лента поливинилхлоридная изоляционная липкая в 2 слоя по ТУ 102-320-86; обертка защитная типа ПЭКОМ в один слой по ТУ 102-284-81.

Марка антикоррозионного покрытия при необходимости может быть заменена на аналогичную по антикоррозионным свойствам.

Промысловые трубопроводы подлежат испытанию на прочность давлением - 1,10хРраб, и на герметичность давлением - Рраб.

Контроль качества сварных соединений газопроводов проводится - трубопроводы III категории - в объеме 100% физическим методом, из них радиографическим методом - 25%.

Протяженность проектируемых газопроводов-шлейфов от скважин, условия их подключения к объектам системы сбора газа месторождения Амангельды представлена в таблице №9.

Таблица №9

№ п/п	Скважина	Протяженность трубопроводов, м	Место подключения
1	104	974,0	Манифольд УКПГ
2	105	2722,0	Манифольд УКПГ

Характеристика объектов по взрывопожарной и пожарной опасности

Характеристика проектируемых объектов по категориям и классам взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности

Таблица №10

Наименование помещения, участка, наружной установки	Вещества, применяемые в производстве	КАТЕГОРИЯ ВЗРЫВОПОЖАРНОЙ И ПОЖАРНОЙ ОПАСНОСТИ ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГЛАМЕНТУ «ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ»	КЛАСС ЗОНЫ ВЗРЫВНОЙ И ПОЖАРНОЙ ОПАСНОСТИ ПО ПУЭ РК	КАТЕГОРИЯ И ГРУППА ВЗРЫВООПАСНЫХ СМЕСЕЙ ПО ГОСТ 12.1.011-88
Добывающие скважины	Газ природный	А	В-1Г	IIА-Т1

Свеча	Газ природный	А	В-1Г	IIА-Т1
Блок дозирования реагента	Метанол	А	В-1Г	IIА-Т1

Классификация взрывоопасных и вредных веществ, участвующих в технологических процессах

Таблица №11

Наименование веществ	Предел взрываемости		Плотность, кг/м3	Температура вспышки, °С	Температура самовоспламенения, °С	Допустимая конц.. кг/м3 СанПиН РК	Классификация по горючести веществ	Индивидуальные средства защиты	Класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76
	Нижний	вВерхний							
Газовый конденсат	-	-	~0,74	-44	285÷300	300	ЛВЖ	Спец. одежда и обувь, противогаз	4
Попутный газ	5	15	0,900	-	537	1,1-10	ГГ	То же	3
Метанол	6,7	38,5	0,793	8	464	5	ЛВЖ	То же	3

Проектные технологические решения обустройства скважин №104, №105 обеспечат проектную добычу газа и безопасные условия эксплуатации объекта.

Основные показатели по разделу:

Прогнозируемый дебит скважин по газу - 40,00 тыс. м^3/сут;

Протяженность газопроводов-шлейфов – №104-0,974 км; №105-2,722 км.

6.2.3 Архитектурно-строительные решения. Конструктивные решения

Уровень ответственности - II.

За относительную отметку 0.000 принят уровень земли по ГП.

Приустьевой приямок

приустьевой приямок размером 2900х2900 мм, глубиной заложения 1,50 м.

стенки, днище – толщиной 200 мм из бетона В12,5 на сульфатостойком портландцементе, водонепроницаемостью W4, армированные сетками диаметром 12 мм с шагом ячеек 200 мм, под фундаменты предусмотрена подготовка из щебня фракции 20-40 мм пропитанный битумом толщиной 50 мм. Боковые поверхности фундамента покрываются горячим битумом за 2 раза.

съемные панели П1, П2, П3 – металлические из уголков 50х5 по ГОСТ 8509-93 и листов ПВ506 по ТУ 36.26.11-5-89; для крепления металлических панелей предусмотрены закладные детали. Все металлические элементы выполнить из стали СТ3 по ГОСТ 380-2005. сварку металлических изделий производить электродами Э42 по ГОСТ 9467-75*.

Площадка обслуживания ПО-1

фундамент – столбчатый размером 400х400 мм, глубина заложения минус 0,5 м из бетона В12,5 на сульфатостойком портландцементе, водонепроницаемостью W4. для крепления металлических стоек предусмотрены закладные детали. Все металлические

элементы выполнить из стали СТ3 по ГОСТ 380-2005. Сварку металлических изделий производить электродами Э42 по ГОСТ 9467-75*;

площадка ПГВ принята по серии 1.450.3-7.94 и ограждение площадки из уголков 50х5, 25х3 по ГОСТ 8509-93.

Площадка под ремонтный агрегат

фундамент - плита сборная железобетонная 1П18-15, 1ПБ60.30, 1П30.18 по ГОСТ 21924-84 толщиной 140 мм, с размером 6000х3000 мм, подготовка из щебня фракции 20-40 мм пропитанный битумом толщиной 50 мм, уплотненный грунт. Плиты укладываются на выравнивающий слой бетона из класса В7.5 толщиной 30 мм. Стыки между плитами заделать цементным раствором М100, на сульфатостойком портландцементе.

Якорь для крепления ремонтного агрегата

фундамент – столбчатый размером 200х1200 глубиной заложения минус 1,55 м из бетона В20 на сульфатостойком портландцементе, водонепроницаемостью W4. для крепления металлических стоек предусмотрены закладные детали. Под фундаменты предусмотрена подготовка из щебня фракции 20-40 мм пропитанный битумом толщиной 50 мм. Боковые поверхности фундамента покрываются горячим битумом за 2 раза. Все металлические элементы выполнить из стали СТ3 по ГОСТ 380-2005. Сварку металлических изделий производить электродами Э42 по ГОСТ 9467-75*.

Блок дозирования химреагента БР

фундамент - плита сборная железобетонная 1П30.18 по ГОСТ 21924-84 толщиной 140 мм с водонепроницаемостью W8, с размером 6000х3000 мм, подготовка из щебня фракции 20-40 мм пропитанный битумом толщиной 50 мм, уплотненный грунт. Стыки между плитами заделать цементным раствором М100, на сульфатостойком портландцементе.

Опора ОП-1

фундамент – столбчатый размером 250х250 мм, глубина заложения минус 0,7 м из бетона В12,5 на сульфатостойком портландцементе, водонепроницаемостью W4. для крепления металлических стоек предусмотрены закладные детали. Все металлические элементы выполнить из стали СТ3 по ГОСТ 380-2005. Сварку металлических изделий производить электродами Э42 по ГОСТ 9467-75*;

Ограждение территории

Калитка КМ1В и ворота ПМ1В, панели 1ПМ-30-20* приняты по серии 3.017-3. Стоки ограждения приняты из труб диаметром 89х3,5 мм, 140х5 мм по ГОСТ 8732-78. Фундамент - столбчатый размером 400х400 мм 800х800 мм, глубина заложения минус 0,8 м из бетона В12,5 на сульфатостойком портландцементе, водонепроницаемостью W4. для крепления металлических стоек предусмотрены закладные детали. Все металлические элементы выполнить из стали СТ3 по ГОСТ 380-2005. сварку металлических изделий производить электродами Э42 по ГОСТ 9467-75*.

Опознавательные знаки

Ппредусматривается установка опознавательных знаков высотой 2 м от поверхности земли, которые оснащены соответствующими щитами с надписями-указателями. Знаки устанавливаются в пределах видимости.

Свеча вытяжная

Стойка под свечу – труба диаметром 108х6 мм, 273х8 по ГОСТ 8732-78.

Площадка под шкаф

Фундаменты из ФБС 9.4.6 по ГОСТ 13579-78 с закладными деталями. Калитка КМ1В и ворота ПМ1В, панели 1ПМ-30-20 приняты по серии 3.017-3. Стоки ограждения приняты из труб диаметром 89х3,5 мм, 140х5 мм по ГОСТ 8732-78. Фундамент - столбчатый размером 400х400 мм 800х800 мм, глубина заложения минус 0,8 м из бетона В12,5 на сульфатостойком портландцементе, водонепроницаемостью W4. для крепления металлических стоек предусмотрены закладные детали. Все металлические элементы выполнить из стали СТ3 по ГОСТ 380-2005. сварку металлических изделий производить электродами Э42 по ГОСТ 9467-75*.

Антикоррозийная защита

Защита строительных конструкций от коррозии выполняется в соответствии с требованиями СН РК 2.01-01-2013 «Защита строительных конструкций от коррозии».

Антикоррозийная защита стальных конструкций осуществляется двумя слоями пентафталевыми эмалями ПФ-115 ГОСТ 6465-76* по глифталевой грунтовке ГФ-021 по ГОСТ 25129-82*, общей толщиной не менее 55 мкм.

Боковые поверхности фундамента покрываются горячим битумом за 2 раза.

6.2.4 Инженерное обеспечение, сети и системы

Электротехнические решения

Раздел - технически несложный II (нормального) уровня ответственности.

Электроснабжение скважин № 104, № 105

Электроснабжение площадок газоконденсатных скважин №104 и №105 предусмотрено от комплектных трансформаторных подстанций наружной установки типа КТПН-10/0,4 кВ с силовыми трансформаторами мощностью 25 кВА на каждой площадке.

На основании задания на проектирование и технических условий № 55, 56 от 09.08.2018 г., выданными ТОО «Амангельды Газ» подключение КТПН-10/0,4кВ со стороны высокого напряжения предусмотрено от существующих опор ВЛ-10 кВ «Амангельды-Жаркум-Айракты» в районе месторождения Айракты согласованных с заказчиком. Подключения запроектированы посредством установки устройства ответвления на промежуточной опоре (УОП).

Предусмотрено строительство ВЛ-10 кВ общей протяженностью 1,734 км, из них:

- линия «Л-Скв.104» проводом АС35/6,2, протяженность 0,563 км;
- линия «Л-Скв.105» проводом АС35/6,2, протяженность 1,171 км.

Строительство ВЛ-10 кВ предусмотрено по железобетонным опорам со стойками СВ105-5.

Предусмотрена установка разъединительных пунктов РЛНД-10-400 на отпаечных опорах и на концевых опорах возле КТПН.

Внутриплощадочные сети электроснабжения

Подключение блочной автоматизированной установки типа БДР, шкафа автоматики и светильников наружного освещения территории к РУ-0,4 кВ КТПН-10/0,4 кВ предусмотрено кабельными линиями марки ВБбШв-0,66 кВ расчетного сечения, проложенными в траншее на глубине 0,7-0,8 м от планировочной отметки земли под засыпку грунтом. Протяженность проектируемых кабельных линий для скважины № 104 составляет 0,105 км, в том числе для подключения опор наружного освещения – 0,150 км. Протяженность проектируемых кабельных линий для скважины № 105 составляет 0,105 км, в том числе для подключения опор наружного освещения – 0,150 км.

Внутриплощадочные сети освещения

Проектом предусмотрено наружное освещение территории светодиодными прожекторами СП-Л200 с лампами мощностью 150 Вт, установленными на мачтах наружного освещения с молниеприемником на базе железобетонной стойки СВ105. Осветительная сеть выполнена кабелем марки ВБбШв-0,66 кВ расчетного сечения, проложенным в земле в траншее. Питание и управление наружным освещением, предусмотрено от фидера уличного освещения РУ-0,4 кВ КТПН.

Учет электроэнергии предусмотрен общий на КТПН 10/0,4 кВ.

Молниезащита

Согласно СН РК 2.04-29-2005 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений» выполнена молниезащита по II категории.

Классификация взрывоопасных зон определена в соответствии с требованиями ПУЭ Республики Казахстан.

Молниезащита оборудования на площадках скважин №104 м №105 выполняется посредством установки молниеприемников на мачтах наружного освещения.

Молниеприёмники присоединяются к заземляющим устройствам, в качестве которых используются заземляющие устройства электроустановок, а при их отсутствии или невозможности их использования выполняются самостоятельные заземлители.

Также защита от прямых ударов молнии наружных установок с взрывоопасными зонами класса В-1г обеспечивается их присоединением к заземлителям

Выполненное по нормам электробезопасности защитное заземление всех технологических установок и технологических трубопроводов обеспечивает также их защиту от вторичных проявлений молнии и защиту от статического электричества.

Защита от заноса высокого потенциала по внешним наземным или надземным коммуникациям осуществляется присоединением их к заземлителю защиты от прямых ударов молнии на входе в технологические площадки.

Комплектная трансформаторная подстанция

Комплектная трансформаторная подстанция принята наружной установки тупикового типа с одним трансформатором с воздушным вводом 10 кВ и кабельным выходом типа КТПН-25/10/0,4 кВ с вариантом РУ-0,4 кВ на автоматических выключателях серии АЕ2046.

Проектом предусмотрены мероприятия по защите людей от поражения электрическим током в случае нарушения изоляции в электроустановках. Предусмотрен контур заземления для КТПН-10/0,4 кВ с нормируемым сопротивлением 4 Ом и заземляющие устройства опор ВЛ-10 кВ.

Основные технические показатели

Категория надежности электроснабжения - III.
Напряжение сети - 10/0,4 кВ.
Установленная мощность (для каждой скважины) - 12,6 кВт.
Расчетная мощность - 10,6 кВт.
КТПН-25/10/0,4 кВ - 2 комплекта.
Общая протяженность линии ВЛ-10 кВ - 1,734 км.
Протяженность КЛ-0,4 кВ (в том числе наружное освещение) - 0,510 км.

Электрохимическая защита

В разделе проекта запроектирована электрохимическая защита подземных промысловых газопроводов-шлейфов от газодобывающих скважин №№ 104, 105 до ГСП месторождения «Айракты».

В соответствии с требованиями нормативных документов проектируемые стальные газопроводы - шлейфы предохраняются от почвенной коррозии пассивной защитой (защитными противокоррозионными изоляционными покрытиями наружной поверхности) и активными средствами защиты. Согласно материалов инженерных изысканий, удельное электросопротивление грунта на участках подземной прокладки стальных трубопроводов не более 600 Ом/м; блуждающих токов не обнаружено.

Активным способом антикоррозионной защиты является электрический метод – электрохимическая защита (ЭХЗ). Для защиты подземных стальных газопроводов-шлейфов предусматривается выполнить его катодную поляризацию от внешних источников постоянного тока (от катодной станции). Катодная поляризация сооружений осуществляется таким образом, чтобы поляризационные потенциалы металла относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения находились между минимальным -0,85 В и максимальным -1,15 В (по абсолютному значению). В проекте приняты решения по созданию этой системы электрохимической защиты.

Расчетный срок службы проектируемых средств электрохимической защиты проектируемых подземных трубопроводов - не менее 30 лет.

Проектные решения по электрохимической защите

Электрохимическая защита проектируемых подземно расположенных трубопроводов осуществляется путем непрерывного воздействия нормируемого защитного потенциала на них с использованием внешнего источника энергии. Подача защитного потенциала к трубопроводам запроектирована от существующей станции катодной защиты УКЗ-1 с выпрямителем серии ПТМ-1,2 мощностью 1200 Вт.

Подключение проектируемых трубопроводов к существующей станции катодной защиты запроектировано через диодно-резисторный блок типа БДР-М2-15/25-4-У1.

Расчет параметров и характеристик установок электрохимической защиты выполнен в программной среде ElectriCS ECP rev. 2.

Магниевые протекторы типа ПМ-20У, размещаемые в местах строительства продувочных свечей, запроектированы в качестве заземлителей для надземно расположенных частей сооружений, находящихся под защитным потенциалом системы электрохимической защиты. Расчетное сопротивление каждого из заземляющих устройств не более 25 Ом в любое время года.

Проектом предусмотрена плановая замена протекторов ПМ-20 с интервалом не реже один раз в 10 лет.

Для соединения кабелей катодной защиты трубопроводов, а так же контроля защитного потенциала сооружений, проектом предусматривается установка контрольно-измерительных пунктов (КИП). КИП укомплектованы медносульфатными электродами сравнения неполяризующимися ЭНЕС-1 для измерений поляризационных потенциалов трубопровода. Шаг установки контрольно-измерительных пунктов по трассе газопровода - не более 1000 м.

Защитные кожуха газопровода из стальной трубы Ø325х100 защищаются от коррозии путем подвода части защитного электрохимического потенциала от проектируемого газопровода через резистор с сопротивлением в 1 Ом, размещенный на клеммах соответствующего контрольно-измерительного пункта.

Защитные мероприятия

Для системы электрохимической защиты предусматривается выполнение в полном объеме всех защитных мер электробезопасности, предусмотренных «Правилами устройства электроустановок Республики Казахстан» (ПУЭ РК).

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

В качестве токоотводов заземляющих устройств защитного заземления сооружений, находящихся под потенциалом установок катодной защиты, предусматривается использование магниевых протекторов, количество которых определяется расчетом с учетом срока службы и допустимого значения сопротивления растеканию электрического тока. Общее сопротивление каждого из заземляющих устройств должно быть не более 25 Ом в любое время года.

Автоматизированная система управления инженерным оборудованием

Автоматизация технологического процесса

Раздел «Автоматизация технологического процесса» разработан на основании:

- задания на проектирование;
- технологических решений;
- нормативных документов, действующих на территории Республики Казахстан.

Объекты автоматизации и контроля

Проектом предусматривается оснащение средствами автоматизации и контроля 2-х газоконденсатных скважин №№ 104, 105 на месторождении «Айракты».

Основные проектные решения

Принятые решения позволяют осуществлять безопасную эксплуатацию проектируемого оборудования.

На площадке скважины проектом предусматривается установка показывающих по месту приборов и приборов с дистанционной передачей данных, на устьевой арматуре и выкидной линии.

Для сбора и подготовки к дальнейшей передачи данных проектом предусматривается использование системы сбора информации на базе ПЛК NFCP050 фирмы Yokogawa из линейки оборудования Stardome.

Конструктивно контроллер представляет собой модуль ЦПУ NFCP050 со встроенными входами DI (16 каналов), AI (12 каналов). Для связи с существующей сетью АСУ ТП имеется встроенный интерфейсы RS485 (протокол Modbus RTU) и LAN.

Проектом предусматриваются интеллектуальные первичные преобразователи давления и температуры. Преобразователи давления – Yokogawa EJX-530A, имеющие взрывозащиту класса Exd (взрывонепроницаемая оболочка). Преобразователь температуры – Yokogawa YTA-310, взрывозащита класса Exd (взрывонепроницаемая оболочка). Все первичные преобразователи имеют унифицированный токовый сигнал 4…20 мА и поддерживают протокол HART.

Контроль состояния установок БДР осуществляется при помощи цифрового протокола Modbus RTU с электрическим интерфейсом RS485.

Приборы по месту (манометры) применены общепромышленного исполнения, производства фирмы WIKA.

Подключение к процессу преобразователей давления и манометров осуществляется через трехвентильный манифольд, преобразователя температуры и термометра – через защитную гильзу.

Передача данных от контроллера осуществляется при помощи проектируемой ВОЛС с точкой подключения в существующем шкафу ШРОу.

Для защиты от несанкционированного доступа предусматривается использование конечного выключателя («сухой контакт») двери шкафа, подключенного ко входу DI ПЛК.

Для контроля территории площадки скважины и подъездных путей проектом предусматривается установка поворотной управляемой видеокамеры.

Монтаж приборов будет выполнен в соответствии монтажными чертежами, инструкциями по монтажу и эксплуатации, типовым чертежам и нормам, рекомендациям заводов-изготовителей.

Манометры и преобразователи давления монтируются через двухвентильный манифольд непосредственно к первичным вентилям на трубопроводах (см. раздел ТХ).

Преобразователь температуры и термометр монтируются непосредственно в трубопровод, через защитную гильзу.

Кабели от первичных преобразователей на площадке устьевого оборудования сводятся в соединительную коробку. Коробка монтируется на стойке, с креплением к бетонной плите основания.

ПЛК расположен в шкафу с защитой класса IP54. Шкаф имеет встроенную систему контроля микроклимата.

Камера видеонаблюдения монтируется на типовой железобетонной опоре СВ-105.

Кабельные проводки

В качестве кабелей системы автоматизации применены бронированные экранированные медные контрольные кабели типа МКЭКШвнг. Кабели используемые для подключения панелей управления блоков БДР – специализированные, для сетей RS485 типа КИПвЭВ 1,5х2х0,78.

Кабель видеонаблюдения – медный кабель типа «витая пара» категории UTP 5е.

Кабель волоконно-оптической линии связи – одномодовый, емкостью 4 волокна типа ОКБ-0.22-4П 7кН.

По площадкам скважин кабели прокладываются в траншее типа Т-1 (согласно типового альбома А5-92, лист 13), с защитой гофрированной трубой ПВД/ПНД. Кабели ВОЛС прокладываются в траншее, в защитной полиэтиленовой трубке типа ЗПТ. В месте пересечения с подземными коммуникациями проектом предусматривается дополнительная защита при помощи трубы типа БНТ Ду 150. Трасса ВОЛС размечается кабельными замерными столбиками с интервалом 200…300 м. В месте разветвления трассы предусматривается колодец оперативного доступа типа КОД.

При вводе в приборы и оборудование кабель защищается гибким металлорукавом.

Для монтажных работ внутри шкафа АСУ предусматривается использование провода типа ПВ-3.

Кабели и их жилы маркируются при помощи кабельных оконцевателей и кабельных бирок.

Электропитание

Для электропитания приборов и средств автоматизации проектом предусмотрено использование унифицированного блока питания серии SITOP фирмы Siemens, обеспечивающий выходное напряжение 24 В постоянного тока при нагрузке 10А. Питание модуля CPU ПЛК осуществляется от специализированного блока питания NFPW426 производства Yokogawa. Для обеспечения бесперебойного питания из расчета 2 часов работы при отсутствии первичного электроснабжения используется блок бесперебойного питания типа РТ-3К мощностью 2400.

6.3 Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных и взрыво-пожароопасных ситуаций

Основными мерами по предупреждению ЧС природного и техногенного характера являются:

- мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций;
- научные исследования, наблюдения, контроль обстановки и прогнозирование чрезвычайных ситуаций;
- гласность и информация в области чрезвычайных ситуаций;
- пропаганда знаний, обучение персонала в области чрезвычайных ситуаций;
- защитные мероприятия в области чрезвычайных 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 взрывопожаробезопасности;
- герметизацию системы технологического режима;
- осуществление контроля с помощью контрольно-измерительных приборов;
- системы защиты от превышения давления;
- изоляция оборудования и трубопроводов;
- дренажи;
- систему пожаротушения.

Проектируемые сооружения размещены на безопасном расстоянии от существующих инженерных коммуникаций в соответствии с нормами.

Применяемое оборудование, арматура и трубопроводы по техническим характеристикам обеспечивают безопасную эксплуатацию технологических аппаратов, узлов коммуникаций. Размещение запорной арматуры обеспечивает удобное и безопасное обслуживание.

Все технологические трубопроводы после монтажа будут подвергаться контролю сварных стыков и испытанию.

Все сооружения запроектированы с учётом требований по взрывопожаробезопасности.

В процессе эксплуатации месторождения Айракты ведется использование и хранение таких веществ как газоконденсат, химические реагенты (ингибиторы коррозии). Основными техническими решениями по обеспечению необходимой безопасности производственных процессов являются:

- размещение установок и объектов с учетом безопасных расстояний, указанных в соответствующих нормативных документах;
- осуществление надзора, с помощью контрольно-измерительных приборов;
- установка системы защиты от превышения давления;
- проведение работ по изоляции оборудования;
- установка продувочных свечей;
- установка дренажных систем;
- обеспечение нормативной документацией по охране труда и технике безопасности.

Основными, принятыми в проекте мероприятиями, направленными на предотвращение выделения вредных, взрывопожароопасных веществ при производственных процессах являются:

- обеспечение прочности и герметичности технологических аппаратов и трубопроводов, а также фланцевых и резьбовых соединений оборудования;

- автоматизация и дистанционный контроль;

- размещение и складирование вредных и взрывопожароопасных веществ на открытых площадках на безопасном расстоянии от технологического оборудования и производственных помещений;

- применение оборудования, трубопроводов и приборов коррозионно - стойкого исполнения;

- обеспечение коррозионной защиты металлоконструкций.

Проектными решениями предусмотрены герметизированные системы сбора и транспорта нефти и газа. Технологические аппараты оснащены системами подвода пара для продувки перед ремонтом в целях достижения в них концентраций вредных и взрывоопасных веществ, не превышающих ПДК.

Технологические системы, их отдельные элементы, оборудование оснащены необходимыми средствами регулирования, блокировками, обеспечивающими их безопасную эксплуатацию. Предохранительные клапаны, установленные на технологическом оборудовании, снабжены калиброванными мембранами, строго соответствующие по материалу и толщине расчетным данным. На замерных установках установлены датчики температуры и давления, на дренажных емкостях датчики верхнего уровня. Также предусмотрено заземление и защита от коррозии. Защита аппаратов и оборудования, работающих под давлением, предусматривается установкой предохранительных клапанов, запорной арматуры, средств контроля, измерения и регулирования технологических параметров.

Газопроводы прокладываются из стальных бесшовных труб, соединенных сваркой.

Устья газодобывающих скважин имеют обваловку.

На рабочий проект получено согласование РГУ «Департамент Комитета индустриального развития и промышленной безопасности по Жамбылской области» №KZ62VQR00013399 от 25.12.2018 года.

6.4 Оценка воздействия на окружающую среду

Раздел «Охрана окружающей природной среды» к рабочему проекту «Обустройство скважин №104 и №105 месторождения Айракты» выполнен ТОО «Мунайгазпроект-Сервис» в 2018 году, государственная лицензия №00945Р от 06.04.2007 года, выданный Министерством охраны окружающей среды.

Экспертные работы раздела «Охрана окружающей природной среды» к рабочему проекту «Обустройство скважин №104 и №105 месторождения Айракты» проводились Комитетом экологического регулирования и контроля Министерство энергетики РК, получено Заключение государственной экологической экспертизы на «Проект обустройства скважин No104 и 105 месторождения Айракты» с материалами ОВОС за №0W-0004/19 от 30.04.2019 года.

6.5 Оценка соответствия проекта санитарным правилам и гигиеническим нормам

Обустройство скважин №104 и №105 проектируется на существующем месторождении «Айракты» по добыче природного газа, в соответствии с п.47 санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» утвержденных Приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 237 (далее – СП №237) ранее установлена санитарно-защитная зона для месторождения «Айракты» размером 1000 м и отнесено к 1 классу опасности по санитарной классификации, согласно санитарно-эпидемиологическому заключению №H1-0024/16 от 03.06.2016г. выданного уполномоченным органом в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения, с подтверждением расчетных параметров данными натурных исследований. Для проектируемых скважин СЗЗ не устанавливается.

Эксплуатируемое месторождение «Айракты» относится к Таласскому району Жамбылской области ТОО «Амангельды ГАЗ», ближайший населенный пункт село Уюк находится в 70 км к югу.

Проектом предусматривается обустройство устьев скважин, выкидных линий от скважин до газосборного пункта «Айракты». Предусмотрено планомерное озеленение территории СЗЗ.

Раздел ОВОС согласован с заказчиком. Согласно данных ОВОС в т.ч. натурных лабораторных исследований на границе санитарно-защитной зоны в атмосферном воздухе загрязняющие вещества не превышают предельно-допустимых концентраций. Производственный лабораторный контроль за обеспечением качества атмосферного воздуха осуществляется передвижной/стационарной испытательной лабораторией ТОО «ЭкоЛюкс-Ас» по программе представленной в составе проекта согласно п.12 СП №237.

На месторождении «Айракты» предусмотрен план мероприятий по радиационной безопасности в случае выявления источника радиационного загрязнения. Согласно санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденных приказом и.о. Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 марта 2015 года № 261, радиационная безопасность персонала, населения и окружающей природной среды обеспечивается при соблюдении основных принципов радиационной безопасности. Район работ не представляет радиационной опасности.

Организация строительства включает в себя создание необходимых санитарно-бытовых условий для строителей, в соответствии с требованиями СП «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства», утв. приказом МНЭ РК от 28.02.2015 года № 177 в т.ч.: предусмотрено обеспечение работников горячим питанием, стиркой спецодежды, предусмотрено прохождение периодического медицинского осмотра.

6.6 Организация строительства

Проект организации строительства разработан на основании рабочих чертежей.

Состав проекта организации строительства не противоречит требованиям СН РК 1.03.00-2011 «Строительное производство. Организация строительства предприятий, зданий и сооружений» и содержит следующие разделы:

пояснительная записка;
результаты обследования здания;
краткая характеристика строительной площадки, зданий и сооружений;
инженерно-геологические данные;
методы производства основных строительно-монтажных работ;
строительный генеральный план;
определение продолжительности строительства.

В пояснительной записке приведены исходные данные: краткая характеристика площадки, зданий и сооружений; мероприятия по охране труда и технике безопасности; условия сохранения окружающей природной среды; обоснование потребности в основных строительных машинах и механизмах; обоснование потребности в автотранспорте, мероприятия по организации санитарно-бытовых условий на стройплощадке, демонтаж существующего оборудования, транспортировка тяжеловесного оборудования.

Продолжительность строительства объекта «Обустройство скважин №№104 и 105 месторождения Айракты», в ценах 2019 года, определена в соответствии СП РК 1.03-101-2013 «Продолжительность строительства и задел в строительстве предприятий, зданий и сооружений», ч.,-табл. Г.1.2.1 п.2 Нефтепроводы, газопроводы, водоводы.

Протяженность до 10 км - 2 месяца, (в том числе - 1 месяц подготовительный период).

1. Расчетная протяженность трубопроводов по проекту-3,696 км. Тн = 2 мес. Согласно, части 1 СП 1.03-101-2013 Табл. Г.1.1.7. п.13 протяженность воздушных линий 6 кВ до 5 км с продолжительностью строительства 1 месяца. Расчетная протяженность

воздушных линий ВЛ-6кВ по проекту-1,734 км. Тн =1мес.Т=1мес. х3√ (1, 734/5) =1х 0,7026=0,7 месяца.

2. Согласно, части II.СП РК 1.03-102-2014, Таблица п.Б.5.2.1 поз.24 продолжительность строительства трансформаторной подстанции 1 месяц. Монтаж трансформаторных подстанций КТПН -40/6-0.4 на скважинах производится совместно со строительством ВЛ-6 кВ.3. Согласно, части II. СП РК 1.03-102-2014 Таблица п.Б.1.4.1 поз. 3, продолжительность строительства для автомобильных дорог с усовершенствованным облегченным и переходным типом покрытий V категории 5 км составляет-7 месяцев. Расчетная протяженность дорог по проекту-1, 974км.Т= 7 мес. х3√(1,974/5) = 7 х 0,7336= 5, 14 месяцев.Общая расчетная продолжительность строительства объекта составляет: Т= (5,14мес.+ (2 мес.х0,3) х 1,1 = 6,5 месяца, где 1,1– климатический коэффициент, СН РК ч.1 п.4.10.

Продолжительность строительства составляет 6,5 месяца. Начало работ предусмотрено во II квартале 2019 году, письмо заказчика ТОО «Амангельды Газ» №2-21-23 от 10.101.2019 г. о начале строительства во 2 квартале в 2019 году.

Распределение инвестиций (заделы) по годам строительства: на 2019 – 100 %.

6.7 Сметная документация

Сметная документация разработана в соответствии с Государственным нормативом по определению сметной стоимости строительства в Республике Казахстан, утвержденным приказом Комитета по делам строительства, жилищно-коммунального хозяйства Министерство по инвестициям и развитию Республики Казахстан **от 14 ноября 2017 года №249-нқ**, на основании государственных сметных нормативов и принятых проектных решений.

Постэкспертная сметная стоимость строительства подлежит утверждению заказчиком и является основанием для определения лимита средств, при реализации проектов за счет государственных инвестиций в строительство в соответствии с пунктом 17 Государственного норматива по определению сметной стоимости в Республике Казахстан.

Сметная документация составлена ресурсным методом с использованием программного комплекса АВС-4 (редакция 2019) по выпуску сметной документации в текущих ценах 1 квартала 2019 года, в связи с приказами Комитета по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан **№ 210-нк от 02.10.2018 г. и № 251-нк от 10.12.2018 г.** "Об утверждении нормативных документов по ценообразованию в строительстве и сметным нормам», утверждающим вводящим в действие с **1 января 2019 года**.

При составлении смет использованы:

сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на строительные работы, ЭСН РК 8.04-01-2015, Изменения и дополнения Выпуск 14;

сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на монтажные работы ЭСН РК 8.04-02-2015, с учетом изменений и дополнений выпуск 14;

сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на ремонтно-строительные работы ЭСН РК 8.05-01-2015, с учетом изменений и дополнений выпуск 14;

сборники сметных цен в текущем уровне на строительные материалы, изделия и конструкции ССЦ РК 8.04-08-2018 год, 2019 год (17 сборников);

сборник сметных цен в текущем уровне на эксплуатацию строительных машин и механизмов СЦЭМ РК 8.04-11-2018, 2019 год;

сборник сметных цен в текущем уровне на перевозки грузов для строительства СЦПГ РК 8.04-12-2018. 2019 год;

СЦПГ РК 8.04-12-2018 «Сборник сметных цен на перевозки грузов железнодорожным транспортом» 2019 год;

сборник сметных цен в текущем уровне на инженерное оборудование объектов строительства ССЦ РК 8.04-09-2018. 2019 год;

укрупненные сметные нормативы Республики 8.02-04-2018 «Сборники укрупненных

показателей стоимости строительства зданий и сооружений. Объекты непроизводственного назначения» (16 сборников);

укрупненные сметные нормативы Республики Казахстан 8.02-03-2018 «Сборники укрупненных показателей сметной стоимости конструктивов и видов работ» (6 сборников);

укрупненные сметные нормативы Республики Казахстан 8.02-03-2018 «Сборники укрупненных показателей сметной стоимости конструктивов и видов работ»;

перечень оборудования, материалов и изделий, с приложением прайс-листов, наименования которых с соответствующими техническими характеристиками отсутствуют в действующей нормативной базе, утвержденный заказчиком заказчика ТОО "Амангельды ГАЗ" от 15.03.2019 года, согласно пункту 9.3.14 СН РК 1.02-03-2011, пунктам 55 и 60 Нормативного документа по определению сметной стоимости строительства в Республике Казахстан, (приказ КДСиЖКХ МИР РК от 14 ноября 2017 года №249-нқ).

В сметной стоимости строительства учтены дополнительные затраты:

накладные расходы, определённые в соответствии с Государственным нормативом по определению величины накладных расходов в строительстве (приложение 2 к приказу от 14 ноября 2017 года №249-нқ);

сметная прибыль в размере 8% от суммы прямых затрат и накладных расходов (приложение 2 к приказу от 14 ноября 2017 года №249-нқ);

средства на непредвиденные работы и затраты в размере 2% от стоимости строительно-монтажных работ по главам 1-9 сметного расчета стоимости строительства (п. 72, приложение 1 к приказу от 14 ноября 2017 года №249-нқ);

затраты на строительство временных зданий и сооружений (НДЗ РК 8.04-05-2015) с учетом изменений и дополнений выпуск 11;

дополнительные затраты на производство строительно-монтажных работ в зимнее время (НДЗ РК 8.04-06-2015) с учетом изменений и дополнений выпуск 11.

Сметная стоимость строительства определена в текущих ценах 2018-2019 годов (в ценах 2018 года – стоимость ПиР.

Налог на добавленную стоимость (НДС) принят в размере, установленном законодательством Республики Казахстан на период, соответствующий периоду строительства, от сметной стоимости строительства.

Мониторинг цен в строительстве и прайс-листы

Доля казахстанского содержания материалов, изделий и оборудования использованного в рабочем проекте "Обустройство скважин №№104 и 105 месторождения Айракты" составляет 98,56%.

Основные экономические показатели

Таблица №12

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели	
			заявленные	рекомендуемые к утверждению
1	2	3	4	5
1.	Сметная стоимость строительства в текущих ценах 2018-2019 года: в том числе: СМР, оборудование; прочие	млн. тенге	302,922 195,955 48,696 58,271	330,214 216,654 48,625 64,935
	из них: в текущих ценах 2018 года – ПиР. в текущих ценах 2019 года.	млн. тенге		18,559 311,655
2	Продолжительность строительства	месяц	6,5	6,5

7. РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1 Изменения и дополнения, внесенные в рабочий проект в процессе проведения экспертизы

В процессе рассмотрения по замечаниям производственного отдела в г. Тараз филиала РГП «Госэкспертиза» по Южному региону в рабочий проект внесены следующие изменения и дополнения:

Генеральный план (ГП)

1) титульный лист приведен в соответствие и предоставлен;

2) в общих данных указаны все исходные данные являющиеся основанием для разработки рабочих чертежей ГП;

3) в чертежах нумерация КТП исправлено;

4) в чертежах марки ГП откорректированы ТЭП по ГП;

5) тип дорожной одежды и категория приняты согласно задание на проектирование;

6) чертежи раздела марки ГП приведены в соответствие и представлены;

7) на разбивочном плане за разбивочный базис принята сетка координат и указаны привязки;

8) согласно технологическим режимом работы контейнер для ТБО и уборная не требуется.

Технологическая часть (ТХ)

9) титульный лист для раздела ТХ – откорректирован согласно замечаниям;

10) определен - уровень ответственности объекта;

11) проект согласован с уполномоченным органом в области промышленной безопасности;

12) проект согласован – заинтересованными организациями, заказчиком, управлением архитектуры и т.д.;

13) общие данные по разделу - откорректирован согласно замечаниям;

14) состав и содержание общих указании (технические условия) – откорректированы, добавлены краткое описание обустройство площадок скважин и технологического процесса добычи газа;

15) технологическая схема площадки устья газовой скважины – откорректированы согласно замечаниям, приведены технические характеристики устанавливаемого насоса;

16) план газопроводов-шлейфов от скважин –предусмотрена штуцера подключения агрегата для пропарки шлейфов;

17) в состав проекта включены характеристики по блоку дозирования реагентов;

18) предусмотрено устройство футляра при пересечений газопровода-шлейфа с нефтепроводом (ПК3…ПК4);

19) предусмотрены меры по пожарной безопасности площадки расположения газовых скважин;

20) спецификации оборудования и материалов – откорректированы согласно замечаниям и исправлениям.

Архитектурно-строительные и конструктивные решения

21) общие указания выполнены согласно п. 4.2.9 ГОСТ 21.101-97;

22) предоставлены антикоррозийные мероприятия согласно СН РК 1.02-03-2011;

23) предоставлена ведомость спецификации согласно п.4.2.5 ГОСТ 21.101-97;

24) пояснительная записка откорректирована согласно СН РК 1.02-03-2011.

Электроснабжение

25) указан уровень ответственности в соответствии с «Правилами определения общего порядка отнесения зданий и сооружений к технически и (или технологически сложным объектам», утвержденных приказом №165 от 28 февраля 2015 г. Министерства Национальной экономики Республики Казахстан (с изменениями и дополнениями по состоянию на 20.12.2016 г.);

26) после корректировки чертежей по замечаниям экспертов смежных разделов внесены изменения в данный раздел;

27) в общих указаниях приведены в соответствие основные показатели проекта;

28) указана категория надежности электроснабжения объекта согласно ПУЭ РК;

29) спецификация оборудования откорректирован после внесенных изменений. В спецификации оборудования протяженность провода АС-35/6,2 указана в км;

30) заземление опор ВЛ-10 кВ предусмотрено по Типовой серии 3.407-150 и ПУЭ РК. В спецификации оборудования указан горизонтальный заземлитель опор ВЛ-10 кВ;

31) план трассы ВЛ-10 кВ и установка КТПН согласована с энергоснабжающей организацией - энергослужбой ТОО «Амангельды Газ».

Электротехнические решения

32) после корректировки чертежей по замечаниям экспертов смежных разделов внесены изменения в данный раздел;

33) в общих указаниях приведены в соответствие основные показатели проекта;

34) лист ЭС-5. Предоставлен расчет по молниезащите зданий и сооружений на площадке;

35) лист ЭМ-3. В кабельном журнале указаны условия прокладки кабеля;

36) спецификация оборудования откорректирована после внесенных изменений, выполнены объемы работ по прокладке кабелей в земле и указан тип траншеи;

37) указаны муфты концевые для кабелей;

38) для наружного освещения выполнена отдельно спецификация оборудования;

39) пояснительная записка. Пояснения откорректированы согласно внесенным изменениям, см п.10.2.1 СН РК 1.02-03-2011*;

Электрохимзащита

40) выполнены титульные листы в соответствии с приложениями Н и П ГОСТ 21.101-97;

41) проектные решения согласованы с ТОО «Амангельды Газ».

Автоматизация технологических процессов.

42) при формировании ответов на замечания экспертизы, чертежи раздела в формате PDF представлен на портал экспертизы в соответствующем разделе, отдельно от других разделов и марок чертежей, и каждый альбом отдельно. Приказ КДС и ЖКХ МНЭ РК №106-нқ от 21.04.2016 г. раздел 2 «требования к ТЭО и ПСД в электронно-цифровой форме» п.7;

43) выполнены титульные листы в соответствии с приложениями Н и П ГОСТ 21.101-97;

44) выполнен кабельный журнал. В спецификации оборудования указаны объемы земляных работ по прокладке кабелей в траншеях;

45) спецификация оборудования откорректирована после внесенных изменений;

46) пояснительная записка. Пояснения откорректированы согласно внесенным изменениям;

47) расстановка камер видеонаблюдения согласована с Заказчиком.

Раздел СЭС

48) раздел ОВОС согласован с заказчиком;

49) в разделе ОВОС на стр. 25 ссылка на не действующий СанПиН №1.05.045.-94 «Общие санитарные правила при работе с метанолом», п. 4.6 не действующий СанПиН «Проектирование, строительство, реконструкция и эксплуатация предприятий. Планировка и застройка населенных мест», на стр. 121 не действующий СанПиН 2.2.4.723-98, на стр. 119 №1.02.007-94 «Санитарные нормы допустимых уровней шума на рабочих местах», исключены;

50) в разделе ОВОС представлены протокола лабораторных исследований атмосферного воздуха выполненные ТОО «Эко Люкс-Ас» в 3 квартале 2018 года в приложении на стр.181-188;

51) в разделе ОВОС для расчета в качестве фона приняты данные мониторинга на границе СЗЗ месторождения Айракты в соответствии с главой 7 ОНД 86 методики расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ содержащих в выбросах предприятий;

52) в разделе ОВОС при разработке п. 11 «Физические воздействия» учтены гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека» утвержденные Приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года №169;

53) в разделе ОВОС предусмотрены мероприятия и средства на организацию и озеленение санитарно-защитной зоны согласно п. 58 СП №237;

54) в разделе ОВОС п. 10 «Радиационная безопасность» «Гигиеническими нормативами «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденный постановлением Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 марта 2015 года № 261» и «СЭС», исправлены;

55) в разделе ОВОС п. 13 разработан с учетом требований санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» утвержденных Приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года №237;

56) в общей пояснительной записке на стр. 32, стр. 66 ссылка на не действующий СанПиН №1.05.045-94 «Общие санитарные правила при работе с метанолом», на стр. 54 и стр. 55 не действующий СН 245-71 Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий, исключены;

57) в проекте организации строительства на стр. 3 ссылка на не действующие санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию и эксплуатации жилых и других помещений, общественных зданий», утвержденные Приказом Министерства национальной экономики РК от 24.02.2015 г., исключена;

58) в ПОС на стр. 20 «СанПиН» исключен;

59) проект организации строительства разработан с учетом требований санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства», утв. Приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28.02.2015 года № 177 в т.ч.: предусмотрено обеспечение работников горячим питанием, стиркой спецодежды, предусмотрено прохождение периодического медицинского осмотра.

Организация строительства

60) пояснительная записка откорректирована в соответствии с мотивированными замечаниями по рабочему проекту.

Сметная документация

61) сметная документация откорректирована по мотивированным замечаниям к рабочему проекту.

62) сводный сметный расчет откорректирован, с учетом затрат на повторную экспертизу 29028 тенге без НДС.

Мониторинг цен в строительстве и прайс-листы

63) перечень оборудования, материалов и изделий, с приложением прайс-листов, наименования которых с соответствующими техническими характеристиками отсутствуют в действующей нормативной базе, утвержденный первый заместитель генерального директора ТОО «Амангельды ГАЗ» от 15 марта 2019 года, согласно пункту 9.3.14 СН РК 1.02-03-2011, пунктам 55 и 60 Нормативного документа по определению сметной стоимости строительства в Республике Казахстан, (приказ КДСиЖКХ МИР РК от 14 ноября 2017 года №249-нқ), выполнен в установленном порядке на основании сравнения альтернативных вариантов прайс-листов.

7.2 Оценка проектных решений

Проектировщиком, уровень ответственности, в соответствии с Приказом Министра национальной экономики РК от 28.02.2015 года №165 «Правила определения общего порядка отнесения зданий и сооружений к технически и (или) технологически сложным объектам» установлен I (повышенный) уровень ответственности.

Рабочий проект разработан в соответствии с требованиями задания на проектирование. Проектные решения соответствуют техническим условиям.

Исходные данные и материалы инженерных изысканий содержат все необходимые данные для разработки рабочего проекта.

Расположение зданий и сооружений не противоречит требованиям СН РК 3.01-01-2011 «Генеральные планы промышленных предприятий».

Состав и комплектность рабочего проекта соответствуют требованиям СН РК 1.02-03-2011 «Порядок разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство», СНиП РК 3.05-09-2002 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы», СТ РК 1916-2009 «Промышленность нефтяная и газовая. Магистральные газопроводы. Требования к технологическому проектированию», ПБ 03-108-96 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», ВСН 51-2.38-85 «Проектирование промысловых стальных трубопроводов»,

Конструктивные мероприятия соответствуют требованиям СНиП РК 2.03-30-2006 «Строительство в сейсмических районах», антикоррозийные мероприятия не противоречат СНиП РК 2.01-19-2004 «Защита строительных конструкции от коррозии»

Проектные решения по электротехнической части соответствуют требованиям ПУЭ РК «Правила устройства электроустановок», СН РК 2.04-01-2011 «Естественное и искусственное освещение»

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

Сметная документация разработана в соответствии с Государственным нормативом по определению сметной стоимости строительства в Республике Казахстан, утвержденным приказом Комитета по делам строительства, жилищно-коммунального хозяйства Министерство по инвестициям и развитию Республики Казахстан **от 14 ноября 2017 года №249-нқ**, на основании государственных сметных нормативов и принятых проектных решений.

РП «Обустройство скважин №№104 и 105 месторождения Айракты» с учетом внесенных изменений и дополнений **соответствует** требованиям санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» утвержденные Приказом МНЭ РК от 20 марта 2015 года № 237, «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства», утв. Приказом МНЭ РК от 28.02.2015 года № 177, санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденных приказом и.о. Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 марта 2015 года № 261.

Принятые решения «Проект обустройства скважин №104 и 105 месторождения Айракты с материалами ОВОС» с учетом внесения изменений, государственная экологическая экспертиза **согласовывает.**

Основные экономические показатели

Таблица №13

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели	
			заявленные	рекомендуемые к утверждению
1	2	3	4	5
1	Сметная стоимость строительства в текущих ценах 2018-2019 года: в том числе: СМР, оборудование; прочие	млн. тенге	302,922 195,955 48,696 58,271	330,214 216,654 48,625 64,935
	из них: в текущих ценах 2018 года – ПиР. в текущих ценах 2019 года.	млн. тенге		18,559 311,655

2	Продолжительность строительства	месяц	6,5	6,5

8. ВЫВОДЫ

8.1 С учетом внесенных по замечаниям и предложениям экспертизы изменений и дополнений рабочий проект **«Обустройство скважин №№104 и 105 месторождения Айракты»** соответствует требованиям нормативных правовых актов и государственных нормативов, действующих в Республике Казахстан и рекомендуется к утверждению со следующими технико-экономическими показателями:

1.	Прогнозируемый дебит скважин №104 и 105 по газу		40,00 тыс. м^3/сут
2.	Протяженность газопроводов-шлейфов:	скважина №104	0,974 км
		скважина №105	2,722 км
3.	Сметная стоимость строительства в текущих ценах 2018-2019 года:		330,214 млн. тенге,
	в том числе: СМР,		216,654 млн. тенге,
	оборудование		48,625 млн. тенге,
	прочие		64,935 млн. тенге.
4.	Продолжительность строительства		6,5 месяцев.

8.2. Настоящее экспертное заключение выполнено с учетом исходных материалов (данных), утвержденных заказчиком для проектирования, достоверность которых гарантирована ТОО «Амангельды Газ» в соответствии с условиями договора от 10 апреля 2019 года №01-0595.

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

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

8. ТҰЖЫРЫМ

8.1 Енгізілген өзгерістер мен толықтыруларды ескере отырып, **«Айрақты кен орнының №№104 және 105 ұңғымаларын жайластыру»** жұмыс жобасы Қазақстан Республикасында қолданылатын нормативтік құқықтық актілер мен мемлекеттік нормативтердің талаптарына сәйкес келетіндіктен, белгіленген тәртіпте төмендегі негізгі техникалық экономикалық көрсеткіштермен бекітуге ұсынылады:

1.	№104 и 105 ұңғымалардың болжамды газ ағыны		40,00 мың м^3/тәулік
2.	Газ-шлейфі құбырларының ұзындығы:	№104 ұңғыма	0,974 шақырым
		№105 ұңғыма	2,722 шақырым
3.	Құрылыстың 2018-2019 жылдардағы ағымдағы бағадағы сметалық құны,		330,214 млн. теңге,
	оның ішінде: құрылыс-монтаж жұмыстары,		216,654 млн. теңге,
	жабдықтар,		48,625 млн. теңге,
	тағы басқалары		64,935 млн. теңге.
4.	Құрылыстың ұзақтығы		6,5 ай

8.2. Осы сараптама қорытындысы жобалау үшін тапсырыс беруші бекіткен бастапқы материалдарды (мәліметтерді) есепке алумен орындалды, олардың дұрыстығына 2019 жылғы 10 сәуірдегі №01-0595 шарттың талаптарына сәйкес «Амангелді Газ» жауапкершілігі шектеулі серіктестігі, кепілдік етеді.

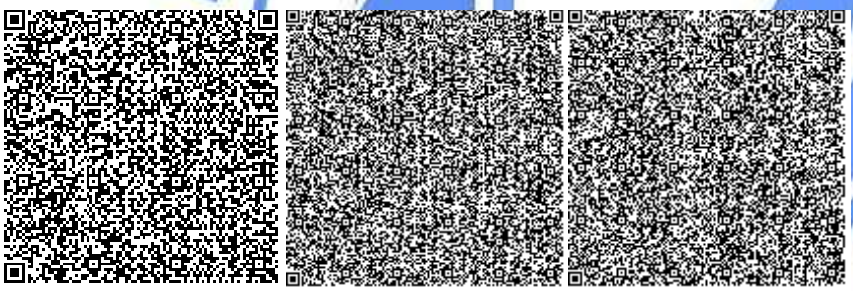
8.3. Жұмыс жобасы бекітуге және жұмыс өндірісіне рұқсат берген кезінде сараптаманың осы қорытындысына сәйкес екендігі тексерілуі тиіс.

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

Директордың орынбасары	А. Еримбетов
Өндірістік бөлім бастығы	Ж. Сыдык
Сарапшылар тобының жетекшісі	К. Жаксыбаева
Сарапшы	И. Бирюкова
Сарапшы	Е. Балабеков
Сарапшы	Р.Сагандыков
Сарапшы	С. Скакбаева
Сарапшы	Г. Найденова
С.Қ.бағалар ұсыныстарын қарастыру бойынша бас маман	Б. Ибраев
Жетекші маман	Р. Байменова

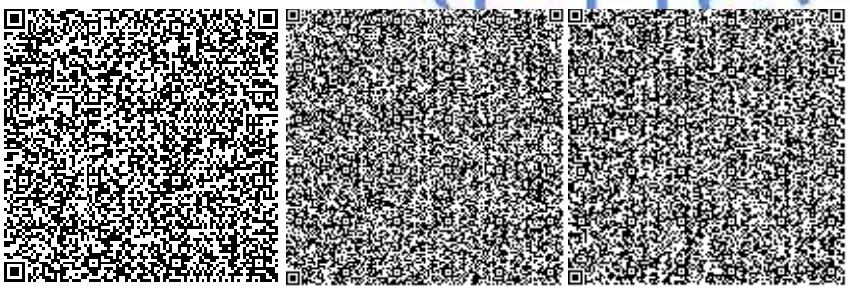
Мыктыбаев Ж.С.

Директор



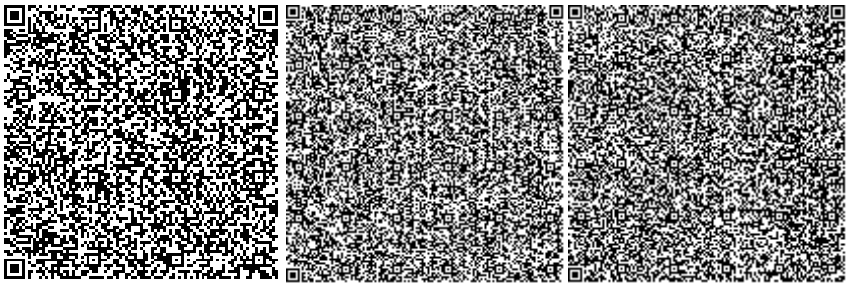
Еримбетов А.Т.

Заместитель директора



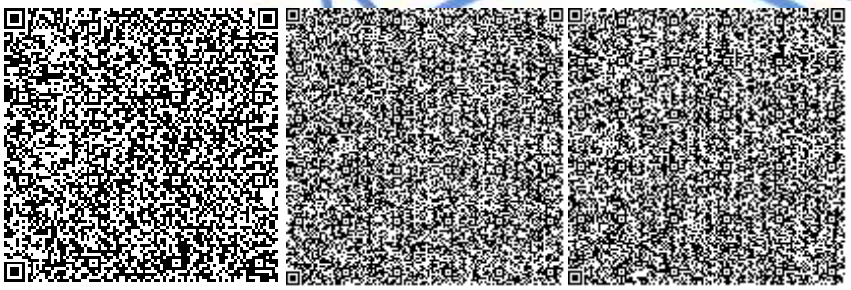
Сыдык Ж.К.

Начальник производственного отдела



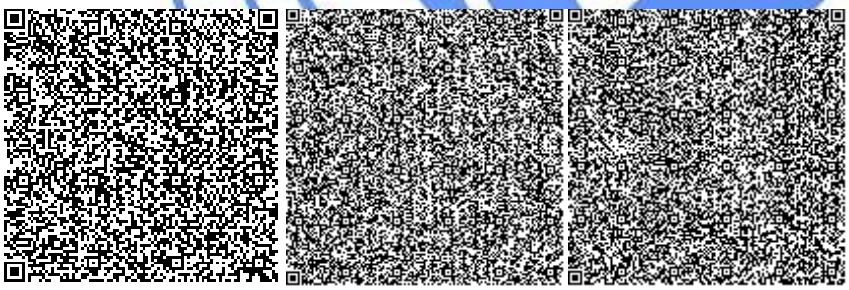
Сагандыков Р.К.

Эксперт



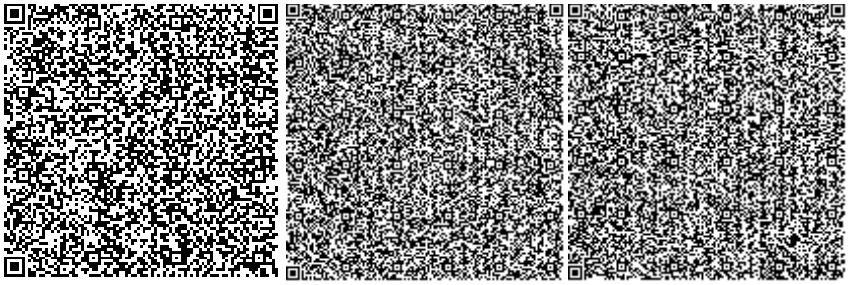
Бирюкова И.В.

Эксперт



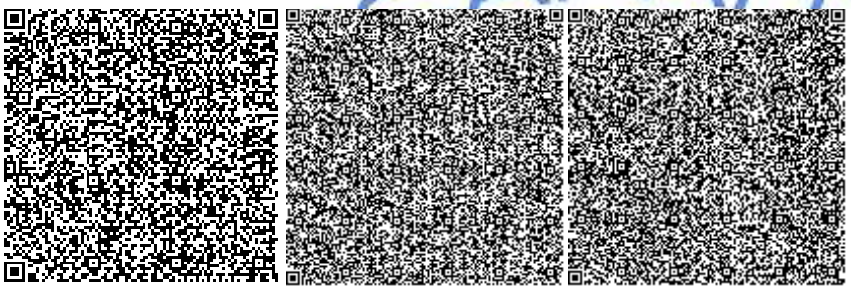
Ибраев Б.Ж.

Главный специалист по рассмотрению ценовых предложений по сметной документации



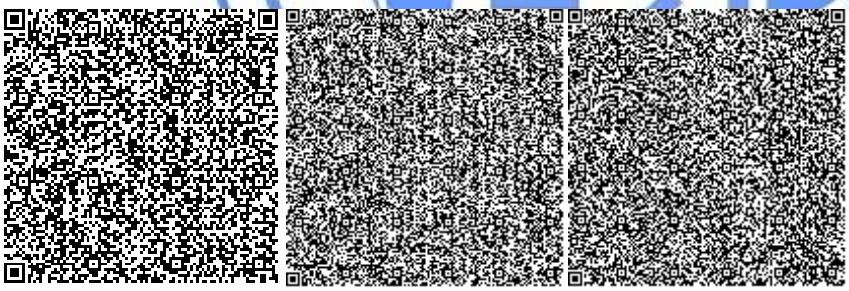
Балабеков Е.А.

Эксперт



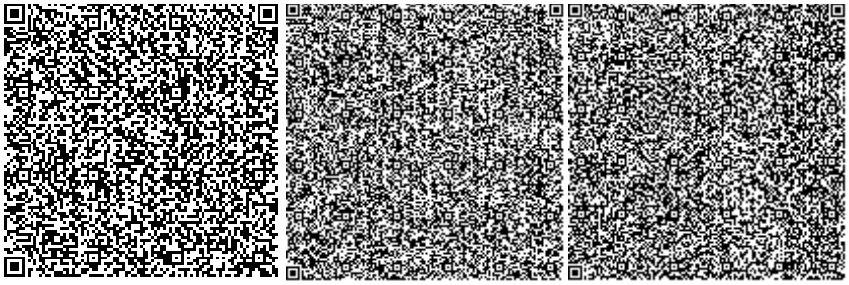
Скакбаева С.М.

Эксперт



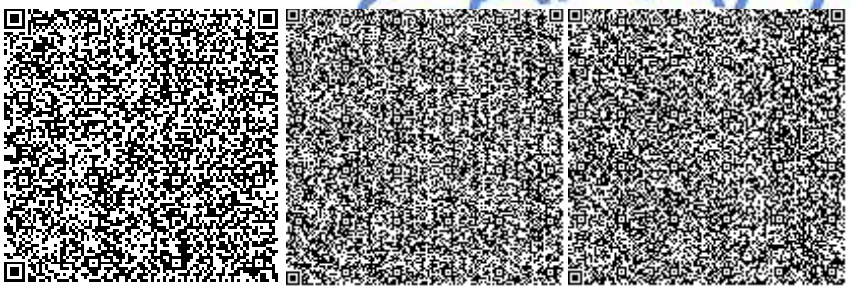
Найденова Г.И.

Эксперт



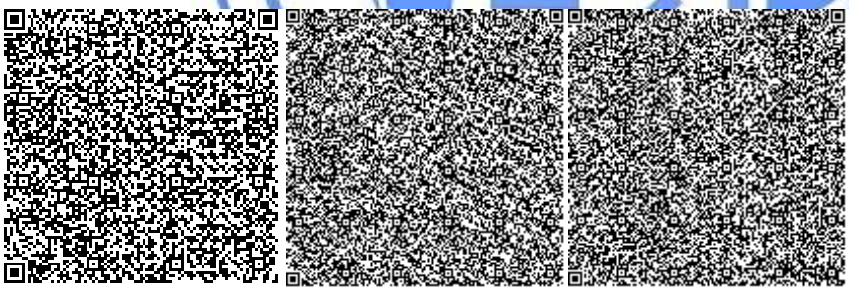
Жаксыбаева К.Д.

Эксперт



Байменова Р.Т.

Ведущий специалист



ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ЭНЕРГЕТИКА МИНИСТРЛІГІ
ЭКОЛОГИЯЛЫҚ РЕТТЕУ ЖӘНЕ
БАҚЫЛАУ КОМИТЕТІ

010000, Астана қ, Орынбор к., 8
«Министрліктерүйі», 14 кіреберіс

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
КОМИТЕТ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО
РЕГУЛИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ

010000, г.Астана, ул. Орынбор, 8 «Дом
министерств», 14 подъезд

30.04.2019 №0W-0004/19

ТОО «Амангельды Газ»

Заключение государственной экологической экспертизы на «Проект обустройства скважин №104 и 105 месторождения Айракты» с материалами ОВОС

Заказчик: ТОО «Амангельды Газ»
Разработчик: ТОО «Мунайгазпроект-Сервис».
На рассмотрение государственной экологической экспертизы представлены:
- Проект обустройства скважин №104 и 105 месторождения Айракты;
- Проект ОВОС;
- Материалы по учету общественного мнения;
- Заявка на получение разрешения на эмиссий в окружающую среду;
- План природоохранных мероприятий.

Материалы представлены 16.04.2019 года № 0W-03/00012.

Общие сведения

Месторождение Айракты в административном отношении расположено на территории Жамбылской области в 170 км к северу от города Тараз.

Ближайшие населенные пункты – это село Уюк, расположенный в 70 км. С населенными пунктами месторождение Айракты соединяется грунтовыми дорогами, которые пригодны для движения только в летнее и зимнее время.

Географически оно расположено в юго-западной части песков Мойынкум, которые в рассматриваемом районе занимают междуречье Чу и Таласа, с юго-запада к ним примыкает предгорная равнина Малого Каратау, являющегося ветвью Большого Каратау.

Климат района месторождения резко-континентальный с сухим жарким летом (до +40 0С) и холодной (до –40 0С) малоснежной зимой.

Проектом предусматривается строительство следующих объектов: обустроиство 2-х газодобывающих скважин №№ 104,105; выкидные линии от скважин до Газосборного пункта «Айракты».

Прокладка газопроводов-шлейфов предназначена для транспорта газа от новых газодобывающих скважин до приемных манифольдов при ГСП Айракты. Плановое положение площадок определяется по центру площадки. Площадки газодобывающих скважин запроектированы прямоугольной формы, с внутренними размерами в плане 100х100 метров. На всех проектируемых площадках газодобывающих скважин принято типовое размещение сооружений,

оборудования, инженерных сетей, коммуникаций.

Ко всем технологическим площадкам предусматривается возможность подъезда для специализированных автотранспортных средств, а также для пожарных и аварийных автомобилей. Строительство выполняется на территории существующего газопромысла. Основными путями сообщения являются ранее запроектированные дороги.

Строительство объекта начнется с июня 2019 год. Срок опытно-промышленной эксплуатации месторождения Айракты – с 2017 года по 2021 год.

Оценка воздействия на окружающую среду

Атмосферный воздух.

Основными загрязняющими атмосферу веществами при строительстве будут вещества, выделяемые при работе двигателей строительной техники и транспорта, а также пыль, образуемая при их движении и при осуществлении земляных работ.

Источники выделения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в период строительно-монтажных работ:

Компрессор передвижной – номер источника 0001; Сварочный агрегат – № 0002; Дизельная электростанция N=4 кВт – № 0003; Битумный котел (битумная обработка) – № 0004; Бульдозер – № 6001; Автогрейдер – № 6002; Экскаватор – № 6003; Трактор – № 6004; Бурильная машина – № 6005; Автосамосвал (грунт) – №6006; Автосамосвал (щебень) – № 6007; Сварочные работы – №6008; время работы – 462 ч.; Газовая сварка стали с использованием пропан-бутановой смеси – № 6009; Газовая резка стали – № 6010; Покрасочные работы – №6011; ДВС машин и механизмов – № 6012; ДВС машин и механизмов (поливомоечная машина) – №6013;

При строительстве проектируемого объекта общее количество источников выбросов всего – 17 ед., в том числе организованных источников – 4 ед., неорганизованных источников – 13 ед. Общий объем выброса загрязняющих веществ в период строительства составит: 5,94124 г/сек или 7,54417 т/за период строительных работ.

В период эксплуатации основными источниками выделения загрязняющих веществ в атмосферный воздух являются: запорная арматура и фланцевые соединения и продувочные свечи.

Источники выделения организованных выбросов: Свеча сбросная С-1-№0001; Свеча сбросная С-1-№0002;

Источники выделения организованных выбросов: Площадка скважины №104 (ЗРА и ФС)-№6001; Площадка свечи С-1 (ЗРА и ФС)-№6002; Площадка БДР-1 (ЗРА и ФС)-№6003; Площадка скважины №105 (ЗРА и ФС)-№6004; Площадка свечи С-1 (ЗРА и ФС)-№6005; Площадка БДР-1 (ЗРА и ФС)-№6006; Газосборный пункт Айракты (ЗРА и ФС)-№6007.

Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в период эксплуатации составляет 9 ед. в том числе: неорганизованных-7 ед., организованных-2 ед. Общий объем выброса загрязняющих веществ в период эксплуатаций составит: 11,0754 г/сек или 3,2207 т/год.

В атмосферу будут выброшены пыль неорганическая, с содержанием SiO2 70-20%, углеводороды предельные С12-С19, углерод оксид, сера диоксид,

сероводород, углерод (сажа), оксид азота, диоксид азота, акролеин. Предлагаемые нормативы предельно допустимых выбросов даны от рассматриваемого объекта на месторождении Айракты, и которые должны будут подтверждены разрабатываемыми проектами с привязкой к определенной местности (по перечисленным регионам РК) с установлением санитарно–защитной зоны в каждом конкретном случае согласно расчета рассеивания загрязнения атмосферного воздуха.

Согласно «Санитарно-эпидемиологическим требованиям по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» № 237от 20 марта 2015 года размер санитарно-защитной зоны для месторождения Айракты, как для производства по добыче природного газа, составляет не менее 1000м.

В период строительных работ основными мерами по снижению выбросов ЗВ будут следующие: своевременное и качественное обслуживание техники; использование техники и автотранспорта с выбросами ЗВ, соответствующие стандартам; организация движения транспорта; сокращение до минимума работы двигателей транспортных средств на холостом ходу; для снижения пыления ограничение по скорости движения транспорта; использование качественного дизельного топлива для заправки техники и автотранспорта.

В период эксплуатации проектируемых скважин основными мероприятиями, направленными на снижение ЗВ: обеспечение полной герметизации технологического оборудования и трубопроводов путем качественной сборки соединений и проведение гидравлических испытаний; контроль сварных стыков физическим методом, в том числе радиографическим; осуществление постоянного контроля за ходом технологического процесса, измерение расходов, давления, температуры; обеспечение устройствами сигнализации технологических процессов и блокировки оборудования при нарушении технологических параметров процесса; своевременное проведение планово-предупредительного ремонта и профилактики технологического оборудования; наличие и постоянное функционирование систем аварийного оповещения и связи, контроля воздуха; снабжение основного оборудования в необходимом количестве защитными устройствами и системами, автоматическим управлением и регулированием, а также иными техническими средствами, предупреждающими возникновение и развитие аварийных ситуаций;

Водные ресурсы. Поверхностные воды. На исследуемой территории постоянные водотоки и водоемы отсутствуют. Источником водоснабжения на хозяйственно-бытовые и технические нужды является привозная вода. Бутилированная вода на питьевые нужды поставляется на договорной основе.

Водоотведение. Система водоснабжения и водоотведение, согласно заданию на проектирование, не предусматривается. В проектируемых объектах при эксплуатации водопотребители отсутствуют.

Проживание строителей предусматривается на территории существующего вахтового поселка, поэтому расход воды хозбытовые нужды на участке строительства не предусмотрен. Приготовление пищи на участке строительства не предусматривается, питание работников будет осуществляться в столовой вахтового поселка. На участке строительства предусматривается установка биотуалета. По мере накопления хозбытовые стоки откачиваются спец

автотранспортом и вывозится на очистные сооружения по договору.

Источником водоснабжением для производственных нужд на месторождении является очищенная пластовая вода. Для последующих участков трубопровода воду допускается использовать повторно, что сократит общий расход воды на гидроиспытание. Гидравлические испытания предусматривается проводить по участкам, согласно календарного плана-графика. Трубы доставляются с заглушками на концах, которые снимаются непосредственно перед сборкой, в связи, с чем загрязнение внутренней полости трубопровода не происходит. Вода после гидравлических испытаний трубопроводов в объеме 23 м^3 собирается в передвижную емкость далее передается на м/р Амангельды.

Таким образом, на период эксплуатационных работ объекта сброс сточных вод не предусматривается.

Почвенный покров. По окончании строительства в местах стоянок автотранспортной техники будет произведена очистка территории и осуществлена техническая рекультивация нарушенных участков.

Отходы.

При строительстве проектируемого объекта образуются следующие виды отходов: строительные отходы, металлолом, огарки сварочных электродов, жестяные банки из под краски, обтирочный материал в том числе промасленная ветошь, твердо-бытовые отходы. Все образующиеся отходы передаются сторонную организацию по договору. Общее количество составит 6,5371 т/год.

При эксплуатации объекта образуются следующие виды отходов: металлолом, обтирочный материал в том числе промасленная ветошь, твердо-бытовые отходы. Все образующиеся отходы передаются сторонную организацию по договору. Общее количество составит 6,5371 т/год.

Нормативы размещения отходов производства и потребления при строительстве и эксплуатации

Наименование отходов	**Образование, т/год**	**Размещение, т/год**	**Передача сторонним организациям, т/год**
1	**2**	**3**	**4**
Всего	**8,1607**	-	**8,1607**
в т.ч. отходов производства	**5,76**	-	**5,76**
отходов потребления	**2,4**	-	**2,4**
Янтарный уровень опасности			
Промасленная ветошь	0,1905	-	0,1905
Тара из под краски	0,066	-	0,066
Зеленый уровень опасности			
Строительный мусор	4,0	-	4,0
Металлолом	1,5	-	1,5
Огарки сварочных	0,003465	-	0,003465

электродов			
Коммунальные (твердо-бытовые) отходы	2,4	-	2,4

Производственный контроль за загрязнением атмосферного воздуха в период эксплуатации рассматриваемого месторождения планируется проводить инструментальным методом экологической службой предприятия и специализированной организацией 1 раз/квартал на договорной основе.

Вывод.

Государственная экологическая экспертиза **согласовывает** «Проект обустройства скважин №104 и 105 месторождения Айракты с материалами ОВОС».

Заместитель Председателя **З. Жолдасов**

Маденова А.
740358

<<Данные утверждающегоru(не удалять)>>

Приложение
к заключению государственной
экологической экспертизы
№_____ от « » _____2019 года

Нормативы выбросов загрязняющих веществ на период строительства на 2019 год

Производство цех, участок / Код и наименование загрязняющего вещества		Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						год достижения ПДВ
			На существующие положение		На 2019 год		ПДВ		
			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Организованные источники									
Компрессор		0001							
0301	Азота диоксид		-	-	0,09155	0,25422	0,09155	0,25422	2019
0304	Азота оксид		-	-	0,01488	0,04131	0,01488	0,04131	2019
0328	Углерод (Сажа)		-	-	0,00778	0,02217	0,00778	0,02217	2019
0330	Ангидрид сернистый		-	-	0,01222	0,03326	0,01222	0,03326	2019
0337	Углерод оксид		-	-	0,08	0,2217	0,08	0,2217	2019
0703	Бенз/а/пирен		-	-	0,0000001	0,0000004	0,0000001	0,000000400	2019
1325	Формальдегид		-	-	0,00167	0,00443	0,00167	0,00443	2019
2754	Алканы С12-19		-	-	0,04	0,11085	0,04	0,11085	2019
Сварочный агрегат		0002							
0301	Азота диоксид		-	-	0,16022	0,12006	0,16022	0,12006	2019
0304	Азота оксид		-	-	0,02604	0,01951	0,02604	0,01951	2019
0328	Углерод (Сажа)		-	-	0,01361	0,01047	0,01361	0,01047	2019
0330	Ангидрид сернистый		-	-	0,02139	0,01571	0,02139	0,01571	2019
0337	Углерод оксид		-	-	0,14	0,1047	0,14	0,1047	2019
0703	Бенз/а/пирен		-	-	0,0000003	0,0000002	0,0000003	0,0000002	2019
1325	Формальдегид		-	-	0,00292	0,00209	0,00292	0,00209	2019
2754	Алканы С12-19		-	-	0,07	0,05235	0,07	0,05235	2019
Дизельная электростанция N=4 кВт		0003							
0301	Азота диоксид		-	-	0,00915	0,00034	0,00915	0,00034	2019
0304	Азота оксид		-	-	0,00149	0,00006	0,00149	0,00006	2019
0328	Углерод (Сажа)		-	-	0,00078	0,00003	0,00078	0,00003	2019
0330	Ангидрид сернистый		-	-	0,00122	0,00005	0,00122	0,00005	2019
0337	Углерод оксид		-	-	0,008	0,0003	0,008	0,0003	2019
0703	Бенз/а/пирен		-	-	0,000000014	0,000000001	0,000000014	0,000000001	2019
1325	Формальдегид		-	-	0,00017	0,00001	0,00017	0,00001	2019
2754	Алканы С12-19		-	-	0,004	0,00015	0,004	0,00015	2019
Битумный котел (битумные работы)		0004							
0301	Диоксид азота		-	-	0,00069	0,0002	0,00069	0,0002	2019
0330	Диоксид серы		-	-	0,0003	0,0001	0,0003	0,0001	2019

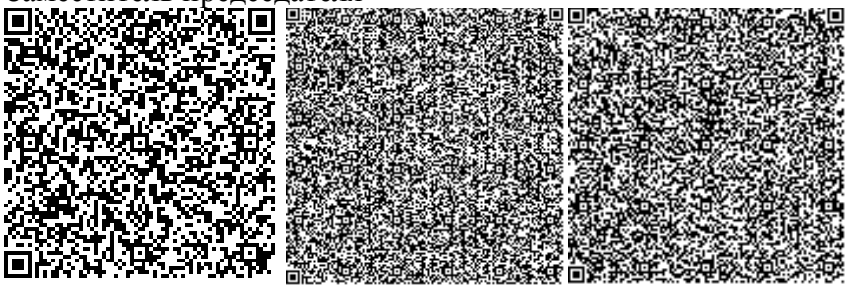
0337	Оксид углерода		-	-	0,0049	0,0014	0,0049	0,0014	2019
0328	Углерод (Сажа)		-	-	0,00009	0,00003	0,00009	0,00003	2019
2754	Алканы С12-19		-	-	0,00694	0,002	0,00694	0,002	2019
Итого по организованным источникам:			-	-	***0,72001***	***1,01750***	***0,72001***	***1,01750***	
Неорганизованные источники									
Бульдозер		6001							
2909	пыль неорганическая: ниже 20% двуоки-		-	-	0,12	0,42206	0,12	0,42206	2019
	си кремния								
Автогрейдер		6002							
2909	пыль неорганическая: ниже 20% двуоки-си кремния		-	-	0,12	0,03715	0,12	0,03715	2019
Экскаватор		6003	-	-					
2909	пыль неорганическая: ниже 20% двуоки-си кремния		-	-	0,18	0,1147	0,18	0,1147	2019
Трактор		6004							
2909	пыль неорганическая: ниже 20% двуоки-си кремния		-	-	0,00403	0,00044	0,00403	0,00044	2019
Бурильная машина		6005							
2909	пыль неорганическая: ниже 20% двуоки-си кремния		-	-	0,33333	0,0732	0,33333	0,0732	2019
Автосамосвал (разгрузка)		6006	-	-					
2909	пыль неорганическая: ниже 20% двуоки-си кремния		-	-	0,84	0,02722	0,84	0,02722	2019
Автосамосвал (разгрузка)		6007							
2909	пыль неорганическая: ниже 20% двуоки-си кремния		-	-	0,28	0,04435	0,28	0,04435	2019
Сварочные работы		6008							
0123	Оксид железа		-	-	0,00193	0,00321	0,00193	0,00321	2019
0143	Марганец и его соединения		-	-	0,00015	0,00025	0,00015	0,00025	2019
0301	Диоксид азота		-	-	0,00038	0,00062	0,00038	0,00062	2019
0337	Оксид углерода		-	-	0,00185	0,00307	0,00185	0,00307	2019
0342	Фтористый водород		-	-	0,00013	0,00021	0,00013	0,00021	2019
0344	Фториды		-	-	0,00014	0,00023	0,00014	0,00023	2019
2908	Пыль неорганическая(Si 70-20%)		-	-	0,00014	0,00023	0,00014	0,00023	2019
Газовая сварка стали с использованием пропан-бутановой смеси		6009							
0301	Диоксид азота		-	-	0,00144	0,00208	0,00144	0,00208	2019
Газовая резка стали		6010							
0123	оксид железа		-	-	0,02025	0,00831	0,02025	0,00831	2019
0143	марганец и его соединения		-	-	0,00031	0,00013	0,00031	0,00013	2019
0301	диоксид азота		-	-	0,01083	0,00445	0,01083	0,00445	2019
0337	оксид углерода		-	-	0,01375	0,00564	0,01375	0,00564	2019
Покрасочные работы		6011							
0616	Ксилол		-	-	0,5972	0,138	0,5972	0,138	2019
2752	Уайт-спирит		-	-	0,3472	0,075	0,3472	0,075	2019
Итого по неорганизованным источникам:			-	-	***2,87306***	***0,96055***	***2,87306***	***0,96055***	
Всего по предприятию:			-	-	**3,59307**	**1,97805**	**3,59307**	**1,97805**	

Нормативы выбросов загрязняющих веществ на период эксплуатации на 2020-2021 годы

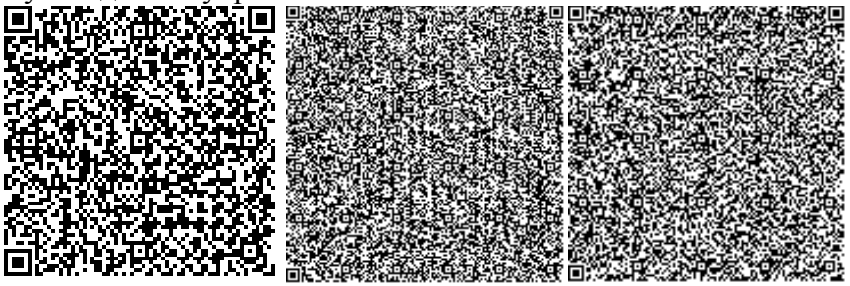
Производство цех, участок / Код и наименование загрязняющего вещества		Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ								Год дости жения ПДВ
			На существующие положение		на 2020 год		на 2021 год		ПДВ		
			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Организованные источники											
Скважина №104											
Свеча С-1		0001									
0415	Углеводороды С1-С5				6,4599	0,0004	6,4599	0,0004	6,4599	0,0004	2020
Скважина №105											
Свеча С-1		0005									
0415	Углеводороды С1-С5				4,5133	0,0005	4,5133	0,0005	4,5133	0,0005	2020
Итого по организованным источникам:					**10,9732**	**0,0009**	**10,9732**	**0,0009**	**10,9732**	**0,0009**	
Неорганизованные источники											
Скважина №104											
Площадка скв.№104 ЗРА и ФС		6001									
0415	Углеводороды С1-С5				0,0321	1,0108	0,0321	1,0108	0,0321	1,0108	2020
1052	Метанол				0,014	0,44	0,014	0,44	0,014	0,44	2020
Площадка свечи С-1 ЗРА и ФС		6002									
0415	Углеводороды С1-С5				0,0015	0,0481	0,0015	0,0481	0,0015	0,0481	2020
Площадка БДР-1 ЗРА и ФС		6003									
1052	Метанол				0,0013	0,0419	0,0013	0,0419	0,0013	0,0419	2020
Скважина №105											
Площадка ГСП Айракты ЗРА и ФС		6004									
0415	Углеводороды С1-С5				0,0321	1,0108	0,0321	1,0108	0,0321	1,0108	2020
1052	Метанол				0,014	0,44	0,014	0,44	0,014	0,44	2020
Площадка скв.№104 ЗРА и ФС		6005									
0415	Углеводороды С1-С5				0,0015	0,0481	0,0015	0,0481	0,0015	0,0481	2020

Площадка свечи С-1 ЗРА и ФС		6006									
1052	Метанол				0,0013	0,0419	0,0013	0,0419	0,0013	0,0419	2020
ГСП Айракты											
Площадка БДР-1 ЗРА и ФС		6007									
0415	Углеводороды С1-С5				0,0031	0,0963	0,0031	0,0963	0,0031	0,0963	2020
1052	Метанол				0,0013	0,0419	0,0013	0,0419	0,0013	0,0419	2020
Итого по неорганизованным источникам:					**0,1022**	**3,2198**	**0,1022**	**3,2198**	**0,1022**	**3,2198**	
Всего по предприятию:					**11,0754**	**3,2207**	**11,0754**	**3,2207**	**11,0754**	**3,2207**	

Жолдасов З.С.
Заместитель председателя

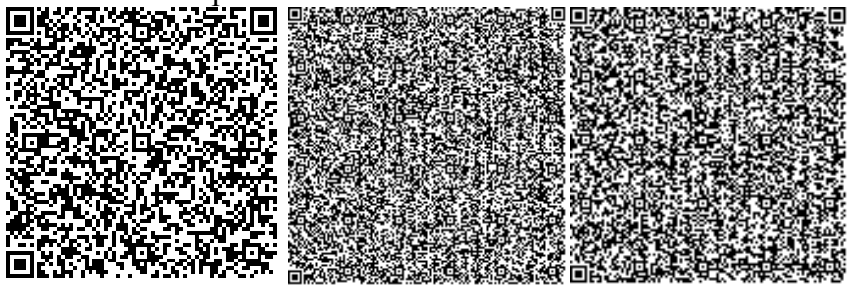


Кумаргалиев М.К.
Руководитель управления



Маденова А.Е.

Главный эксперт



№: KZ28VCZ00284000

Қазақстан Республикасының Энергетика министрлігі

«Қазақстан Республикасы Энергетика министрлігінің Экологиялық реттеу және бақылау комитеті» республикалық мемлекеттік мекемесі

I, II және III санаттағы объектілеріне қоршаған ортаға эмиссияларға

РҰҚСАТ

(табиғат пайдаланушының атауы)

"Амангелді Газ" жауапкершілігі шектеулі серіктестігі,Қазақстан Республикасы,
Астана қ., "Есіл" ауданы, улица АЛИХАН БОКЕЙХАН, № 12 үй,

(индекс, почтовый адрес)

Жеке сәйкестендіру нөмірі/бизнес-сәйкестендіру нөмірі: 050840002757

Өндірістік объектінің атауы: Айрақты кен орны

Өндірістік объектінің орналасқан жері:

Жамбыл облысы, Жамбыл облысы, Талас ауданы, с/о Шакиров, село Амангельды ,

Жамбыл облысы, Жамбыл облысы, Талас ауданы, с/о Шакиров, село Амангельды,

Табиғат пайдаланудың мынадай шарттарын сақтау:

1. Ластаушы заттардың шығарындыларын мыналардан аспайтын көлемдерде жүргізу:

2019 жылы 1,97805 тонна
2020 жылы 3,2207 тонна
2021 жылы 3,2207 тонна
2022 жылы _____ тонна
2023 жылы _____ тонна
2024 жылы _____ тонна
2025 жылы _____ тонна
2026 жылы _____ тонна
2027 жылы _____ тонна
2028 жылы _____ тонна
2029 жылы _____ тонна

2. Ластаушы заттардың төгінділерін мыналардан аспайтын көлемдерде жүргізу:

2019 жылы _____ тонна
2020 жылы _____ тонна
2021 жылы _____ тонна
2022 жылы _____ тонна
2023 жылы _____ тонна
2024 жылы _____ тонна
2025 жылы _____ тонна
2026 жылы _____ тонна
2027 жылы _____ тонна
2028 жылы _____ тонна
2029 жылы _____ тонна

3. Өндіріс және тұтыныс қалдықтарын орналастыруды мыналардан аспайтын көлемдерде жүргізу:

2019 жылы _____ тонна
2020 жылы _____ тонна
2021 жылы _____ тонна
2022 жылы _____ тонна
2023 жылы _____ тонна
2024 жылы _____ тонна
2025 жылы _____ тонна
2026 жылы _____ тонна
2027 жылы _____ тонна
2028 жылы _____ тонна
2029 жылы _____ тонна

4. Күкірт орналастыруды мыналардан аспайтын көлемдерде жүргізу:

2019 жылы _____ тонна
2020 жылы _____ тонна
2021 жылы _____ тонна
2022 жылы _____ тонна
2023 жылы _____ тонна
2024 жылы _____ тонна
2025 жылы _____ тонна
2026 жылы _____ тонна
2027 жылы _____ тонна
2028 жылы _____ тонна
2029 жылы _____ тонна

5. Осы I, II және III санаттағы объектілеріне қоршаған ортаға эмиссияларға рұқсаттың (бұдан әрі – I, II және III санаттағы объектілеріне рұқсат) 1 қосымшасына сәйкес қоршаған ортаға эмиссия нормативтері жобалары, реконструкция немесе қайта құрылатын кәсіпорын объектілері жобаларының қоршаған ортаға әсерді бағалау бөлімдері эмиссия нормативтерінің ингридиенттері бойынша (заттар) мемлекеттік экологиялық сараптаманың оң қортындысы негізінде осы рұқсатта белгіленген эмиссия (шығарындылар, төгінділер, қалдықтар, күкірт) лимиттерін асырмау..
6. Осы I, II және III санаттағы объектілеріне рұқсатқа 2-қосымшаға сәйкес табиғат пайдалану шарттары.
7. Осы I, II және III санаттағы объектілеріне рұқсаттың 3 қосымшасына сәйкес Рұқсаттың қолданылу кезеңіне келісілген қоршаған ортаны қорғау жөніндегі іс-шаралар жоспарын, сонымен қатар қоршаған ортаға эмиссияларды төмендету бойынша, жобалау құжаттамасымен белгіленген, мемлекеттік экологиялық сараптаманың оң қорытындысымен қарастырылған іс-шараларды орындау.
I, II және III санаттағы объектілеріне рұқсаттың қолданылу мерзімі 01.06.2019 жылдан 31.12.2021 жылға дейін.
Ескертпе:
* Осы I, II және III санаттағы объектілеріне рұқсатта белгіленген эмиссиялар лимиттері, жалпы эмиссиялар көлемі және ингредиенттер (заттар) бойынша осы I, II және III санаттағы объектілеріне рұқсат берілген күннен бастап қолданысқа енеді және Қоршаған ортаға эмиссияларға рұқсат беру үшін құжаттардың нысандарын және оларды толтыру тәртібі қағидаларының 19 тармағында көрсетілген формула бойынша есептеледі.
I, II және III санаттағы объектілеріне рұқсат қолданыстағы технологиялардың және осы I, II және III санаттағы объектілеріне рұқсатта көрсетілген табиғат пайдалану шарттары өзгергенге дейін қолданыста болады.
Осы I, II және III санаттағы объектілеріне рұқсаттың 1, 2 және 3 қосымшалары осы I, II және III санаттағы объектілеріне рұқсаттың ажырамас бөлігі болып табылады.

Басшы (уәкілетті тұлға)	**Төрағаның орынбасары**	**Жолдасов Зулфухар Сансызбаевич**
	қолы	Тегі, аты, әкесінің аты (әкесінің аты болған жағдайда)

Берілген орны: Астана қ. **Берілген күні:** 02.05.2019 ж.

**Белгіленген ингредиенттер (заттар) бойынша эмиссиялар нормативтеріне негізделген,
жобаны жаңарту немесе қайта құрылған кәсіпорын нысанына қоршаған ортаға әсерді бағалау бөлімдері бойынша мемлекеттік экологиялық сараптама қорытындысы**

№	Мемлекеттік экологиялық сараптама қорытындыларының атауы	Мемлекеттік экологиялық сараптама қорытынды номері және берілген күні
Шығарындылар		
1	ҚОӘБ материалдарымен қоса Қоршаған ортаға әсерді бағалаудың «Айрақты кенорнының № 104 және 105 ұңғыма құрылысы жобасына» мемлекеттік экологиялық сараптаманың қорытындысы	2019 жылы 30 сәуірдегі №0W -0004/19
2	ҚОӘБ материалдарымен қоса Қоршаған ортаға әсерді бағалаудың «Айрақты кенорнының № 104 және 105 ұңғыма құрылысы жобасына» мемлекеттік экологиялық сараптаманың қорытындысы	2019 жылғы 30 сәуірдегі №0W -0004/19
3	ҚОӘБ материалдарымен қоса Қоршаған ортаға әсерді бағалаудың «Айрақты кенорнының № 104 және 105 ұңғыма құрылысы жобасына» мемлекеттік экологиялық сараптаманың қорытындысы	2019 жылғы 30 сәуірдегі №0W -0004/19
Төгінділер		
Өндіріс және тұтыну қалдықтарын орналастыруды		
Күкіртті орналастыру		

Табиғат пайдалану шарттары

1. Осы рұқсатпен белгіленген эмиссия нормативтерін сақтау.

2. Қоршаған ортаны қорғау бойынша іс-шаралар жоспарымен қарастырылған табиғат қорғау шаралары рұқсаттың қолдану кезеңіне сәйкес толық көлемде және белгіленген мерзімде орындау қажет.

3. Қазақстан Республикасы Энергетика министрлігі Экологиялық реттеу және бақылау комитетінің аумақтық экология департаменттеріне табиғат қорғау іс-шараларын орындау бойынша есептілікті тоқсан сайын, келесі есепті кезеңнен кейінгі айдың 10-күніне дейін тапсыру қажет

4. Қазақстан Республикасы Энергетика министрлігі Экологиялық реттеу және бақылау комитетінің аумақтық экология департаменттеріне қоршаған ортаға рұқсат етілген және нақты эмиссиялар бойынша есептілікті тоқсан сайын, келесі есептілік кезеңінің 10-шы жұлдызына дейін тапсыру қажет.

5. Қолданыстағы заңнамаға сәйкес экологиялық заңнаманың бұзылуы және табиғат пайдалану шарттарын орындамауы осы рұқсаттың тоқтатылуына, жойылуына алып келеді.

№: KZ28VCZ00284000

Министерство энергетики Республики Казахстан

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства энергетики Республики Казахстан»

РАЗРЕШЕНИЕ

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

(наименование природопользователя)

Товарищество с ограниченной ответственностью "Амангельды Газ",Республика Казахстан, г.Астана, район "Есиль", улица АЛИХАН БОКЕЙХАН, дом № 12,

(индекс, почтовый адрес)

Индивидуальный идентификационный номер/бизнес-идентификационный номер: 050840002757

Наименование производственного объекта: Месторождение Айракты

Местонахождение производственного объекта:

Жамбылская область, Жамбылская область, Таласский район, с/о Шакиров, село Амангельды ,

Жамбылская область, Жамбылская область, Таласский район, с/о Шакиров, село Амангельды,

Соблюдать следующие условия природопользования:

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

в 2019 году 1,97805 тонн
в 2020 году 3,2207 тонн
в 2021 году 3,2207 тонн
в 2022 году _____ тонн
в 2023 году _____ тонн
в 2024 году _____ тонн
в 2025 году _____ тонн
в 2026 году _____ тонн
в 2027 году _____ тонн
в 2028 году _____ тонн
в 2029 году _____ тонн

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

в 2019 году _____ тонн
в 2020 году _____ тонн
в 2021 году _____ тонн
в 2022 году _____ тонн
в 2023 году _____ тонн
в 2024 году _____ тонн
в 2025 году _____ тонн
в 2026 году _____ тонн
в 2027 году _____ тонн
в 2028 году _____ тонн
в 2029 году _____ тонн

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

в 2019 году _____ тонн
в 2020 году _____ тонн
в 2021 году _____ тонн
в 2022 году _____ тонн
в 2023 году _____ тонн
в 2024 году _____ тонн
в 2025 году _____ тонн
в 2026 году _____ тонн
в 2027 году _____ тонн
в 2028 году _____ тонн
в 2029 году _____ тонн

4. Производить размещение серы в объемах, не превышающих:

в 2019 году _____ тонн
в 2020 году _____ тонн
в 2021 году _____ тонн
в 2022 году _____ тонн
в 2023 году _____ тонн
в 2024 году _____ тонн
в 2025 году _____ тонн
в 2026 году _____ тонн
в 2027 году _____ тонн
в 2028 году _____ тонн
в 2029 году _____ тонн

5. Не превышать лимиты эмиссий (выбросы, сбросы, отходы, сера), установленные в настоящем Разрешении на эмиссии в окружающую среду для объектов I, II и III категории (далее – Разрешение для объектов I, II и III категорий) на основании положительных заключений государственной экологической экспертизы на нормативы эмиссий по ингредиентам (веществам), представленные в проектах нормативов эмиссий в окружающую среду, материалах оценки воздействия на окружающую среду, проектах реконструкции или вновь строящихся объектов предприятий согласно приложению 1 к настоящему Разрешению для объектов I, II и III категорий.
6. Условия природопользования согласно приложению 2 к настоящему Разрешению для объектов I, II и III категорий.
7. Выполнять согласованный план мероприятий по охране окружающей среды согласно приложению 3 к настоящему Разрешению для объектов I, II и III категорий, на период действия настоящего Разрешения для объектов I, II и III категорий, а также мероприятия по снижению эмиссий в окружающую среду, установленные проектной документацией, предусмотренные положительным заключением государственной экологической экспертизы.
Срок действия Разрешения для объектов I, II и III категорий с 01.06.2019 года по 31.12.2021 года.
Примечание:
*Лимиты эмиссий, установленные в настоящем Разрешении для объектов I, II и III категорий, по валовым объемам эмиссий и ингредиентам (веществам) действуют на период настоящего Разрешения для объектов I, II и III категорий и рассчитываются по формуле, указанной в пункте 19 Правил заполнения форм документов для выдачи разрешений на эмиссии в окружающую среду.
Разрешение для объектов I, II и III категорий действительно до изменения применяемых технологий и условий природопользования, указанных в настоящем Разрешении.
Приложения 1, 2 и 3 являются неотъемлемой частью настоящего Разрешения для объектов I, II и III категорий.

Руководитель (уполномоченное лицо) **Заместитель председателя** **Жолдасов Зулфухар Сансызбаевич**

подпись Фамилия,имя,отчество (отчество при наличии)

Место выдачи: г.Астана **Дата выдачи:** 02.05.2019 г.

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

№ п/п	Наименование заключение государственной экологической экпспертизы.	Номер и дата выдачи заключения государственной экологической экспертизы
Выбросы		
1	Заключение государственной экологической экспертизы на «Проект обустройства скважин №104 и 105 месторождения Айракты» с материалами ОВОС	30.04.2019 №0W-0004/19
2	Заключение государственной экологической экспертизы на «Проект обустройства скважин №104 и 105 месторождения Айракты» с материалами ОВОС	№0W-0004/19 от 30.04.2019
3	Заключение государственной экологической экспертизы на «Проект обустройства скважин №104 и 105 месторождения Айракты» с материалами ОВОС	№0W-0004/19 от 30.04.2019 г.
Сбросы		
Размещение отходов производства и потребления		
Размещение серы		

Приложение 2 к разрешению на эмиссии в
окружающую среду

Условия природопользования

1. Соблюдать нормативы эмиссии, установленные настоящим разрешением.

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

3. Отчеты о выполнении природоохранных мероприятий представлять в департаменты экологии Комитета экологического регулирования и контроля Министерства энергетики Республики Казахстан ежеквартально, в срок до 10 числа месяца, следующего за отчётным кварталом.

4. Отчеты по разрешенным и фактическим эмиссиям в окружающую среду представлять в департаменты Комитета экологического регулирования и контроля Министерства энергетики Республики Казахстан ежеквартально – до 10 числа, следующего за отчётным.

5. Нарушение экологического законодательства, не исполнение условий природопользования влечет за собой приостановление, аннулирование данного разрешения согласно действующего законодательства.