ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ҚҰРЫЛЫС ЖӘНЕ ТҰРҒЫН
ҮЙ-КОММУНАЛДЫҚ
ШАРУАШЫЛЫҚ ІСТЕРІ АГЕНТТІГІНІҢ
«ЖОБАЛАРДЫ МЕМЛЕКЕТТІК
ВЕДОМСТВОДАН ТЫС САРАПТАУ»
РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК
КӘСІПОРЫНЫ

МЕМСАРАПТАМА
ГОСЭКСПЕРТИЗА

АГЕНТСТВО РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
ПО ДЕЛАМ СТРОИТЕЛЬСТВА И
ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО
ХОЗЯЙСТВА
РЕСПУБЛИКАНСКОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
ПРЕДПРИЯТИЕ «ГОСУДАРСТВЕННАЯ
ВНЕВЕДОМСТВЕННАЯ
ЭКСПЕРТИЗА ПРОЕКТОВ»

Бекітемін:

«Мемсараптама» РМК-ның
бас директоры

.....Б. Ережепов

«Жақсықоянқұлақ» жерасты газ сақтау қоймасының 4-ші жинау бекетін қайта жаңарту және 1-ші жинау бекеті мен 6-шы жинау бекетін салу»
жұмыс жобасы бойынша

2011 жылғы 30 шілдедегі № 01-284/11

ҚОРЫТЫНДЫ

ТАПСЫРЫСШЫ:
«Интергаз Орталық Азия» АҚ,
Астана қаласы

БАС ЖОБАЛАУШЫ:
«KazСтройПроект-ПВ» ЖШС,
Павлодар қаласы

Астана қаласы

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ҚҰРЫЛЫС ЖӘНЕ ТҰРҒЫН
ҮЙ-КОММУНАЛДЫҚ
ШАРУАШЫЛЫҚ ІСТЕРІ АГЕНТТІГІНІҢ
«ЖОБАЛАРДЫ МЕМЛЕКЕТТІК
ВЕДОМСТВОДАН ТЫС САРАПТАУ»
РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК
КӘСІПОРЫНЫ

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

АГЕНТСТВО РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
ПО ДЕЛАМ СТРОИТЕЛЬСТВА И
ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО
ХОЗЯЙСТВА
РЕСПУБЛИКАНСКОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
ПРЕДПРИЯТИЕ «ГОСУДАРСТВЕННАЯ
ВНЕВЕДОМСТВЕННАЯ
ЭКСПЕРТИЗА ПРОЕКТОВ»

Утверждаю:

Генеральный директор
РГП «Госэкспертиза»

……. Б. Ережепов

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№ 01-284/11 от 30 июля 2011 г.

по рабочему проекту
«Реконструкция СП-4 и строительство СП-1 и СП-6 ПХГ «Жаксыкоянкулак»

ЗАКАЗЧИК:
АО «Интергаз Центральная Азия»,
г. Астана

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
ТОО «KazСтройПроект-ПВ»,
г. Павлодар

г. Астана

1. НАИМЕНОВАНИЕ: рабочий проект «Реконструкция СП-4 и строительство СП-1 и СП-6 ПХГ «Жаксыкоянкулак».

Настоящее заключение выполнено в соответствии с договором от 24 января 2011 года № 17 между РГП «Госэкспертиза» и ТОО «KazСтройПроект-ПВ».

2. ЗАКАЗЧИК: АО «Интергаз Центральная Азия».

3. ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК: ТОО «KazСтройПроект-ПВ» (государственная лицензия ГСЛ № 0003733, выданная 9 апреля 2010 года, 15-ГСЛ № 000410 от 5 февраля 2007 года, 01217Р № 0042319 от 8 апреля 2008 года.

ГИП – Байсолтанов Д. С. – (приказ от 22 ноября № 1.1.12.2/37).

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: инвестиции АО «Интергаз Центральная Азия».

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1. Основание для разработки:

– задание на проектирование от 18 февраля 2010 года №060-01-10R, утвержденное заказчиком АО «Интергаз Центральная Азия»;

– архитектурно-планировочное задание на проектирование от 18 января 2011 года № 1407, утверждённое главным архитектором Актюбинской области;

– постановление акимата Шалкарского района Актюбинской области от 27 августа 2005 года № 206;

– акт на право временного возмездного (долгосрочного, краткосрочного) землепользования (аренды) для размещения и обслуживания Бозойского подземного хранилища газа (ПХГ) «Жаксыкоянкулак» от 11 сентября 2007 года, утвержденный Шалкарским районным отделом по управлению земельными ресурсами.

Технические условия

АО «Интергаз Центральная Азия»:

– от 19 января 2011 года № 2-60-103 на подключения к электрическим сетям Аральского ЛПУ проектируемой СП-1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 с общей расчетной мощностью 170 кВт;

– от 21 января 2011 года № 2-60-169 на электроснабжение средств электрохимической защиты (ЭХЗ) СП-1, 4, 6 ПХГ «Бозой» («Жаксыкоянкулак»);

– от 11 марта 2011 года № 2-72-722 на прокладку кабеля ВОЛС;

– от 5 августа 2010 года на водоснабжение ПХГ «Жаксыкоянкулак».

5.2. Согласования и заключения заинтересованных организаций:

– Департамент по чрезвычайным ситуациям Актюбинской области Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан – согласование от 7 декабря 2010 года № 23-03-10/04/9292 и № 23-03-10/04/8733;

– акимат Актюбинской области Управление земельных отношений Актюбинской области – согласование от 28 февраля 2011 года № 05-05/186;

– акимат Актюбинской области Управление земельных отношений Актюбинской области – согласование от 28 февраля 2011 года № 05-05/187;

– Комитет экологического регулирования и контроля Министерства охраны окружающей среды Республики Казахстан – заключение государственной экологической экспертизы от 25 марта 2011 года № 10-02-16/376;

– Актюбинский Департамент Комитета государственного санитарно-эпидемиологического надзора Министерства здравоохранения Республики Казахстан – санитарно-эпидемиологическое заключение от 24 февраля 2011 года № 188;

– АО «Интергаз Центральная Азия» – согласование разделов по инженерным сетям «Внешнее электроснабжение внеплощадочных сетей», «Электрохимическая защита внеплощадочных сетей», «Водовод», «Водо-метанольная линия», «Газоснабжение наружное по СП-1, СП-4, СП-6» (письмо от 17 июня 2011 года № 2-62-1762).

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

5.3. Перечень документации, представленной на экспертизу

Том 1. Общая пояснительная записка.

Том 2. Сметная документация.

Том 3. Инженерные изыскания. Книги 1, 2. Инженерные изыскания на объекте «Разработка ПСД на реконструкцию СП-4 и строительство СП-1 и СП-6 ПХГ «Жаксыкоянкулак», выполненные ТОО «KazСтройПроект-ПВ» от 2010 года, № 060-01-10R-ИИ.

Альбом 1. Генеральный план и транспорт СП-1, СП-4, СП-6.
Альбом 2. Архитектурно-строительные решения СП-1, СП-4, СП-6.
Альбом 3. Водопровод и канализация СП-1, СП-4, СП-6.
Альбом 4. Отопление и вентиляция СП-1, СП-4, СП-6.
Альбом 5. Наружный водопровод и канализация СП-1, СП-4, СП-6.
Альбом 6. Тепломеханика СП-1, СП-4, СП-6.
Альбом 7. Теплоснабжение СП-1, СП-4, СП-6.
Альбом 8. Водопровод и канализация СП-1, СП-4, СП-6.
Альбом 9. Автоматизация технологических процессов СП-1, СП-4, СП-6.
Альбом 10. Сети связи СП-1, СП-4, СП-6.
Альбом 11. Охранно-пожарная сигнализация СП-1, СП-4, СП-6.
Альбом 12. Силовое электрооборудование СП-1, СП-4, СП-6.
Альбом 14. Электроснабжение СП-1, СП-4, СП-6.
Альбом 16. Газоснабжение наружное СП-1, СП-4, СП-6.
Альбом 17. Проект организации строительства СП-1, СП-4, СП-6.
Альбом 18. Генеральный план внеплощадочных сетей СП-1, СП-4, СП-6.
Альбом 19. Внешнее электроснабжение СП-1, СП-4, СП-6.
Альбом 20. Электрохимическая защита внеплощадочных сетей СП-1, СП-4, СП-6.
Альбом 21. Наружные сети связи внеплощадочных сетей СП-1, СП-4, СП-6.
Альбом 22. Водовод СП-1, СП-4, СП-6.
Альбом 23. Водно-метанольная линия СП-1, СП-4, СП-6.
Альбом 24. Проект организации строительства внеплощадочных сетей СП-1, СП-4, СП-6.

5.4. Цель и назначение объекта, необходимость и целесообразность его строительства

Для бесперебойного обеспечения потребителей газа в период пикового газопотребления в холодный период года предусмотрено строительство СП-1, 6 и реконструкция сборного пункта СП-4.

6. ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ ОБЪЕКТА СТРОИТЕЛЬСТВА И ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1. Место размещения объекта и характеристика участка строительства

ПХГ (подземное хранилище газа) «Жаксыкоянкулак» расположено в Шалкарском районе Актюбинской области, в 30 км северо-западнее побережья Аральского моря, в 450 км к юго-западу от областного центра города Актобе и в 250 км к юго-западу от города Шалкар. ПХГ «Жаксыкоянкулак» создано на базе Бозойской группы газовых месторождений по трассе магистрального газопровода Бухара-Урал. Площадь ПХГ «Жаксыкоянкулак» – 31,0х12,0 км.

Природно-климатические условия района строительства:

- климатический подрайон - IV Г;
- скоростной напор ветра - 38 кгс/м^2;
- расчетная зимняя температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки - минус 27ºС;
- нормативный вес снегового покрова - 50 кг/м^2;
- глубина промерзания грунтов - 1,2÷1,4 м;
- сейсмичность района - не сейсмичен.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Инженерно-геологические условия площадки строительства

Согласно техническому отчету по инженерно-геологическим изысканиям, выполненными ТОО «KazСтройПроект-ПВ» от 2010 года, площадки строительства объектов сложены из следующего напластования грунтов (сверху вниз) и мощностью слоев:

СП-1:

- почвенный слой - 0,1 м;
- суглинки легкие – коричневые, твердые, песчанистые, просадочностью 1-го типа,

C_n= 20 кПа, φ_n = 15°,
E=10 МПа, ρ=1,67 г/см^3 - 2,1÷2,4 м;

- пески пылеватые - желтые, сухие, вскрыты на глубине 2,2÷2,5 м,

C_n= 2 кПа, φ_n = 20°,
E=11 МПа, ρ=1,55 г/см^3 - вскрытая 2,5÷2,7 м.

СП-4:

- почвенный слой - 0,1 м;
- пески пылеватые - желтые, сухие,

C_n= 2 кПа, φ_n = 20°,
E=11 МПа, ρ=1,55 г/см^3 - вскрытая 4,9 м.

СП-6:

- почвенный слой - 0,1 м;
- суглинки легкие – коричневые, твердые, песчанистые, просадочностью 1-го типа,

C_n= 20 кПа, φ_n = 15°,
E=10 МПа, ρ=1,67 г/см^3 - 2,4 м;

- пески пылеватые - желтые, сухие, вскрыты на глубине 2,5 м,

C_n= 2 кПа, φ_n = 20°,
E=11 МПа, ρ=1,55 г/см^3 - вскрытая 2,5 м.

Подземные воды на площадках строительства до глубины 5,0 м не вскрыты.

Степень агрессивности грунтов по отношению к бетонам марки W4 на портландцементе сильная, по отношению к железобетонным конструкциям грунты среднеагрессивные.

6.2. Проектные решения

6.2.1. Генеральный план

Подземное хранилище газов (ПХГ) «Жаксыкоянкулак» расположено в Шалкарском районе Актюбинской области, в 30 км северо-западнее от побережья Аральского моря, в 450 км к юго-западу от города Актобе и в 250 км к юго-западу от города Шалкар.

Для оптимизации количества подключаемых к проектируемому сборному пункту скважин, рабочим проектом предусмотрено строительство СП-1 на новом месте в пределах площадки ПХГ «Жаксыкоянкулак».

Площадка существующего СП-1 подлежит консервации.

Также предусмотрено строительство СП-6 и реконструкция существующего СП-4.

Вертикальная планировка территории решена с учетом отвода поверхностных вод и увязки существующих отметок транспортных путей с отметками проектируемых площадок.

Чертежи генерального плана выполнены на основе топографической съемки в масштабе М 1:1000, выполненной ТОО «KazСтройПроект-ПВ» в 2010 году.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Технические показатели площадок по генплану

Таблица 1

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Показатели		
			СП-1	СП-4 (реконструкция)	СП-6
1	Площадь участка	га	2,7183	2,1042	2,7848
2	Площадь застройки зданий и сооружений	$м^2$	1 207,45	1 214,18	1 226,86
3	Площадь покрытий проездов, площадок	$м^2$	5 646,25	4 802,11	6 345,61
4	Площадь покрытия тротуаров	$м^2$	594,0	600,4	582,4
5	Площадь территории (естественное покрытие), не подлежащая благоустройству	$м^2$	19 735,3	14 425,31	19 693,13
Вертолетная площадка					
6	Площадь участка	га	0,81	0,81	0,81
7	Площадь покрытий проездов	$м^2$	120,0	120,0	120,0
8	Площадь покрытия вертолетной площадки	$м^2$	2 500,0	2 500,0	2 500,0
9	Площадь территории (естественное покрытие), не подлежащая благоустройству	$м^2$	5 480,0	5 480,0	5 480,0

На проектируемом участке СП-1 предусмотрено строительство следующих зданий и сооружений:

- операторная (блочно-модульная);
- котельная (блочно-модульная);
- мини-ГРС (блочно-модульная);
- блок-бокс насосного оборудования;
- узел подготовки смеси метанол-вода к транспортировке на СП-5;
- склад метанола;
- азотная станция;
- блок входных ниток и сепараторов;
- узел учета газа;
- площадка под компрессорную установку для перекачки газа;
- пожарный резервуар V=150 $м^3$ (2 шт.);
- септик V=15 $м^3$;
- КТП;
- переезд для автотранспорта;
- прожекторные мачты (3 шт.);
- мачты молниеотвода (3 шт.);
- КТПН, КПТМ;
- газогенератор № 1 и 2 (блочно-модульный);
- блок-бокс КИП и А (блочно-модульный);
- навесы № 1, 2 и 3;
- свеча сброса газа Д-1;
- свеча сброса паров метанола Д-2;
- крановый узел № 1;
- вертолетная площадка.

На участке СП-4 предусмотрено строительство и реконструкция следующих зданий и сооружений:

- операторная (реконструкция);
- блок-бокс электротехнического оборудования;
- котельная (блочно-модульное);
- мини-ГРС (блочно-модульное);
- КТП;
- газогенератор №1, 2 (блочно-модульное);
- блок-бокс насосного оборудования;
- узел подготовки смеси метанол-вода к транспортировке на СП-5;
- склад метанола;
- пожарный резервуар V=150 $м^3$ (1 шт.)
- узел учета газа;
- блок входных ниток и сепараторов;
- азотная рампа;
- площадку под компрессорную установку для перекачки газа;

МЕМСАРАТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

- переезд для автотранспорта;
- пожарный резервуар (существующий);
- прожекторные мачты (2 шт.);
- мачты молниеотвода (2 шт.);
- септик V=15 м^3;
- свеча сброса газа Д-1;
- свеча сброса паров метанола Д-2;
- вертолетная площадка;
- навесы № 1 и 2.

На проектируемом участке СП-6 предусмотрено строительство следующих зданий и сооружений:

- операторная (блочно-модульное);
- котельная (блочно-модульное);
- мини-ГРС (блочно-модульное);
- блок-бокс насосного оборудования;
- узел подготовки смеси метанол-вода к транспортировке на СП-5;
- склад метанола;
- азотная рампа;
- блок входных ниток и сепараторов;
- узел учета газа;
- площадку под компрессорную установку для перекачки газа;
- пожарный резервуар V=150 м^3 (2 шт.)
- КТП;
- газогенератор №1, 2 (блочно-модульное);
- блок-бокс насосного оборудования;
- прожекторные мачты (2 шт.);
- мачты молниеотвода (3 шт.);
- свеча сброса газа Д-1;
- свеча сброса паров метанола Д-2;
- навес (4 шт.);
- блок-бокс КИП и А (блочно-модульное);
- вертолетная площадка;
- септик V=15 м^3.

Предусмотрено сетчатое металлическое ограждение высотой 2,5 м площадок, а также участков КТП, КТПН и КПТМ, кранового узла, вертолетных площадок.

План организации рельефа принят в увязке с существующей территорией, отвод поверхностных вод от зданий и покрытий дорог предусмотрен по уклону на рельеф местности.

Подъездные дороги к сборным пунктам в данном заключении не рассматриваются на основании письма заказчика от 14 июля 2011 года № 6-62-2031.

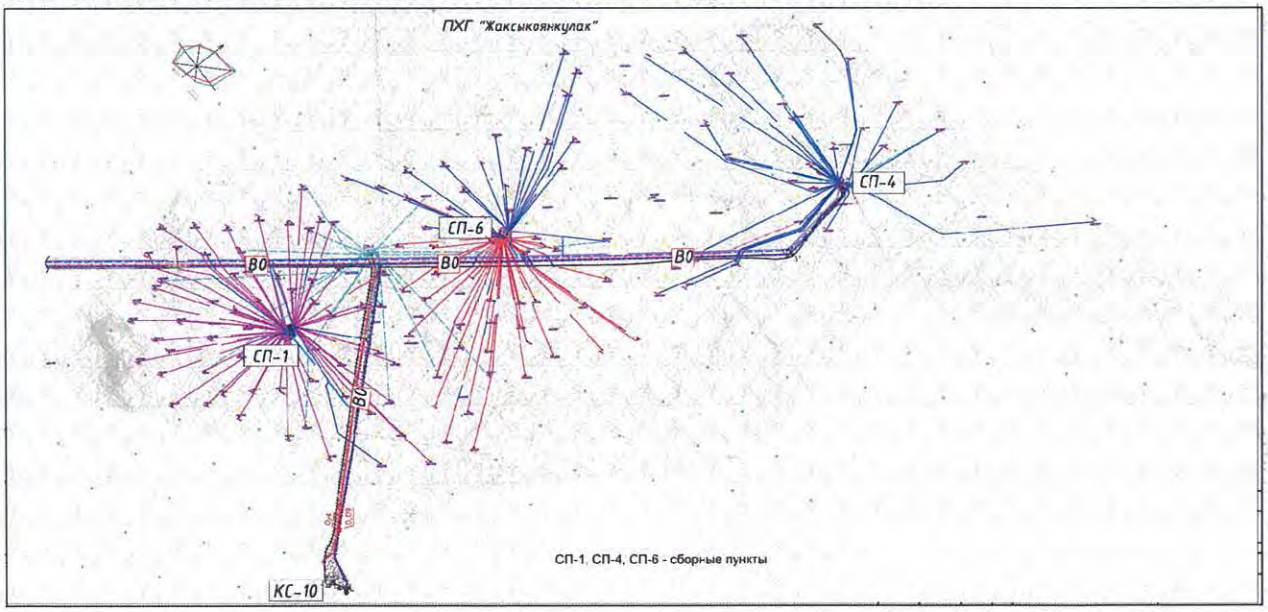

Рис. 1. Ситуационная схема объекта

6.2.2. Технологические решения

Сборные пункты (СП) СП-1, СП-4 и СП-6

Закачка газа в подземное хранилище

В период закачки газа в подземное хранилище отбор производится из существующего магистрального газопровода (МГ) «Бухара-Урал» нагнетанием газоперекачивающими агрегатами компрессорной станции № 10 в существующий межпромысловый коллектор подземной прокладки. Газ из межпромыслового коллектора поступает на сборные пункты и через блоки входных ниток (БВН) подается на скважины.

Закачка газа в подземное хранилище предусмотрена через рабочие скважины:

- от СП-1 – по 61 скважинам;
- от СП-4 – по 29 скважинам;
- от СП-6 – по 55 скважинам.

Природный газ из магистрального трубопровода поступает на замерный узел. Расход газа измеряется расходомером (поз. 3-10), давление измеряется датчиком давления (поз. 2-11) и регулируется клапаном-регулятором расхода и давления (поз. 2-11к). Температура газа на замерном узле измеряется термопарой (поз. 1-8). На входе и выходе замерного узла установлена запорная арматура с электроприводом (поз. 11-4з, 11-7з). Предусмотрена возможность закачки газа, минуя замерной узел через байпасную линию, на которой установлена запорная арматура с электроприводом (поз. 11-3з). Из замерного узла природный газ, при отсутствии влаги и масла, направляется в общий коллектор, минуя рабочие сепараторы (поз. С-1÷С-2) через открытую запорную арматуру с электроприводом (поз.11-1з), далее направляется на блок входных ниток.

Если в природном газе, поступающем из магистрального трубопровода, присутствуют влага или масло, от работающих компрессоров на КС-10, газ после замерного узла поступает в рабочие сепараторы (поз. С-1÷С-2) для отделения капельной влаги (смесь масло-вода). Давление в общем коллекторе измеряется датчиком давления (поз. 2-4). На входе газа в рабочие сепараторы и на выходе из них установлена запорная арматура с электроприводом (поз. 10-2з, 10-6з и поз. 10-4з, 10-8з соответственно). Уровень водомасляной эмульсии в рабочих сепараторах (поз. С-1÷С-2) измеряется уровнемерами (поз. 4-5, 4-6) и регулируется регулирующе-отсечными клапанами (поз. 4-5к, 4-6к). Температура в рабочих сепараторах (поз. С-1÷С-2) измеряется термопарами (поз. 1-6, 1-7). Перепад давления в рабочих сепараторах (поз. С-1÷С-2) измеряется датчиками давления (поз. 2-8 и 2-9). Водомасляная эмульсия с нижней части рабочих сепараторов направляется в маслосборник (поз. Е-5). Уровень в маслосборнике измеряется уровнемером (поз. 4-4). При наполнении маслосборника до 80% водомасляная эмульсия откачивается специализированной вакуумной бочкой и вывозится на утилизацию.

После сепараторов природный газ направляется на блок входных ниток в сборные коллектора двух групп ниток по 37 и 24 нитки, на каждом из которых установлена запорная арматура с электроприводом (поз. 7-1з÷7-2з). На каждой нитке дополнительно установлена запорная арматура с электроприводом (поз. 6-1з÷6-61з). Давление газа на каждой нитке измеряется датчиком давления (поз. 2-1-1÷2-1-61), расход газа измеряется расходомером-счетчиком расхода (поз. 3-1-1÷3-1-61) и регулируется регулятором давления и расхода (поз. 3-1-1к÷3-1-61к). Клапаны-отсекатели с электроприводом (поз. 2-2-1к÷2-2-61к) отрабатывают по падению давления в нитке, измеряемому датчиком давления (поз. 2-2-1÷2-2-61). На каждом шлейфе у скважины установлены клапаны-отсекатели автономные механические, предназначенные для отсечения участка трубопровода от скважины до блока входных ниток.

Периодическая продувка сепараторов осуществляется на свечу. На входе в общий свечной коллектор установлена запорная арматура с электроприводом (поз.12-1з).

Отбор природного газа из подземного хранилища

Природный влажный газ, отбираемый из скважины, поступает в газовый шлейф Ø89, 108, 133. На всех шлейфах при выходе из скважин в газ подается метанол для предотвращения гидратообразования.

Расход метанола измеряется расходомерами (поз. 3-2-1÷3-2-61) и регулируется клапанами регуляторами расхода (поз. 3-2-1к÷3-2-61к), в соответствии с показаниями датчика температуры газа (поз. 1-1-1÷1-1-61) и датчика температуры окружающей среды

МЕМСАРАТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

(поз. 1-2). Рабочим проектом также предусмотрена подача метанола непосредственно на самом сборном пункте, на блоке входных ниток перед общим коллектором, на каждый газовый шлейф отдельно вручную оператором на основании показаний расходомеров (поз. 3-1-1 – 3-1-61).

Подача метанола в шлейфы осуществляется из емкостей (поз. Е-2,3) насосами (поз. Н-3,4) (1-рабочий, 1-резервный). Температура в емкостях (поз. Е-2,3) контролируется приборами (поз. 1-9, 1-10), уровень – приборами (поз. 4-7, 4-8, 4-9, 4-10). Для поддержания азотной подушки в емкостях (поз. Е-2,3) предусмотрена автоматическая подача азота из баллонов с азотом через редуктор. Давление азотной подушки в емкостях измеряется датчиком давления (поз. 2-14, 2-15). Предусмотрена блокировка насосов (поз. Н-3,4) по минимальному уровню в емкостях и блокировка по минимальному и максимальному давлению (поз. 2-16, 2-17) на нагнетании насосов (поз. Н-3,4). На всасывающем коллекторе насосов установлен массовый расходомер (поз. 3-12).

На каждом шлейфе у скважины установлены клапаны-отсекатели автономные механические. На блок входных ниток (БВН) установлены клапаны-отсекатели автоматические с электроприводом (поз. 2-2-1к ÷ 2-2-61к), предназначенные для отсечения участка трубопровода от скважины до блока входных ниток. Клапаны-отсекатели отрабатывают по падению давления в нитке, измеряемому датчиком давления (поз. 2-2-1÷2-2-61). Расход газа на каждой нитке измеряется расходомером-счетчиком поз. 3-1-1÷ 3-1-61, давление измеряется датчиком давления (поз. 2-1-1÷2-1-61) и регулируется регулятором расхода и давления (поз. 3-1-1к÷3-1-61к). На каждой нитке дополнительно установлена запорная арматура с электроприводом (поз. 6-1з÷6-61з). Нитки разбиты на 2 группы по 37 и 24 нитки соответственно, каждая группа ниток врезается в свой сборный коллектор БВН, на котором установлена запорная арматура с электроприводом (поз. 7-1з÷7-2з).

Природный газ из сборных коллекторов БВН через запорную арматуру с электроприводом (поз. 7-1з÷7-2з) поступает в общий коллектор влажного газа и далее на два рабочих сепаратора (поз. С-1÷С-2), запитанных параллельно для отделения капельной влаги (смесь метанол-вода). Давление в общем коллекторе измеряется датчиком давления (поз. 2-8). На входе газа в рабочие сепараторы установлена запорная арматура с электроприводом (поз. 10-1з, 10-5з). На выходе газа из рабочих сепараторов установлена запорная арматура с электроприводом (поз. 10-3з, 10-7з).

Уровень водометанольной смеси в сепараторах измеряется уровнемерами (поз. 4-5, 4-6), и регулируется регулирующе-отсечными клапанами (поз. 4-5к, 4-6к). Температура в сепараторах измеряется термопарами (поз. 1-6, 1-7). Перепад давления в сепараторах измеряется датчиками давления (поз. 2-9 и 2-10).

Отсепарированный природный газ из сепараторов поступает в сборный коллектор осушенного газа и направляется на замерный узел. Расход газа измеряется расходомером (поз. 3-9), давление измеряется датчиком давления (поз. 2-11) и регулируется регулятором расхода и давления (поз. 3-9к), установленным на сборном коллекторе. Температура газа на замерном узле измеряется термопарой (поз. 1-8). На входе и выходе замерного узла установлена запорная арматура с электроприводом (поз. 11-5з, 11-6з). После замерного узла природный газ направляется на дожимную компрессорную станцию КС-10.

Для индивидуального замера дебита скважины и влаги, каждая скважина может подключаться к замерным сепараторам (поз. С-3÷С-5). Для этого, предусмотрено ответвление от каждой нитки с запорной арматурой (поз. 5-1з÷5-61з) с электроприводом. Ответвления от ниток каждой группы врезаны в соответствующие коллектора, на выходе из каждого установлена запорная арматура (поз. 8-1з÷8-2з). Далее коллектора объединяются в общий трубопровод. Давление газа в общем трубопроводе измеряется датчиками давления (поз. 2-3 и 2-4).

На входе газа в замерные сепараторы установлена запорная арматура с электроприводом (поз. 9-1з, 9-3з, 9-5з). На выходе газа из замерных сепараторов установлена запорная арматура с электроприводом (поз.9-2з, 9-4з, 9-6з).

Уровень водометанольной смеси в замерных сепараторах измеряется уровнемерами (поз. 4-1, 4-2, 4-3) и регулируется клапанами-регуляторами (поз. 4-1к, 4-2к, 4-3к). Предусмотрен замер количества водометанольной смеси, выходящей из замерных сепараторов, массовыми расходомерами (поз. 3-3, 3-5 и 3-7). Температура в замерных сепа-

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

раторах измеряется термопарами (поз. 1-3, 1-4 и 1-5). Перепад давления в замерных сепараторах поз. С-3÷С-5 измеряется датчиками давления (поз. 2-5, 2-6 и 2-7). Расход природного газа на выходе из замерных сепараторов измеряется расходомерами (поз. 3-2, 3-4 и 3-6).

Природный газ из замерных сепараторов поступает в общий коллектор осушенного газа. Водометанольная смесь из рабочих и замерных сепараторов поступает в заглубленную емкость (поз. Е-1). Уровень в заглубленной емкости измеряется уровнемером (поз. 4-10). Температура измеряется термопарой (поз. 1-10). Водометанольная смесь из емкости насосом (поз. Н-1,2) откачивается на СП-5. При достижении минимального уровня в емкости срабатывает блокировка насоса. Так же предусмотрена блокировка насоса по минимальному и максимальному давлению на нагнетании. На нагнетательной линии насоса предусмотрен расходомер (поз. 3-4).

Вспомогательные операции

При выводе на капитальный ремонт скважин и шлейфов предусмотрено их освобождение от газа посредством отбора газа из свечного коллектора мобильным компрессором поз. ПК-1. Свечной коллектор отсекается от свечи запорной арматурой с электроприводом (поз.12-1з). Газ из линии сброса газа на свечу поступает на всас компрессора (поз. ПК-1) и далее может откачиваться в магистральный газопровод, либо через общий коллектор на БВН на любую скважину. При достижении давления газа в системе 0,02 МПа компрессор блокируется и отсекается от свечного коллектора. На свечном коллекторе открывается запорная арматура с электроприводом (поз. 12-1з), остаточный газ сбрасывается на свечу (поз. Д-1). Перед ремонтом оборудования и трубопроводов осуществляется продувка участка трубопровода, аппарата или системы азотом до полного вытеснения перекачиваемого газа, затем воздухом до полного вытеснения азота.

Выводимое на ремонт насосное и технологическое оборудование опорожняется от водометанольной смеси через дренажную линию в дренажную емкость. Уровень в дренажной емкости измеряется уровнемером (поз. 4-12). При достижении уровня жидкости равного 80 % от значения верхнего блокировочного уровня включается полупогружной насос поз. Н-5 и откачивает водометанольную смесь или промывочную воду в заглубленную емкость. При достижении нижнего блокировочного уровня в дренажной емкости полупогружной насос отключается.

До вскрытия аппаратов предусмотрена промывка их и вытеснение газа хозпитьевой водой, подаваемой насосом (поз. Н-1,2) из емкости (поз. Е-6) до полного заполнения аппарата. Вода поступает в емкость из питьевого водопровода. Уровень в емкости измеряется уровнемером. Во избежание попадания водометанольной смеси в хозпитьевой водопровод предусмотрен разрыв струи в емкости (поз. Е-6). Предусмотрена линия перелива из емкости при достижении 70% от максимального уровня в ней, выведенная в дренажную линию. Вода поступает на всас насосов и далее через дренажную линию аппарата заполняет выводимый на ремонт аппарат. После наполнения аппарата отключают насосы и сливают промывочную воду через дренажную линию в дренажную емкость. Процесс повторяют до полного отсутствия метанола в промываемом аппарате. Предусмотрена блокировка работы насосов по минимальному уровню в емкостях Е-6 и Е-1.

Технологические трубопроводы

Внеплощадочные сети

Для подачи газа со сборного пункта СП-1, СП-6 и СП-4 в промысловый коллектор для транспорта на компрессорную станцию КС-10 в режиме отбора, либо с промыслового коллектора на СП-1, СП-6 в режиме закачки предусмотрен газопровод природного газа давлением 1,60÷2,40 МПа. Прокладка газопровода Ø426 мм – подземная на глубине не менее 0,8 м от поверхности земли.

Подача газа со скважин на блок входных ниток в режиме отбора, либо подача газа с блока входных ниток на скважины в режиме закачки предусмотрена газопроводами - шлейфами давлением 2,03÷2,40 МПа. Диаметр трубопровода: для газопровода длиной до 600 м – 89 мм, для газопровода длиной свыше от 600 до 2000 м – 108 мм, для газопровода длиной свыше 2000 м – 133 мм.

Прокладка газопроводов Ø89, 108, 133 мм – подземная на глубине 0,8÷1,0 м.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Для предотвращения гидратообразования при транспортировке газа от скважины на блок входных ниток предусмотрена подача метанола в газ непосредственно на скважине в режиме отбора. Предусмотрен метанолопровод давлением 6,3 МПа, диаметр трубопровода – 32 мм. Прокладка метанолопровода – подземная в одной траншее с газопроводом-шлейфом на глубине 0,8÷1,0 м.

Для сбора водометанольной смеси с линий смеси метанол-вода, отходящих с СП-1, СП-4 и СП-6 предусмотрен общий коллектор водометанольной линии давлением 0,20÷1,00 МПа. Прокладка трубопровода водометанольной смеси Ø57 мм - подземная.

Для распределения регенерированного метанола с узла регенерации СП-5 в трубопроводы, расходящиеся на СП-1, СП-4 и СП-6 предусмотрен общий коллектор метанольной линии давлением 2,00 МПа. Диаметр трубопровода – 57 мм. Трубопровод проложен в одной траншее с общим коллектором водометанольной линии.

Для подачи смеси метанол-вода с СП в общий коллектор водо-метанольных линий для транспорта ее на узел регенерации на СП-5 предусмотрены водо-метанольные линии давлением 0,20÷1,00 МПа. Диаметр трубопровода – 57 мм.

Метанольные линии давлением 2,00 МПа предназначены для подачи регенерированного метанола с общего коллектора метанольных линий на СП. Диаметр трубопровода – 57 мм. Трубопровод проложен в одной траншее с водометанольной линией.

Глубина прокладки трубопроводов метанольной и водометанольной линий – 3,0 м. На сети на узлах ответвленный для установки арматуры предусмотрены прямоугольные водопроводные колодцы размерами 3х3, 3х2,5 м по т.п.р. 901-09-11,84.

Внеплощадочные (промысловые) трубопроводы газа, метанола, смеси метанол+вода выполнены из стальных бесшовных труб из качественной углеродистой стали марки 20 (временное сопротивление разрыву 410 МПа, предел текучести 215 МПа, относительное удлинение 21 %).

В местах пересечения автодороги для газопровода, трубопроводов метанола, смеси метанола с водой предусмотрен защитный футляр из стальной электросварной трубы по ГОСТ 10704-91 из стали марки Ст3 сп диаметром на 200 мм больше трубы. Для механической защиты покрытия газопровода в футляре предусмотрены диэлектрические кольца (спейсеры), изоляция стыков футляра предусмотрена термоусаживающимися манжетами. Концы футляров выведены на расстояние 5,0 м от бровки земляного полотна. В верхней части на одном из концов футляра предусмотрена контрольная трубка, для магистральных трубопроводов предусмотрены вытяжные свечи. Пересечение дороги газопроводом предусмотрено под прямым углом. Антикоррозийное покрытие защитного футляра – «весьма усиленное».

Протяженность магистрального газопровода Ø426 мм – 7,120 км.

Протяженность газопроводов-шлейфов – 279,150 км.

Внутриплощадочные сети

Подача природного газа с блока входных ниток на сепараторы, замерной узел и в промысловый коллектор, либо с промыслового коллектора через замерной узел на блок входных ниток и на скважины осуществляется газопроводом природного газа давлением 2,5÷3,8 МПа. Прокладка трубопроводов по площадкам сборных пунктов СП-1, СП-4, СП-6 – подземная и частично надземная на опорах. Диаметры трубопроводов 32÷426 мм.

Для сбора водометанольной смеси с сепараторов и подачи ее в емкость сбора предусмотрен коллектор сбора смеси метанол-вода давлением 0,2÷0,4 МПа.

Прокладка трубопроводов по площадкам сборных пунктов СП-1, СП-4, СП-6 – подземная и частично надземная на опорах. Диаметры трубопроводов 25÷57 мм.

Трубопровод подачи смеси вода-метанол на СП-5 давлением 0,2÷1,0 МПа предусмотрен для подачи водометанольной смеси, отбитой в сепараторах, насосами на узел регенерации метанола, находящийся на СП-5. Диаметры трубопроводов 32÷57 мм.

Прокладка трубопроводов по площадкам сборных пунктов СП-1, СП-4, СП-6 – подземная и частично надземная на опорах. Диаметры трубопроводов 32÷57 мм.

Трубопровод подачи метанола давлением 0,03 МПа со склада метанола на входные нитки насосами. Прокладка трубопроводов по площадкам сборных пунктов СП-1, СП-4, СП-6 – надземная на опорах. Диаметры трубопроводов 32÷57 мм.

Трубопровод подачи метанола насосами на скважины и блок входных ниток давлением 4,0 МПа. Прокладка трубопроводов по площадкам сборных пунктов СП-1, СП-4, СП-6 – подземная и частично надземная на опорах. Диаметры трубопроводов 25÷57 мм.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Трубопровод отвода паров метанола на свечу давлением 0,02 МПа. Назначение трубопровода – сброс паров метанола за территорию площадок СП. Прокладка трубопроводов по площадкам сборных пунктов СП-1, СП-4, СП-6 – подземная и частично надземная на опорах. Диаметр трубопроводов 25 мм.

Для сбора газоконденсатной эмульсии и промывной воды с оборудования в дренажную емкость предусмотрен дренажный трубопровод Ø57 мм давлением 0,02 МПа.

Для сброса газа с оборудования и входных ниток на свечу при переключении режима и ремонте предусмотрен свечной коллектор давлением 0,02 МПа. Прокладка трубопроводов по площадкам сборных пунктов СП-1, СП-4, СП-6 – подземная и частично надземная на опорах. Диаметры трубопроводов 57÷108 мм. Трубопровод подачи воды из емкости хоз-питьевого водопровода давлением 0,02 МПа предназначен для промывки насосов откачки воды и метанола, отвод промывочной воды предусмотрен в дренажную емкость. Прокладка водопровода надземная на опорах. Диаметры трубопроводов 57 мм.

Трубопровод азотной линии давлением 0,05 МПа Ø25 мм предназначен для подачи азота в емкости хранения метанола для создания «азотной подушки» – для предотвращения потерь метанола в процессе закачки его в емкость.

Для предотвращения промерзания трубопроводов сбора смеси метанол-вода, трубопровода подачи смеси вода-метанол на СП-5, дренажных и промывочных трубопроводов предусмотрена их совместная прокладка с трубопроводами-теплоспутниками и тепловая изоляция.

Для компенсации тепловых удлинений газопровода природного газа, коллектора сбора смеси метанол-вода, трубопровода подачи метанола на скважины и блок входных ниток, дренажный трубопровод, свечной коллектор предусмотрены П-образные компенсаторы и углы поворотов трасс.

Внутриплощадочные трубопроводы выполнены из бесшовных горячедеформированных труб по ГОСТ 8732-78 и бесшовных холоднодеформированных труб по ГОСТ 8733-78 из качественной углеродистой стали марки 20.

Холоднодеформированные трубы применены для трубопроводов Ø15 и 20 мм толщиной стенки 3,0 дренажных линий насосов и участков, на которых установлены расходомеры малого расхода жидкости.

Все технологические трубопроводы площадок сборных пунктов подключены к системе электрохимической защиты. На площадках подключения скважин на газопровод устанавливается электроизолирующая вставка для изоляции ЭХЗ от скважины.

Электрохимзащита от коррозии

Защита проектируемых шлейфов и скважин от почвенной коррозии осуществляется катодной установкой типа УКЗВ и МЭХЗВ со станцией катодной защиты В-ОПЕ-ТМ, предназначенной для работы в автоматическом режиме по поддержанию на сооружении защитного потенциала, на напряжение 6 кВ. Электроснабжение проектируемых УКЗВ и МЭХЗВ предусмотрено по ВЛ-6 кВ, выполненных отпайками от существующих ВЛ-6кВ.

Анодное заземление предусмотрено подпочвенного типа с установкой заземлителей марки «Менделеевец-МК», поставляемых блоками. В комплект блока входит 16 или 20 электродов.

Дренажная катодная линия к скважинам выполнена бронированным кабелем с медными жилами, прокладываемым в траншее. При пересечении с инженерными сетями кабель защищается асбоцементной трубой. Линия к анодным заземлениям выполнена также, бронированным кабелем с медными жилами, прокладываемым в траншее.

Для контроля за работой системы катодной защиты на проектируемых шлейфах и скважинах предусматривается установка стационарных контрольно-измерительных пунктов (КИП), в которых будет производиться измерение защитного потенциала. Установка КИП предусматривается в местах пересечений с общим коллектором, на поворотах, у анодных заземлителей, а также по всей трассе через каждые 500-1000 метров.

Для контроля защищенности шлейфов и скважин, посредством измерения величины потенциала используются медно-сульфатные электроды. Они устанавливаются в точках дренажа по трассе проектируемых шлейфов и скважине, в местах установки КИП.

Для защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током при эксплуатации и обслуживании установок катодной защиты предусмотрено защитное за-

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

земление. Все нетоковедущие части установок подлежат электрическому соединению с защитным заземлением. Защитное заземление УКЗ выполняется электродами из круглой стали Ø 16 мм, соединенными стальной полосой сечением 40х4 мм.

Сопротивление контура заземления не более 4 Ом.

Автоматизированная система управления технологическим процессом

В автоматизированную систему управления технологическим процессом (АСУ ТП) входит:

– автоматизация технологического режима подачи метанола на устья скважин для уменьшения его расхода;

– автоматизация регулирования режима отбора газа на линиях скважин, на БВН;

– автоматизация регулирования режима закачки газа на линиях скважин, на БВН;

– автоматизация рабочих сепараторов – пуск, останов, отбор конденсата;

– автоматизация замерных сепараторов - пуск, останов, отбор конденсата, замер количества отбираемого конденсата;

– автоматизация регулирования производительности скважин посредством установки регулирующего шарового крана и расходомера-счетчика газа;

– автоматизация замера и учета метанола;

– автоматизация герметизации шлейфа в случае его разрыва при закачке, предотвращающая подачу газа на устье скважины.

Контроль и управление технологическим процессом производится с операторного помещения от автоматизированного рабочего места (АРМ) в операторных сборных пунктов.

АСУ ТП создана на базе объединенных в сеть программируемых логических контроллеров и SCADA-пакета.

Для управления и контроля и сигнализации предусмотрена установка датчиков давления, температуры и расхода газа, измерительных преобразователей, местных систем управления исполнительными механизмами, автономных систем контроля и блоков ручного управления.

Контроллеры обеспечивают выдачу информации, а также аварийных сигналов о работе технологического оборудования на АРМ оператора.

6.2.3. Строительные решения

СП-1, СП-4 и СП-6

По всем зданиям:

Уровень ответственности – II.

Степень огнестойкости – II и IIIA.

Котельная

Котельная – модульное здание заводской готовности.

Фундамент котельной – ленточный из бетона класса В12,5.

Дымовые трубы – металлические трубы Ø350х7,5.

Фундамент дымовых труб – столбчатый железобетонный, из бетона класса В12,5 и армированный пространственным каркасом и нижней сеткой из стержней Ø10 AIII с шагом 200 мм.

Блок-бокс насосного оборудования

1-но этажное отдельно стоящее здание, размерами в осях 16,7х6,0 м, высотой помещений – 4,2 м (min.).

Состав помещений: помещение насосного оборудования, тепловой пункт, электрощитовая.

Окна, двери – металлопластиковые.

Полы – керамическая плитка.

Крыша – бесчердачная, водосток – наружный, неорганизованный.

Кровля – двускатная, из кровельных панелей типа «Сэндвич».

Конструктивная схема – металлический каркас.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Фундаменты – столбчатые железобетонные, из бетона класса В12,5 и армированные пространственным каркасом и нижней сеткой из стержней Ø10 AIII с шагом 200 мм.

Колонны – металлические из прокатного двутавра 30Ш1 по ГОСТ 26020-83.

Балки покрытия – металлические из сварного двутавра высотой 300 мм, шириной 180 мм.

Прогоны – прокатный швеллер 10У с шагом 900 мм.

Ограждающие конструкции – стеновые «Сэндвич» панели.

Утеплитель «Сэндвич» панелей – минплита на основе базальтового волокна, толщиной 120 мм.

Здание оборудовано мостовым электрическим краном грузоподъемностью 1 т.

Технические показатели

Площадь застройки – 92,8 м^2.

Общая площадь – 86,0 м^2.

Строительный объем – 442,3 м^3.

Узел подготовки смеси метанола

Подземные металлические цилиндрические емкости.

Фундамент – монолитная железобетонная плита, из бетона классов В15, F75 и армированная нижней сеткой из стержней Ø10 AIII с шагом 200 мм.

Склад метанола

Склад состоит из надземных металлических цилиндрических емкостей.

Площадка емкостей – монолитная железобетонная плита из бетона В15 толщиной 150 мм, огражденная сборными бетонными блоками.

Фундаменты емкостей – столбчатые железобетонные, из бетона класса В15 и армированные пространственным каркасом и нижней сеткой из стержней Ø12 AIII с шагом 200 мм.

Площадка обслуживания – металлическая из прокатных элементов: стойки – из труб Ø152х5,5, балки – из двутавра 20Б1, прогоны из 2-х швеллеров № 8.

Лестницы – металлические.

Блок входных ниток и сепараторов

Площадка сепараторов – монолитная бетонная В25, толщиной 100 мм, по бетонной подготовке В5.

Фундаменты сепараторов – монолитные железобетонные из бетона класса В15.

Площадка обслуживания – металлические из прокатных элементов: стойки – из швеллера № 16, балки, подкосы – из швеллера №12.

Лестницы – металлические.

Опоры трубопроводов - металлические из прокатных элементов: стойки из труб Ø122х3,5 и Ø152х5, балки из уголков 63х5 и 100х10 по ГОСТ 10704-91.

Переезд для автотранспорта

Опоры переезда – сборные бетонные блоки по железобетонной фундаментной плите ФЛ12.12 по серии 1.112-5.

Плита покрытия – монолитная железобетонная плита из бетона класса В25, толщиной 300 мм.

Септики

Подземные железобетонные емкости размерами в плане 3,0х3,0 м, высотой 3,26 м, обсыпанные грунтом толщиной 1,2 м.

Днище и стенки - монолитные железобетонные из бетона В25, толщиной 300 мм.

Плита покрытия – монолитная железобетонная, толщиной 200 мм.

Резервуары для воды емкостью 150 м^3

Подземные железобетонные емкости размерами в плане 9,0х6,0 м, высотой 3,64 м, с обвалованием из грунта, выполнены по типовому проекту 901-4-58.83.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Днище – монолитное железобетонное толщиной 140 мм, с утолщением в зоне опирания стен.

Стенки, плиты покрытия – сборные железобетонные панели.

КТП, блок-бокс КИПа

Здания – блочно-модульного исполнения.

Фундамент – монолитная железобетонная плита из бетона В15, толщиной 300 мм.

Прожекторная мачта и мачта молниеотвода

Мачты – из сборных железобетонных стоек СК26-3-2.0 высотой 22,8 м, установленных на подпятник П2 и закрепленных анкерными ригелями Р3,5-6.

Блок-бокс электротехнического оборудования, газогенератор № 1, Блок-бокс мини ГРС

Здания – блочно-модульного исполнения.

Фундаменты – ленточные монолитные бетонные класса В12,5.

Навесы № 1, 2 и 3

Конструктивная схема – металлический каркас. Шаг колонн – 6,0 м, пролет ферм – 18,0 м.

Фундаменты – столбчатые монолитные железобетонные из бетона класса В15.

Колонны из прокатного двутавра 30К1 по ГОСТ 26020-83.

Фермы – треугольные высотой 2,1 м, элементы из парных уголков: верхний пояс из 2L100x8, нижний пояс из 2L100x8 и 2L140x9, раскосы и стойки - 2L80x5,5.

Предусмотрены горизонтальные связи по верхнему поясу ферм, вертикальные связи между фермами, вертикальные связи между колоннами в продольном и поперечном направлениях.

Прогоны – из прокатного швеллера № 22 по ГОСТ 8509-93.

Покрытие – из профлиста Н57-750-0,8.

Опоры под эстакады

Фундаменты – столбчатые монолитные бетонные В15.

Стойки – металлические труб Ø219x6 по ГОСТ 10704-91.

Балки – из прокатных швеллеров № 16 по ГОСТ 8240-89.

Операторная в СП-4 (реконструкция)

В операторной предусмотрена перепланировка и капитальный ремонт помещений:

- демонтаж отдельных существующих перегородок;
- устройство кирпичных перегородок из силикатного кирпича М100 на растворе М50;
- устройство облицовочного слоя в наружных стенах из силикатного кирпича с утеплением минплитой толщиной 100 мм;
- замена оконных и дверных блоков на металлопластиковые;
- замена существующей мягкой кровли;
- ремонт стен и потолков - подвесной потолок, водоэмульсионная окраска, керамическая плитка;
- ремонт полов - плитка керамическая, бетонная, линолеум.

Защитные мероприятия

Все поверхности бетонных и железобетонных конструкций, соприкасающиеся грунтом, обмазываются горячим битумом за 2 раза.

Металлические конструкции окрашиваются двумя слоями эмали ПФ-115 (ГОСТ 646576*) по грунтовке ГФ-021 (ГОСТ 25129-82*).

Бетонные железобетонные конструкции нулевого типа приняты из бетона W4 на сульфатостойком портландцементе.

Под фундаментами предусмотрена бетонная или щебеночная подготовка, пропитанная битумом до насыщения.

МЕМСАРАТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

6.2.4. Инженерное обеспечение, сети и системы

Водовод

Источник водоснабжения площадок СП-1 (сборный пункт), СП-4, СП-6 - существующие водозаборные скважины на территории компрессорной станции (КС) КС-11, откуда вода подается в 2 резервуары объёмом по 900 м^3, расположенные на территории КС-10. От насосной станции КС-10 вода по водоводу подается на проектируемые СП-1, 6, реконструируемую СП-4 и к существующим потребителям (Бозой, СП-2, 3, 5, 7).

Вода подается на хоз-питьевые, противопожарные и технологические нужды (промывка технологического оборудования). Согласно техническим условиям и на основании дефектного акта рабочим проектом предусмотрена реконструкция существующего водовода из стальных труб Ø150 мм общей протяженностью 41,5 км (на ПХГ «Жаксыкоянкулак» и ПХГ «Жаманкоянкулак») от существующей насосной станции КС-10.

Водовод выполнен из полиэтиленовых труб PE100 SDR17 Ø160х9,5 питьевая ГОСТ 18599-2001 мм протяженностью – 14783,0 м (от насосной КС-10 до СП-4).

По трассе водовода выделены ремонтные участки с установкой колодцев с задвижками, учтены подключения сборных пунктов СП-1, СП-4, СП-6.

В местах пересечения проектируемого водовода с существующими и проектируемыми газовыми шлейфами и линиями метанола предусмотрены футляры из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91.

Антикоррозийная изоляция футляров принята «весьма усиленная» битумно-резиновой мастикой, внутренняя поверхность стальных труб и фасонных частей покрыта эмалью ХС-710.

В пониженных участках трассы предусмотрены мокрые колодцы с выпуском, на углах поворота по трассе водовода предусмотрены упоры.

Водопроводные колодцы приняты по типовому решению 901-09-11.84 из сборных железобетонных элементов по серии 3.900.1 - 14.

Расход воды:

- на технологические нужды - 192,0 м^3/сут;
- на хозпитьевые нужды - 0,564 м^3/сут.

Внутриплощадочные сети водоснабжение и канализации

Сборные пункты СП-1, СП-4, СП-6

Водоснабжение

Водоснабжение сборных пунктов СП-1, СП-4, СП-6 решено от проектируемого водовода КС-10 – СП-4. Точки подключения – проектируемые колодцы.

На площадках предусмотрены хозяйственно-питьевое, противопожарное водоснабжение и бытовая канализация.

Гарантийный напор в сети составляет 50,0 м.

Расход воды на наружное пожаротушение – 10 л/с. Для хранения противопожарного запаса воды предусмотрены противопожарные резервуары 2 по 100 м^3

Заполнение резервуаров предусмотрено из внутриплощадочных сетей через устройства, состоящие из гидростояка с цапковой головкой, расположенных в колодце в районе резервуара.

Забор воды из резервуаров для наружного пожаротушения осуществляется через мокрые колодцы автонасосами.

Диаметр трубопровода, соединяющего резервуар с приемным колодцем, принят из условия пропуска расчетного расхода воды на наружное пожаротушение 200 мм и выполнен из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91.

Перед приемным колодцем на соединительном трубопроводе установлен колодец с задвижкой, штурвал которой выведен под крышку люка.

Сети водопровода выполнены из полиэтиленовых труб Ø110 по ГОСТ 18599-2001 *питьевая*.

Антикоррозийная изоляция стальных труб принята «весьма усиленная» битумно-резиновой мастикой, внутренняя поверхность покрыта эмалью ХС-710.

Колодцы на водопроводной сети - круглые, приняты из сборных железобетонных элементов по серии 3.900.1-14 вып.1 и т.п.р 901-09-11.84.

Наружная поверхность стен и днища колодцев покрываются горячей битумной мастикой за 2 раза по холодной битумной грунтовке.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Бытовая канализация К1

Отвод стоков от зданий операторной и котельной предусмотрен в проектируемые внутриплощадочные сети канализации. Отвод стоков предусмотрен в выгреб, с последующим вывозом стоков на места, согласованные с СЭС.

Сеть канализации запроектирована из полиэтиленовых технических труб ПЭ100 SDR41 Ø160 мм по ГОСТ 18599-2001.

Канализационные колодцы выполнены по типовому решению 901 - 09 - 22.84 из сборных железобетонных элементов по серии 3.900.1-14.

Наружная поверхность колодцев покрывается горячей битумной мастикой за 2 раза по холодной битумной грунтовке.

Водопровод и канализация внутренние

Сборные пункты СП-1, СП-4, СП-6

Операторная, котельная

Система водоснабжения запроектирована для подачи воды к санитарно-техническим приборам и для приготовления горячей воды на нужды ГВС.

На вводе хоз-питьевого водопровода предусмотрен водомерный узел с установкой задвижки на обводной линии.

Приготовление горячей воды предусмотрено в пластинчатых водонагревателях, установленных в тепловых пунктах.

Трубопроводы холодного и горячего водоснабжения выполнены из стальных водогазопроводных оцинкованных обыкновенных труб по ГОСТ 3262-75*.

Трубопроводы хозяйственно-питьевого водопровода, за исключением подводок к санитарно-техническим приборам, изолированы гибкой трубчатой изоляцией «K-Flex ST».

Проектом предусмотрен отвод стоков от санитарно-технических приборов и трапов в систему бытовой канализации.

Сеть канализации запроектирована из полиэтиленовых канализационных труб Ø50÷100 мм по ГОСТ 22689.2-89.

Трубопроводы по санузлам проложены открыто над полом. Для прочистки канализационных сетей установлены ревизии и прочистки.

Вытяжная часть канализационных стояков выведена на 0,5 м выше кровли.

Теплоснабжение

Сборные пункты СП-1, СП-4, СП-6

Котельная

Источник теплоснабжения – блочно-модульная котельная на газообразном топливе. Потребители тепла – здание операторной, Мини-ГРС, блок-бокс насосного оборудования, технологические нужды узла подготовки смеси вода-метанол и блок входных ниток и сепараторов в качестве теплоспутников.

Теплоноситель, вырабатываемый котлами, вода с параметрами 90-70°С. Котельная контейнерного типа. Котельная относится ко второй категории по надежности отпуска тепла потребителю, теплопроизводительность котельной 620 кВт.

В котельной установлено два водогрейных котла производства «Vitoplex 100 PV1», работающие на газовом топливе. Котлы оснащены автоматическими горелками Riello, оборудованными системой защиты, автоматически прекращающей подачу топлива при понижении давления воздуха перед горелками, при погасании факела горелки, при повышении температуры теплоносителя на выходе из котла.

В качестве исходной воды принята вода, отвечающая требованиям ГОСТ 2874-82 «Вода питьевая», с предварительной химводоочисткой в умягчительной установке «Hercо» производительностью 2 м^3/час.

Система теплоснабжения закрытая. Котлы оборудованы аварийной и дренажной системами отвода и спуска воды. Для циркуляции теплоносителя предусмотрены сетевые насосы WILO - IL 40/220-1,5/4 (1-раб, 1-рез.) подпиточные насосы – 2 шт. (1-раб. 1-рез.).

Для приема воды, при увеличении объема теплоносителя при нагреве, предусмотрен расширительный бак «Elbi», закрытого типа емкостью 500,0 литров.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Подпитка котлового контура осуществляется автоматически из бака запаса холодной воды емкостью 800 литров с помощью насоса подпитки фирмы «Wilo» (1-резервный на складе).

Котлы оснащены автоматикой безопасности, средствами контроля, сигнализации и управления технологическими параметрами работы котла.

Дымовая труба – стальная Ø315 мм, высотой 7,0 м. Поверхность трубы изолирована минераловатными цилиндрами толщиной 50,0 мм на основе базальтовых пород, кэшированной алюминиевой фольгой, по теплоизоляционному слою предусмотрен предохранительный слой из стеклоткани, покровный слой - оцинкованная сталь.

Газоснабжение котельной предусмотрено от внутриплощадочного газопровода низкого давления. На газопроводе внутри котельной установлен быстродействующий отсечной клапан с сигнализатором загазованности в комплекте с соответствующими датчиками световой, звуковой сигнализации.

Для продувки системы и сброса газа предусмотрен продувочный газопровод с выводом продувочной свечи на 1 м выше конька крыши. На продувочных газопроводах установлен штуцер отбора проб газа.

Поверхность газопровода окрашена эмалью ПФ-115 в 2 слоя по двум слоям грунта марки ГФ-021.

Газопровод выполнен из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91. Расход газа по котельной составляет 13,0 нм^3/час.

Тепловые сети

Прокладка теплосети - надземная на невысоких опорах, переходы через дороги по территорий СП предусмотрены на эстакадах.

Трубопроводы теплосети выполнены из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91.

В верхних точках теплосети предусмотрены воздушные краны.

Компенсация тепловых удлинений осуществляется П-образными компенсаторами и углами поворота трассы. Антикоррозийное покрытие – изол в 2 слоя по холодной изольной мастике МРБ-Х-Т15. Тепловая изоляция - маты из минеральной ваты толщиной 40-60 мм, покровный слой – сталь оцинкованная.

Сброс воды из теплосети предусмотрен в сбросные колодцы с последующей откачкой специальной машиной.

Отопление и вентиляция

Сборные пункты СП-1, СП-4, СП-6

Операторная, блок-бокс насосного оборудования.

В зданиях запроектирована двухтрубная система отопления с нижней разводкой.

Нагревательных приборов - чугунные радиаторы типа М140 и регистры из гладких труб Ø108х4,0.

Регулирование теплоотдачи отопительных приборов осуществляется с помощью кранов двойной регулировки, установленных на подводках к радиаторам. Удаление воздуха - кранами конструкции Маевского, установленными в верхних пробках радиаторов и из верхних точек регистров.

Вентиляция помещений здания операторной – естественная.

Общеобменная вентиляция блок-бокса насосного оборудования запроектирована приточно-вытяжная с механическим побуждением, а также предусмотрена аварийная вытяжная вентиляция в размере 8 крат. Воздух удаляется с нижней и верхней зон помещения, а также предусмотрена однократная естественная вытяжка из верхней зоны.

Воздуховоды выполнены из тонколистовой оцинкованной стали по ГОСТ 14918-80*.

Электротехническая часть

Электроснабжение установок ЭХЗ

Рабочий проект электроснабжения катодных установок электрохимзащиты типа УКЗВ и МЭХЗВ разработан на основании технических условий от 21 января 2011 года № 2-60-169, выданных АО «Интергаз Центральная Азия».

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Потребная мощность установок ЭХЗ составляет 160 кВт.

Для электроснабжения катодных установок предусмотрено строительство воздушных линий электропередач напряжением 6 кВ. Линии выполнены отпайками от существующей линии электропередачи электрохимической защиты напряжением 6 кВ.

Строительство ВЛ-6 кВ предусмотрено на железобетонных опорах со стойками СВ105 по т.р.п. 3.407.1-143. К подвеске принят провод марки АС-50/8.

Расчетный пролет принят 60 м.

Подкосные опоры приняты с плитами П-3и.

На каждой опоре траверсы и арматура присоединены к нулевому проводу линии.

Заземление опор ВЛ-6 кВ принято от т.п.3.407-150. Сопротивление заземляющих устройств не более 10 Ом.

Изоляция ВЛ-6 кВ принята на штыревых изоляторах для промежуточных опор и на подвесных изоляторах для анкерных и угловых опор.

На первых отпаечных опорах проектируемых ВЛ-6 кВ в сторону СП-1, СП-6 и СП-4 предусмотрена установка вакуумных реклоузеров.

Электроснабжение промысловых площадок сборных пунктов СП-1, СП-4 и СП-6

Рабочий проект электроснабжения промысловых площадок сборных пунктов СП-1, СП-4 и СП-6 разработаны на основании технических условий от 19 января 2011 года № 2-60-103, выданных АО «Интергаз Центральная Азия».

Электроприемники промысловых площадок относятся к потребителям II категории надежности электроснабжения.

Электроприемники площадки кранового узла между СП-1 и общим коллектором относятся к потребителям III категории надежности электроснабжения.

Площадка СП-1

Потребная мощность токоприемников площадки СП-1 составляет 168,35 кВт.

Для электроснабжения токоприемников на площадке СП 1 предусмотрена установка двух газогенераторных установок блочного типа мощностью 2х65 кВт и 1х65 кВт. Для резервного электроснабжения токоприемников предусмотрена установка комплектной трансформаторной подстанции типа КТПН -250-6/0,4 кВ с трансформатором мощностью 250 кВА.

Для электроснабжения КТП предусмотрено строительство воздушной линии электропередач напряжением 6 кВ. Точка подключения – опора № 382 существующей ВЛ-6 кВ фидер № 5 «Жаксыкоянкулак».

Площадка СП 4

Потребная мощность токоприемников площадки СП 4 составляет 170,06 кВт.

Для электроснабжения токоприемников на площадке СП-1 предусмотрена установка двух газогенераторных установок блочного типа мощностью 2х65 кВт и 1х65 кВт. Для резервного электроснабжения токоприемников предусмотрена установка комплектной трансформаторной подстанции типа КТПН -250-6/0,4 кВ с трансформатором мощностью 250 кВА.

Для электроснабжения КТП предусмотрено строительство воздушной линии электропередач напряжением 6 кВ. Точка подключения – опора № 529 существующей ВЛ-6 кВ фидер № 5 «Жаксыкоянкулак».

Площадка СП 6

Потребная мощность токоприемников площадки СП-6 составляет 143,6 кВт.

Для электроснабжения токоприемников на площадке СП-1 предусмотрена установка двух газогенераторных установок блочного типа мощностью 2х65 кВт и 1х65 кВт.

Для резервного электроснабжения токоприемников предусмотрена установка комплектной трансформаторной подстанции типа КТПН-250-6/0,4 кВ с трансформатором мощностью 250 кВА.

Для электроснабжения КТП предусмотрено строительство воздушной линии электропередач напряжением 6 кВ. Точка подключения – опора существующей ВЛ-6 кВ фидер № 19 «Жаманкоянкулак».

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Площадка кранового узла между СП-1 и общим коллектором

Потребная мощность токоприемников площадки кранового узла между СП-1 и общим коллектором составляет 15,75 кВт.

Для электроснабжения токоприемников предусмотрена установка комплектной трансформаторной подстанции типа КТПН -25-6/0,4 кВ с трансформатором мощностью 25 кВА.

Для электроснабжения КТП предусмотрено строительство воздушной линии электропередач напряжением 6 кВ.

Строительство ВЛ-6 кВ предусмотрено на железобетонных опорах со стойками СВ105 по т.п. 3.407.1-143. К подвеске принят провод марки АС-50/8.

Расчетный пролет принят 60 м.

Подкосные опоры приняты с плитами П-3и.

На каждой опоре траверсы и арматура присоединены к нулевому проводу линии.

Заземление опор ВЛ-6 кВ принято от т.п.3.407-150. Сопротивление заземляющих устройств не более 10 Ом.

Изоляция ВЛ-6 кВ принята на штыревых изоляторах для промежуточных опор и на подвесных изоляторах для анкерных и угловых опор.

На первых отпаечных опорах проектируемых ВЛ-6 кВ предусмотрена установка вакуумных реклоузеров и разъединителей.

Внутриплощадочные сети 0,4 кВ

На площадках сети электроснабжения 0,4 кВ от газогенераторных установок и КТП 6/0,4 кВ к вводно-распределительным устройствам в зданиях операторной выполнены кабелем марки АВБбШв-1 кВ расчетного сечения. Кабели проложены в земляной траншее.

Электроснабжение на напряжении 0,4 кВ электроприводов технологического оборудования, расположенного на территории площадки, выполнено по кабельным линиям 0,4 кВ от распределительных устройств, установленных в помещении операторной. Линии выполнены кабелем марки ВВГнг-1 кВ расчетного сечения. Кабели проложены по кабельным эстакадам.

Наружное электроосвещение

Электроосвещение территории производственных площадок выполнено прожекторами. Прожектора установлены на прожекторных мачтах типа ПМЖ-22,8. Питание электроосветительных приборов предусмотрено со шкафов управления наружным освещением, запитанным с ВРУ операторных линий, линии освещения выполнены кабелем АВБбШв-1 кВ, проложенным в траншее.

Электрооборудование

Операторная и блок-бокс насосного оборудования

На вводе в здания операторных на площадках СП-1 и СП-6 и на вводе в блок-бокс электротехнического оборудования установлены распределительные шкафы типа ВРУ1. На вводе в операторную на площадке СП-4 и в блок-боксы насосного оборудования на всех площадках установлены ящики с врубными переключателями и предохранителями. В качестве распределительных щитов приняты шкафы силовые ПР 85 с автоматическими выключателями на вводе и отходящих линиях.

Для потребителей первой категории надежности электроснабжения (шкафы автоматики и связи) предусмотрена установка источников бесперебойного питания ИБП.

Учет электроэнергии предусмотрен счетчиками активной энергии, установленными на вводе ВРУ.

Рабочим проектом предусмотрено рабочее, аварийное и ремонтное освещение.

Осветительная и установочная арматура соответствует назначению помещений и характеру окружающей среды.

Рабочее и аварийное освещение предусмотрено напряжением 220 В и выполнено светильниками с люминесцентными лампами и лампами накаливания. Ремонтное освещение предусмотрено напряжением 36 В. Управление освещением осуществляется выключателями по месту.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

В качестве пусковой аппаратуры электрооборудования приняты пускатели электромагнитные и аппаратура, поставляемая комплектно с электрооборудованием.

Групповые и распределительные сети выполнены кабелем марки ВВГ, проложенным открыто по кабельным лоткам и в стальных трубах в подготовке пола.

Системы безопасности, заземление, молниезащита

Рабочим проектом предусмотрено устройство контуров заземления электроустановок и технологического оборудования площадки. Контуры заземления выполнены из вертикальных электродов из круглой стали Ø16 мм, соединенных между собой полосовой сталью 40х4 мм.

Сопротивление контура заземления составляет не более 4 Ом.

Молниезащита площадок выполнена согласно СН РК 2.04-29-2005 по II категории путем установки молниеприемников на прожекторных мачтах наружного освещения.

На вводе в здания и сооружения выполнена система уравнивания потенциалов.

На розеточных группах установлены УЗО.

Связь и сигнализация

Система передачи данных

Для передачи сигналов связи, сигнализации и телеуправления предусмотрена прокладка кабеля связи ВОЛС от операторной сборочного пункта № 4 ПХГ «Жаксыкоянкулак» до ДП ДКС КС № 10 вдоль существующего газопровода транзитом через сборочные пункты № 6 и 1 ПХГ «Жаксыкоянкулак».

К применению принят 8-ми волоконный оптический кабель магистральной связи. Глубина прокладки кабеля связи 1.2 м, кабель проложен в полиэтиленовой трубе диаметром 40 мм.

Линия связи имеет пересечения с существующими газопроводами, автомобильными дорогами, воздушными линиями электропередач, кабельными линиями электропередач и связи.

В местах пересечения с газопроводами кабель положен в полиэтиленовой трубе диаметром 110 мм.

Переходы через автодороги и пересечения кабеля связи с существующими газопроводами, линиями электропередачи и связи выполнены в полиэтиленовых трубах диаметром 110мм.

Для сращивания строительных длин кабеля предусмотрены соединительные кабельные муфты.

На площадках сборочных пунктов кабель связи заводится в операторные.

В операторных на площадках СП-4, СП-6 и СП-1 и в ДП ДКС КС № 10 предусмотрена установка телекоммуникационных шкафов с оптическими кроссовыми полками, мультиплексорами и коммутаторами Cisco.

Охранно-пожарная сигнализация, автоматическое порошковое пожаротушение.

Предусмотрена пожарно-охранная сигнализация помещений операторных, мини ГРС, блок-боксов электротехнического и насосного оборудования, склада метанола и автоматическое порошковое пожаротушение в помещении насосного оборудования в блок-боксе насосного оборудования.

Для приема сигналов пожарно-охранной сигнализации в операторных СП предусмотрена установка приемно-контрольных приборов охранно-пожарной сигнализации ППКОП «Гранд Магистр 24».

Для автоматического пожаротушения насосного оборудования в электрощитовой блок-боксов насосного оборудования СП предусмотрена установка приемно-контрольных приборов охранно-пожарной сигнализации ППКУ «Гранд Магистр ПУ».

В качестве пожарных извещателей приняты дымовые и тепловые извещатели. В помещении склада этанола установлены пожарные извещатели пламени.

Для автоматического пожаротушения установлены модули порошкового пожаротушения «ТУНГУС».

В качестве устройств обнаружения охранной сигнализации приняты магнитоконтактные извещатели.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Шлейфы сигнализации выполнены кабелем КСПЭВ.

Для звукового оповещения о пожаре предусмотрена установка светозвуковых оповещателей.

Предусмотрено оборудование производственной площадки системой периметральной охранной сигнализации. Периметральная охранная сигнализация построена на базе комплекса охранной сигнализации «Гефест».

Пожарно-охранная сигнализация зданий котельных и контейнеров с газогенераторами поставляется комплектно производителями.

Система сигнализации опасной концентрации газа

Все площадки и здания, где возможна утечка и места скопления газообразной смеси горючих газов и паров, оборудованы датчиками обнаружения загазованности.
Монтаж датчика и критерии выбора места расположения на открытых производственных площадках определены из следующих условий:

- возможные источники утечки в пределах контролируемой области;
- плотность газа по отношению к плотности воздуха;
- наличие доступа для проведения технического обслуживания и калибровки.

При выявлении в атмосфере площадок наличия концентрации горючих газов срабатывает система предупредительной и аварийной системы сигнализации, подаются команды на блокировку технологического оборудования.

Для обнаружения газа в технологических, кабельных, дренажных и т.д. колодцах, а также других подземных помещениях, куда возможно попадание газа, и присутствие персонала требуется только для ремонтных работ, проектом предусмотрено применение переносных газоанализаторов.

6.3. Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных и взрыво - пожаробезопасных ситуаций

В качестве пожарного обеспечения непосредственно на СП-1, СП-4 и СП-6, ПХГ «Жаксыкоянкулак», пожаротушение допускается первичными средствами без устройства противопожарного водопровода высокого давления. На площадке предусмотрены подземные резервуары для противопожарных нужд общим суммарным объёмом 250 м^3, возможно использование открытого водоёма объёмом не менее 3000 м^3.

Автоматической пожарной сигнализацией оборудованы:

- узел регенерации метанола;
- блок-бокс электротехнического оборудования;
- КТП;
- ГЭС;
- операторная.

Для подачи сигнала о пожаре на каждом СП установлены ручные пожарные извещатели.

Адресно-аналоговый приёмно-контрольный прибор установлен в операторной.

Приёмно-контрольный прибор управляет системой оповещения о пожаре. Также к приёмно-контрольному прибору подключены блоки (блок-боксы) с предустановленной комплектной пожарной сигнализацией.

На территории установлены звуковые и световые оповещатели. При этом звуковые оповещатели обеспечивают передачу предварительно записанного сообщения об эвакуации на казахском и русском языках. Длина таких сообщений составляет 20 секунд.

На площадках СП установлены два типа газоанализаторов: газоанализаторы предельно допустимых вредных веществ непрерывного действия (ПДК ВВ) и сигнализаторы довзрывоопасных концентраций непрерывного действия (ДВК).

В соответствии с СТ РК 2.109-2006 «Газоанализаторы автоматические непрерывного действия общие требования к установке, техническому обслуживанию и поверке» газоанализаторы ПДК ВВ устанавливаются на следующих технологических установках:

- блок входных ниток;
- блок замера газа;
- блок замерных и рабочих сепараторов;
- склады метанола;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

- блок регенерации метанола;
- узел подготовки смеси метанол-вода;
- технологическая насосная станция.

В соответствии с СТ РК 2.109-2006 «Сигнализаторы довзрывоопасных концентраций. непрерывного действия. Общие требования к установке, техническому обслуживанию и поверке» датчики ДВК устанавливаются:

- блок замерных и рабочих сепараторов;
- блок замера газа;
- мини ГРС;
- котельная;
- площадка под компрессорную для перекачки газа.

Световые и звуковые разнотоновые оповещатели о присутствии вредных веществ и взрывоопасной концентрации установлены в местах расположения газоанализаторов и выдают сигнал об опасности при достижении опасных концентраций.

На приёмной станции системы газообнаружения отображается информация о состоянии газоанализаторов. Также станция выдает сигналы в систему противоаварийной защиты для управления технологическим процессом.

Первичные средства пожаротушения предусматриваются на всех технологических установках, зданиях и сооружениях СП. Количество и расстановка первичных средств пожаротушения определяется в соответствии с Правилами пожарной безопасности в Республики Казахстан и ППБС РК-10-98 «Правила пожарной безопасности в нефтегазодобывающей промышленности». В качестве первичных средств пожаротушения предусмотрены:

- огнетушителя переносные и передвижные;
- щиты для хранения инвентаря.

На всех СП установлены блоки для хранения первичных средств пожаротушения с оснащением их:

- запасом специального спиртоустойчивого пенообразователя AR AFFF;
- рукавами и пенными стволами;
- переносной мотопомпой;
- боевой одеждой пожарных.

Получено согласование от 7 декабря 2010 года № 23-03-10/04/9292 и № 23-03-10/04/8733, выданное Департаментом по чрезвычайным ситуациям Актюбинской области Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан.

6.4. Охрана окружающей среды

В разделе «Охрана окружающей среды» рассмотрено воздействие на компоненты окружающей среды при реконструкции СП-4 и строительстве СП-1 и СП-6 ПХГ «Жаксыкоянкулак», представлены расчеты по объемам выбросов загрязняющих веществ, планируемым объемам отходов, приведены экологические риски и оценка ущерба наносимого окружающей среде планируемой хозяйственной деятельностью. Ближайшая жилая зона расположена в восточном направлении на расстоянии в 10 км – п. Бозой.

Воздействие на поверхностные и подземные воды отсутствует. Грунтовые воды не вскрыты на глубине 5 м. Водоснабжение на период строительства и эксплуатации планируется по магистральному водопроводу от компрессорной станции КС-10, отвод сточных вод в период строительства предусмотрен в биотуалеты, в период эксплуатации – в проектируемые сети канализации. Для гидравлических испытаний используется вода из емкости Е-6, отвод предусмотрен на СП-5 и далее на утилизацию в поглотительную скважину. Поверхностные стоки отводятся на рельеф местности.

Воздействие на атмосферный воздух в период строительства предусмотрен при работе строительной техники и автотранспорта, при проведении земляных, сварочных покрасочных и грунтовочных работ. В период эксплуатации выбросы в атмосферный воздух производятся от котельных, газогенераторов, свечей сброса газа, при движении автотранспорта, при сливе метанола и хранении водометанольного раствора.

Шумовое воздействие на окружающую среду на проектируемых объектах производиться при работе строительной техники и автотранспорта, для снижения шума преду-

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

сматривается использование защитных кожухов и многослойных капотов. Шумовое воздействие на период строительства носит временный и локальный характер. В период эксплуатации источники вибрации и шумового воздействия отсутствуют.

Мероприятия, предусмотренные проектом по уменьшению воздействия на окружающую среду: применение высокотехнологичного оборудования и гидроизоляция технологических трубопроводов; устройство твердого покрытия территории; организация герметичности сбора, безопасного хранения и своевременного вывоза производственных и бытовых отходов; своевременный техосмотр и ремонт автотранспорта и строительной техники; изъятие при строительстве почвенно-растительного слоя мощностью 0,2 м и применение его при рекультивации земель; проведение технической и биологической рекультивации нарушенных земель по окончании строительства.

В целом воздействие на окружающую среду при строительстве и эксплуатации объекта оценено как допустимое, в период строительства – временного характера, в период эксплуатации - постоянное.

Получено заключение государственной экологической экспертизы от 25 марта 2011 года № 10-02-16/376, выданное Комитетом экологического регулирования и контроля Министерства охраны окружающей среды Республики Казахстан.

6.5. Организация строительства

До начала строительно-монтажных работ по реконструкции СП-4 и строительство СП-1 и СП-6 участка Жаксыкоянкулак необходимо:

- выполнить снос строений, демонтировать ограждения, очистить площадку от строительного мусора;
- обустроить временный бытовой городок;
- выполнить временные подъездные дороги;
- оградить территорию строительной площадки;
- на выезде с площадки установить знак "Берегись автомобиля!", при въезде на площадку установить информационный щит с указанием наименования объекта, названия заказчика, подрядчика, фамилии, должности и телефона ответственного производителя работ по объекту;
- обеспечить освещение площадки в темное время суток;
- подготовить площадки для складирования строительных материалов и изделий;
- спланировать и уплотнить грунт в зоне действия подъемно-транспортных механизмов.

Продолжительность строительства

Расчет продолжительности строительства и расчет задела по годам выполнен согласно СНиП РК 1.04.03-2008 и составляет 30 месяцев. Начало строительства объектов принято согласно программе по перспективному развитию газовых хранилищ АО «Интергаз Центральная Азия» на период 2011-2015 гг: СП -1 - с 2012 года; СП-4 - с 2013 года, СП-6 – с 2014 года.

6.6. Сметная документация

Сметная документация разработана в соответствии со СНиП РК 1.02-01-2007 «Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство» и СН РК 8.02-02-2002 «Порядок определения сметной стоимости строительства в Республики Казахстан» на основании сборников сметных цен и расценок.

Сметная стоимость строительства в сметной документации определена базово-индексным методом, который основан на использовании текущих индексов, рассчитанных на основании месячного расчетного показателя (Имрп), устанавливаемого ежегодно согласно бюджетному законодательству.

При составлении смет использованы:

- сборники сметных цен на строительные материалы, изделия и конструкции (СН РК 8.02-04-2002) , книги 1-5 с изменениями и дополнениями, выпуски 1-10;
- сборники сметных цен и расценок на строительные работы (СН РК 8.02-05-2002);
- сборники расценок на монтаж оборудования (СН РК 8.02-06-2002);

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

– сборники укрупненных сметных норм и расценок (СН РК 8.02-14-2005);
– прейскурант на элементы внешнего благоустройства зданий и сооружений «Малые архитектурные формы» СН РК 8.02-15-2007.

В сметной стоимости строительства учтены:

– накладные расходы на строительные, монтажные и специальные строительные работы по приложению № 1 к СН РК 8.02-02-2002 «Порядок определения сметной стоимости строительства в Республике Казахстан»;
– ненормируемые и непредвиденные затраты в размере 6 % (СН РК 8.02-02-2002);
– средства на временные здания и сооружения (СН РК 8.02-09-2002);
– дополнительные затраты на производство строительно-монтажных работ в зимнее время по НДЗ-2001 (СН РК 8.02-07-2002);
– налоги, сборы, обязательные платежи, установленные действующим законодательством в размере 2 %.

Налог на добавленную стоимость (НДС) на 2010-2011 гг. принят в размере 12% от сметной стоимости строительства в текущем уровне цен с учетом налогов, сборов и обязательных платежей.

Переход к текущей и прогнозной сметной стоимости строительства от базовых цен 2001 года выполнен через индекс изменения месячного расчетного показателя, установленного на 2011 год постановлением Правительства Республики Казахстан; 2012-2013 гг. – через индекс изменения месячного расчетного показателя прогнозной стоимости строительства по протоколу заседания Правительства Республики Казахстан от 24 марта 2009 года № 13: 2011 год – 1512 тенге; 2012 год – 1581 тенге; 2013 год и далее – 1684 тенге.

7. ЭКСПЕРТНАЯ ОЦЕНКА ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ И РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1. Оценка принятых проектных решений

В целом рабочий проект разработан в необходимом объеме, в соответствии с заданием на проектирование, исходными данными, техническими условиями и требованиями.

Состав и комплектность представленных материалов соответствуют требованиям СНиП РК 1.02-01-2007 «Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составления проектно-сметной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений».

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

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

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

Принятые проектные решения с учетом внесенных изменений по п. 7.2. соответствуют государственным нормативным требованиям по санитарной, экологической и промышленной безопасности, обеспечивают бесперебойное снабжение газом в пиковый период потребления.

7.2. Изменения и дополнения, внесенные в рабочий проект в процессе экспертизы

В процессе рассмотрения по замечаниям РГП «Госэкспертиза» в рабочий проект «Реконструкция СП-4 и строительство СП-1 и СП-6 ПХГ «Жаксыкоянкулак» внесены следующие изменения и дополнения:

Технологические решения

1. Представлен паспорт проекта.
2. Разработан и включён в проект ситуационный план ПХГ «Жаксыкоянкулак».
3. Устранены замечания по линейной части трубопроводов:

– указаны категории участков трубопроводов и границы проектирования;
– указан тип изоляции трубопроводов;
– на монтажных схемах указаны уклоны технологических трубопроводов;
– приведены технические характеристики труб;

– приведены в соответствие ширина траншей под прокладку трубопроводов с учетом ширины режущей кромки рабочего органа машины, указана крутизна откосов;

– разработаны чертежи опознавательных знаков и внесены в разделы;

– рекультивация земли не требуется с учетом мощности слоя 0,1 м;

– расстояние между пересекаемыми трубопроводами предусмотрено в соответствии СНиП 2.05.06-85* - 350 мм в свету.

4. Исключена ёмкость Е-5 для компрессорного масла в связи с отсутствием компрессорного масла в газе.

5. Предусмотрена площадка для обслуживания крановых узлов.

6. Исключена очистка заглубленных коллекторов в связи с отсутствием влаги в газовом коллекторе и на шлейфовых линиях.

7. Предусмотрены меры против замерзания водометанольной смеси – температура замерзания минус 10 – 15^{0}С, дополнительно предусмотрен подогрев погружными змеевиками, входящих в конструкцию сепараторов.

8. На чертеже указано расстояние между опорами, показаны компенсаторы.

9. Обеспечен доступ к штурвалам технологического оборудования с учетом ширины проходов и высотных отметок.

10. Параметры среды и параметры емкостей Е-2, 3, назначение и характеристика штуцеров указаны на чертежах, показаны опоры емкостей.

11. Азотная рампа крепится к металлическим опорам, высота площадки рампы под баллоны принята по высоте кузова автотранспорта.

12. Представлена ведомость количества стыков, указана принятая длина труб для расчета стыков.

13. Указаны координаты блока вводных ниток (БВН) на СП-4.

14. Указаны параметры закачки и параметры отбора газа из скважины. Расход метанола в каждую скважину регулируется регуляторами расхода. Для тонкого распыления метанола в поток газа в шлейфе на узле подачи установлены клапаны двойного блокирования с иглой для впрыска метанола. Показано устройство впрыска метанола на листе 7 и на других листах с чертежами шлейфов. Увязано давление арматуры с рабочим давление в ПХГ.

15. Предусмотрена защита свечи ограждением размерами 3х3 м. Защита свечи от молнии предусмотрена через подземные металлические коммуникации – обсадные трубы скважины.

16. Защита трубопроводов от почвенной коррозии предусмотрена защитным покрытием «Полилен» и средствами ЭХЗ.

17. Указана глубина заложения метанола и газопровода – 0,8 м от верха трубы до поверхности земли.

18. Представлены расчёты: гидравлический, тепловой, конструктивный, материальные балансы. Даны на схеме все промежуточные изменения среды - давление, температура.

Генплан

СП-1, СП-4, СП-6

19. Представлены технические показатели по генпланам на листах общих данных: площадь участка, площадь застройки зданий и сооружений, площадь покрытий проездов, площадок, тротуаров.

20. По площадям участков СП-1, СП-2, СП-3 и вертолетным площадкам выделены участки территории, не подлежащие благоустройству.

Вертолетные площадки

21. Представлены технические показатели по генпланам.

Навес № 1, 2, 3

22. Уменьшен уклон кровли навеса из профлиста, предусмотрен в пределах 10-20%.

Строительные решения

23. По всем зданиям бетонные и железобетонные конструкций нулевого цикла выполнены на сульфатостойком цементе.

24. Показана подготовка под фундаментами всех зданий и сооружений.

Котельная

25. Армирование фундамента дымовой трубы выполнено из стержней Ø10AIII, вместо Ø6AIII.

Блок-бокс насосного оборудования

26. АС-7. Сечение 2-2. Расстояние между анкерными болтами приведено в соответствии с чертежами на листе АС-16.

27. АС-17. Стойки С-3 и С-4. Обеспечена устойчивость каркаса (выполнены вертикальные связи между стойками).

Узел подготовки смеси метанола

28. Армирование фундамента выполнено из стержней Ø10AIII, вместо Ø6AIII.

Склад метанола

29. АС-7. Под железобетонной площадкой Пм-1 толщиной 150 мм выполнена бетонная подготовка. Защитный слой нижней сетки плиты принят 35 мм, вместо 70 мм.

30. АС-8. На площадке обслуживания стойки выполнены из труб, балки - из швеллеров, вместо уголков, согласно расчету.

31. АС-9. Основные фундаменты Фм-3 под емкостями выполнены отдельностоящими, столбчатыми - из монолитного железобетона.

Блок входных ниток и сепараторов

32. АС-3, 4. Под фундаментами Фс-1, Фс-2 выполнена бетонная подготовка.

33. 12. АС-93, 95, 98, 99. Балки опор выполнены из уголков 100х10, вместо 63х5, согласно расчету.

Переезд для автотранспорта

34. АС-5. Выполнен расчет плиты Пм-1 на вес автомашины. Увеличена толщина плиты до 300 мм, вместо 200 мм, армирование увеличено до Ø32AIII шаг 200 мм, вместо Ø25 AIII шаг 200 мм.

Навесы № 1, 2 и 3

35. АС-2. Размеры подошвы фундамента приняты согласно расчету 1,5х1,5 м, вместо 1,9х1,9 м.

36. АС-11. Обосновано сечение колонн расчетом: вместо сквозной колонны из швеллеров, выполнен из прокатного двутавра 30К1.

37. АС-12. Узел детали крепления гофра: соединение листов профлиста выполнен в нахлест по верхней гофре, вместо нижней.

Водовод

38. Представлен дефектный акт на реконструкцию водовода.

39. Общие данные дополнены показателями расхода воды на хоз-питьевые, пожарные, технологические нужды.

40. Колодцы на сети установлены в соответствии с п. 11.10 СНиП РК 4.01-02-2009.

41. Лист 14, 17. Прокладка водовода через дорогу выполнена с учетом п.11.53 СНиП РК 4.01-02-2009 – в футлярах.

42. Лист 11. На профиле показаны пересечки с газопроводами (шлейфами). Предусмотрены защитные мероприятия, согласованные с разработчиками раздела газоснабжение.

43. Представлен расчет гидроудара, предусмотрены меры защиты трубопроводов от гидравлического удара (лист 54). Указано давление в сети водовода.

44. Показаны на плане мокрые колодцы, учтены в спецификации.

Котельная (тепломеханические решения)

45. Откорректирована тепловая мощность котельной.

46. Тепловые нагрузки приведены в соответствие с разделами ОВ, ВК.

Внутриплощадочные сети водоснабжения и канализации СП-4, СП-1, СП-6

47. Указаны строительный объем и категория по взрывопожароопасности, степень огнестойкости здания для определения противопожарного расхода воды.

48. Показатели расхода воды и канализации приведены в соответствие с показателями по разделу ВК.

49. Стремянки из колодцев исключены, установлены скобы.

50. Лист 6. В колодце В40 установлен узел учета потребляемой воды.

51. Указан гарантийный напор в сети водоснабжения.

Водопровод и канализация внутренние

Здание операторной

52. Указан гарантийный напор в сети В1, обосновано отсутствие повысительных насосов, так как достаточно гарантийного напора в сети.

53. Установлен трап в тепловом пункте.

МЕЙСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

54. Установлены поливочные краны по периметру здания согл.п.5.5. СНиП РК 4.01-41-2006.

Блок-бокс

55. Указана категория помещения по взрывопожароопасности.

56. Откорректирован диаметр водомера, принят с учетом п. 5.14 СНиП РК 4.01-41-2006.

Отопление и вентиляция

Операторная

57. Присоединение водонагревателя предусмотрено по 2-х ступенчатой схеме согласно п.5.14 СП РК 4.02-17-2005.

58. Лист 6. Указан узел прохода, тип зонта на схемах вентиляции.

59. Указана привязка ввода т/сети.

Блок-бокс насосного оборудования

60. Указана категория помещения по взрывопожароопасности.

61. Представлен установочный чертеж приточной установки со спецификацией.

62. Предусмотрено отопление и вентиляция электрощитовой.

Блок-бокс электротехнического оборудования

63. Воздушное отопление выполнено от 2-х систем согласно п.8.2.1 СНиП РК 4.02-42-2006.

64. Исключено применение калорифера для отопления, применены отопительные воздушные агрегаты.

Мини-ГРС

65. В разделе ТС указан расход на отопление для здания Мини-ГРС.

66. Представлен раздел ОВ для ГРС.

ТС (по всем площадкам)

67. Лист 3. Лист дополнен экспликацией зданий и сооружений.

68. Представлена монтажная схема теплосети, соответствующая плану сетей.

69. На профиле указаны номера поперечных разрезов сетей с указанием диаметров труб.

70. Тепловые нагрузки приведены в соответствие с разделом ОВ и ВК.

Электротехническая часть

Операторная, Блок-бокс насосного оборудования.

71. Распределительные шкафы приняты номинальным током, соответствующим подключаемой нагрузке, откорректировано количество отходящих линий.

72. Исключена прокладка силовых кабелей пучками и многослойно.

73. На схемах электрощитов подписано все присоединяемое оборудование и учтены все нагрузки. Указано наименование токоприемников, запитанных по резервным линиям, указана нагрузка, технические данные этих линий и линии к блок-боксу КИПа.

74. Указаны нагрузки на вводах на схемах ПР1, ПР2, ПР3. ПР.

75. Откорректированы нагрузки на ЩСУ в соответствии с подключаемым оборудованием.

76. Сечение проводников принято в соответствии с подключаемой нагрузкой.

77. Откорректированы токи расцепителей автоматических выключателей в соответствии с подключаемой нагрузкой и требованиями ПУЭ РК.

78. Указаны на схемах силовой распределительной сети пусковые устройства электроприемников.

79. Резерв отходящих линий на распределительных щитах принят не более 20 %.

80. Исключена прокладка линии электропитания к розеткам через санузел. В розеточных группах установлены УЗО.

81. Ремонтное освещение предусмотрено напряжением 36 В.

82. Контур заземления выполнен по периметру производственных помещений, исключен контур заземления в раздевалке. Контур наружного заземления предусмотрен сопротивлением не более 4 Ом.

83. Предусмотрено отключение вентиляции при пожаре.

Системы связи, ОПС, наружные сети связи, автоматизация технологических процессов

84. Рабочий проект систем связи и телекоммуникаций и ОПС выполнен для представленного на экспертизу объекта.

85. На структурных схемах подписан тип оборудования, линии связи и сигнализации, указана длина участков.

86. На планах показана расстановка оборудования. Подписаны обозначения.

87. Откорректировано количество оборудования и материалов в соответствии с проектными решениями.

Наружное освещение, электроснабжение

88. Указана мощность газогенераторов.

89. Представлен расчет нагрузки на шинах КТП и расчет выбора мощности газогенераторов. В расчете учтены все токоприемники площадки.

90. Основным источником электроснабжения приняты согласно ТУ газогенераторы. От ВЛ предусмотрено резервное электроснабжение.

91. Откорректированы схемы внешнего электроснабжения 0,4 кВ, представлены решения по электроснабжению токоприемников от газогенераторных установок

92. Согласно требованиям ПУЭ РК п.2.3.124 исключена прокладка силовых кабелей многослойно.

93. Показаны контуры заземления КТП, газогенераторов

Внешнее электроснабжение 6 кВ

94. Представлена расчетная схема электроснабжения 6 кВ, указаны точки подключения ВЛ 6 кВ.

95. Показана расстановка опор на плане. Представлена ведомость пересечений ВЛ с инженерными коммуникациями.

Инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций

96. Для блочных устройств, продолжительность пребывания обслуживающего персонала в которых классифицируется как постоянная (более 2 часов в смену суммарно), предусмотрено проектирование систем теплоснабжения, вентиляции, водоснабжения, канализации, проходов между оборудованием и укрытием блочного устройства.

97. Представлены проектные решения по оповещению о пожаре и управлению эвакуацией.

98. Контроль и управление пожарной безопасностью объекта осуществляется из центральной операторной, в которую сведена система обнаружения очагов пожара.

Охрана окружающей среды

99. Представлен откорректированный раздел «ООС».

100. В подразделе 3.1 приведен расчет отработанных люминесцентных ламп и указано место утилизации.

101. Представлена ситуационная карта-схема размещения проектируемого объекта.

Сметная документация

102. Представлен перечень стоимости оборудования и материалов с приложением применяемых прайс-листов, утвержденный Первым заместителем генерального директора АО «Интергаз Центральная Азия» в 2011 году (книга на 384 листах прошита).

103. В сводном расчете откорректированы затраты на технадзор и авторский надзор согласно действующим нормативным документам.

104. Откорректированы дополнительные затраты при производстве работ в зимнее время.

105. В локальных сметах откорректированы расценки в соответствии проектным решениям и замечаниям экспертизы.

106. Уточнены объемы работ по проекту.

107. Стоимость материалов, наименование которых имеется в нормативной базе, принята по нормативной базе.

108. Представлена «Программа по перспективному развитию газовых хранилищ АО «Интергаз Центральная Азия» на период 2011-2015 гг.».

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Основные технико-экономические показатели

Таблица 2

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Показатели		Изменения - снижение + увеличение
			заявленные	рекомендуемые к утверждению	
1	Активный объем ПХГ, всего	млрд.нм^3	3,500	3,500	-
2	Площадь участка СП-1	га	2,7183	2,7183	-
3	Площадь участка СП-4		2,1042	2,1042	-
4	Площадь участка СП-6		2,7848	2,7848	-
5	Количество эксплуатационных скважин всего по ПХГ «Жаксыкоянкулак»	шт.	145	145	-
6	Средняя производительность скважины	нм^3/сут	61 644,0	61 644,0	-
7	Протяженность газопровода природного газа Ø426 мм	км	7, 120	7,120	-
8	Протяженность газопроводов-шлейфов Ø89, 108, 133 мм	км	279,159	279,159	-
9	Общая сметная стоимость строительства в базовых ценах 2001 г., всего в том числе: - СМР - оборудование - прочие	млн. тенге	7 068,546 3 744,752 3 273,577 50,217	5 143,610 3 493,490 1 602,581 47,540	- 1 924,936 - 251,262 - 1 670,996 - 2,677
10	Общая сметная стоимость строительства в текущих и прогнозных ценах, всего в том числе: - СМР - оборудование - прочие	млн. тенге	2011 г. 15 891,105 7 305,890 6 386,645 2 198,570	2011-2014 гг. 13 017,892 7 714,813 3478,027 1825,052	- 2 873,213 + 408,923 - 2 908,618 - 373,518
11	Из них: в ценах 2011 г. (ПИР, экспертиза) в ценах 2012 г. в ценах 2013 г. в ценах 2014 г.	млн. тенге		94,178 6 033,413 2 839,204 4 051,097	
12	Нормативная продолжительность строительства	мес.	30	30	-

8. ВЫВОДЫ

1. С учетом внесенных изменений и дополнений рабочий проект «Реконструкция СП-4 и строительство СП-1 и СП-6 ПХГ «Жаксыкоянкулак» соответствует требованиям государственных нормативов, действующих в Республике Казахстан, и рекомендуется для утверждения в установленном порядке со следующими основными технико-экономическими показателями:

- активный объем ПХГ, всего - 3,5 млрд. нм^3;
- площадь участка СП-1 - 2,7183 га;
- площадь участка СП-4 - 2,1042 га;
- площадь участка СП-6 - 2,7848 га;
- количество эксплуатационных скважин всего по ПХГ «Жаксыкоянкулак» - 145 шт;
- средняя производительность скважины - 61 644,0 нм^3/сут;
- протяженность газопровода природного газа Ø426 мм - 7,120 км;
- протяженность газопроводов-шлейфов Ø89, 108, 133 мм - 279,159 км;
- общая сметная стоимость строительства базовых ценах 2001 г., всего - 5 143,610 млн. тенге,
  в том числе: - СМР - 3 493,490 млн. тенге,
  - оборудование - 1 602,581 млн. тенге,
  - прочие - 47,540 млн. тенге;
- общая сметная стоимость строительства в текущих и прогнозных ценах 2011÷2014 гг., всего - 13 017,892 млн. тенге,
  в том числе: - СМР - 7 714,813 млн. тенге,
  - оборудование - 3 478,027 млн. тенге,
  - прочие - 1 825,052 млн. тенге;
- нормативная продолжительность строительства - 30 мес.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

2. Заказчику до начала реализации проекта получить необходимые согласования и заключения контрольно-надзорных органов и заинтересованных организаций.

3. Заказчику во исполнение пункта 5 Протокольного решения заседания Правительства Республики Казахстан от 2 февраля 2010 года № 17-56/005-1689, 05-12 при строительстве максимально использовать оборудование, материалы и конструкции отечественных товаропроизводителей.

8. ТҰЖЫРЫМДАР

1. Енгізілген өзгерістер мен толықтыруларды ескере отырып, «Жақсықоянқұлақ» жерасты газ сақтау қоймасының 4-ші жинау бекетін қайта жаңарту және 1-ші жинау бекеті мен 6-шы жинау бекетін салу» жұмыс жобасы Қазақстан Республикасының аумағында қолданылатын мемлекеттік нормативтердің талаптарына сәйкес келеді және белгіленген тәртіппен келесідей негізгі техника-экономикалық көрсеткіштерімен бекітілуге ұсынылады:

- ЖГҚ-ның белсенді көлемі, барлығы - 3,5 млрд. нм^3;
- ЖБ-1 учаскесінің алаңы - 2,7183 га;
- ЖБ-4 учаскесінің алаңы - 2,1042 га;
- ЖБ-6 учаскесінің алаңы - 2,7848 га;
- «Жақсықоянқұлақ» ЖГБ бойынша пайдаланылатын ұңғымалар саны - 145 дана;
- ұңғыманың орташа өнімділігі - тәулігіне 61 644 нм^3;
- ∅426 мм табиғи газ құбырының ұзындығы - 7,120 шықырым;
- ∅89, 108, 133 мм газ құбыры – шлейфтері ұзындығы - 279,159 шақырым;
- 2001 жылғы базалық бағадағы құрылыстың жалпы сметалық құны, барлығы - 5 143,610 млн.теңге,
  оның ішінде: - ҚМЖ - 3 493,490 млн.теңге,
  - жабдық - 1 602,581 млн. теңге,
  - өзгелері - 47,510 млн. теңге;
- 2011-2014 жж. ағымдағы және болжамды бағалардағы құрылыстың жалпы сметалық құны, барлығы - 13 017,892 млн.теңге,
  оның ішінде: - ҚМЖ - 7 714,813 млн.теңге,
  - жабдық - 3 478,027 млн. теңге,
  - өзгелері - 1 825,052 млн. теңге;
- құрылыстың нормативтік ұзақтығы - 30 ай.

2. Тапсырысшы жобаны іске асыру басталғанға дейін бақылау-қадағалау органдары мен мүдделі ұйымдарының қажетті келісімдері мен қорытындыларын алсын.

3. Қазақстан Республикасы Үкімет отырысының 2010 жылғы 2 ақпандағы 17-56/005-1689,05-12 хаттамалық шешімінің 5 тармағын орындау үшін тапсырысшы құрылыс салу кезінде отандық тауар өндірушілердің жабдықтарын, материалдары мен құрастырмаларын кеңінен пайдалансын.

Өндірістік бөлімнің бастығы	К. Хван
Жетекші сарапшы	Л. Оспанғалиева
Смета-экономикалық сектордың жетекшісі	Л. Клевчик
Бас маман	Р. Алтаева
Бас маман	Т. Мамаев
Бас маман	Н. Блоха
Бас маман	В. Крукович
Бас маман	А. Шоқпарова
Бас маман	Е. Рихтер