Бекітемін
«Мемсараптама» РМК Қызылорда облысы бойынша филиалы
Директор
К.Д. Ансатбаев

««Амангелді кен орнының № 133, 134 2 ұңғымасын салу» ЖЖ»
жұмыс жобасы бойынша

02.03.2017 ж. № 14-0040/17

ҚОРЫТЫНДЫ

ТАПСЫРЫСШЫ:
«Амангелді Газ» ЖШС

БАС ЖОБАЛАУШЫ:
«СтройРекламПроект» ЖШС
Астана қаласы

Қызылорда қаласы

АЛҒЫ СӨЗ

«Амангелді кен орнының № 133, 134 2 ұңғымасын салу» жұмыс жобасына осы сараптамалық қорытынды «Мемсараптама» РМК-ның Қызылорда облысы бойынша филиалымен берілді.

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

Утверждаю
Директор
Филиал по Кызылординской области РГП «Госэкспертиза»
Ансатбаев К.Д.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№ 14-0040/17 от 02.03.2017 г.

по рабочему проекту
«РП «Обустройство 2-х скважин №133, 134 месторождения Амангельды»**»**

ЗАКАЗЧИК:
ТОО «Амангельды Газ»

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
ТОО «СтройРекламПроект»
г. Астана

г. Кызылорда

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное экспертное заключение на рабочий проект **«Обустройство 2-х скважин №133, 134 месторождения Амангельды»** выдано филиалом по Кызылординской области РГП «Госэкспертиза».

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

1. НАИМЕНОВАНИЕ: рабочий проект **«Обустройство 2-х скважин №133, 134 месторождения Амангельды».**

Настоящее заключение выполнено в соответствии с договором от 27 декабря 2016 года №14-0185 между филиалом по Кызылординской области РГП «Госэкспертиза» и ТОО «Амангельды Газ».

2. ЗАКАЗЧИК: ТОО «Амангельды Газ».

3.ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК: ТОО «СтройРекламПроект» (ГСЛ №15012541 от 03 июля 2015 года, I-категория), г. Астана.

ГИП – Отарбаева А.А. (приказ ТОО «СтройРекламПроект» №31/08 от 31 августа 2016 года).

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: инвестиции ТОО СП «Амангельды Газ».

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1 Основание для разработки:

техническое задание на проектирование от 22 августа 2016 года, приложение №1 к Договору №АГ-16-0822/1 утвержденное Заказчиком ТОО «Амангельды Газ»;

постановление акимата Мойынкумского района от 23 мая 2016 года №215 «О предоставлении ТОО «Амангельды Газ» права на временное возмездное пользование земельными участками;

договор аренды земельного участка от 20 декабря 2012 года между ГУ «Управление земельных отношений акимата Жамбылской области» и ТОО «Амангельды Газ»;

договор аренды земельного участка от 24 января 2013 года между ГУ «Управление земельных отношений акимата Жамбылской области» и ТОО «Амангельды Газ»;

акт на право временного возмездного землепользования с кадастровым номером 06-095-045-003 от 14 декабря 2012 года, выданный жамбылским филиалом РГП «НПЦзем»;

акт на право временного возмездного землепользования с кадастровым номером 06-093-061-001 от 17 января 2013 года, выданный Жамбылским филиалом РГП «НПЦзем»;

архитектурно-планировочное задание (АПЗ) от 18 марта 2016 года №KZ26VUA00004073, утвержденное ГУ «Отдел архитектуры и градостроительства Мойынкумского района»;

архитектурно-планировочное задание (АПЗ) от 17 августа 2016 года №KZ38VUA00008707, утвержденное ГУ «Отдел архитектуры и градостроительства Таласского района»;

отчеты по инженерно-геологическим и инженерно-геодезическим изысканиям, выполненные ТОО «СтройРекламПроект» 2016 году, г.Кызылорда (ГСЛ №15012048 от 25 июня 2015 года);

прайс-листы с перечнем оборудования, материалов и изделий, принятых для проектирования, согласованные с заказчиком.

Письма

ТОО «Амангельды Газ»:

от 13 февраля 2017 года №2-21-176 о согласовании рабочего проекта;

от 13 февраля 2017 года №2-21-177 о сроках начала строительства и о финансировании данного объекта за счет собственных средств.

Технические условия
ТОО «Амангельды Газ»:
от 24 февраля 2016 года б/н на электроснабжение скважины №134;
от 24 февраля 2016 года б/н на электроснабжение скважины №133.

5.2 Согласования и заключения заинтересованных организаций:

санитарно-эпидемиологическое заключение №H1-0036/17 от 29 декабря 2017 года, ГУ «Департамент по защите прав потребителей Жамбылской области»;

заключение государственной экологической экспертизы №0W-0007/17 от 14 февраля 2017 года, выданное «Комитетом экологического регулирования и контроля Министерства энергетики Республики Казахстан»;

согласование о соответствии рабочего проекта требованиям промышленной безопасности KZ15VQR00005030 от 26 декабря 2016 года, РГУ «Департамент Комитета индустриального развития и промышленной безопасности по Жамбылской области»;

согласованный ситуационный план с ТОО «Амангельды Газ»;

согласованная технологическая схема с ТОО «Амангельды Газ».

5.3 Перечень документации, представленной на экспертизу

	Чертежи.
	Технологическая часть. Генеральный план. Архитектурно строительная часть. Электротехническая часть. Автоматизация технологических процессов.
Том I	Пояснительная записка. Паспорт проекта.
Том II	Оценка воздействия на окружающую среду, составленная ТОО «Тана-Паркс», 2016 год (государственная лицензия №01579Р от 05 июля 2013 года).
	Сметная документация.

5.4 Цель и назначение объекта строительства

Основной целью обустройство месторождения Амангельды является увеличение добычи природного газа на месторождении.

Обустройство площадок газодобывающих скважин обеспечат расширение системы сбора газа на месторождении, 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:

Месторождение Амангельды расположено в северной части Жамбылской области в Мойынкумском районе и находится в 170 км к северу от областного города Тараз. Ближайший населенный пункт - село Уюк находится в 70 км к югу, у р.Талас. Месторождение Амангельды соединено с областным центром автомобильной дорогой с асфальтовым покрытием. Ближайшая железнодорожная станция - станция Джамбул.

Природно-климатические условия района строительства:

климатический район – IV-Г (СНиП РК 2.04-01-2010);

средняя температура наружного воздуха:

наиболее холодной пятидневки - минус 27^{0}С (СНиП РК 2.04-21-2004*);

наиболее холодных суток - минус 28^0С СНиП РК 2.04-01-2010);
сейсмичность района – менее 5 баллов (СНиП РК 2.03-30-2006);
район по весу снегового покрова - I (S_0= 50кг/м^2, СНиП 2.01.07-85*);
район по скоростному напору ветра - III (W_o=73кг/м^2, СНиП 2.01.07-85*).

Инженерно - геологические условия площадки (трассы) строительства:

Согласно отчету об инженерно-геологических изысканиях, выполненному ТОО «СтройРекламПроект» в 2016 году инженерно-геологические и гидрогеологические условия площадки строительства характеризуются следующими данными.

В геоморфологическом отношении исследуемый участок приурочен к пескам Мойынкум. В орографическом отношении район представлен бугристыми песками Мойынкум с относительным превышением бугристых песчаных гряд северо-западного направления до 20м, абсолютные отметки рельефа местности изменяются в пределах 350…360м.

В геологическом строении площадок скважин и трасс проектируемых линейных сооружений с поверхности земли до глубины 0,1-0,2м распространён почвенно-растительный слой, на глубине 0,2-3,0м принимают участие барханные пески мелкие, коричневато-бурые, средней плотности малой степени водонасыщения (ρ_{II}=1,62г/см^3, φ_{II}=30°, C_{II}=1кПа, E=20МПа).

По содержанию сухого остатка грунты – незасолены. По содержанию сульфатов грунты среднеагрессивные к бетонам на портландцементе, неагрессивные – к бетонам на шлакопортландцементе и сульфатостойком виде цемента. По содержанию хлоридов грунты слабоагрессивные к бетонам на всех видах цемента.

При промерзании грунты – слабопучинистые.

Нормативная глубина промерзания песков – 1,29м.

На участке работ инженерно-геологическими выработками горизонт подземных вод до глубины 3,0м не вскрыты.

6.2 Проектные решения

6.2.1 Генеральный план

Участки под строительство газодобывающих скважин №133 и №134 прямоугольные в плане, с площадью в условных границах 0,075га расположены к северу от города Тараз на территории месторождения Амангельды Мойынкумского района Жамбылской области.

Размещение сооружений на площадках произведено с учетом технологической схемы, противопожарных, экологических, санитарно-гигиенических требований, рельефа местности и влияния ветров преобладающего направления.

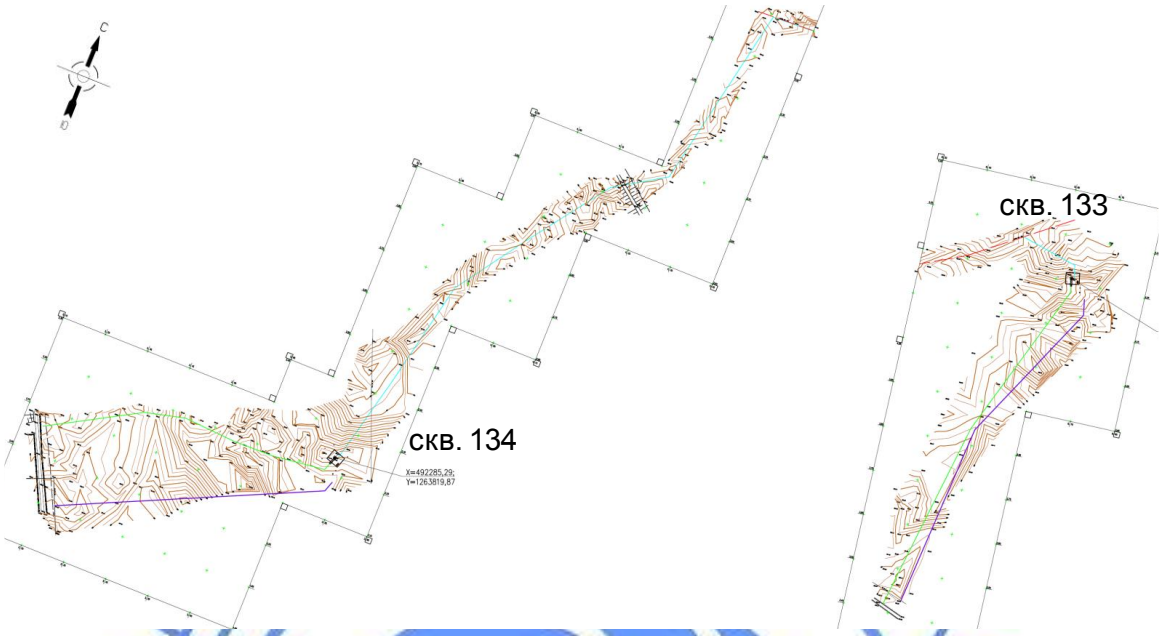
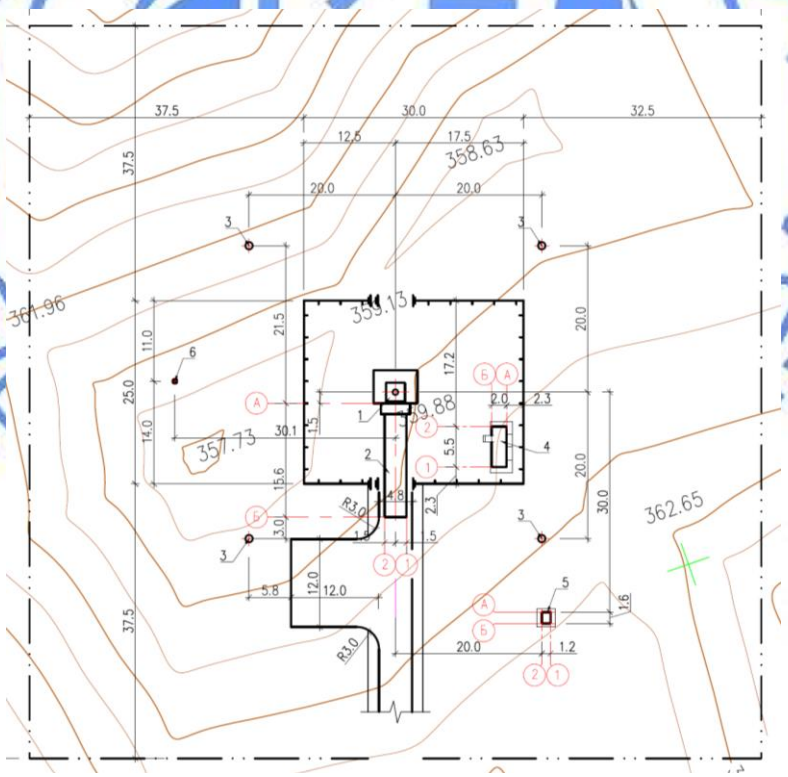


Рисунок 1. Ситуационная схема



1. Приустьевой приямок
2. Площадка под ремонтный агрегат
3. Якорь крепления оттяжек
4. Блок дозирования реагентов
5. КТПН
6. Свеча сброса газа

Рисунок 2. Схема расположения сооружений

На участке предусмотрено размещение: в центральной части приустьевого приямка, площадки под ремонтный агрегат, фундамент под ремонтный агрегат; в юго-восточной части - площадка под блок дозирования реагента, КТПН; в северо-западной части участка - свеча сброса газа.

Участок по периметру огражден металлическим сетчатым ограждением высотой 2,1м. Въезд на участок осуществляется сквозным проездом с южной и северной стороны. Обеспечен проезд к сооружениям для пожарных и спецмашин с твердым покрытием. При въезде предусмотрена разворотная площадка размерами 12,0м х 12,0м.

Покрытие проездов из песчано-гравийной смеси толщиной 15см.

Вертикальная планировка решена с учетом отвода поверхностных вод от зданий и сооружений в увязке с отметками прилегающей территории.

Основой разбивочных работ служат координаты оси устья скважины. За отметку 0,000 м принята отметка верха площадки, что соответствует абсолютной отметке для скважины №133: 352,00м (устье скважины), 352,17м (блок дозирования реагентов); для скважины №134: 361,00м (устье скважины), 361,17м (блок дозирования реагентов).

Показатели генерального плана (для одной площадки)

Таблица №1

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Количество	% к общей площади
1	Площадь участка в условных границах	га	0,075	100
2	Площадь застройки	$м^2$	100,5	13,4
3	Площадь покрытий	$м^2$	649,5	86,6

Газопровод шлейф

Газопровод шлейф- №133

Общее направление - северо-восточное. Начальная точка – скважина 125, конечная точка – трубопровод от скважины 125. На своем протяжении пересечения с инженерными сетями не имеет, углы поворота 1шт.

Газопровод шлейф- №134

Общее направление – северное. Начальная точка –скважина 134, конечная точка – трубопровод от скважины 119. На своем протяжении имеет пересечения с автодорогой - 1шт, ВЛ 10кВ -2шт, а также углы поворота 5шт

Подъездные автодороги к скважинам

Трассы автодорог проходят по территории месторождения «Амангельды». Видимость в плане обеспечена.

Протяженность автодорог:

к скв. 133 - 0,672 км, общее направление – южное. На своем протяжении имеет пересечения с ВЛ 10кВ -1 шт.;

к скв. 134 – 0,822 км, общее направление – юго-западное. На своем протяжении имеет пересечения с ВЛ 10кВ -1 шт.;

Общая протяженность автодорог - 1,494 км.

Основные технические параметры

Основные параметры дорожной одежды приняты для дороги категории IV-в:

ширина проезжей части – 4,5м;

число полос движения – 1;

расчетная скорость – 30км/час;

ширина обочин – 2 х 1,5м;

поперечный уклон проезжей части – 30 %о;

поперечный уклон обочин – 50 %о.

План и продольный профиль.

Начало трассы (ПК 0+00) принято от оси примыкания подъезда к существующим внутрипромысловым дорогам, конец трассы - проектируемые площадки скважин. Проектируемая дорога проложена из расчета обеспечения безопасности движения, наименьшего ограничения скорости и необходимой видимости встречного автомобиля в увязке с рельефом местности.

Основным условием проектирования продольного профиля является соблюдение возвышения бровки земляного полотна над расчетным уровнем снегового покрова и поверхности покрытия над расчетным горизонтом поверхностных вод.

Грунтовые воды не оказывают влияния на устойчивость и прочность верхней части земляного полотна и дорожной одежды. Максимальный продольный уклон - 40‰.

Земляное полотно.

Земляное полотно запроектировано с учетом категории дороги, типа дорожной одежды, высоты насыпи, свойств грунтов, используемых в земляном полотне, условия производства работ по возведению земляного полотна, природных условий района строительства и особенностей инженерно-геологических условий участка строительства, опыта эксплуатации дорог в данном районе, исходя из обеспечения требований прочности, устойчивости и стабильности как самого земляного полотна, так и дорожной одежды при наименьшем ущербе окружающей природной среды.

Крутизна откосов принята в соответствии с ВСН 48-93 и ТП 503-0-48.87 «Земляное полотно автомобильных дорог общего пользования».

Дорожная одежда.

Устройство земляного полотна местным грунтом с механизированным уплотнением послойно по 20 см. Коэффициент уплотнения грунта Купл=0,95.

Толщина покрытия по оси – 15 см. Тип поперечного профиля дорожной одежды – серповидный.

Продольный водоотвод и водоотвод с проезжей части.

Поверхностный водоотвод осуществляется за счет поперечного и продольного уклонов проезжей части.

Примыкание и пересечения на одном уровне.

На ПК0 проектируемых автодорог предусмотрено устройство примыканий к существующим внутрипромысловым дорогам в соответствии со СНИП 2.05.07-91*. Примыкания разработаны по серии 503-0-51.89. Конструкция дорожной одежды на примыканиях - по типу основной дороги. Радиус примыканий – 20 м.

Организация и безопасность движения на примыканиях обеспечивается установкой дорожных знаков и сигнальных столбиков. Опоры дорожных знаков-одностоечные, металлические установленные на присыпных бермах в грунт.

Обустройство дороги и безопасность движения

Дорожные знаки приняты в соответствии с СТ РК 1125-2002. Знаки устанавливаются на металлических стойках марки СКМ, принятых по ТП 3.503.9-80 «Опоры дорожных знаков на автомобильных дорогах».

Для безопасности движения на примыкания съездов к основным дорогам предусмотрена установка сигнальных столбиков, в соответствии с СТ РК 1412-2010 «Технические средства организации дорожного движения». Сигнальные столбики устанавливаются в пределах обочин на расстоянии 0,35 м от бровки земляного полотна.

6.2.2 Технологические решения

Мощность производства

Производительность добычи природного газа 2-х обустраиваемых скважин в т.ч. из них:

дебит скважины №133 по газу – 59 тыс.м3/сут;

дебит скважины №134 по газу – 61 тыс.м3/сут;

рабочее давление газопровода – 6,7 МПа.

Протяженность газопроводов-шлейфов - 1799 м, в том числе: скважина №133 – 219 м; скважина №134 – 1580 м.

Технология производства

В объем проектирования включено:

обустройство 2-х новых площадок газодобывающих скважин месторождения Амангельды;

площадка блока дозирования реагента;

прокладка газопроводов-шлейфов, предназначенных для транспорта газа от новых газодобывающих скважин до существующих шлейфов от скважин 125, 119.

Обустройство газодобывающей скважины

Обустройство площадки устья скважины включает установку арматуры фонтанной АФК6-80/65Х35 К2. Устьевая арматура предназначена для эксплуатации фонтанных скважин, герметизация трубного, за трубного (межтрубного) пространства скважины, контроля и регулирования основных технологических параметров газа.

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 30 метров от устья скважины согласно ВНТП 3-85 и предназначена для сброса газа с устьевого оборудования в атмосферу.

Диаметр ствола свечи - 80 мм по ГОСТ 8732-78, высота свечи 5 метров. Трубопроводы на площадке скважины выполняются из стальных бесшовных горячедеформированных труб (ГОСТ 8732-78).

Газопровод на площадке скважины оборудуется электроконтактным манометром 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 К302 диаметром 65 мм, Ру 32,0 МПа.

Площадка блока 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.

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.

Оборудование поставляется в блочно-комплектном исполнении.

Газопроводы-шлейфы

Газопроводы-шлейфы выполнены из стальных труб диаметром 89х6мм с заводской изоляцией и предназначены для транспортировки газа от газодобывающих скважин до существующих входного манифольда.

Глубина заложения газопроводов-шлейфов 1,8 метра до верхней образующей трубопровода.

Давление в трубопроводах 6,7 МПа.

При одновременной прокладке проектируемых газопроводов-шлейфов (в одной траншее) расстояние между ними в свету принято не менее 0,5 метра.

При пересечении с промысловыми автодорогами проектируемые газопроводы-шлейфы запроектированы в защитном футляре диаметром 325х8 мм. На одном из концов футляра предусмотрена вытяжная свеча на расстоянии 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 принято не менее 0,35 метра.

Технологические трубопроводы

Трубопроводы на площадке добывающих скважин и блока дозирования метанола классифицируются как технологические трубопроводы согласно СН 527-80:

газопроводы-шлейфы – группа Ба, I категории;

трубопроводы метанола – группа Бб, I категории.

Промысловые трубопроводы в зависимости от диаметра, рабочего давления и характера транспортируемой среды классифицированы (согласно ВСН 51-2.38-85 "Проектирование промысловых стальных трубопроводов"):

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 трубопроводам III категории .

Промысловые трубопроводы подлежат испытанию на прочность: Рисп. = 1,1Рраб., и на герметичность: Рисп=Рраб.

Контроль качества сварных соединений газопроводов проводится согласно ВСН 005-88.

Антикоррозионное покрытие подземных стальных трубопроводов вытяжных свечей и защитного футляра «весьма усиленного» типа ленточное полимерно-битумное, по ГОСТ 9.602-2005. На подземных участках газопроводов и защитных футлярах предусмотрена электрохимическая защита.

Управление производством, предприятия, организация условий и охраны труда

Проектируемые объекты по санитарной классификации относятся к первому классу опасности.

В проекте предусмотрены мероприятия для обслуживающего персонала: периодический медосмотр, обучение персонала перед допуском к работе, контроль за безопасной и надежной эксплуатацией технологического комплекса.

Режим работы на месторождении в соответствии с ВНТП 3-85 составляет 365 рабочих дней в году по вахтовому методу в две смены, продолжительность смены 12 часов, продолжительность вахты 15 суток. На проектируемых площадках добывающих газовых скважин постоянное пребывание обслуживающего персонала не требуется.

Проектом предусматривается оснащение средствами автоматизации и контроля 2-х новых газодобывающих скважин №№ 133, 134 на м/р Амангельды.

Средства локальной автоматики, на базе датчиков, исполнительных механизмов и программируемого логического контроллера (ПЛК), обеспечивают работу БДР без присутствия персонала.

Согласно ВНТП 3-85 и СН РК 2.02-11-2002* площадки скважин без постоянного обслуживающего персонала не оснащаются автоматической системой пожарной сигнализации и пожаротушения.

Пожаротушение на площадках скважин осуществляется с помощью первичных и мобильных средств. Ликвидация очагов возгорания осуществляется с помощью местного пожарного инвентаря, по радиосвязи передается сообщение о пожаре в пожарное депо месторождения.

Основными принятыми в проекте мероприятиями, направленными на предотвращение выделения вредных, взрывопожароопасных веществ и обеспечения безопасных условий труда являются:

размещение вредных и взрывоопасных производств на открытых площадках; полная герметизация процессов, происходящих на площадках добывающих скважин;

выбор оборудования и трубопроводов из условия максимально возможных параметров технологического процесса;

компенсация продольных перемещений трубопроводов, возникающих от изменения температуры и внутреннего давления;

установка автоматической отсечной арматуры на шлейфах, предохраняющей оборудование при отклонении давления в трубопроводе от установленного;

обеспечение прочности и герметичности технологических и промысловых трубопроводов (контроль стыков и гидравлическое испытание); теплоизоляция трубопроводов.

Защита подземных трубопроводов в местах движения транспорта осуществляется с помощью трубных футляров.

6.2.3 Строительные решения

Согласно генплану в состав обустройства скважин входят приустьевой приямок, площадки под ремонтный агрегат, блоки дозирования реагентов, КТПН.

Строительные решения площадок и фундаментов под оборудования, опор приняты с учетом обеспечения надежности и прочности строительных конструкций, технологических потребностей и требований эксплуатации, соответствуют требованиям пожарной безопасности.

Площадка под ремонтный агрегат – Т-образный с размерами 4,0х1,5м и 14,0х3,0м из сборных железобетонных плит по ГОСТ 21924.0-84, уложенные по выравнивающему слою из бетона В7,5 по щебню толщиной 50мм, пролитой битумом.

Приустьевой приямок – прямоугольный размером в плане 2,60х2,60м, глубиной 1,40м железобетонный из бетона класса В12,5, W4, F75, армированного арматурными сетками типа 3С по ГОСТ 23279-2012 из стержней диаметром 8мм класса AIII по ГОСТ 5781-82* ячейками 200х200мм. Перекрытие приямка – из стального листа с ромбическим рифлением по ТУ 36.26.11-5-89, обрамленного из металлических профилей уголков по ГОСТ 8509-93.

Приустьевая площадка запроектирована щебеночным покрытием толщиной 150мм.

Фундамент под якорь крепления оттяжек – монолитный из бетона класса В20, W4, F75 с анкерами из арматурной стали диаметром 25мм AIII по ГОСТ 5781-82*, приваренный к металлической трубе по ГОСТ 8732-78, которая заделана в фундамент.

Площадка под блок дозирования реагента – прямоугольная с размером 7,0х3,0м из сборных железобетонных плит по ГОСТ 21924.0-84, уложенных на щебеночную подготовку, пролитую битумом до насыщения. Для доступа к блоку запроектировано монолитное железобетонное крыльцо из бетона В12,5, армированного сеткой типа 4С по ГОСТ 23279-2012 диаметром 8мм AIII по ГОСТ 5781-82* ячейками 200х200мм.

КТПН установлен на сборные бетонные блоки ФБС по ГОСТ 13579-78.

Опоры трубопроводов – из стальных профилей труб по ГОСТ 10704-91, заделанных в отдельно стоящие монолитные бетонные фундаменты из бетона В12,5, F75, W4.

Ограждения площадок скважин и КТПН – металлические по типовой серии 3.017-3 высотой 2,1м от уровня земли. Стойки – из металлических профилей труб по ГОСТ 8732-78, смонтированные к закладным изделиям монолитного отдельно стоящего бетонного фундамента из бетона В12,5, W4, F75. Панели – сетчатые по серии 3.017-3 выпуск 2, ворота с калиткой – по серии 3.017-3 выпуск 5.

6.2.4 Инженерное обеспечение, сети и системы

Электротехнические решения

Раздел проекта выполнен на основании задания на проектирования и выданных технических условии ТОО «Амангельды» от 24 февраля 2016 года.

Проектом предусмотрено:

установка КТП 10/0,4кВ с трансформатором мощностью 25кВА (2шт);

строительство ВЛ-10кВ с применением провода марки АС сечением 35/6,2мм, на железобетонных опорах по типовому проекту 3.407.1-143, общей протяженностью 1415,0м;

наружное освещение и молниезащита территории скважины;

термообогрев наружных трубопроводов и запорной арматуры;

прокладка кабеля 0,4кВ кабелями марки ВБбШв-1кВ проложенных в траншее, общей протяженностью 360,0м (180,0 м для каждой скважины).

Источником напряжения 380/220В объектов на площадке скважин являются шины 0,4кВ КТП 10/0,4кВ с трансформатором мощностью 25кВА. Питающие сети выполнены кабелями марки ВБбШв-1кВ проложенных в траншее. Учет электроэнергии предусмотрен счетчиком, установленным на стороне РУ-0,4кВ КТП 10/0,4кВ.

Проектируемая сеть ВЛ-10кВ подключаются к существующей линии путем отпайки с установкой концевой анкерной опоры с разъединителем РЛНД-10 и выполнена по типовому проекту института «Сельэнергопроект» 3.407.1-143, на типовых опорах из стоек СВ 105-3,5, СВ 105, сталеалюминевым проводом марки АС сечением 35/6,2мм, приняты по току нагрузки и минимально допустимым сечениям (ПУЭ РК таб. 2,5,4) в соответствии с классификацией района климатических условий. Опоры представлены следующих типов: промежуточные – типа П10-1, анкерные - типа А10-1, угловые промежуточные опоры типа УП10-1, угловые анкерные опоры типа УА10-1.

Основные технические показатели

Категория надежности электроснабжения – III.

Расчетная мощность скважины составляет – 11,2кВт.

Основные технические показатели

Таблица №2

№ п/п	Наименование потребителей	Мощность КТПН, кВА	Место отпайки проектируемой ВЛ-6кВ от сущ. опоры ВЛ-6кВ	Протяженность ВЛ-6кВ	Количество опор ВЛ-6кВ
1	Скважина №133	25	от существующей опоры ВЛ-10кВ опора №28 (скв 132)	0,795км	17
	Скважина №134	25	от существующей опоры ВЛ-10кВ опора №35	0,620км	14

Наружное освещение территории скважины предусмотрено прожекторами марки LuxON UniLED 120W IP65 со светодиодными лампами в пылевлагонепроницаемом исполнении, устанавливаемыми на железобетонных стойках СВ 164-12 высотой 16 м. Степень защиты светильников – IP67. Управление наружным освещением – блоком автоматического управления освещением (БАУО) существующих РУ-0,4кВ КТП.

Защитные мероприятия по безопасности

Для защиты персонала от поражения электрическим током предусмотрены мероприятия: защита кабеля металлорукавом трубой в местах, где возможны механические повреждения; выбор электрооборудований, кабельных изделий в зависимости от среды, где установлены и проложены; защитное заземляющее устройство, зануление и система уравнивания потенциалов, выполненные согласно требованиям ПУЭ РК и СНиП РК 4.04-10-2002.

В качестве мер безопасной эксплуатации электроустановки предусматривается устройство системы защитного заземления с сопротивлением растеканию тока не более 4 Ом для оборудования проектируемый КТП 10/0.4кВ.

Заземление электрооборудования осуществляется путём соединения к проектируемому контуру заземления. В качестве заземляющих устройств применяются горизонтальные и глубинные заземлители. Горизонтальные заземлители выполняются из полосовой оцинкованной стали 40х4 мм прокладываемые в траншее на глубине 0,5м. Глубинные заземлители выполняются в виде вертикальных электродов из круглой оцинкованной стали диаметром 16мм. К заземляющим устройствам присоединяются все металлические нормально нетоковедущие части электроустановок в дополнение к их занулению.

Для ВЛ-10кВ предусмотрено устройство грозозащитного заземления опор с использованием стальной арматуры железобетонных опор в качестве заземляющего проводника.

Заземлитель опоры присоединяется к нижнему заземляющему выпуску (НЗВ) а оборудование металлоконструкции, подлежащие заземлению и установленные на опоре, соединяются с верхним заземляющим выпуском в стойки и подкоса опор.

Сопротивление заземлителя опор разъединительных пунктов не должно превышать 10 ОМ в любое время года, не более 0,3 Рэ (эквивалентное сопротивление грунта) грозозащитного заземлителя остальных опор. Заземляющие устройства опор выполняются по типовой серии 3.407.1-150.

Молниезащита

Молниезащита зданий и сооружений выполнена в соответствии с СН РК 2.04-29-2005 по II категории (эффективность защиты Е=0,9). Зоны категории В-1г, защищаются от прямых ударов молнии штыревыми молниеотводами высотой 16,0м, на железобетонных стойках СВ 164-12, имеющими спуски 25х4 и заземлители.

Защита от вторичных проявлений молнии обеспечивается присоединением всего оборудования, аппаратов, трубопроводов стальной полосой 25х4 мм к магистрали

заземления и устройством металлических перемычек между трубопроводами и другими металлическими конструкциями.

Защита от заноса высоких потенциалов по металлическим конструкциям выполняется присоединением этих конструкций к заземляющему конуру.

Защита от статического электричества, возникающего при перемещении вещества по транспортным системам, обеспечивается присоединением технологического оборудования к магистрали заземления.

Системы связи и сигнализации

Линии связи ВОЛС

Согласно технического задания проектом предусмотрено прокладка двух волоконно-оптических кабеля марки ОГЦ-4А-7, (1 линия для скв. №133 и 1 линия для скв. №134) от распределительного шкафа ШКО-Н/4-48-SC до шкафов RTU-133 (L=2260,0м) и RTU-134 (L=4270,0м), установленных на площадке скважин, общей протяженностью 6530,0м.

Кабель ВОЛС прокладывается в земле, в траншее на глубине не менее 0,7метра в полиэтиленовой трубе диаметром 40мм, при пересечении с существующими инженерными сетями (газопроводы, автодороги) предусмотрена прокладка в защитном футляре из полиэтиленовой трубы диаметром 63мм. Так же по линии связи ВОЛС в начале линии, на пересечениях, на поворотах предусмотрена установка сигнальных столбиков и укладка маркеров М3 для поиска кабелей связи.

Распределительный шкаф ШКО-Н/4-48-SC принят наружной установки и установлен на аппаратной стойке на расстоянии 150,0 метров от ограждения территории УКПГ.

Видеонаблюдение

В соответствии с заданием на проектирование, в составе рабочего проекта разработаны технические решения по оборудованию площадки скважины №133 и №134 системой видеонаблюдения.

Система видеонаблюдения предназначена для осуществления визуального обзора состояния площадки скважины 133, 134 и фиксации нарушения периметра площадки АГРС посторонними лицами.

Средствами системы видеонаблюдения обеспечивается реализация следующих функций: контроль за проникновением внутрь периметра территории, обзор площадок; визуальное отображение событий на мониторах видеонаблюдения; круглосуточный режим работы; архивация событий: видеозаписи, попытки вторжения, неисправности оборудования. В составе системы видеонаблюдения применяется следующее оборудование и материалы: скоростные поворотные камеры, с режимом работы день/ночь, блок питания типа DR-120-24; кабель видеонаблюдения витая пара, кабель питания марки ВББШВ-4х2,5мм2. Центральное оборудование систем теле и видеонаблюдения размещается в Диспетчерском пункте. Видеокамеры установлены на оцинкованные опоры серии «ОГК-Ф» и подключаются кабелем витая пара к коммутатору установленному в шкафу автоматизации.

Кабели на площадке проложены в траншее в специальных пластиковых трубах. По трассам кабелей укладывается сигнальная лента. В соответствии с требованиями ПУЭ РК для аппаратуры и приборов выполнено заземление.

Охранная сигнализация

В соответствии с заданием на проектирование, в составе рабочего проекта разработаны технические решения по оборудованию площадки скважины 133, 134 охранной сигнализацией.

Система предназначена для создания рубежей охраны малой протяженности на периметре или территории охраняемых объектов. При пересечении нарушителем данного рубежа изделие формирует сигнал срабатывания (извещение о проникновении, сигнал «Тревога») в виде размыкания цепи шлейфа сигнализации.

В состав системы входит:

приёмопередатчик (ПРМ-ПРД) РАКУРС-С- 8шт;

блок питания (БПС) -2шт.

Датчики обнаружения установлены по периметру площадки, на металлических опорах на высоте 1,0 метр. Прокладка сигнальных кабелей и кабелей питания производится подземно на глубине 0.7 метра, в защитной пластиковой трубе.

Питание датчиков обнаружения осуществляется от блока питания (БПС) установленного в шкафу автоматизации. Сбор тревожных сигналов с периметральных датчиков обнаружения осуществляется на контроллер системы автоматизации. Далее по специальному кабелю информация о состоянии датчиков охраны поступает в диспетчерский пункт. В соответствии с требованиями ПУЭ РК для аппаратуры и приборов выполнено заземление.

Электрохимзащита

Для проектируемых выкидных линий подземных шлейфов-газопроводов от двух проектируемых газодобывающих скважин до существующих шлейфов, общей протяженностью около 1,8 км предусмотрена защита наружной поверхности газопроводов посредством нанесения защитных покрытий и подключением его к системам электрохимзащиты. Технические решения по расположению на трассе трубопроводов элементов ЭХЗ и конструктивные решения по их устройству приняты по типовой серии 7.402-5 «Узлы и детали установок электрохимической защиты подземных трубопроводов от коррозии».

Система электрохимзащиты шлейфов газопровода запроектирована в составе существующей установки катодной защиты (УКЗ) с выпрямителями типа В-ОПЕ-ТМ с анодным заземлением и остальными элементами заводского изготовления.

Мощность существующей установки СКЗ-2 (УКЗН-0,22-1,2-2У1) – 1,2 кВт. Станции катодной защиты СКЗ расположены за площадками проектируемых газодобывающих скважин. Станции катодной защиты работают на напряжении - 220 В.

Контрольно-измерительные пункты (КИП) устанавливаются с заданными интервалами по трассе трубопроводов: через 1км и на пересечениях с существующими подземными стальными трубопроводами, кабельными линиями, автодорогами и на поворотах газопроводов. Для предотвращения утечек защитного тока и необоснованного в связи с этим завышения мощностей источников катодной поляризации предусмотрена установка изолирующих фланцев.

Автоматизированная система управления инженерным оборудованием

Проектом предусмотрено оснащение средствами автоматизации и контроля двух газодобывающих скважин №№ 133 и 134 на м/р Амангельды. На площадке скважины предусмотрена установка блока автоматизированной подачи реагента БДР-2/2 На выходе из скважины предусмотрена установка автоматического клапана отсекателя, предназначенного для отключения скважины в следующих случаях:

при превышении давлении на устье скважины и защиты выкидной линии;

при резком снижении давления в случае разгерметизации выкидной линии.

Газодобывающая скважина

На площадке скважины предусмотрен контроль следующих параметров:

давление газа на устье скважины, по месту и дистанционно;

давление газа в затрубном пространстве, по месту и дистанционно;
давление газа после дросселя, по месту;
температура газа в выкидной линии, по месту и дистанционно;
давление газа в выкидной линии, по месту и дистанционно.

Информация от приборов передается на программируемый логический контроллер (ПЛК) Simatic S7-1200, устанавливаемый в шкафу автоматики RTU. Кроме контроля за технологическими параметрами, проектом предусмотрена сигнализация открытия дверей шкафа автоматики RTU и контроль 3-х фаз питающего напряжения на площадке скважины. Далее, информация по системе ВОЛС, передается в операторную УКПГ на существующую SCADA DeltaV.

Блок дозирования реагентов

Блок дозирования реагентов (БДР) комплектуется средствами локальной автоматики, автоматической пожарной сигнализацией, газообнаружения и поставляется в блочно-комплектном исполнении, полной заводской готовности.

Средства локальной автоматики, на базе датчиков, исполнительных механизмов и программируемого логического контроллера (ПЛК), обеспечивают работу БДР без присутствия персонала. Для обеспечения удаленного контроля за работой блока, ПЛК передает следующую информацию в операторную УКПГ:

контроль давления на выходе;
контроль текущего уровня реагента в емкости;
контроль доступа в помещение;
работа насоса-дозатора;
контроль загазованности в технологическом блоке;
пожар в технологическом блоке;
неисправность пожарного контроллера.

Информация с БДР интерфейсным кабелем по протоколу Modbus TCP передается на контроллер скважины в шкаф автоматики RTU и далее по системе ВОЛС передает в операторную УКПГ на SCADA DeltaV.

Входной манифольд УКПГ

В точке подключения выкидных трубопроводов к входному манифольду УКПГ, проектом предусматривается контроль следующих параметров:

температура газа в выкидной линии, по месту и дистанционно;
давление газа в выкидной линии, по месту и дистанционно.

Датчики, контрольным кабелем подключаются к существующему контроллеру в операторной УКПГ, далее информация выводится на существующую SCADA DeltaV.

Основные технические решения

КИП полевого уровня образуют нижний уровень управления и предназначены для сбора информации о состоянии параметров технологических процессов объекта управления, передача ее на верхний уровень или отображения по месту и состоят из:

термометров, манометров для отображения параметров по месту;

аналоговых датчиков, измеряющих текущие значение температуры и давления, для передачи сигналов в контроллер.

Выбор оборудования выполнен с учетом:

обеспечения взрывобезопасности;

устойчивости к механическим воздействиям;

предельных значений измеряемых параметров и других характеристик среды (температура, давление);

сертификации в Государственном реестре средств измерения РК.

Основным подходом к обеспечению безопасности является применение приборов с видом взрывозащиты «искробезопасная цепь» EEx ia. Информация о состоянии параметров технологических процессов с аналоговых датчиков нижнего (полевого) уровня в виде аналоговых сигналов 4-20мА по кабельным линиям передается на ПЛК. Полевые КИП устанавливаются непосредственно на технологическом оборудовании и трубопроводах. Все приборы изготовлены серийно приборостроительными заводами.

Программируемый логический контроллер (ПЛК)

Программируемый логический контроллер (ПЛК) образует средний уровень управления и предназначен для сбора информации от полевых датчиков, передачи информации через каналы связи в операторную УКПГ. На площадках газодобывающих скважин проектом предусмотрено ПЛК Simatic S7-1200 фирмы Siemens на базе центрального процессора SIPLUS CPU 1214C (14DI, 10DO, 2AI), блоков электропитания средств автоматизации и искробезопасных барьеров. Процессор SIPLUS CPU1214C имеет встроенный порт Profinet, который поддерживает как Ethernet, так и коммуникационные стандарты на основе TCP/IP. Для подключения аналоговых сигналов в корзину контроллера добавлен сигнальный аналоговый модуль SM 1231 AI имеющий 4 аналоговых входа. ПЛК нефтедобывающих скважин размещено в шкафу расположенном рядом с БДР. Шкаф имеет защиту IP66.

Канал передачи данных на верхний уровень

Проектом предусмотрено передача данных на верхний уровень по проектируемой ВОЛС. Для организации такого канала на каждой скважине запроектирована ВОЛС от УУПГ. Информация для передачи поступает на абонентскую станцию от контроллера по интерфейсу Ethernet.

Кабельные проводки

Кабельные трассы цепей измерения, сигнализации выполнены контрольными кабелями с медными жилами. Типы кабелей выбраны согласно инструкциям, на приборы и блочное оборудование. Во взрывоопасных зонах применяется кабель с негорючей изоляцией. Прокладка кабелей предусмотрена в защитных трубах (по технологическим площадкам), по существующей кабельной эстакаде и подземно, в траншее на глубине не менее 0,7 метра.

Электропитание

По степени обеспечения надежности электроснабжения проектируемые системы контроля и управления, I-й особой категории согласно ПУЭ РК. Для обеспечения требуемой надежности на скважинах в шкафах контроллеров предусмотрена установка источников бесперебойного питания. Электропитание контрольно-измерительных приборов, устанавливаемых на приемном манифольде УКПГ осуществляется от существующего шкафа контроллера, располагаемого в операторной УКПГ. Для защиты персонала от поражения электрическим током предусмотрено заземление корпусов приборов и оборудования автоматизации и газообнаружения, брони и экраны кабелей.

6.3 Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных и взрывопожароопасных ситуаций

В соответствии с Законом РК «О гражданской защите» от 11.04.2014г. №188-V, проектом выполнены нормативные требования с учетом:

организационной структуры управления предприятием, автоматизированной системы управления и его информационного, функционального, организационного и технического обеспечения;

автоматизации, механизации труда работников;

санитарно-гигиенических условий труда работающих.

Эксплуатация сооружений осуществляется в комплексе существующих сооружений на месторождении Амангельды со сложившимися производственной и управленческой структурами.

Представлено согласование по промышленной безопасности РГУ «Департамент Комитета индустриального развития и промышленной безопасности по Жамбылской области» от 21 декабря 2016 года №KZ41VQR00004950.

6.4 Охрана окружающей среды

Проектом предусмотрен раздел по охране окружающей среды и выполнена оценка воздействия на окружающую среду.

Определены основные источники неблагоприятного воздействия на окружающую среду и намечены предложения по охране природной среды:

охрана атмосферного воздуха от загрязнения и предложение по ПДВ;

охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения;

охрана почв, рекультивация нарушенных земель, утилизация отходов.

Предусмотрен сбор отходов строительного производства в строго отведенное место и вывоз на утилизацию специализированными организациями, по мере их накопления.

Представлено заключение государственной экологической экспертизы №0W-0007/17 от 14 февраля 2017 года, выданное «Комитетом экологического регулирования и контроля Министерства энергетики Республики Казахстан» и санитарно-эпидемиологическое заключение № Н1-0036/17 от 29 декабря 2017 года РГУ «Департамент по защите прав потребителей Жамбылской области».

6.5 Организация строительства

Раздел разработан в соответствии со СН РК 1.03-00-2011 «Строительное производство. Организация строительства предприятий, зданий и сооружений».

Машины и механизмы

Кран автомобильный 10т, автопогрузчик 5т. агрегаты сварочные передвижные, бульдозеры 59 квт, и 79 квт, вибратор глубинный, катки дорожные 5т, гудронаторы ручные.

Технико-экономические показатели

Продолжительность строительства – 6 месяцев, определена по СН РК 1.03-01-2016г. Часть I. «Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений».

Согласно письму ТОО «Амангельды Газ» от 13 февраля 2017 года №2-21-177 начало строительства предусмотрено на II квартал 2017 года.

6.6 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 и управления земельными ресурсами Министерства национальной экономики Республики Казахстан от 03 июля 2015 года №235-нқ, на основании государственных сметных нормативов и принятых проектных решений.

Постэкспертная сметная стоимость строительства подлежит утверждению заказчиком и является основанием для определения лимита средств на реализацию инвестиционных 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 в редакции 5.5.3.1 по выпуску сметной документации в текущих ценах I квартала 2017 года.

При составлении смет использованы:

сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на строительные работы, ЭСН РК 8.04-01-2015, изменения и дополнения выпуск 7;

сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на монтажные работы ЭСН РК 8.04-02-2015, изменения и дополнения выпуск 7;

сборники сметных цен в текущем уровне I квартал 2017 года на строительные материалы, изделия и конструкции ССЦ РК 8.04-08-2016;

сборник сметных цен в текущем уровне I квартал 2017 года на эксплуатацию строительных машин и механизмов СЦЭМ РК 8.04-11-2016;

сборник сметных цен в текущем уровне I квартал 2017 года на инженерное оборудование объектов строительства ССЦ РК 8.04-09-2016;

сборник тарифных ставок в строительстве 2016 года СТС РК 8.04-07-2015;

сборник сметных цен в текущем уровне I квартал 2017 года на перевозки грузов для строительства СЦПГ РК 8.04-12-2016;

перечень оборудования, материалов, изделий с приложением прайс-листов, наименования которых с соответствующими техническими характеристиками отсутствуют в действующих сборниках цен, утвержденный заказчиком ТОО «Амангельды Газ», согласно пункту 24 Государственного норматива по определению сметной стоимости строительства в Республике Казахстан.

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 3 июля 2015 года №235-нқ);

сметная прибыль в размере 8% от суммы прямых затрат и накладных расходов (п.79, приложение 1 к приказу от 3 июля 2015 года №235-нқ);

резерв средств заказчика на непредвиденные работы и затраты в размере 2% от общей суммы средств по позициям 1-7 сводного сметного расчета (п.91, приложение 1 к приказу от 3 июля 2015 года №235-нқ);

затраты на строительство временных зданий и сооружений (НДЗ РК 8.04-05-2015);

дополнительные затраты на производство строительно-монтажных работ в зимнее время (НДЗ РК 8.04-06-2015).

Сметная стоимость строительства определена в ценах 2017года, с учетом норм задела объема инвестиций и прогнозного уровня инфляции согласно Закону «О республиканском бюджете на 2017-2021 годы» (протокол №29 от 31 августа 2016 года).

Налог на добавленную стоимость (НДС) принят в размере 12%, установленном законодательством Республики Казахстан на период, соответствующий периоду строительства, от сметной стоимости строительства.

7. РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1 Оценка проектных решений

В соответствии с приказом Министерства национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года №165 «Об утверждении Правил определения общего порядка отнесения зданий и сооружений к технически и (или) технологическим сложным

объектам» разработчиком проекта установлен технически сложный I (повышенный) уровень ответственности.

Рабочий проект **«Обустройство 2-х скважин №133, 134 месторождения Амангельды»** разработан в необходимом объеме в соответствии с утвержденным заданием на проектирование, иными исходными данными и требованиями.

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

Материалы инженерных изысканий содержат достаточные данные, необходимые для разработки проектной документации. В проекте учтены современные конструктивные требования по качеству и рациональности проектных решений.

Технологические решения приведены в соответствие требованиями ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений», Приказ №176 от 27 июля 2009 года «Требования промышленной безопасности при эксплуатации технологических трубопроводов», СНиП РК 3.05-09-2002 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы», ВСН 51-2.38-85 «Нормы проектирования промысловых стальных трубопроводов», ВСН 005-88 «Строительство промысловых стальных трубопроводов». Принятые проектные решения соответствуют государственным нормативным требованиям по экологической, санитарной и пожарной безопасности.

Разделы проектной документации соответствуют действующим нормативным документам, в части соблюдения правил взрыво- и пожаробезопасности, охране труда и технике безопасности, несущей способности, экологических и санитарных требований, установленных государственными нормативами действующих на территории Республики Казахстан.

7.2 Дополнения и изменения, внесенные в рабочий проект в процессе экспертизы

В процессе рассмотрения по замечаниям и предложениям филиала по Кызылординской области РГП «Госэкспертиза» в рабочий проект **«Обустройство 2-х скважин №133, 134 месторождения Амангельды»** внесены следующие изменения и дополнения:

По инженерно-геологическим изысканиям

7.2.1 Указана глубина промерзания грунтов для принятия решения по заглублению фундаментов.

7.2.2 Пересмотрена сейсмичность района согласно приложениям 2 и 3 СНиП РК 2.03-30-2006*.

7.2.3 Уточнена степень агрессивности грунта к бетонам в описаниях инженерно-геологических условий, выводах и рекомендациях отчета.

7.2.4 Отчет дополнен подписями исполнителей и руководства изыскательской организации.

По генеральному плану

7.2.5 Состав и комплектность чертежей приведено в соответствие с п.3.3 ГОСТ 21.508-93.

7.2.6 Откорректированы площади участков в ТЭП.

7.2.7 Указаны координаты устья скважины, все проектируемые элементы привязаны к разбивочному базису. Предусмотрена разворотная площадка.

По автомобильным дорогам

7.2.8 Откорректировано количество дорожных знаков.

По технологическим решениям

7.2.9 Предоставлено:

паспорт проекта согласно п.10.2 СН РК 1.02-03-2011*;

согласование по промышленной безопасности;

сертификат на трубы стальные бесшовные горячедеформированные с заводской изоляцией;

технические условия на подключения к техническим трубопроводам (точка врезки), сведение о расходе газа отдельно на каждую скважину;

согласованный ситуационный план и технологическая схема с Заказчиком.

7.2.10 В общей пояснительной записке дополнена информация о:

цели объекта;

производительности на каждую скважину отдельно.

7.2.11 На выкидных линиях газовых скважин установлены автоматические клапана-отсекатели и электроконтактный манометр, автоматически срабатывающий при разгерметизации трубопровода, согласно п.478 Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности.

По строительным решениям

7.2.12 Пересмотрена марка бетона по водонепроницаемости с учетом геологических данных по агрессивности грунта к бетонам, принята W4.

7.2.13 Климатические и геологические характеристики участка на листе общих данных приведены в соответствие со сведениями в геологическом отчете.

7.2.14 Исключены ссылки и отсылки на недействующие либо отмененные нормативно-технические документы согласно перечню нормативных правовых актов и нормативных технических документов, в области архитектуры, градостроительства и строительства, действующих на территории Республики Казахстан (по состоянию на 9 декабря 2016 года), п5.11 СН РК 1.02-03-2011*.

7.2.15 В пояснительной записке размер огражденной площадки описано по принятым проектным решениям.

По электроснабжению и слаботочным устройствам

7.2.16 Откорректированы:

основные показатели, источников электроснабжения скважины согласно нормам ПУЭ РК, СН РК 1.02-03-2011;

сечения провода АС согласно выданных ТУ от 24 февраля 2016 года, ведомость рабочих чертежей основного комплекта и ведомость ссылочных и прилагаемых документов, в соответствии с требованиями формы 1,2 ГОСТ 21.101-97, план трассы ВЛ-10кВ, координаты установки КТПН и концевых опор;

оформление чертежей РП в соответствие по ГОСТ 21.101-97 СПДС «Основные требования к проектной и рабочей документации», с масштабом чертежа и шрифт по ГОСТу в соответствии с требованиями раздела 5 ГОСТ 21.101-97, условные графические обозначения электрооборудовании и проводок согласно ГОСТ 614-88;

система автоматики и сигнализации согласно задание на проектирование (п.12) и согласно нормам СН РК 1.02-03-2011;

спецификация оборудования выполнена в полном объеме.

По организации строительства

7.2.17 Предоставлено письмо о сроках реализации от Заказчика.

По сметной документации

7.2.18 Предоставлена:

сметная документация в АВС 4 в редакции 5.5.3.1;

карточка казахстанского содержания.

Основные технико-экономические показатели рабочего проекта

Таблица №3

№ п/п	Наименование показателей	Единицы измерения	Показатели		Изменения (-)снижение (+)увеличение
			заявленные	Рекомендуемые к утверждению	
1	Дебит скважины по газу				
	Скважина №133	тыс.м^3/сут	59	59	-
	Скважина №134	тыс.м^3/сут	61	61	-
2	Общая сметная стоимость строительства в текущем уровне цен I квартала 2017 года, в том числе	млн.тенге	206,432	203,209	- 3,223
	СМР		98,159	94,221	- 3,938
	Оборудование		67,547	68,699	+ 1,152
	Прочие затраты		40,726	40,289	- 0,437
3	Из них в ценах:				
	- 2016 год (ПИР и экспертиза)	млн.тенге	7,851	7,851	-
	- 2017 год		198,581	195,358	- 3,223
4	Продолжительность строительства	мес.	6	6	-

8. ВЫВОДЫ:

8.1 С учетом внесенных изменений и дополнений рабочий проект **«Обустройство 2-х скважин №133, 134 месторождения Амангельды»** соответствует требованиям государственных нормативов, действующих в Республике Казахстан, и рекомендуется для утверждения в установленном порядке со следующими основными технико-экономическими показателями:

Дебит скважины по газу, тыс.м^3/сут:
скважина №133 - 59
скважина №134 - 61
Общая сметная стоимость строительства в текущем уровне цен I квартала 2017 года, в том числе - 203,209
СМР, млн. тенге - 94,221
Оборудование, млн. тенге - 68,699
Прочие затраты, млн. тенге - 40,289
Продолжительность строительства, мес., - 6

8.2 Настоящее экспертное заключение выдано на основании исходных данных и утвержденных заказчиком материалов для проектирования, достоверность которых гарантирована ТОО «Амангельды Газ» в соответствии с условием договора от 27 декабря 2016 года №14-0185.

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

8.4 Заказчику при строительстве максимально использовать оборудование,

материалы и конструкции отечественных производителей.

8. ТҰЖЫРЫМДАР:

8.1 Енгізілген өзгерістер мен толықтыруларды ескере отырып, **«Амангелді кен орнының № 133, 134 2 ұңғымасын салу»** жұмыс жобасы Қазақстан Республикасында қолданылатын мемлекеттік нормативтердің талаптарына сәйкес келетіндіктен, төмендегі негізгі техника-экономикалық көрсеткіштермен белгіленген тәртіппен бекітуге ұсынылады:

Ұңғыманың газ бойынша дебиті, мың м^3/тәулігіне:		
ұңғыма №133	-	59
ұңғыма №134	-	61
2017 жылғы I-тоқсанының ағымдағы баға деңгейіндегі құрылыстың жалпы сметалық құны, оның ішінде	-	203,209
Құрылыс-монтаж жұмыстары, млн.теңге	-	94,221
Құрал-жабдықтар, млн. теңге	-	68,699
Өзге де шығындар, млн. теңге	-	40,289
Құрылыстың ұзақтығы, ай	-	6

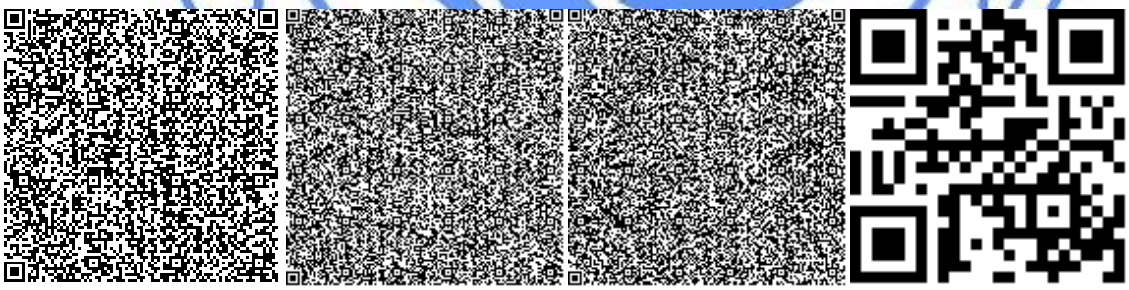
8.2 Осы сараптамалық қорытынды 2016 жылғы 27 желтоқсандағы №14-0185 шарт талаптарына сәйкес, растығы «Амангельді Газ» ЖШС-мен кепілдендірілген бастапқы деректер мен тапсырыс берушімен бекітілген жобалауға арналған материалдар негізінде берілді.

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

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

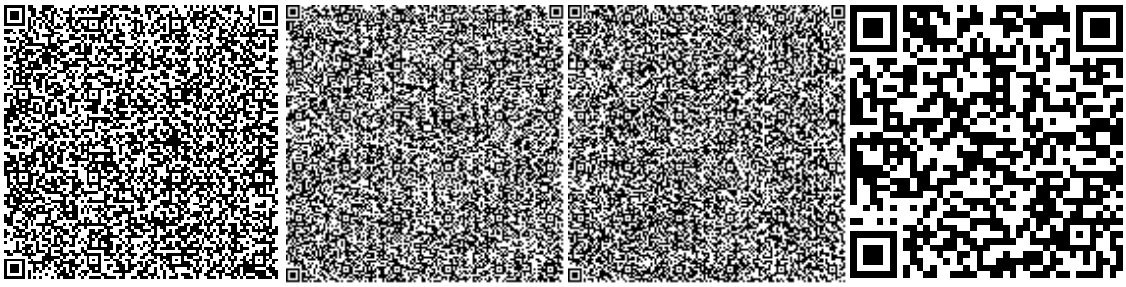
Абдикаликов Б.А.

Заместитель директора



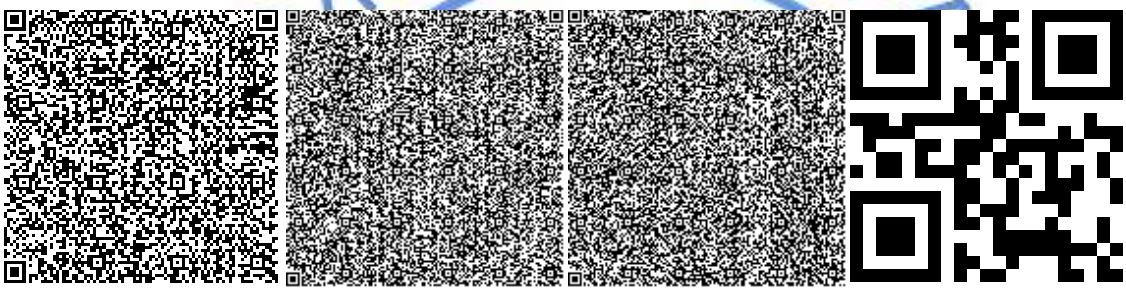
Жубандыкова А.Т.

Эксперт



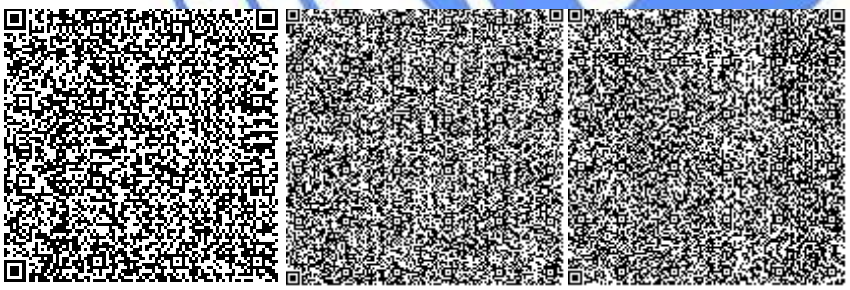
Изатулин А.У.

Эксперт



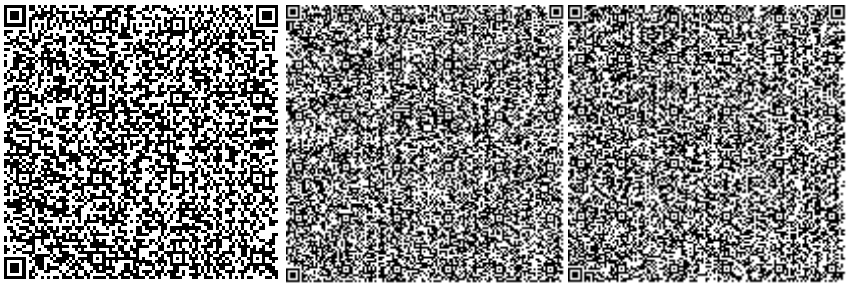
Больтекова М.М.

Эксперт



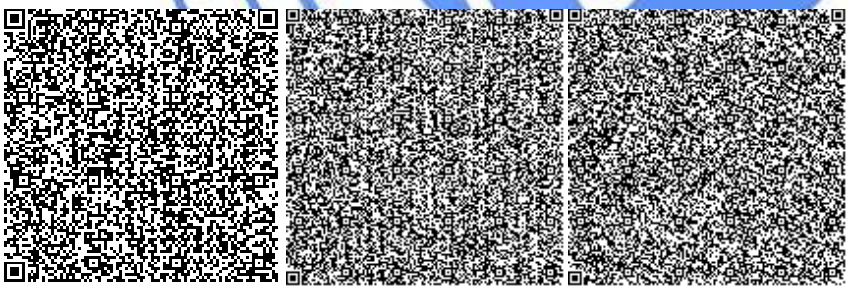
Искаков Г.Т.

Эксперт



Алиев Н.Д.

Главный специалист

Балмаганбетова Ш.Б.

Эксперт