«Сығымдау компрессор станциясын және Ақтөбе облысы, Мұғалжар ауданының, Шығыс Жағабұлақ кенорнынан «Қазақойл Ақтөбе» ЖШС-нің Әлібекмола ГКДҚ-ға (газды кешенді дайындау қондырғысы) дейін газқұбырын салу» (сметалық құжаттамасыз)
жұмыс жобасы бойынша

28.11.2017 ж. № 04-0316/17
(ОҢ)

ҚОРЫТЫНДЫ

ТАПСЫРЫСШЫ:
«Арал Петролеум Кэпитал» ЖШС,
Алматы қаласы

БАС ЖОБАЛАУШЫ:
«СтройРекламПроект» ЖШС,
Астана қаласы

Ақтөбе қаласы

АЛҒЫ СӨЗ

«**Сығымдау компрессор станциясын және Ақтөбе облысы, Мұғалжар ауданының, Шығыс Жағабұлақ кенорнынан «Қазақойл Ақтөбе» ЖШС-нің Әлібекмола ГКДҚ-ға (газды кешенді дайындау қондырғысы) дейін газқұбырын салу» (сметалық құжаттамасыз)** жұмыс жобасы бойынша осы жиынтық қорытындысы «Мемсараптама» РМК Ақтөбе облысы бойынша филиалымен берілді.

«Мемсараптама» РМК Ақтөбе облысы бойынша филиалының рұқсатынсыз осы сараптау қорытындыны толық немесе ішінара қайта шығаруға, көбейтуге және таратуға жол берілмейді.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№ 04-0316/17 от 28.11.2017 г.
(положительное)
по рабочему проекту

«Строительство дожимной компрессорной станции и газопровода от месторождения Восточный Жагабулак, Мугалжарского района, Актюбинской области до УКПГ (установка комплексной подготовки газа) Алибекмола ТОО «Казахойл Актобе» (без сметной документации)

ЗАКАЗЧИК:
ТОО «Арал Петролеум Кэпитал»,
город Алматы

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
ТОО «СтройРекламПроект»,
город Астана

город Актобе

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное сводное заключение на рабочий проект **«Строительство дожимной компрессорной станции и газопровода от месторождения Восточный Жагабулак, Мугалжарского района, Актюбинской области до УКПГ (установка комплексной подготовки газа) Алибекмола ТОО «Казахойл Актобе» (без сметной документации)** выдано филиалом по Актюбинской области РГП «Госэкспертиза».

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

1. НАИМЕНОВАНИЕ: рабочий проект «Строительство дожимной компрессорной станции и газопровода от месторождения Восточный Жагабулак, Мугалжарского района, Актюбинской области до УКПГ (установка комплексной подготовки газа) Алибекмола ТОО «Казахойл Актобе» (без сметной документации).

Настоящее заключение выполнено в соответствии с договором №01-1892 от 04.10.2017 г., между РГП «Госэкспертиза» и ТОО «Арал Петролеум Кэпитал».

2. ЗАКАЗЧИК: ТОО «Арал Петролеум Кэпитал», город Алматы.

3. ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК: ТОО «СтройРекламПроект», государственная лицензия №15012541 от 03.07.2015 года, выданная ГУ «Управление государственного архитектурно-строительного контроля города Астаны», категория лицензии - I.

ГИП – Бурамбаев О. (приказ №12/06-2017 от 12.06.2017 года).

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: негосударственные инвестиции.

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ:

5.1 Основание для разработки

задание на проектирование от 28.04.2017 года, утвержденное главным инженером ТОО «Арал Петролеум Кэпитал»;

постановление Акимата Мугалжарского района Актюбинской области №394 от 04.11.2016 года о выделении земельного участка для «Строительство дожимной компрессорной станции и газопровода от месторождения Восточный Жагабулак, Мугалжарского района, Актюбинской области до УКПГ (установка комплексной подготовки газа) Алибекмола ТОО «Казахойл Актобе»;

акт на право временного возмездного землепользования №0506867 от 17.11.2016 года с кадастровым номером 02-027-030-68, площадью 17,79 га;

технический отчет экз.№1 по топографо-геодезическим работам, выполненный в 2017 году ТОО «СтройРекламПроект» (ГСЛ №15012048 от 25.06.2015 года);

технический отчет инв.№106 об инженерно-геологических изысканиях, выполненный ТОО «СтройРекламПроект» в 2017 году (ГСЛ №15012048 от 25.06.2015 года).

Технические условия:

№06-62-848 от 06.04.2016 года на пересечение проектируемого газопровода Д108мм с действующим магистральным газопроводом «Жанажол-КС-13», выданные АО «Интергаз Центральная Азия»;

№47-41-05-09/662 от 22.04.2016 года на пересечение газопровода с существующим нефтепроводом «Алибекмола - Кенкияк» и кабельной линией ВОЛС на ПК 3+10(0,310 км), выданные АО «КазТрансОйл» Западный филиал Актюбинское нефтепроводное управление;

№2703/200-210 от 24.11.2015 года на подключение газопровода попутного нефтяного газа на ЦПиПГ м/р Алибекмола, выданные и.о. генерального директора ТОО «Казахойл Актобе»;

№3129/1.00-2.10 от 15.11.2017 года (обновленные) на подключение газопровода попутного нефтяного газа на ЦПиПГ м/р Алибекмола, выданные генеральным директором ТОО «Казахойл Актобе»;

№ДЗ-1-268 от 28.08.2017 года на электроснабжение, выданные ТОО «Арал Петролеум Кэпитал»;

№243 от 21.06.2017 года на транзит электроэнергии для учета газа «Алибекмола», выданные ТОО «Казахойл Актобе».

5.2 Согласования заинтересованных организаций:

установка коммерческого узла учета газа согласована с ТОО «Казахойл Актобе»;

письмо-согласование рабочего проекта в части промышленной безопасности с РГУ «Департамент Комитета индустриального развития и промышленной безопасности по Актюбинской области» №KZ52VQR00007662 от 29.08.2017 года;

письмо-согласование исх.№987/2017 от 14.11.2017 года на пересечение проектируемых газопроводов ПНГ диаметром 219х9,0 мм и топливного газопровода диаметром 57х5,0 мм с существующим нефтепроводом Д 250 мм в районе ЦПиПГ «Алибекмола» ТОО «Казахойл Актобе», выданное АО «Каспий Нефть ТМЕ».

5.3 Перечень документации, представленной на экспертизу:

паспорт проекта;
общая пояснительная записка АРС/СРП-09062017-ОПЗ;
графические материалы - рабочие чертежи:
генеральный план - альбом 1 АРС/СРП-09062017-ГП;
технологическая часть - альбом 2 АРС/СРП-09062017-ТХ;
архитектурно-строительная часть - альбом 3 АРС/СРП-09062017-АС;
электрохимзащита - альбом 4 АРС/СРП-09062017-ЭХЗ;
электроснабжение - альбом 5 АРС/СРП-09062017-ЭС;
автоматизация технологических процессов - альбом 6 АРС/СРП-09062017-АТХ;
проект организации строительства;
раздел «Охрана окружающей среды», выполненный ТОО «Тана-Пракс» в 2017 году.

5.4 Цель и назначение объекта строительства:

Основной задачей проекта является утилизация попутного нефтяного газа путем перекачки на УКПГ (установка комплексной подготовки газа) ТОО «Казахойл Актобе, где после подготовки до товарного газа направляется в магистральный газопровод.

В существующем положении попутный нефтяной газ с месторождения ТОО «Арал Петролеум Кэпитал» направляется для сжигания на факельную установку.

6. ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ ОБЪЕКТА И ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1 Место размещения объекта и характеристика участка строительства:

Участок подводящего газопровода расположен на территории нефтяного месторождения Алибекмола. В административном отношении эта территория Мугалжарского района Актюбинской области с центром в г.Эмба, расположенная в 70 км северо-восточнее. Областной центр г.Актобе находится в 210 км северо-западнее описываемой территории. Ближайшими населенными пунктами проектируемого объекта являются: с. Жаркомы, расположенный по направлению на северо – восток на расстоянии 4,9 км и пос. Жагабулак, расположенный по направлению на северо-запад на расстоянии 4,26 км.

Природно-климатические условия района строительства:

климатический подрайон	- IIIА;
дорожно-климатическая зона	- V;
скоростной напор ветра	- 0,38 кПа;
расчетная зимняя температура наружного воздуха	- минус 31ºС;
нормативная снеговая нагрузка	- 1,0 кПа;
глубина промерзания грунтов	- 1,8 м;
сейсмичность района строительства	- 5 баллов.

Инженерно-геологические условия площадки строительства:

Согласно технического отчета инв.№106 об инженерно-геологических изысканиях, выполненного ТОО «СтройРекламПроект» в 2017 году, на участке изысканий пробурены 10 скважин глубиной по 3,0 п.м, инженерно-геологические условия характеризуются следующими грунтами:

ИГЭ №1 - почвенно-растительный грунт, мощность слоя 0,2 м, грунт подлежит срезке;

ИГЭ №2 - глина тяжелая, плотная, полутвердой консистенции, влажная, мощность слоя 1,7 м;

ИГЭ №3 - глина тяжелая, плотная, твердой консистенции, от влажной до водонасыщенной, загипсованная с включением гипса, вскрытая мощность слоя 1,1 м.

Глина (ИГЭ №2) слабонабухающая до средненабухающей, преимущественно средненабухающая, относительная деформация набухания без нагрузки составляет 0,03-0,12 при влажности набухания 60-86%. Давление набухания составляет 0,09-0,1 МПа. Относительная деформация набухания при нагрузке 0,05 МПа составляет 0,003-0,005.

Глина (ИГЭ №3) - непросадочная, ненабухающая.

Основанием фундаментов служат глины (ИГЭ №2) полутвердой консистенции, глины (ИГЭ №3) твердой консистенции.

Физико-механические характеристики грунтов: глины (ИГЭ №2) - угол внутреннего трения - 20°; модуль деформации - 5,0 МПа; удельное сцепление - 35 кПа; плотность – 1,52 г/см^3; глины (ИГЭ №3) - угол внутреннего трения - 21°; модуль деформации - 6,0 МПа; удельное сцепление - 41 кПа; плотность - 1,54 г/см^3.

Коррозийная активность грунтов к углеродистой стали, к свинцовым оболочкам кабелей - «высокая», к алюминиевым оболочкам кабелей – «средняя».

Засоленность грунтов – незасоленные. Грунты обладают слабой сульфатной агрессивностью к бетонам на сульфатостойком цементе. Хлоридная агрессивность грунтов характеризуется: грунты среднеагрессивные к арматуре железобетонных конструкций.

Грунтовые воды не вскрыты до глубины 3,0 м от дневной поверхности.

6.2 Проектные решения

6.2.1 Генеральный план и транспорт

Участок подводящего газопровода расположен на территории нефтяного месторождения Алибекмола. В административном отношении эта территория Мугалжарского района Актюбинской области.

Генеральный план разработан на основании задания на проектирование, материалов инженерно-геологических изысканий и топографического плана, выполненного ТОО «СтройРекламПроект» в 2017 году.

Раздел генеральный план разработан в соответствии с утвержденной технологической схемой с учетом технологических и транспортных связей, санитарно-гигиенических и противопожарных требований, рельефа местности и влияния ветров преобладающего направления.

Проектом предусмотрено строительство газопровода от дожимной станции Восточный Жагабулак до УКПГ (установка комплексной подготовки газа) Алибекмола ТОО «Казахойл Актобе». Предусмотрена компрессорная станция с резервированием, также одна станция на перспективу, коммерческий узел учета газа.

На компрессорной площадке размещены: площадка компрессорной станции, площадка охлаждения КС, дренажная подземная емкость ЕП-5, подземная емкость ЕП-25 для технической воды, насосная подпиточной воды для охладителя воды.

На площадке КУУГ размещены: площадка КУУГ, дренажная подземная емкость ЕП-5, свеча сбросная.

Вертикальная планировка решена методом проектных точек. Общий уклон площадки составляет в среднем 0,01‰, что обеспечивает нормальный водоотвод с территории.

Проектом организации рельефа предусмотрена высотная увязка проектируемых сооружений с автомобильными дорогами и инженерными коммуникациями.

Способ водоотвода поверхностных вод принят открытый.

Водоотвод поверхностных вод разработан в комплексе с вертикальной планировкой с учетом санитарных условий и требований благоустройства территории площадок.

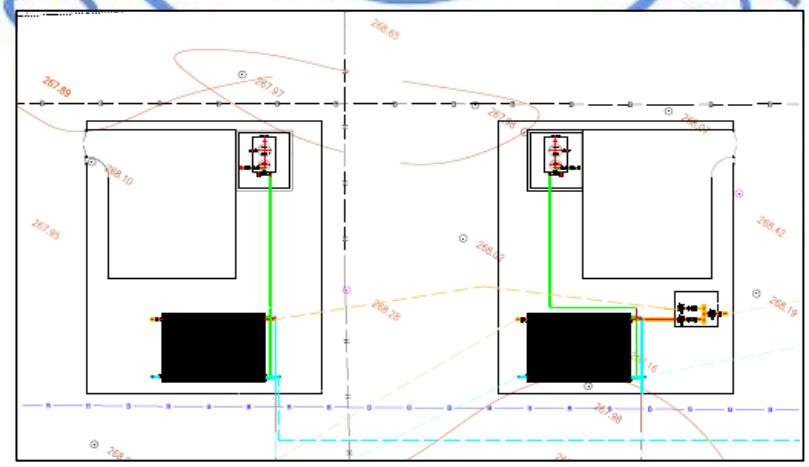
Система вертикальной планировки принята сплошная с соблюдением требуемых уклонов для отвода поверхностных вод.

Внутриплощадочные дороги-проезды предусмотрены из песчано-гравийной смеси.

На проектируемых территориях площадок предусмотрено ограждение. Ограждение принято из сетчатых панелей по металлическим столбам высотой 2,2 м. На въезде устанавливаются ворота и калитка.

Условные обозначения: 1-площадка компрессорной станции, 2-площадка охлаждения КС, 3-дренажная подземная емкость ЕП-5, 4-подземная емкость ЕП-25 для технической воды, 4-насосная подпиточной воды для охладителя воды

Рис.1 - Ситуационная схема



Условные обозначения: 1-площадка КУУГ, 2-дренажная подземная емкость ЕП-5, 3-свеча сбросная

Рис.2 - Ситуационная схема

Технические показатели по генеральному плану

Таблица №1

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Количество
1	Площадь земельного участка	га	17,79
	Площадка компрессорной станции		
2	Площадь площадки в пределах ограждения	га	0,129
3	Площадь застройки	м²	410,0
4	Площадь покрытия подъездных дорог	м²	165,0
	Площадка КУУГ		
5	Площадь площадки в пределах ограждения	га	0,0320
6	Площадь застройки	м²	62,0
7	Площадь покрытия подъездных дорог	м²	95,3

ARAL

6.2.2 Технологические решения

В существующем положении попутный нефтяной газ с месторождения ТОО «Арал Петролеум Кэпитал» направляется для сжигания на факельную установку.

Поставка ПНГ предусмотрена от ТОО «Каспий Нефть ТМЕ» и ТОО «Арал Петролеум Кэпитал». Общий манифольд предусмотрен в ранее рассмотренном рабочем проекте «Строительство газопровода от ППН АО «Каспий Нефть ТМЕ» до УКПГ - 50 ТОО «Казахойл Актобе» на площадке КУУГ ТОО «Каспий Нефть ТМЕ» (заключение №04-0109/17 от 14.04.2017 года), к этому общему манифольду на площадке КУУГ ТОО «Каспий Нефть ТМЕ» подключается проектируемый данным проектом газопровод попутного нефтяного газа (ПНГ).

Данным проектом предусмотрен поток газа, направленный с факельных установок на компрессорные установки (1 рабочий, 1 резервный, 1 на перспективу), для компримирования и далее перекачки на УКПГ.

Данным проектом предусмотрены:

строительство газопровода от дожимной станции Восточный Жагабулак до УКПГ (установка комплексной подготовки газа) «Алибекмола» ТОО «Казахойл Актобе»;

компрессорная станция с резервированием, также одна станция на перспективу;

коммерческий узел учета газа;

электрохимический метод защиты трубопровода.

Основной задачей проекта является утилизация попутного нефтяного газа путем перекачки на УКПГ (установка комплексной подготовки газа) ТОО «Казахойл Актобе, где после подготовки до товарного газа направляется в магистральный газопровод.

Компрессорные установки

Компрессорные установки полной заводской готовности блочные 2 шт. (1 рабочий +1 резервный) включают: компрессор, газовый двигатель, аппараты воздушного охлаждения, маслосистемы, приборы и щиты контроля и управления, трубопроводная арматура, пожарная и газовая сигнализация, освещение, вентиляция, отопление, пожаротушение, трубопроводные коллекторы, кабельные линии и т.д.

Данным проектом на перспективу увеличения объемов газов предусмотрена еще одна компрессорная установка в блочном исполнении, которая обвязана с проектируемыми установками.

Для компримирования природного газа, в составе ДКС применяется винтовой компрессор марки LeROIHG17137 с основным газовым двигателем Cummins GTA8.3.

Номинальная мощность 130kW, номинальная скорость 1800 rpm, давление на входе 0,5-3,0 бар, производительность 2300 нм^3/сут. каждая.

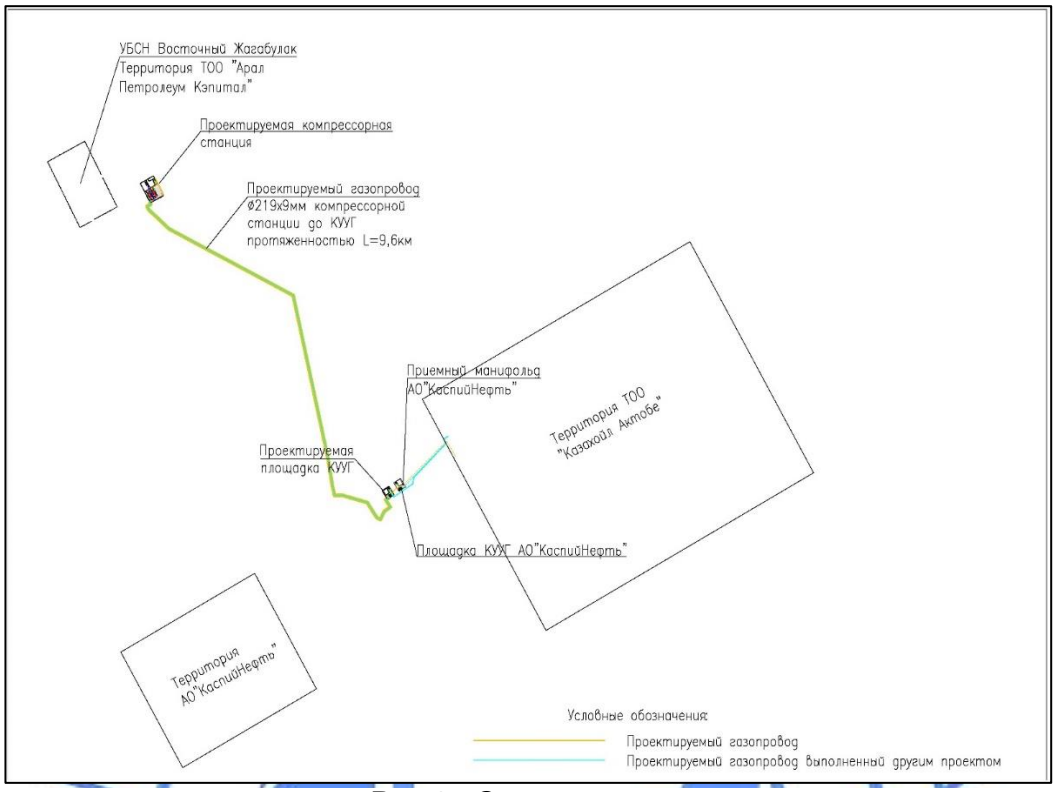


Рис.3 - Ситуационная схема

Компрессорный агрегат представляет собой смонтированный на раме компрессор и вспомогательное оборудование, соединенное трубопроводами и электрическими коммуникациями, позволяющими принимать газ из сети потребителя, компримировать его и выдавать потребителю сжатым до степени, необходимой для работы питаемого этим газом оборудования.

Данное конструктивное решение гарантирует оптимальный результат в отношении жесткости передачи большого объёма газа на один оборот и высокий КПД. Преимущества винтового компрессора:

сжатие газа происходит без пульсации;
низкий уровень шума;
низкий уровень вибрации;
высокая надежность;
низкий объём технического обслуживания;
постоянная работа в течении долгого периода;
уменьшенный набор запасных частей.

Двигатель КУ выполнен во взрывозащищенном исполнении ExdIIBT4, степень защиты IP55, мощность 130кВт, напряжение питания 380В, частота питающей сети 50 Гц.

Поток технологического газа в компрессоре проходит следующим образом:

технологический газ низкого давления сначала проходит через вход С1 в линию трубопровода, через входной отсечной клапан входит в входной сепаратор PV-01 для удаления жидкостей и механических примесей, которые содержатся в технологическом газе низкого давления, также на входном сепараторе PV-01 есть дисплей (PI) температуры, давления и предохранительный клапан PSV101, предотвращающий превышение номинального давления. Жидкость в технологическом газе после сепарации идет на дренаж через выход С4. В винтовом компрессоре С-01 происходит сжатие газа и повышается давление и температура. Сжатый газ при высокой температуре через линию

проходит на первый PV-02 и второй PV-03 масло-отделительный сепаратор для отделения от масла в технологическом газе.

Сжатый газ при высокой температуре через линию проходит в охладитель PGC-01 и происходит теплообмен со скважинной водой, в последствии чего технологический газ охлаждается. Далее через линию газ проходит на выходной сепаратор PV-04, после сепарации газ содержит незначительное количество жидкости. В итоге технологический газ через отсекающий клапан проходит на выход С2.

Технологический газ низкого давления сперва проходит фильтрацию, затем проходит на сжатие в винтовой компрессор, после компрессии технологический газ с высокой температурой и давлением проходит на первый, а затем на второй масло-отделительный сепаратор для удаления и очистки от масла, далее газ проходит в охладитель для понижения температуры, затем идет на выходной сепаратор, в конце соответствует требованиям для технологического газа.

Расход газа в агрегате регулируется при помощи дроссельного клапана. Принцип его работы заключается в следующем: контролируя процесс впуска и выпуска смазочного масла с двух сторон плунжера масляного насоса, изменяют давление с двух сторон плунжера, благодаря чему дроссельный клапан приводится в действие, перемещаясь в полости ротора. В результате изменяется эффективная рабочая длина ротора и становится возможным бесступенчатое регулирование производительности компрессора в диапазоне 10-100% от номинала.

Что касается циркуляции масла в масляных каналах компрессора, газ нагнетаемый компрессором подается в масляный сепаратор. Большая часть масла, отделяемая сепаратором проходит фильтрацию в масляном фильтре и при помощи масляного насоса подается в воздушный охладитель масла, в котором происходит теплообмен с воздухом. После того, как теплота передается воздуху и уносится с ним, масло вновь возвращается в компрессор.

Температура подаваемого масла регулируется в основном при помощи клапана регулировки температуры масла, который регулирует объем масла, пропускаемого через охладитель масла и поддерживает стабильную температуру подаваемого масла.

Дополнительно для обеспечения требуемой температуры предусмотрена в составе компрессорных установок, на входе УКПГ установка охлаждения.

Рабочий принцип установки охлаждения является впрыск каплеобразной воды в камеру, где путем смешивания с сухим воздухом быстро испаряется, за счет чего происходит поглощение тепла и охлаждение.

Рабочий объем воды в камере 1 м^3. Данным проектом предусмотрена подпитка установки охлаждения водой для поддержания рабочего уровня.

Вода на установку подается от проектируемой подземной емкости объемом V=25м^3. Подача воды на установку обеспечивается насосами производительностью Q=2м^3/ч, напором 7,1 м и потребляемой мощностью 0,25 кВт. Трубопровод водопровода принят из стальных бесшовных горячедеформированных труб диаметром 42х3,0 мм по ГОСТ 8732-78 ст.20, прокладываемых на 0,5 м ниже глубины промерзания грунта на песчаном основании толщиной 100 мм.

Наружная технологическая обвязка компрессорных установок

На входе в компрессорные установки предусмотрена установка эжектора и запорной арматуры для регулирования подачи потоков газа. На линии нагнетания компрессоров предусмотрена запорная арматура для аварийного отключения линии нагнетания.

Для обеспечения производственной безопасности при авариях и периодических ремонтах предусмотрена сбросная линия от компрессорных установок, которая подключена к существующему факельному коллектору. Газ на факел подается по трубопроводу диаметром 159х8,0 мм с уклоном в сторону факела 0,002. Дренажная линия

из стальных труб диаметром 57х4,0 мм с компрессорных установок направлена в проектируемую дренажную емкость ЕП-1 объемом 8 м^3.

Проектируемая дренажная линия теплоизолируется минераловатными матами и оцинкованным листом. Всасывающий газопровод компрессорной станции принят из труб диаметром 219х9,0 мм (труба стальная бесшовная ГОСТ 8732-78, 09Г2С). Рабочее давление всасывающего газопровода в диапазоне 0,5-3,0 кгс/см^2. Всасывающий газопровод надземного исполнения теплоизолируется минераловатными матами и оцинкованным листом.

Нагнетательный газопровод компрессорной станции принят из труб диаметром 219х9,0 мм (труба стальная бесшовная ГОСТ 8732-78, 09Г2С с заводским антикоррозийным покрытием ВУС (весьма усиленная изоляция) по ТУ 14-3Р-49-2003). Рабочее давление нагнетательного газопровода не более 12 кгс/см^2.

В пониженных точках рельефа предусмотрены конденсатосборники по типовому проекту серия 5.905-25.05 выпуск 1 часть 1. Для удаления конденсата на поверхности земли устанавливается задвижка стальная ручная клиновая Ду50 мм Ру16кгс/см^2. Каждый конденсатосборник ограждается сетчатыми панелями из сетки рабица.

На площадке компрессорной станции нагнетательный газопровод выполнен в надземном исполнении. Изоляция проектируемых надземных технологических трубопроводов осуществляется минераловатными плитами типа «Изовер» толщиной 60 мм по грунтовке ГФ-021 за 2 раза с защитным слоем из тонколистовой оцинкованной стали толщиной для труб 0,6 мм, для арматуры 0,8 мм.

В начале и в конце трассы подземного газопровода предусмотрена установка изолирующего фланцевого соединения ИФС-200-16 диаметром 200 мм, давлением Ру16кгс/см^2. Для электрохимической защиты подземного стального трубопровода от блуждающих токов и агрессивной почвы предусмотрена система протекторной защиты.

Запорно-регулирующая арматура принята на давление на менее 16 кгс/см^2.

В качестве ручной запорной арматуры технологических трубопроводов приняты задвижки клиновые стальные фланцевые.

Технологические трубопроводы

Трубопроводы на площадках компрессоров и КУУГ относятся к технологическим трубопроводам. Технологические трубопроводы в зависимости от рабочих параметров (давления и температуры) согласно СН 527-80 классифицированы как трубопроводы газопровода - группа Б(а), I категории. До ввода в эксплуатацию трубопроводы подлежат очистке полости, гидравлическому испытанию на прочность и проверке на герметичность согласно СНиП РК 3.05-09-2002. Величина испытательного давления на прочность Рисп = 1,25хРраб., давление проверки на герметичность Рисп. = Рраб.

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

Контроль качества сварных соединений стальных трубопроводов на площадке скважины проводится согласно СНиП РК 3.05-09-2002.

Антикоррозионное покрытие надземных участков трубопроводов и арматуры: масляно-битумная краска в два слоя по грунту ГФ-021 по ГОСТ 25129-82.

Тепловая изоляция надземных трубопроводов и арматуры - минераловатные плиты типа «Изовер» толщиной 60 мм, покровный слой - сталь тонколистовая оцинкованная по ГОСТ 19904-90.

Газопровод

Газопровод от компрессорных установок до площадки КУУГ выполнен из трубы стальной бесшовной диаметром 219х9,0 мм по ГОСТ 8732-78 09Г2С с заводским антикоррозийным покрытием ВУС (весьма усиленная изоляция) по ТУ 14-3Р-49-2003.

Изоляция сварных соединений выполняется манжетами термоусаживающими стыковыми по ОТТ-25.220.01-КТН-200-14 с праймером «Терма СТМП», либо другими по согласованию с заказчиком.

Глубина заложения подземных газопроводов 2,3 м до верха трубопровода.

Рабочее давление в трубопроводах 1,2 МПа.

При одновременной прокладке проектируемых газопроводов (в одной траншее) расстояние между ними в свету принимается не менее 0,5 м.

При пересечении с промысловыми автодорогами проектируемые газопроводы-шлейфы прокладываются в защитном футляре диаметром 377х10,0 мм с устройством на одном из концов футляра вытяжной свечи на расстоянии по горизонтали не менее 25 м от подошвы земляного полотна дороги. Высота свечи от уровня земли не менее 5 м.

При пересечении трубопроводов с другими инженерными сетями (нефтепровод, водопровод, кабели и др.) разработка траншеи производится вручную и в соответствии с требованиями СНиП II-89-80*.

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

Промысловые трубопроводы в зависимости от диаметра, рабочего давления и характера транспортируемой среды классифицированы как газопроводы -V класс, 1 группа, IV категория.

Объем контроля сварных соединений неразрушающими методами составляет 100% от общего количества стыков, из них 25% радиографическим методом, остальные ультразвуковым и магнитографическими методами. Сварные швы в узлах установки отключающей запорной арматуры контролируются радиографическим методом в объеме 100%.

После выполнения контроля сварных соединений и получении удовлетворительных результатов, трубопроводы подлежат гидравлическому испытанию на прочность и герметичность согласно ВСН 011-88:

давление испытания на прочность Рисп.=1,1Рраб. в течении 24 часов;

давление испытания на герметичность Рисп.=Рраб. продолжительностью 12 часов.

Приемка и подготовка поверхности под антикоррозийную защиту и контроль качества покрытия производится согласно требованиям СНиП РК 2.01-19-2004.

Для обеспечения электрической изоляции защищаемой части трубопроводов предусмотрена установка изолирующих фланцевых соединений. Изолирующие фланцевые соединения установлены на надземной части трубопровода.

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

Протяженность проектируемых газопроводов

Таблица №2

Показатель	Ед. Изм.	Количество
От компрессорных установок до площадки КУУГ Ø219х9,0мм	м.	9 300

Площадка КУУГ

Коммерческий узел учета газа (КУУГ) рассчитан на коммерческий учет попутного нефтяного газа от ТОО «Арал Петролеум Кэпитал» к КУУГ на территории ТОО «Казахойл Актобе» и топливного газа. Система представляет собой коммерческий узел учета газа (КУУГ) и систему обработки информации (СОИ), которая размещается в операторной. КУУГ поставляется в полной заводской готовности в блочном исполнении.

Состав КУУГ**:**

блок измерительных линий - две измерительные линии, основная и резервная, для

постоянного и безостановочного измерения расхода попутного нефтяного газа (ГІНГ) на базе массовых расходомеров Promass 83Г;

контрольная линия - для проведения операций по контролю метрологических характеристик на базе массового расходомера Promass 83F;

блок измерения качества БИК;

узел отбора проб ПНГ;

линия измерения расхода топливного газа;

вентиляция и отопление;

система газообнаружения и пожарной сигнализации.

Технические характеристики КУУГ:

основная рабочая среда - попутный нефтяной газ;

рабочее давление - от 0,7 до 1,2 МПа;

расчетное давление системы - 1,6 МПа;

габаритные размеры технологического помещения - 7000х5000х3500 мм;

климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69 - УХЛ;

категория размещения по ГОСТ 15150-69 - 1;

степень огнестойкости по СНиП РК 2.02-05-2009 - II;

класс конструктивной пожарной опасности по СНиП РК 2.02-05-2009 - СО;

класс функциональной пожарной опасности по СНиП РК 2.02-05-2009 - Ф5.1;

класс взрывоопасности технологического блока - В-1а.

Комплексные испытания гидравлическим способом на прочность КУУГ производятся на заводе. Испытательное давление на прочность - 1,25Рраб., гидравлическим прессом и выдержка трубопровода под этим давлением не менее 5 минут.

Попутный газ поступает на КУУГ по трубопроводу диаметром 200 мм от ПНГ, проходит через две измерительные линии (основную и резервную), откуда направляется на существующий манифольд с задвижками электроуправлением, где объединяется с потоком газа АО «Каспий Нефть» по существующему трубопроводу диаметром 200 мм направляется на УКПГ.

Предусмотрена еще одна линия для проведения операций по контролю метрологических характеристик и одна для учета топливного газа, поступающего с ЦПиПГ Алибекмола ТОО «Казахойл Актобе».

Для сбора дренажа с площадки предусмотрена дренажная емкость ЕП-2 объемом V=5 м^3. Предусмотрена откачка передвижным насосным агрегатом. Для этих целей приемный патрубок оборудован задвижкой с быстро соединяющейся гайкой.

Газ с дренажной емкости и технологических оборудований отводится на сбросную свечу диаметром 50 мм.

Тепловая изоляция надземных трубопроводов - маты из минерального волокна толщиной 60 мм. Обшивка - алюминиевые листы. Антикоррозионная изоляция подземных трубопроводов - «усиленная» липкими полимерными лентами по ГОСТ 25812-83 битумной мастикой и рубероидом. Антикоррозийная изоляция дренажной емкости - «весьма усиленная» битумно-резиновая по ГОСТ 9.602-2005.

Системы отопления и вентиляции КУУГ

Отопление технологического блока производится электронагревателями во взрывозащищенном исполнении. Температура помещения в холодный период года поддерживается не ниже плюс 10°С. Вентиляция - механическая вытяжная из нижней зоны периодического действия, рассчитанная на восьмикратный воздухообмен - вентилятор взрывозащищенного исполнения, приток воздуха - естественный неорганизованный.

Управление вентилятором осуществляется кнопочным постом, установленным снаружи блока. При повышении температуры внутри помещения свыше плюс 35°С или при повышении загазованности выше нормы, автоматически включается вентилятор.

ЭХЗ

В соответствии с требованиями ГОСТ 9.602-2005 для защиты стальных подземных коммуникаций и сооружений от почвенной коррозии наряду с изоляционным покрытием предусмотрена активная защита. Проектом используется в качестве активного метода электрохимической защиты защитных футляров - протекторная защита. Технические решения по расположению элементов ЭХЗ приняты по типовой серии 7.402-5 «Узлы и детали установок электрохимической защиты подземных трубопроводов от коррозии».

В связи с отсутствием данных об электрохимической защите существующих трубопроводов, параметры электрохимической защиты проектируемых трубопроводов, определенные расчетным путем откорректированы при пуске запроектированной ЭХЗ с учетом необходимости обеспечения защитного потенциала на всех сооружениях, которые расположены в зоне действия установок электрохимической защиты и имеют контролируемые и неконтролируемые металлические соединения, обеспечивающие электрическую проводимость. Изоляционное покрытие защитного кожуха принято весьма усиленного типа, переходное сопротивление которого не менее 100 кОм*м².

Сейсмичность площадки - 6 баллов, грунты - первый слой суглинки зеленовато серого цвета твердой консистенции, в кровле слегка задернованные с включением мелкой гальки и гравия от 1% до 3%, второй слой глина зеленовато серая, твердой консистенции комковатой структуры с включением гидроокислов железы и марганца с гнездами кристаллов гипса.

Коррозионная активность грунтов по отношению к углеродистой стали низкая.

Для обеспечения эффективной и стабильной работы в протектор устанавливают активатор. Активатор при установке протектора на новое место заменяется на новый.

Вдоль трубопроводов на расстоянии 5,0 м от него устанавливаются протекторы типа ПМ-20У. Присоединение к трубопроводам осуществляется через контрольно - измерительный пункт КИП кабелем ВБбШнг (1х35).

Прокладка кабеля в местах защиты предусмотрена в траншее, установки протекторов на глубине ниже уровня промерзания. Для устранения вредного влияния незащищенных коммуникаций на проектируемые трубопроводы и во избежание выноса потенциала, подземная часть трубопроводов отделяется от наземной изолирующими фланцами.

Все работы производятся в строгом соответствии ПУЭ РК и СНиП РК 4.04-10-2002.

6.2.3 Архитектурно-планировочные решения

Компрессорные установки

Компрессорные установки полной заводской готовности в блочные 2 шт. (1 рабочий +1 резервный) включают: компрессор, газовый двигатель, аппараты воздушного охлаждения, маслосистемы, приборы и щиты контроля и управления, трубопроводная арматура, пожарная и газовая сигнализация, освещение, вентиляция, отопление, пожаротушение, трубопроводные коллекторы, кабельные линии и т.д. Площадь застройки - 410,0 м^2.

Площадка КУУГ

Коммерческий узел учета газа (КУУГ) рассчитан на коммерческий учет попутного нефтяного газа от ТОО «Арал Петролеум Кэпитал» к КУУГ на территории ТОО «Казахойл Актобе» и топливного газа. Система представляет собой коммерческий узел учета газа (КУУГ) и систему обработки информации (СОИ), которая размещается в операторной. КУУГ поставляется в полной заводской готовности в блочном исполнении. Площадь застройки – 62,0 м^2.

6.2.4 Конструктивные решения

Площадка блока компрессора

Компрессорная станция - блок-бокс полной заводской готовности, устанавливается на площадку с размером 20,0х6,0 м из сборных железобетонных плит по ГОСТ 25912-2015.

Под плитами предусмотрена песчаная подготовка толщиной 100 мм по утрамбованному грунту.

Основанием для плиты служат глины (ИГЭ №2) с физико-механическими характеристиками: угол внутреннего трения - 20°; модуль деформации - 5,0 МПа; удельное сцепление - 35 кПа; плотность - 1,52 г/см^3.

Предусмотрено уплотнение грунта на глубину не менее 0,5 м. Грунт на нижней границе уплотненной зоны имеет объемный вес скелета в сухом состоянии не менее 1,6т/м^3. Коэффициент уплотнения Ку=0,95.

Фундамент вытяжной свечи

Стойки приняты из профильных труб 160х120х6 мм ГОСТ 30245-2012, опоры из профильных труб 80х80х5 мм ГОСТ 30245-2012, металлические пластины приняты по ГОСТ 19903-2015, закладные детали приняты по серии 1.400-15.

Фундамент вытяжной свечи – столбчатый, монолитного исполнения из бетона класса В12,5 W4 F75, армированные сетками из стержней по ГОСТ 5781-82 диаметром 12AIII(A400), закладные детали приняты по серии 1.400-15. Под фундаментами предусмотрена щебеночная подготовка толщиной 100 мм, пропитанная горячим битумом до полного насыщения по утрамбованному грунту.

Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, гидроизолированы путем покраски за два раза горячим битумом.

Основанием фундаментов служат глины (ИГЭ №3) с физико-механическими характеристиками: угол внутреннего трения - 21°; модуль деформации - 6,0 МПа; удельное сцепление - 41 кПа; плотность - 1,54 г/см^3.

Площадка дренажной емкости ЕП-5

Резервуар горизонтальный, подземный, стальной, заводской готовности с объемом 5,0 м3, устанавливается на подушку из ПГС толщиной 400 мм. Для антикоррозийной защиты резервуара принято битумно-минеральное покрытие, состоящее из битумной грунтовки толщиной 50-100 мкм и битумно-минеральной мастики толщиной 3-4 мм.

Над резервуаром на отметке уровня земли предусмотрена железобетонная площадка с размерами 4,0х3,5 м с бортиком высотой 200 мм по периметру. Площадка выполнена из бетона класса В12,5 W4 F75, армированная сетками из стержней ГОСТ 5781-82 диаметром 10AIII(A400). Под площадками предусмотрена щебеночная подготовка толщиной 100 мм, пропитанная горячим битумом до полного насыщения по утрамбованному грунту.

Основанием днища резервуара служат глины (ИГЭ №3) с физико-механическими характеристиками: угол внутреннего трения - 21°; модуль деформации - 6,0 МПа; удельное сцепление - 41 кПа; плотность - 1,54 г/см^3.

Предусмотрено уплотнение грунта на глубину не менее 0,4 м. Грунт на нижней границе уплотненной зоны имеет объемный вес скелета в сухом состоянии не менее 1,6т/м^3. Коэффициент уплотнения Ку=0,95.

Площадка коммерческого узла учета газа (КУУГ)

КУУГ - полной заводской готовности, устанавливается на площадку с размером 8,0х6,0 м из сборных железобетонных плит по ГОСТ 25912-2015.

Под плитами предусмотрена песчаная подготовка толщиной 100 мм по утрамбованному грунту.

Основанием для плиты служат глины (ИГЭ №2) с физико-механическими характеристиками: угол внутреннего трения - 20°; модуль деформации - 5,0 МПа; удельное сцепление - 35 кПа; плотность - 1,52 г/см^3.

Предусмотрено уплотнение грунта на глубину не менее 0,5 м. Грунт на нижней границе уплотненной зоны имеет объемный вес скелета в сухом состоянии не менее 1,6т/м³. Коэффициент уплотнения Ку=0,95.

Площадка емкости ЕП-25

Резервуар горизонтальный, подземный, стальной, заводской готовности с объемом 25,0 м³, устанавливается на подушку из ПГС толщиной 400 мм. Для антикоррозийной защиты резервуара принято битумно-минеральное покрытие, состоящее из битумной грунтовки толщиной 50-100 мкм и битумно-минеральной мастики толщиной 3-4 мм.

Над резервуаром на отметке уровня земли предусмотрена щебеночная площадка с размерами 6,0х3,5 м с бортиком высотой 150 мм по периметру из бортовых камней ГОСТ 6665-91.

Основанием днище резервуара служат глины (ИГЭ №3) с физико-механическими характеристиками: угол внутреннего трения - 21°; модуль деформации - 6,0 МПа; удельное сцепление - 41 кПа; плотность - 1,54 г/см³.

Предусмотрено уплотнение грунта на глубину не менее 0,4 м. Грунт на нижней границе уплотненной зоны имеет объемный вес скелета в сухом состоянии не менее 1,6т/м³. Коэффициент уплотнения Ку=0,95.

Ограждение площадок

Ограждение всех площадок выполнено из сетчатых панелей по серии 3.017-3 вып.2. Ворота и калитки приняты по серии 3.017-3 вып.5.

Стойки для крепления панелей из труб диаметром 89х5 мм по ГОСТ 8732-78. Фундаменты стоек – столбчатые, монолитного исполнения из бетона класса В12,5 W4 F75. Под фундаментами предусмотрена щебеночная подготовка толщиной 100 мм, пропитанная горячим битумом до полного насыщения по утрамбованному грунту. Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, гидроизолированы путем покраски за два раза горячим битумом.

Основанием фундаментов служат глины (ИГЭ №3) с физико-механическими характеристиками: угол внутреннего трения - 21°; модуль деформации - 6,0 МПа; удельное сцепление - 41 кПа; плотность - 1,54 г/см³.

Опоры под технологический трубопровод

Фундаменты под опоры выполнены из монолитного железобетона, бетон принят класса В12,5, W4, F75 на сульфатостойком портландцементе с армированием каркасами из стержней по ГОСТ 5781-82 диаметрами 12AIII(A400), 8AI(A240).

Крепление труб предусмотрено хомутами к швеллерам №12 ГОСТ 8240-97, предусмотренные в фундаментах, закладные детали приняты по серии 1.400-15. Металлические стойки опор приняты из труб диаметром 89х3 мм по ГОСТ 10704-91. Закладные детали приняты по серии 1.400-15.

Боковые поверхности фундамента опор, соприкасающиеся с грунтом, обмазываются горячим битумом за 2 раза. Под фундаментами предусмотрена щебеночная подготовка толщиной 100 мм с пропиткой битумом по утрамбованному грунту.

Антикоррозийная защита стальных конструкций выполнена грунтовкой ГФ-021 ГОСТ 25129-82 с покрытием в два слоя эмалью ПФ-115 ГОСТ 6465-76.

Переходные площадки с лестницами приняты из металлоконструкций швеллера №12 ГОСТ 8240-97, уголков 50х5 мм ГОСТ 8509-93, просечно-вытяжных листов ТУ 36.26.11-5-89 и стального проката ГОСТ 103-2006. Фундаменты выполнены из монолитного железобетона, бетон принят класса В12,5, W4, F75 на сульфатостойком портландцементе, фундаментные болты приняты по ГОСТ 24379.1-2012.

Боковые поверхности фундаментов, соприкасающиеся с грунтом, обмазываются горячим битумом за 2 раза. Под фундаментами предусмотрена щебеночная подготовка толщиной 100 мм с пропиткой битумом по утрамбованному грунту.

Основанием фундаментов служат глины (ИГЭ №2) с физико-механическими характеристиками: угол внутреннего трения - 20°; модуль деформации - 5,0 МПа; удельное сцепление - 35 кПа; плотность - 1,52 г/см^3.

Специальные инженерные мероприятия

Антикоррозийная защита строительных конструкций предусмотрена в соответствие СНиП РК 2.01-19-2004 «Защита строительных конструкций от коррозии».

В связи с тем, что грунты основания площадки агрессивные по отношению к бетонам на портландцементе, бетон для конструкций, соприкасающийся с грунтом, принят на сульфатостойком цементе, защитный слой бетона железобетонных конструкций принят не менее 40 мм.

Обратная засыпка пазух фундаментов производится грунтом без включения строительного мусора и растительного слоя грунта, слоями не более 20 см с тщательной трамбовкой.

После монтажа всех металлических конструкций и закладных изделий предусмотрены мероприятия по их антикоррозийной защите путем нанесения на эти поверхности эмалевой краски ПФ-115 ГОСТ 6465-76 по грунту из лака ГФ-021 ГОСТ 25129-82 в соответствии СНиП РК 2.01-19-2004.

Гидроизоляция бетонных и железобетонных поверхностей, соприкасающихся с грунтом, предусмотрена обмазкой за два раза горячим битумом БН II по грунтовке из 40% раствора битума в керосине. Под монолитные фундаменты и железобетонные площадки предусмотрена щебеночная подготовка, пропитанная битумом до полного насыщения.

Для защиты резервуара от подземной коррозии принято битумно-минеральное покрытие, состоящее из битумной грунтовки толщиной 50-100 мкм и битумно-минеральной мастики толщиной 3-4 мм.

6.2.5 Инженерное обеспечение, сети и системы

Электротехнические решения

Наружное электроснабжение 10 кВ (площадка компрессоров)

Рабочий проект выполнен согласно исходных данных для проектирования:

технических условий №Д3-1-268 от 28.08.2017 года, выданных АФ ТОО «Арал Петролеум Кэпитал»;

задания на проектирование.

Надежность электроснабжения - III категория.

Проектируемая трасса ВЛ-10 кВ относится к IV району по гололёду и III району по ветровым нагрузкам.

Точка подключения - существующая опора ВЛ-10кВ, расположенная на площадке УБСН.

Проектом предусмотрена воздушная линия ВЛ-10кВ с установкой КТПН-250 кВА 10/0,4кВ ГОСТ 14695-80.

Проектом предусмотрена установка УОП-1 на месте отпайки согласно типовой серии 3.407.1-143.1.

Выполнена проектируемая линия ВЛ-10 кВ на железобетонной опоре со стойками СВ-105 ТУ 5863-005-00113557-94 согласно типовой серии 3.407.1-143.1 проводом АС-50/8,0 мм² ГОСТ 839-80. На анкерных опорах предусмотрены устройства с разъединителем КР-1 согласно типовой серии 3.407.1-143.1.

Изоляторы приняты натяжные ПС-70Д ГОСТ 6490-93, штыревые ШФ-20 ТУ 3493-170-00111120-2000.

Опоры двухстоечной конструкции установлены в пробуренные котлованы диаметром 350-450 мм. Обратная засыпка котлованов произведена песчано-гравийной смесью. Уплотнение грунта производится трамбовкой толщиной слоя не более 0,2 м.

Выполнена гидроизоляция стоек. Выполнено заземление опоры согласно типовой серии 3.407-150.

КТПН-250 кВА 10/0,4кВ установлен на строительных фундаментных блоках ФБС 24.4.6т ГОСТ 13579-78.

Ограждение КТПН выполнено согласно типовой серии 3.017-1.2 и 3.017-1.5.

Учет электроэнергии выполнен многотарифным счетчиком «Меркурий-230» СТ РК ГОСТ Р 52320-2009, установленнм в РУ-0,4кВ КТПН-250 кВА.

Основные показатели:

напряжение сети	10 кВ;
категория электроснабжения	III;
расчетная мощность	149,7 кВт;
протяженность ВЛ-10 кВ	209 м;
максимальная потеря напряжения	1,1 %;
коэффициент мощности	0,92;
КТПН-250 кВА 10/0,4кВ	1 шт.

Наружное электроснабжение 0,4 кВ (площадка компрессоров)

Рабочий проект выполнен согласно исходных данных для проектирования:

технических условий №Д3-1-268 от 28.08.2017 года, выданных АФ ТОО «Арал Петролеум Кэпитал»;

задания на проектирование.

Надежность электроснабжения - III категория.

От проектируемой РУ-0,4 кВ КТПН-250 кВА отходят:

до ЩУ компрессорной станции (резервная) кабелем ВБбШв-4х95 мм² ГОСТ 16442-80;

до ЩУ компрессорной станции (рабочая) кабелем ВБбШв-4х95 мм² ГОСТ 16442-80;

до ЩУ насосной станции подпиточной воды кабелем ВБбШв-4х25 мм² ГОСТ 16442-80;

до ЩУ дренажной насосной станции кабелем ВБбШв-4х4 мм² ГОСТ 16442-80.

Кабель проложен в земляной траншее типа Т-1. Т-2 по типовой серии А5-92, поверх кабеля в траншее проложена сигнальная лента ЛСЭ-150 «Осторожно кабель».

При пересечении с инженерными сетями кабель предусмотрен в асбестоцементной трубе диаметром 100 мм ГОСТ 31416-2009 длиной 3 м. Проход кабеля через стены здания предусмотрен в ПВХ трубах (гильза) диаметром 100 мм ГОСТ Р 51613−2000 длиной 1 м.

Основные показатели:

напряжение сети	0,4 кВ;
категория электроснабжения	III;
расчетная мощность	149,7 кВт;
протяженность КЛ-0,4 кВ	204 м;
максимальная потеря напряжения	1,1 %;
коэффициент мощности	0,92.

Наружное электроснабжение 0,4 кВ (площадка КУУГ)

Рабочий проект выполнен согласно исходных данных для проектирования:

технических условий №172/2.00-2.12 от 22.06.2017 года, выданных ТОО «Казахойл Актобе»;

задания на проектирование.

Надежность электроснабжения - III категория.

От существующей РУ-0,4 кВ КТПН 10/0,4 кВ до ЩС ПР11-7078-54У3 ТУ 31.2-32729641-004:2011 предусмотрен кабель ВБбШв-4х16 мм² ГОСТ 16442-80.

От ЩС ПР11-7078-54У3 отходят:

до ЩУ площадки КУУГ кабелем ВБбШв-4х6 мм² ГОСТ 16442-80;

до ЩУ дренажной насосной станции кабелем ВБбШв-4х4 мм² ГОСТ 16442-80.

Кабель проложен в земляной траншее типа Т-1. Т-2 по типовой серии А5-92, поверх кабеля в траншее проложена сигнальная лента ЛСЭ-150 «Осторожно кабель».

При пересечении с инженерными сетями кабель предусмотрен в асбестоцементной трубе диаметром 100 мм ГОСТ 31416-2009 длиной 3 м. Проход кабеля через стены здания предусмотрен в ПВХ трубах (гильза) диаметром 100 мм ГОСТ Р 51613−2000 длиной 1 м.

Основные показатели:

напряжение сети	0,4 кВ;
категория электроснабжения	III;
расчетная мощность	38,9 кВт;
протяженность КЛ-0,4 кВ	113 м;
максимальная потеря напряжения	1,3 %;
коэффициент мощности	0,92.

Наружное освещение (площадка компрессоров и КУУГ)

Рабочий проект выполнен согласно задания на проектирование.

Точка подключения – фидер наружного освещения в РУ-0,4 кВ КТПН-250 кВА 10/ 0,4 кВ ГОСТ 14695-80 (для площадки компрессоров).

Точка подключения - щит наружного освещение ЯОУ-9602 IP54 (для площадки КУУГ).

Рабочим проектом предусмотрено наружное освещение площадки компрессоров и КУУГ.

Питание выполнено от РУ-0,4 кВ КТПН-250 кВА 10/0,4 кВ (фидер наружного освещения) кабелем ВБбШв-4х2,5 мм² ГОСТ 16442-80 до опоры освещения.

Питание выполнено от ЯОУ-9602 IP54 кабелем ВБбШв-4х2?5 мм² ГОСТ 16442-80 до опоры освещения.

Кабель выполнен в траншее Т-1 согласно типовой серии А5-92, поверх кабеля в траншее проложена сигнальная лента ЛСЭ-150 «Осторожно кабель». При пересечении с инженерными сетями кабель предусмотрен в асбестоцементной трубе диаметром 100 мм ГОСТ 31416-2009 длиной 3 м.

Наружное освещение выполнено светодиодными светильниками SMD 120Вт на стойках СВ-105 ТУ 5863-005-00113557-94.

Стойки установлены в пробуренные котлованы диаметрами 350-450 мм. Обратная засыпка котлованов произведена песчано-гравийной смесью. Уплотнение грунта производится трамбовкой с толщиной слоя не более 0,2 м. Выполнена гидроизоляция стоек.

Управление наружным освещением территории осуществлено при помощи фотореле.

Выполнено заземление опоры согласно типовой серии 3.407-150.

Основные показатели (площадка компрессоров):

напряжение питающей сети	0,4 кВ;
расчетная мощность	0,96 кВт;
максимальная потеря напряжения	1,6 %;
коэффициент мощности	0,92;
общая протяженность КЛ-0,4 кВ	125 м.

Основные показатели (площадка КУУГ):

напряжение питающей сети	0,4 кВ;
расчетная мощность	0,48 кВт;
максимальная потеря напряжения	1,4 %;
коэффициент мощности	0,92;
общая протяженность КЛ-0,4 кВ	56 м.

Молниезащита

Молниеприемники (2 шт.) выполнены высотой 13,0 м из стальных труб различными диаметрами 57 мм, 32 мм ГОСТ 10704-91 и сталь круглая диаметром 20 мм ГОСТ 2590-2006.

Защитное заземление

Заземляющее устройство выполнено вертикальными электродами длиной 3 м из круглой стали диаметром 16 мм ГОСТ 2590-2006. Горизонтальные заземлители из полосовой стали размером 40х4 мм ГОСТ 103-2006, проложены на глубине 0,7 м от поверхности земли.

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

Система автоматизации

Рабочий проект выполнен согласно задания на проектирование.

Система автоматизации функционирует непрерывно во времени совместно с элементами системы управления, реализованными на средствах автоматизации имеет следующую иерархическую структуру:

нижний уровень представляет собой совокупность датчиков контроля параметров, преобразователей, исполнительных устройств, расположенных непосредственно на объектах контроля и управления;

верхний уровень включает в себя программно-логический контролер и панель оператора, который функционально обеспечивает сбор, обработку информации, передачу ее по каналам связи, прием команд на управление и выдачу управляющих сигналов на исполнительные механизмы нижнего уровня.

Система функционирует непрерывно в автоматическом режиме с возможностью ручного опроса с панели оператора. Работа системы производится непрерывно в реальном масштабе времени программным обеспечением самой системы.

Проектом на территории предусмотрена система контроля и сигнализации вредных и взрывоопасных паров и газов.

Питание всех датчиков производится от портов контроллера, установленных в шкафу автоматики. Питание шкафов автоматики предусмотрена от преобразователя питания 220/24 В.

6.3 Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных и взрывопожароопасных ситуаций

На рассматриваемой территории исключены опасные геологические и геотехнические процессы и явления типа селей, обвалов, оползней и др. От ливневых осадков территория защищена соответствующей планировкой.

Предупреждение чрезвычайных ситуаций - комплекс мероприятий, проводимых заблаговременно и направленных на максимально возможное уменьшение риска возникновения чрезвычайных ситуаций, сохранение здоровья и жизни людей, снижение размеров ущерба и материальных потерь. Предусмотренные в рабочем проекте меры по обеспечению промышленной безопасности соответствуют требованиям действующих нормативных актов.

Рабочий проект согласован с РГУ «Департамент Комитета индустриального развития и промышленной безопасности по Актюбинской области» №KZ52VQR00007662 от 29.08.2017 года.

6.4. Оценка воздействия на окружающую среду

Раздел «Охрана окружающей среды» разработан ТОО «Тана Пракс» (государственная лицензия МООС РК №01579Р от 05.07.2013 года).

Проектируемый объект расположен в Мугалжарском районе Актюбинской области. Ближайшими населенными пунктами проектируемого объекта являются пос. Жагабулак в

3-4 км на северо-запад, поселок городского типа Темир – в 70 км и к северу г.Эмба – 50 км к востоку.

Проектом предусматривается утилизация попутного нефтяного газа путем перекачки на УКПГ (установка комплексной подготовки газа) ТОО «КазахойлАктобе, где после подготовки до товарного газа направляется в магистральный газопровод.

В существующем положении попутный нефтяной газ с месторождения ТОО «Арал Петролеум Кэпитал» направляется для сжигания на факельную установку.

Данным проектом предусматривается направить поток газа с факельных установок на компрессорные установки (1 рабочий, 1 резервный, 1 на перспективу) для компримирования и далее перекачки на УКПГ ТОО «Казахойл-Актобе».

Общий объем утилизируемого газа согласно проекта составляет 2300 м^3/сут., 839 500 м^3/год.

Атмосферный воздух

При строительных работах источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу являются: снятие плодородно-растительного слоя (№6001), уплотнение грунта (№6002), пересыпка песка (№6003), битумные работы (№6004), пересыпка щебня фракции 40-70 мм (№6005), пересыпка щебня фракции 5-10 мм (№6006), пересыпка щебня фракции 10-20 мм (№6007), пересыпка щебня фракции 20-40 мм (№6008), сварочные работы (№6009), покрасочные работы – грунтовка (№6010), покрасочные работы – эмаль (№6011), передвижные источники (№6012).

При строительстве объекта определены 12 источников выбросов загрязняющих веществ, все источники неорганизованные, из них: 11 стационарных источников - неорганизованные, и 1 источник – передвижной. В атмосферу выбрасываются загрязняющие вещества 13 наименований.

При эксплуатации объекта источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу являются: компрессорная установка (№0001), неплотности газопровода (№6001).

При эксплуатации объекта определены 2 источника выбросов, из них: 1 – неорганизованный, 1 – организованный.

Выбросы загрязняющих веществ по проектируемому объекту составляют:

при строительстве - 0.07102588 т/пер.;

при эксплуатации – 42.921718681 т/год.

Обоснованные нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве

Таблица №3

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ				
		Период строительства		ПДВ		Год достижения ПДВ
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7
Неорганизованные источники						
(0123) Железо (II, III) оксиды /в пересчете на железо/ (274)						
м/р вост. Жагабулак	6009	0.00089	0.000535	0.00089	0.000535	2017
(0143) Марганец и его соединения /в пересчете на марганец(327)						
м/р вост. Жагабулак	6009	0.0000767	0.000046	0.0000767	0.000046	2017
(0301) Азота (IV) диоксид (4)						
м/р вост. Жагабулак	6004	0.000744	0.0004824	0.000744	0.0004824	2017
	6009	0.0001	0.00006	0.0001	0.00006	2017
(0304) Азот (II) оксид	(6)					
м/р вост. Жагабулак	6004	0.000121	0.00007843	0.000121	0.00007843	2017
	6009	0.00001625	0.00000975	0.00001625	0.00000975	2017
(0330) Сера диоксид (516)						
м/р вост. Жагабулак	6004	0.00272	0.001764	0.00272	0.001764	2017
(0337) Углерод оксид (584)						

м/р вост. Жагабулак	6004 6009	0.00644 0.001108	0.00417 0.000665	0.00644 0.001108	0.00417 0.000665	2017 2017
(0342) Фтористые газообразные соединения /в пересчете на(617)						
м/р вост. Жагабулак	6009	0.0000625	0.0000375	0.0000625	0.0000375	2017
(0344) Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия(615)						
м/р вост. Жагабулак	6009	0.000275	0.000165	0.000275	0.000165	2017
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)						
м/р вост. Жагабулак	6010 6011	0.0028 0.0014	0.00126 0.00063	0.0028 0.0014	0.00126 0.00063	2017 2017
(2752) Уайт-спирит (1294*)						
м/р вост. Жагабулак	6011	0.0014	0.00063	0.0014	0.00063	2017
(2754) Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды(10)						
м/р вост. Жагабулак	6004	0.0002315	0.0001	0.0002315	0.0001	2017
(2904) Мазутная зола теплоэлектростанций /в пересчете на(326)						
м/р вост. Жагабулак	6004	0.0000514	0.0000222	0.0000514	0.0000222	2017
(2908) Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (шамот(494)						
м/р вост. Жагабулак	6001	0.0796	0.0407	0.0796	0.0407	2017
	6002	0.02276	0.00995	0.02276	0.00995	2017
	6003	0.02133	0.00415	0.02133	0.00415	2017
	6005	0.00996	0.00372	0.00996	0.00372	2017
	6006	0.0032	0.00083	0.0032	0.00083	2017
	6007	0.004	0.000605	0.004	0.000605	2017
	6008	0.002667	0.0003456	0.002667	0.0003456	2017
	6009	0.0001167	0.00007	0.0001167	0.00007	2017
Итого по неорганизованным источникам:		0.16207005	0.07102588	0.16207005	0.07102588	2017
Всего по предприятию:		0.16207005	0.07102588	0.16207005	0.07102588	2017

Обоснованные нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при эксплуатации

Таблица №4

Производство, цех, участок Код и наименование загрязняющего вещества	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения ПДВ
		Существующее положение 2017 год		На 2018 -2021 гг		ПДВ		
		г/сек	т/год	г/сек	т/год	г/сек	т/год	
Организованные источники								
(0301) Азота диоксид	0001	0.138666667	13.152	0.138666667	13.152	0.138666667	13.152	2017
(0304) Азота оксид	0001	0.022533333	2.1372	0.022533333	2.1372	0.022533333	2.1372	2017
(0328) Углерод	0001	0.001203583	0.10959726	0.001203583	0.10959726	0.001203583	0.10959726	2017
(0330) Сера диоксид	0001	0.000000017	0.23016	0.000000017	0.23016	0.000000017	0.23016	2017
(0337) Углерод оксид	0001	0.179111111	17.0976	0.179111111	17.0976	0.179111111	17.0976	2017
(0703) Бенз/а/пирен	0001	0.000000022	0.0000022605	0.000000022	0.0000022605	0.000000022	0.0000022605	2017
(1325) Формальдегид	0001	0.000288889	0.02739726	0.000288889	0.02739726	0.000288889	0.02739726	2017
(2754) Алканы С12-19	0001	0.104722222	9.864	0.104722222	9.864	0.104722222	9.864	2017
Итого по организованным:		0.446525844	42.617956781	0.446525844	42.617956781	0.446525844	42.617956781	
Неорганизованные источники								
(0301) Азота диоксид	6001	0.00013	0.0041284	0.00013	0.0041284	0.00013	0.0041284	2017
(0333) Сероводород	6001	0.000157	0.0049847	0.000157	0.0049847	0.000157	0.0049847	2017
(0337) Углерод оксид	6001	0.000243	0.0077136	0.000243	0.0077136	0.000243	0.0077136	2017
(0415) Смесь углеводородов предельных С1-С5	6001	0.0079	0.25086	0.0079	0.25086	0.0079	0.25086	2017
(0416) Смесь углеводородов предельных С6-С10	6001	0.0001143	0.0360752	0.0001143	0.0360752	0.0001143	0.0360752	2017
Итого по неорганизованным источникам:		0.0085443	0.3037619	0.0085443	0.3037619	0.0085443	0.3037619	
Всего по предприятию:		0.455070144	42.921718681	0.455070144	42.921718681	0.455070144	42.921718681	

В настоящий момент утвержденные нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от объектов месторождения Восточный Жагабулак ТОО «Арал Петролеум Кэпитал» согласно заключения государственной экологической экспертизы Департамента экологии по Актюбинской области КЭРК МЭ РК от 10 мая 2017 года KZ24VCY00098107 составляют 380,330866 т/год.

Согласно представленному санитарно-эпидемиологическому заключению от 14.02.2014 года №4 на проект «Обоснование размеров санитарно-защитной зоны (СЗЗ) при промышленной разработке месторождения Восточный Жагабулак ТОО «Арал Петролеум» на 2014-2016 годы, выданному Комитетом госсанэпиднадзора Министерства здравохранения РК, размер СЗЗ составляет 2412 м.

Следовательно, этот размер принимается за нормативную санитарно-защитную зону (СЗЗ) при строительстве и эксплуатации объекта.

Расчет рассеивания максимальных приземных концентраций загрязняющих веществ проводится по всем веществам, выбрасываемых от источников при строительстве и эксплуатации объекта.

Анализ расчетов рассеивания показывает, что максимальные приземные концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ не превышают ПДК.

Водные ресурсы

Естественный поверхностный водный объект – река Эмба расположена на расстоянии 3,75 км от проектируемого объекта.

Источником водоснабжения на хозяйственно-питьевые нужды в период строительства служит привозная бутилированная вода питьевого качества.

На период строительства водоотвод от хозяйственно-бытовых сточных вод осуществляется в водонепроницаемый септик, по мере накопления вывозятся на основании договоров спецавтотранспортом на отведенные места.

Проектом предусматривается подпитка установки охлаждения водой для поддержания рабочего уровня. Вода на установку подается от проектируемой подземной емкости объемом V=25 м^3.

При проведении строительно-монтажных работ предусмотрено осуществление ряда мероприятий по охране и рациональному использованию водных ресурсов:

для предотвращения загрязнения почв и далее подземных вод отходами производства и потребления, их транспортировка и хранение производятся в закрытой таре;

установка всего оборудования на бетонированных площадках;

раздельное хранение отходов в соответственно маркированных контейнерах и емкостях;

исключается сброс неочищенных сточных вод на дневную поверхность;

устройство защитной гидроизоляции;

внедрение технически обоснованных норм и нормативов водопотребления и водоотведения.

Интенсивность воздействия на водные ресурсы при проведении строительных работ и при эксплуатации объекта прогнозируется умеренной.

Отходы производства и потребления

При строительных работах образуются следующие отходы:

твердые бытовые отходы (ТБО) (зеленый уровень опасности GO060) - образуются в результате жизнедеятельности персонала. Собираются в металлических контейнерах и по мере накопления вывозятся по договору специализированными предприятиями на полигон ТБО;

строительные отходы (зеленый уровень опасности GG170) – смесь отходов бетона, битого кирпича, древесины, изоляционного материала. Собирается в металлические контейнеры, расположенные в местах образования отходов на строительной площадке.

Строительные отходы по мере накопления вывозятся согласно заключенному договору на полигон ТБО;

огарки сварочных электродов (зеленый уровень опасности GA090) – отходы, образующиеся при сварочных работах. Сбор осуществляется в металлические контейнеры, расположенные на специально оборудованных площадках с твердым покрытием. По мере накопления вывозятся по договору специализированными предприятиями;

отходы ЛКМ (янтарный уровень опасности AD070) – остатки лакокрасочных материалов (использованные кисти, испачканная краской, тара из-под красок и лаков). Собирается в металлические контейнеры, расположенные на специально оборудованных площадках с твердым покрытием. По мере накопления вывозятся по договору специализированными предприятиями.

Обоснованные нормативы размещения отходов производства и потребления на период строительства

Таблица №5

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
Всего	3,30515	-	3,30515
в т.ч. отходов производства	0,20515	-	0,20515
отходов потребления	3,1	-	3,1
Янтарный уровень опасности			
Отходы лакокрасочных материалов	0,0862	-	0,0862
Зеленый уровень опасности			
ТБО	3,1	-	3,1
Строительные отходы	0,2	-	0,2
Отходы огарков электродов	0,00075	-	0,00075

Все образующиеся в результате строительства объекта отходы производства и потребления передаются сторонним организациям на основании соответствующих договоров.

Для предотвращения загрязнения окружающей среды отходами производства и потребления предусмотрены следующие мероприятия:

инвентаризация, сбор отходов с их сортировкой по токсичности в специальных емкостях и вывоз на специально оборудованные полигоны;

захоронение отходов производства только на специально оборудованных полигонах.

Неблагоприятного воздействия на компоненты окружающей среды отходов производства и потребления в местах их образования, на этапах сбора, временного хранения и транспортировки не ожидается.

Проектом исключается прямое воздействие отходов на прилегающую территорию и подземные воды.

Земельные ресурсы и почвы

В процессе строительства площадки объекта и подъездной дороги к ней произойдут нарушения земной поверхности строительными машинами и механизмами в полосе отвода при строительно-монтажных работах.

Плодородный слой почв подлежит снятию и отдельному складированию для последующего использования при рекультивации земель.

Проектом предусмотрены следующие мероприятия по охране окружающей природной среды:

проведение работ строго в границах полосы отвода земель;

создание сети дорог с твердым покрытием;

движение автотранспорта по отведенным дорогам;

меры по сохранению естественного растительного покрова и почв;

заправка автотехники только в специально оборудованных местах;

сбор и утилизация образующихся при строительстве производственных отходов (железобетонные изделия, металлолом, обрезки труб, стружка, остатки изоляции и пр.);

обеспечение прочности и герметичности технологического оборудования;

соблюдение технологического регламента при выполнении работ;

техническое обслуживание оборудования по технологическому регламенту;

строгое соблюдение всех принятых проектных решений, особенно касающихся глубины укладки трубопровода и природоохранных мероприятий.

Интенсивность воздействия на почвы, при проведении строительных работ и при эксплуатации объекта прогнозируется умеренной.

Животный и растительный мир

Проектируемый объект располагается в зоне уже подвергшейся интенсивному антропогенному воздействию. В связи с этим особого изменения экологической ситуации с растительностью и животном миром не ожидается.

В разделе «Охрана окружающей среды» по охране растительного и животного мира предусмотрены следующие мероприятия:

создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные площадки;

принятие административных мер для пресечения браконьерства;

запрет на вырубку кустарников и разведение костров.

Социально-экономическая среда

В результате строительства и эксплуатации промышленных объектов в районе их размещения увеличивается техногенная нагрузка на окружающую среду, возрастает интенсивность использования природных ресурсов, меняются демографические особенности и социально-экономические условия жизни населения.

Все строительно - монтажные работы проводятся подрядной организации. При эксплуатации проектируемого объекта увеличение штата не предусмотрено.

Экологические риски намечаемой деятельности

В проекте предусмотрен ряд технических решений для предотвращения аварийных ситуаций. Строгое соблюдение природоохранных мероприятий, предусмотренных в разделе «Охрана окружающей среды» при строительстве и эксплуатации проектируемого объекта, позволяет максимально снизить негативные последствия для окружающей среды, связанные с реализацией проектных решений.

В целом, воздействие на период строительных работ и эксплуатации объекта при соблюдении природоохранных мероприятий оценивается как допустимое.

Согласно ст.57-2 Экологического Кодекса РК по рабочему проекту и разделу «Охрана окружающей среды» «Строительство дожимной компрессорной станции и газопровода от месторождения Восточный Жагабулак, Мугалжарского района, Актюбинской области до УКПГ (установка комплексной подготовки газа) Алибекмола ТОО «Казахойл Актобе» проведены общественные слушания 17 марта 2017 года в форме открытых собраний. Представлен протокол и список участников общественных слушаний. Общественные слушания проведены в г. Актобе, жилой массив Келешек, дом 4, кв.12.

Представлено согласование Комитета экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе (письмо №31-05-10/6981 от 03.08.2015 года) по программе развития переработки попутного газа на период

промышленной разработки месторождения Восточный Жагабулак на 2015-2017 годы.

Раздел «Охрана окружающей среды» рабочего проекта «Строительство дожимной компрессорной станции и газопровода от месторождения Восточный Жагабулак, Мугалжарского района, Актюбинской области до УКПГ (установка комплексной подготовки газа) Алибекмола ТОО «Казахойл Актобе» выполнен в соответствии с требованиями Экологического Кодекса РК от 9 января 2007 года № 212, Инструкции по проведению оценки воздействия на окружающую среду при разработке предплановой, плановой, предпроектной и проектной документации, утвержденной приказом МООС РК от 28 июня 2007 года №204-п, Методики определения нормативов эмиссии в окружающую среду, утвержденной приказом Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 11 декабря 2013 года №110-п.

6.5 Оценка соответствия проекта санитарным нормам и гигиеническим правилам

Проектом предусмотрено строительство дожимной компрессорной станции и газопровода от месторождения Восточный Жагабулак, Мугалжарского района, Актюбинской области до УКПГ Алибекмола ТОО «Казахойл Актобе».

Проживание и питание рабочих при строительстве предусмотрено в существующем вахтовом поселке. Доставка персонала на рабочие места осуществляется автотранспортом. Питьевая вода для персонала при строительстве привозная, бутилированная. Рабочим и инженерно-техническому персоналу выдается специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты. На всех участках и в бытовых помещениях оборудуются аптечки первой помощи. Работники обеспечиваются горячим питанием.

Работы по строительству проводятся на территории месторождения ТОО «Арал Петролеум Кэпитал», для которого установлена санитарно-защитная зона размером 2 412 м согласно санитарно-эпидемиологического заключения на проект обоснования санитарно-защитной зоны при промышленной разработке месторождения Восточный Жагабулак №4 от 14.02.2014 года, выданного Комитетом государственного санитарно-эпидемиологического надзора. Анализ расчетов рассеивания показывает, что максимальные приземные концентрации загрязняющих веществ на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) не превышают ПДК. Следовательно, этот размер принимается за нормативную СЗЗ при строительстве и эксплуатации объектов. Ближайший населенный пункт - пос. Жагабулак расположен на расстоянии примерно 3,2 км на северо-запад от крайней скважины № 213. Поселок городского типа Темир и г. Эмба расположены в 70 км на север и в 50 км на восток от месторождения Жагабулак Восточный соответственно.

Рабочий проект «Строительство дожимной компрессорной станции и газопровода от месторождения Восточный Жагабулак, Мугалжарского района, Актюбинской области до УКПГ (установка комплексной подготовки газа) Алибекмола ТОО «Казахойл Актобе» (без сметной документации) соответствует требованиям санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте, вводе, эксплуатации объектов строительства», утвержденных приказом Министра национальной экономики РК от 28 февраля 2015 года №177.

6.6 Организация строительства

Проектом определены объемы основных строительно-монтажных работ: потребность в основных строительных материалах, механизмах и транспортных средствах, трудоемкость и сроки строительства. Срок продолжительности строительства определен согласно СП РК 1.03-102-2014 и составляет 4 месяца.

7. РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

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

В процессе рассмотрения по замечаниям и предложениям филиала РГП «Госэкспертиза» по Актюбинской области в рабочий проект внесены следующие изменения и дополнения:

Технологические решения

1. Представлены обновленные технические условия №3129/1.00-2.10 от 15.11.2017 года на подключение газопровода попутного нефтяного газа на ЦПиПГ м/р Алибекмола, выданные генеральным директором ТОО «Казахойл Актобе».

2. Поставка ПНГ предусмотрена от ТОО «Каспий Нефть ТМЕ» и ТОО «Арал Петролеум Кэпитал». Общий манифольд предусмотрен в рабочем проекте «Строительство газопровода от ППН АО «Каспий Нефть ТМЕ» до УКПГ-50 ТОО «Казахойл Актобе» на площадке КУУГ ТОО «Каспий Нефть ТМЕ». Данным проектом газопровод ПНГ подключается к общему манифольду на площадке КУУГ ТОО «Каспий Нефть ТМЕ».

3. Защита от превышения давления со сбросом газа на факельную установку поставщика ПНГ предусмотрена на проектируемой площадке компрессоров.

4. Предусмотрены все параметры попутного нефтяного газа согласно выданных технических условий.

5. Сигнализация на загазованность предусмотрена в проектируемой блочно-модульной компрессорной станции и в проектируемом блочно-модульном КУУГ.

6. Представлен расчет подбора диаметра газопровода и толщины стенки трубы.

7. Переходы через инженерные коммуникации (автодороги, магистральные газопроводы) согласованы с АО «Каспий Нефть ТМЕ».

8. Представлена ситуационная схема с указанием всех газопроводов от КУ до КУУГ.

Электротехнические решения

Раздел ЭС

9. Лист №1. АРС/СРП-09062017-ЭС. В таблице «Ведомость ссылочных и прилагаемых документов» добавлены ссылочные документы для наружное освещение промышленных предприятий и молниезащиты.

10. Лист №2,9. АРС/СРП-09062017-ЭС. В «Общих указаниях» добавлены технические условия на электроснабжение площадки КУУГ.

11. Лист №2. АРС/СРП-09062017-ЭС. Таблицы «Основные показатели» выполнены раздельно на «Площадку компрессоров» и «Площадки КУУГ».

12. Лист №3. АРС/СРП-09062017-ЭС. Опоры ПП10-2 заменены П10-2.

13. Лист №3. АРС/СРП-09062017-ЭС. Провод АС-70 заменен АС-50.

14. Лист №3. АРС/СРП-09062017-ЭС. Добавлены горизонтальные привязки согласно ПУЭ РК 2015.

15. Лист №5. АРС/СРП-09062017-ЭС. Наружное освещение откорректировано согласно ГОСТ 21.607-82.

16. Предоставлены все расчеты (заземление, молниезащита, сечение кабеля, освещение территории).

Раздел АТХ

17. Лист №1. АРС/СРП-09062017-АТХ. В таблице «Ведомость ссылочных и прилагаемых документов» добавлены ссылочные документы для данного раздела.

18. Предоставлены технические условие на радиосвязь.

Оценка воздействия на окружающую среду

19. Представлен ситуационный план газопровода от месторождения Восточный Жагабулак, Мугалжарского района, Актюбинской области до УКПГ (установка комплексной подготовки газа) Алибекмола.

20. Указано расстояние до границы ближайшей жилой зоны: пос. Жагабулак в 3-4 км на северо-запад, поселок городского типа Темир – в 70 км и к северу г.Эмба – 50 км к востоку.

21. На всем протяжении проектируемого газопровода отсутствуют населенные пункты.

22. Представлено согласование Комитета экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе (письмо №31-05-10/6981 от 03.08.2015 года) по программе развития переработки попутного газа на период промышленной разработки месторождения Восточный Жагабулак на 2015-2017 годы. Указан общий объем утилизируемого газа 2300 м^3/сутки, 839500 м^3/год.

23. Исправлен расчет от источника №6001 - неплотности газопровода (ЗРА и фланцевые соединения). Компонентный состав газа приведен в соответствие с паспортом газа.

24. В проекте организации строительства исключена передвижная бетоносмесительная установка и электростанция перевижная (ДЭС-50).

25. Гидрогеографическая сеть в пояснительной записке и в разделе «Охрана окружающей среды» приведены в соответствие.

26. Сброс хозяйственно-бытовых стоков осуществляется в водонепроницаемый септик. Исправлен раздел 5.4 проекта организации строительства.

27. Представлено письмо ГУ «Управление природных ресурсов и регулирования природопользования Актюбинской области» от 07.11.2017 года №1-8-16/3656 о функционировании особо охраняемых природных территорий в Мугалжарском районе.

28. Предусмотрены мероприятия по снятию, транспортировке и хранению плодородного слоя почвы, по восстановлению нарушенного почвенного покрова. Раздел приведен в соответствие с требованием пп.6 п.26 Инструкции по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду при разработке предплановой, плановой, предпроектной и проектной документации (далее-Инструкция), утвержденной приказом МООС РК от 28 июня 2007года №204-п.

29. Предусмотрены особенности загрязнения территории отходами производства и потребления (индекс опасности, токсичность, физическое состояние), а также рекомендации по обезвреживанию, утилизации, захоронению всех видов отходов. Приведено в соответствие с требованием пп.4 п.26 Инструкции.

30. Раздел «Социально-экономическая среда» приведено в соответствие пп.9 п.26 Инструкции.

31. Представлено заявление об экологических последствиях, заверенное заказчиком. Приведено в соответствие с требованием п.2 ст.41 Экологического Кодекса РК.

Оценка соответствия проекта санитарным нормам и гигиеническим правилам

32. В проекте организации строительства отражены санитарно-бытовые условия и условия труда строителей: набор санитарно-бытовых помещений, наличие специальной одежды и средств индивидуальной защиты, аптечки первой медицинской помощи, обеспеченность горячим питанием и питьевой водой, в соответствии с требованиями пунктов 105, 108, 130, 139, 141 главы 2 санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте, вводе, эксплуатации объектов строительства», утвержденных приказом Министра национальной экономики РК от 28 февраля 2015 года №177.

7.2 Оценка принятых проектных решений

В соответствии с Правилами определения общего порядка отнесения зданий и сооружений к технически и (или) технологически сложным объектам, утвержденных приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан №165 от 28 февраля

2015 года, разработчиком проекта установлен технически сложный I (повышенный) уровень ответственности.

Рабочий проект разработан в соответствии с заданием на проектирование и требованиями нормативных документов.

Состав и комплектность представленных материалов соответствует требованиям СН РК 1.02-03-2011 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство».

Принятые проектные решения с учетом внесенных изменений по п.7.1 соответствуют требованиям нормативных правовых документов в области охраны окружающей среды и в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения, обеспечивают безопасную эксплуатацию объекта.

8. ВЫВОДЫ:

1. С учётом внесённых изменений и дополнений рабочий проект «Строительство дожимной компрессорной станции и газопровода от месторождения Восточный Жагабулак, Мугалжарского района, Актюбинской области до УКПГ (установка комплексной подготовки газа) Алибекмола ТОО «Казахойл Актобе» (без сметной документации) соответствует требованиям нормативных правовых актов и государственных нормативов, действующих в Республике Казахстан, и рекомендуется для утверждения в установленном порядке со следующими техническими показателями:

площадь земельного участка	- 17,79 га;
мощность предприятия по газу	- 23 000 нм^3/сут.;
с учетом перспективы	- 40 000 нм^3/сут.;
компрессорные установки	- 2 шт.;
КУУГ	- 1 комплект;
емкость для технической воды ЕП-25	- 1 шт.;
емкость для дренажа ЕП-5	- 2 шт.;
протяженность проектируемых газопроводов	- 9 646 м;
опознавательные знаки	- 40 шт.;
продолжительность строительства	- 4 месяца.

2. Настоящее экспертное заключение выполнено с учетом исходных материалов (данных), утвержденных заказчиком для проектирования, достоверность которых гарантирована ТОО «Арал Петролеум Кэпитал» в соответствии с договором №01-1892 от 04.10.2017 года.

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

4. До начала производства работ проект (рабочий проект) подлежит представлению для утверждения в установленном порядке не позднее 15 дней со дня выдачи экспертизы.

5. При строительстве максимально использовать оборудование, материалы и конструкции отечественных товаропроизводителей.

8.ТҰЖЫРЫМДАР:

1. Енгізілген өзгерістер мен толықтыруларды ескере отырып, «Сығымдау компрессор станциясын және Ақтөбе облысы, Мұғалжар ауданының, Шығыс Жағабұлақ кенорнынан «Қазақойл Ақтөбе» ЖШС-нің Әлібекмола ГКДҚ-ға (газды кешенді дайындау қондырғысы) дейін газқұбырын салу» (сметалық құжаттамасыз) жұмыс жобасы Қазақстан Республикасында қолданылатын нормативтік құқықтық актілер мен мемлекеттік нормативтер талаптарына сәйкес келеді және белгіленген тәртіпте келесі техникалық көрсеткіштерімен бекітуге ұсынылады:

жер учаскесінің ауданы	- 17,79 га;

мекеменің газ бойынша қуаты - 23 000 нм^3/тәулігіне;
алдағы уақыттағы есебімен - 40 000 нм^3/ тәулігіне;
компрессорлық қондырғылар - 2 дана;
КУУГ - 1 комплект;
техникалық суға арналған сыйымдылық ЕП-25 - 1 дана;
дренажға арналған сыйымдылық ЕП-5 - 2 дана;
жобалаудағы газ құбырының ұзындығы - 9 646 м;
тану үшін белгілер - 40 дана;
құрылыс ұзақтығы - 4 ай.

2. Осы сараптама қорытындысы тапсырысшының бекітілген жобалау үшін берілген бастапқы материалдарын (мәліметтер) есепке ала отырып, 04.10.2017 жылғы №01-1892 келісім шарт шарттарына сәйкес «Арал Петролеум Кэпитал» ЖШС кепілдігімен орындалды.

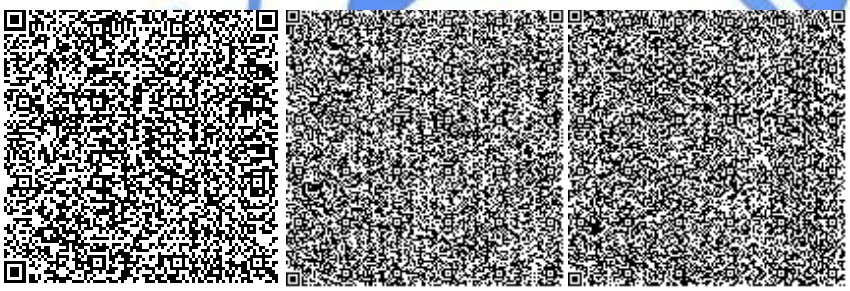
3. Жоба (жұмыс жобасы) бекітілуге ұсынылғанда және өндіріс жұмысына берілген кезде оның сараптаманың осы қорытындысымен сәйкестілігі тексерілу тиіс.

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

5. Тапсырыс беруші құрылыс салу кезінде отандық тауар өндірушілердің жабдықтарын, материалдарын және конструкцияларын барынша пайдалансын.

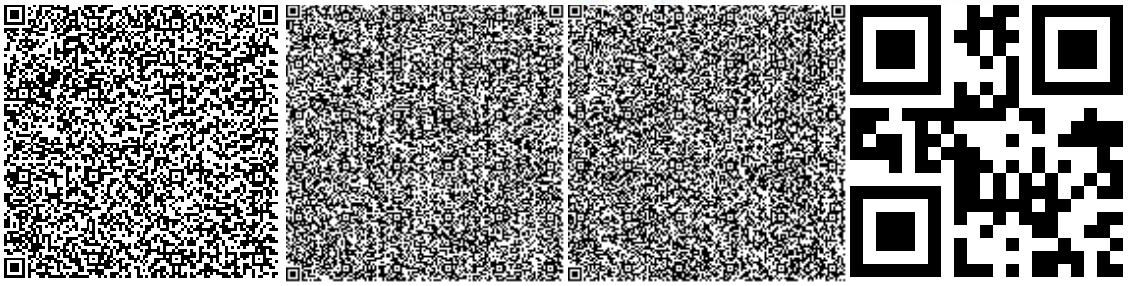
Кандыгулов К.К.

И.о. директора



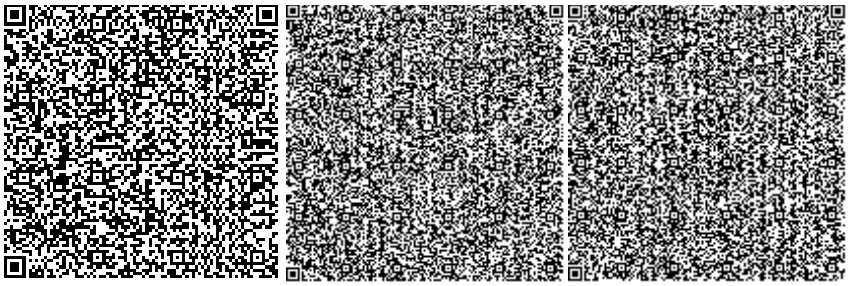
Куздибаева С.Р.

Эксперт



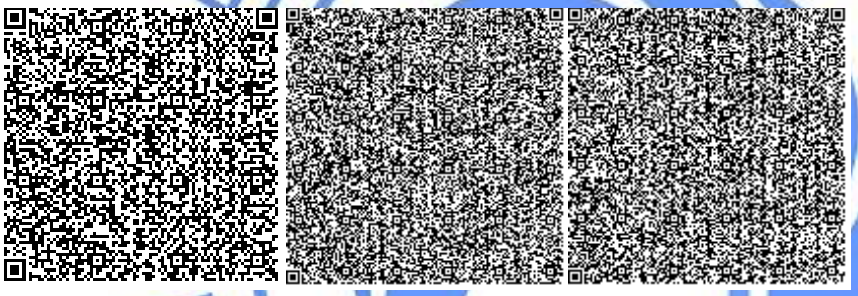
Кукиев А.М.

Эксперт



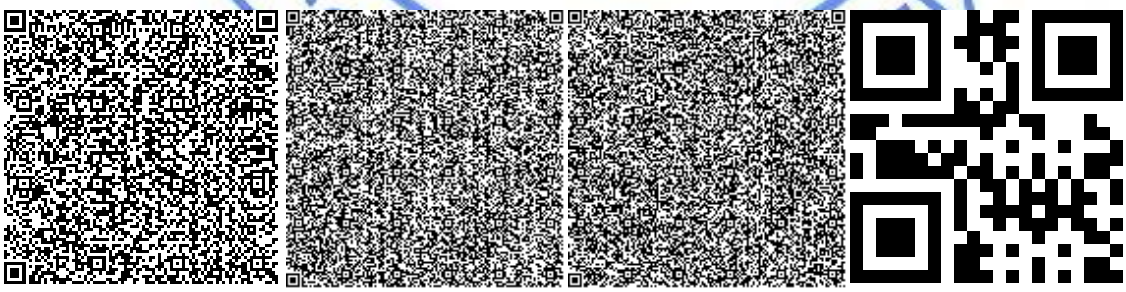
Алтаева А.Г.

Эксперт



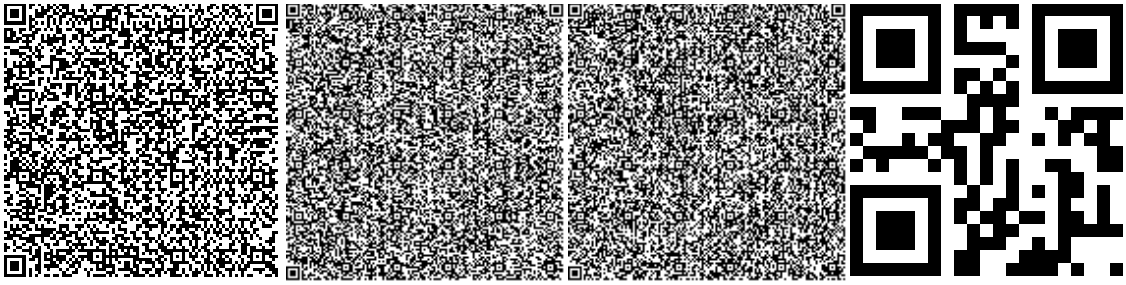
Турмаганбетова А.Ю.

Эксперт



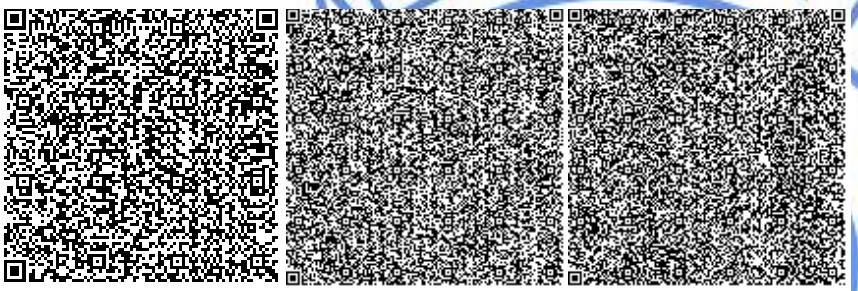
Бердимагамбет М.Н.

Эксперт



Калменов Б.К.

Эксперт

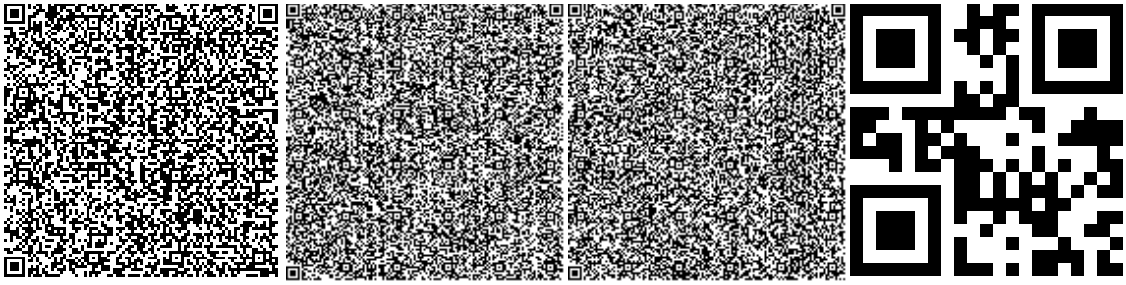


Табылдин Т.Ж.

Начальник производственного отдела

Досмуратов Б.К.

Эксперт



МЕМСАРАПТАМА
ГОСЭКСПЕРТИЗА