«Астана қаласында ішкі станциялық газ таратуды орналастыра отырып, табиғи газ бен көмір/мазутты бірге жағу үшін 1-ЖЭО №№4÷7 ст. КВ-Т-128-150, №№8÷10 ст. ПТВМ-100 (мазутты) су жылыту қазандықтарын және №№1÷3 ст.Е-65-3,9-440КТ энергетикалық қазандықтарын реконструкциялау»

жұмыс жобасы бойынша

27.12.2019 ж. № 01-0554/19

(оң)

ҚОРЫТЫНДЫ

ТАПСЫРЫС БЕРУШІ:

«Астана-Энергия» АҚ,

Нұр-Сұлтан қаласы

БАС ЖОБАЛАУШЫ:

«ПСК Градцентр» ЖШС,

Алматы қаласы

Нұр-Сұлтан қаласы

АЛҒЫ СӨЗ

«Астана қаласында ішкі станциялық газ таратуды орналастыра отырып, табиғи газ бен көмір/мазутты бірге жағу үшін 1-ЖЭО №№4÷7 ст. КВ-Т-128-150, №№8÷10 ст. ПТВМ-100 (мазутты) су жылыту қазандықтарын және №№1÷3 ст.Е-65-3,9-440КТ энергетикалық қазандықтарын реконструкциялау» жұмыс жобасы бойынша осы сараптама қорытындысы «Мемсараптама» РМК-мен берілді.

«Мемсараптама» РМК-ның рұқсатынсыз осы сараптама қорытындысын толық немесе ішінара қайта шығаруға, көбейтуге және таратуға жол берілмейді.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№ 01-0554/19 от 27.12.2019 г.
(положительное)

по рабочему проекту
«Реконструкция водогрейных котлов КВ-Т-128-150 ст.№№ 4÷7, ПТВМ-100 ст.№№ 8÷10 (мазутные) и энергетических котлов Е-65-3,9-440КТ ст.№№ 1÷3 ТЭЦ-1 для совместного сжигания природного газа и угля/мазута, с обустройством внутристанционного газораспределения в г. Астана»

ЗАКАЗЧИК:
АО «Астана-Энергия»,
г. Нур-Султан

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
ТОО «ПСК Градцентр»,
г. Алматы

г. Нур-Султан

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное экспертное заключение по рабочему проекту **«Реконструкция водогрейных котлов КВ-Т-128-150 ст.№№ 4÷7, ПТВМ-100 ст.№№ 8÷10 (мазутные) и энергетических котлов Е-65-3,9-440КТ ст.№№ 1÷3 ТЭЦ-1 для совместного сжигания природного газа и угля/мазута, с обустройством внутристанционного газораспределения в г. Астана»** выдано РГП «Госэкспертиза».

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

1. НАИМЕНОВАНИЕ: рабочий проект «Реконструкция водогрейных котлов КВ-Т-128-150 ст.№№ 4÷7, ПТВМ-100 ст.№№ 8÷10 (мазутные) и энергетических котлов Е-65-3,9-440КТ ст.№№ 1÷3 ТЭЦ-1 для совместного сжигания природного газа и угля/мазута, с обустройством внутристанционного газораспределения в г. Астана».

Настоящее заключение выполнено в соответствии с договором от 5 декабря 2019 года № 01-2088.

2. ЗАКАЗЧИК: АО «Астана-Энергия», г. Нур-Султан.

3. ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК: ТОО «ПСК Градцентр», г. Алматы (государственная лицензия № 14006378, выданная Комитетом по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства Министерства регионального развития Республики Казахстан от 5 мая 2014 года, генеральная, I категория).

Главный инженер проекта – Бондаренко А.С.

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: инвестиции АО «Астана-Энергия» (письмо от 18 ноября 2019 года № 21-12/3927).

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1 Основание для разработки:

задание на разработку ПСД рабочего проекта «Реконструкция водогрейных котлов КВ-Т-128-150 ст. №№4÷7, ПТВМ-100 ст. №№8÷10 (мазутные) и энергетических котлов Е-65-3,9-440КТ ст.№№1÷3 ТЭЦ-1 для совместного сжигания природного газа и угля/мазута, с обустройством внутристанционного газораспределения», утвержденное заказчиком от 16 мая 2019 года;

дополнительное задание на проектирование, утвержденное заказчиком от 19 декабря 2019 года;

техническое задание на разработку Автоматизированной системы управления технологическими процессами котлоагрегатов ст. №№ 1-10 ТЭЦ-1 АО «Астана-Энергия», согласованный заказчиком от 17 мая 2019 года шифр 72/18-8-1-Э/АСУТП.ТЗ;

выписка из постановления акимата города Астаны от 24 апреля 2007 года № 37-314п о предоставлении АО «Астанаэнергия» права собственности (аренды) на земельный участок площадью 19,7576 га в частную собственность для эксплуатации производственных и служебных помещений по адресу: г. Астана, район Сарыарка, Промзона, район ТЭЦ-1, с планом участка М1:5000, выполненным ТОО «АстанагорНПЦзем»;

акт на право частной собственности на земельный участок АН № 193918, кадастровый номер земельного участка 21-319-058-317, площадь 19,7576 га, для эксплуатации производственных и служебных помещений, выданный на основании постановления акимата города Астаны от 24 апреля 2007 года № 37-314п, с планом земельного участка М1:10000, запись в книге записей актов № 10418 от 18 января 2008 года, утвержденный Управлением земельных отношений города Астаны от 21 января 2008 года;

перечень мероприятий инвестиционной программы АО «Астана-Энергия» на 2019 год, утвержденный приказом от 23 января 2019 года № 54;

региональная схема газоснабжения г. Астаны на период до 2020 года, одобренная протоколом совещания под председательством Ответственного секретаря Министерства нефти и газа РК по рассмотрению региональных схем газификации Республики Казахстан от 23 июля 2013 года;

техническое заключение «По результатам обследования состояния надежности и устойчивости зданий и сооружений ТЭЦ-1», Главный корпус I и II очереди строительства,

выполненное ТОО «Стройпрокат» по договору № 120/18-8-А-Э от 19 ноября 2018 года, утвержденное от 24 декабря 2018 года;

техническое заключение «По результатам обследования состояния надежности и устойчивости зданий и сооружений ТЭЦ-1», Главный корпус III и IV очереди строительства, выполненное ТОО «Стройпрокат» по договору № 120/18-8-А-Э от 19 ноября 2018 года, утвержденное от 24 декабря 2018 года;

протокол АО «Астана-Энергия» о принятии оптимального и безопасного способа прокладки газопровода снаружи Главного корпуса ТЭЦ-1 автокраном с большим вылетом стрелы (50 м) и талями с кровли корпуса от 26 августа 2018 года;

протокол № 1 АО «Астана-Энергия» по вопросам проектирования системы подвода газа к котлоагрегатам 1-10 ТЭЦ-1 с применением АСУ ТП от 6 марта 2019 года;

протокол № 2 АО «Астана-Энергия» по вопросам проектирования системы подвода газа к котлоагрегатам 1-10 ТЭЦ-1 с применением ИМШР (интеллектуальный местный шкаф розжига) от 28 марта 2019 года;

протокол технического совещания АО «Астана-Энергия» о графике строительно-монтажных работ для совместной реализации проектов по «Газификации Главного корпуса ТЭЦ-1» и «Реконструкция Главного корпуса ТЭЦ-1» от 24 июля 2019 года;

письмо АО «Астана-Энергия» с приложениями расчетных расходов газового топлива и режимной картой отопительно-зимнего периода (ОЗП) 2018-2019 гг.ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 от 21 сентября 2018 года №3885-21-12;

письмо АО «Астана-Энергия» о сжигании на ТЭЦ-1 резервного топлива – каменного угля при пиковых нагрузках и недостаточном объеме природного газа от 31 мая 2019 года № 21-12/1783;

письмо АО «Астана-Энергия» о финансировании за счет собственных средств, расстоянии перевозки строительного мусора и отходов с площадки строительства на полигон ТБО 5300 м от 18 ноября 2019 года № 21-12/3927;

письмо АО «Астана-Энергия» о расстоянии перевозки строительного мусора и отходов с площадки строительства на полигон ТБО от 23 декабря 2019 года № 21-12/1167;

проект «Строительства магистрального газопровода «Сары-Арка» (заключение РГП «Госэкспертиза» от 28 августа 2018 года № 01-0334);

рабочий проект «Газификация г. Астаны. I очередь строительства 1, 2 пусковые комплексы – заключение РГП «Госэкспертиза» от 18 января 2019 года № 01-0028/19.

Технические условия:

АО «КазТрансГаз Аймак» от 4 сентября 2018 года № 06-17-1052 о производительности АГРС-1 «Астана», АГРС-2 «Астана» и давлениях на выходе из АГРС;

АО «АстанаГаз КМГ» от 25 декабря 2018 года № 04-16/16186 на присоединение распределительного газопровода к АГРС Астана-1 магистрального газопровода «МГ «Сары-Арка» для газоснабжения потребителей г. Астана и районов Акмолинской области;

АО «Астана-Энергия» на подключение проектируемых теплообменников (калориферов) приточной вентиляции к существующим сетевым трубопроводам главного корпуса ТЭЦ-1 от 5 декабря 2019 года;

АО «Астана-Энергия» по электроснабжению на подключение вентиляционных установок от 18 декабря 2019 года;

АО «Астана-Энергия» на электроснабжение электродвигателей дымососов рециркуляции газов от 19 декабря 2019 года.

5.2 Согласования и заключения заинтересованных организаций:

ТОО «Алтын Сапа» - экспертное заключение промышленной безопасности рабочего проекта «Реконструкция водогрейных котлов КВ-Т-128-150 ст. №№ 4÷7, ПТВМ-100 ст. №№8÷10 (мазутные) и энергетических котлов Е-65-3,9-440КТ ст.№№ 1÷3 ТЭЦ-1 для совместного сжигания природного газа и угля/мазута, с обустройством внутристанционного газораспределения в г. Астане», регистрационный № 074/03-19ГХ, Алматы 2019 г;

РГУ «Департамент экологии по городу Нур-Султан Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан» – заключение государственной экологической экспертизы о согласовании РП «Реконструкция водогрейных котлов КВ-Т-128-150 ст. №№ 4÷7, ПТВМ-100 ст. №№ 8÷10 (мазутные) и энергетических котлов Е-65-3,9-440КТ ст.№№ 1÷3 ТЭЦ-1 для совместного сжигания природного газа и угля/мазута, с обустройством внутристанционного газораспределения в г. Астане» от 25 декабря 2019 года № Z1-0015/18;

ГУ «Управление контроля и качества городской среды города Нур-Султан» - об отсутствии замечаний и предложений по проектам «Реконструкция водогрейных котлов КВ-Т-128-150 ст. №№ 4÷7, ПТВМ-100 ст. №№ 8÷10 (мазутные) и энергетических котлов Е-65-3,9-440КТ ст.№№ 1÷3 ТЭЦ-1 для совместного сжигания природного газа и угля/мазута, с обустройством внутристанционного газораспределения» и «Реконструкция водогрейных котлов КВ-Т-139,6-150 ст.№№ 1÷6 ТЭЦ-2 для совместного сжигания природного газа и угля/мазута, с обустройством внутристанционного газораспределения» в г. Астане от 17 мая 2019 года № 505-14-09/1485;

ТОО «КАТЭК» о согласовании точек подключения к проектным газопроводам газораспределительных сетей ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 – письмо от 25 апреля 2019 года № 190;

АО «Астана-Энергия» о согласовании проектно-сметной документации от 24 декабря 2019 года № 21-12/4199;

ООО «Сибэнергомаш-БКЗ» о согласовании рабочего проекта реконструкции ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 для совместного сжигания природного газа и угля/ мазута с обустройством внутристанционного газораспределения от 6 мая 2019 года № 4218/158;

ООО «Сибэнергомаш-БКЗ» о соответствии котлов ст. №№ 1-10 ТЭЦ-1 и ст.№№ 1-6 ТЭЦ-2 норм расчета на прочность РД 10-249-98 и СП РК 4.02-1058-2013 на давление 5 кПа, что позволяет не устанавливать взрывные и предохранительные клапана от 17 мая 2019 года № 4218/168;

ООО «Модульные Системы Торнадо» о согласовании рабочего проекта «Реконструкция водогрейных котлов КВ-Т-128-150 ст. №№ 4÷7, ПТВМ-100 ст. №№ 8÷10 (мазутные) и энергетических котлов Е-65-3,9-440КТ ст.№№ 1÷3 ТЭЦ-1 для совместного сжигания природного газа и угля/мазута, с обустройством внутристанционного газораспределения в г. Астане» от 14 мая 2019 года № 186;

ТОО «КАТЭК» о согласовании точек присоединения проектируемых наружных сетей газоснабжения ТЭЦ-1 к проектному газопроводу среднего давления от ГРП-ТЭЦ-1,3» до территории ТЭЦ-1 на ПК 16+44 от 25 апреля 2019 года № 190;

ТОО «Павлодарэнергопроект» о согласовании разделов ГСН и ГСВ рабочего проекта реконструкции ТЭЦ-1 для совместного сжигания природного газа и угля/ мазута с обустройством внутристанционного газораспределения от 24 мая 2019 года № 19/852;

РГУ «Департамент Комитета государственного санитарно-эпидемиологического надзора МЗ РК по г. Астане» – санитарно-эпидемиологическое заключение на проект нормативов эмиссий предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для ТЭЦ-1 г. Астана АО «Астана-Энергия», выданное от 18 января 2013 года № 06/32;

ГУ «Департамент охраны общественного здоровья города Астаны КООЗ МЗ РК» – санитарно-эпидемиологическое заключение на проект обоснования размера санитарно-защитной зоны для ТЭЦ-1 г. Астана АО «Астана-Энергия», от 3 января 2018 года № Z.03.X.KZ68VBS00096783.

5.3 Перечень представленных на рассмотрение материалов проекта

Том 1. 72/18-8-1 А-Э/ПП. Паспорт проекта.

Том 2. 72/18-8-1 А-Э/ОПЗ. Общая пояснительная записка.

Чертежи основных комплектов:

Том 3. 72/18-8-1 А-Э/ГП. Генеральный план.

Том 4. 72/18-8-1 А-Э/ГСН. Наружные сети газоснабжения (ГСН).

Том 5. 72/18-8-1 А-Э/ГСН-КМ. Наружные сети газоснабжения. Конструкции металлические (ГСН-КМ).

Том 6. 72/18-8-1 А-Э/ГСВ. Внутренние сети газоснабжения (ГСВ).

Том 7. 72/18-8-1 А-Э/КЖ. Конструкции железобетонные (КЖ).

Том 8. 72/18-8-1 А-Э/КМ. Конструкции металлические (КМ).

Том 9. 72/18-8-1 А-Э/АСУТП. Система управления технологическими процессами.

Том 10. 72/18-8-1 А-Э/АГСН. Система управления технологическими процессами. Наружное газоснабжение.

Том 11. 72/18-8-1 А-Э/ОВ. Отопление и вентиляция.

Том 12. 72/18-8-1 А-Э/ЭС. Электротехнические решения.

Том 13. 72/18-8-1 А-Э/ЭС.1. Электротехническая часть. Подключение вентиляционных установок.

Том 14. 72/18-8-1 А-Э/ПОС. Проект организации строительства (ПОС).

Том 15. 72/18-8-1 А-Э/ОВОС. Оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС).

Том 16. 72/18-8-1 А-Э/СД. Сметная документация.

Том 17. 72/18-8-1 А-Э/КП. Книга прайс-листов.

Том 18. 72/18-8-1 А-Э/ПБ. Промышленная безопасность.

Расчет несущих конструкций.

Технический отчет по инженерно-геологическим изысканиям, выполненный в 2018 году ТОО «Нұр-Құрылыс-80», г. Алматы (арх. № НК/21-72/18-8-1).

Техническое заключение «Комплексное техническое обследование состояния надежности и устойчивости зданий и сооружений ТЭЦ-1» Главный корпус I-ой, II-ой, III-й и IV-й очереди строительства», выполненное в 2018 году ТОО «Стройпрокат».

Перечень оборудования, материалов, изделий с приложением прайс-листов, утвержденный заказчиком от 26 декабря 2019 года.

5.4 Цель и назначение объекта, необходимость и целесообразность его строительства

Целью реконструкции водогрейных котлов КВ-Т-128-150 ст. №№ 4÷7, ПТВМ-100 ст. №№ 8÷10 (мазутные) и энергетических котлов Е-65-3,9-440КТ ст.№№ 1÷3 ТЭЦ-1 для совместного сжигания природного газа и угля/мазута, с обустройством внутристанционного газораспределения в г. Нур-Султан является обеспечение природным газом как основным видом топлива существующего теплоэнергоисточника ТЭЦ-1 для улучшения экологических условий жизни населения и снижения уровня техногенного воздействия на окружающую среду.

6. ПРИНЯТЫЕ РЕШЕНИЯ И ИХ ОБОСНОВАНИЕ

6.1 Место размещения объекта и характеристика участка строительства

Площадка ТЭЦ-1 расположена на территории Северного промышленного района и окружена действующими промышленными предприятиями и складами.

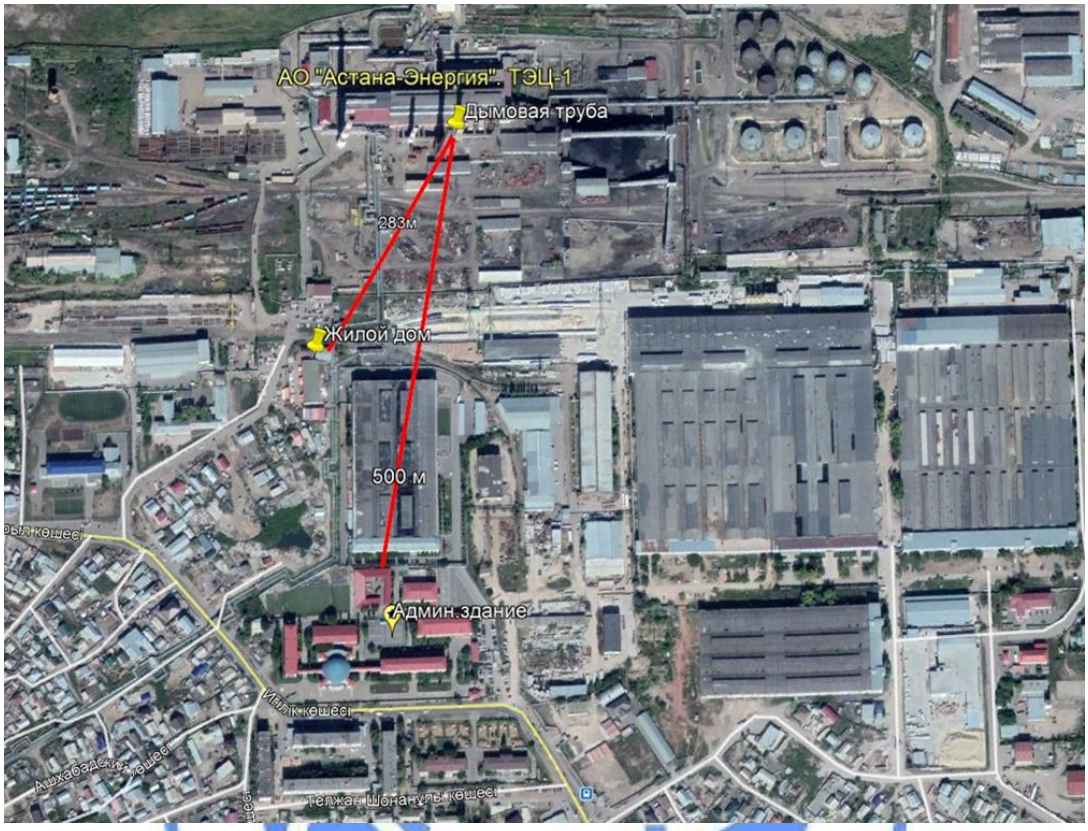

Рис. 1 Ситуационная схема

Природно-климатические условия участка строительства:

климатический подрайон	- I В;
нормативный вес снегового покрова	- 100 кгс/м^2;
скоростной напор ветра	- 38 кгс/м^2;
расчетная зимняя температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки	- минус 31,2° С;
нормативная глубина промерзания грунтов	- 2,10 м;
максимальная глубина проникновения «0°» в грунт	- 3,04 м.

Инженерно-геологические условия площадки строительства

Инженерно-геологические изыскания на площадке выполнены в объеме двух скважин глубиной 10,0 м.

Согласно отчету по инженерно-геологическим изысканиям, выполненным в 2018 году ТОО «Нұр-Құрылыс-80», г. Алматы (арх. № НК/21-72/18-8-1), площадка строительства сложена следующим напластованием грунта:

насыпной грунт – суглинок и глина со строительными отходами (щебень, обломки бетона и кирпича, обратная засыпка котлована) с поверхности перекрыт бетонной плитой толщиной 30 см, залегает выше подошвы фундаментов

ρ=1,8-2,0 г/см^3 - 0,2 – 0,5 м;

глина плотная твёрдой-полутвёрдой консистенции со стяжениями гипса, гидроокислов железа и марганца по трещинам

c=46 кПа, φ=15º, E=17,0 МПа, ρ=2,02 г/см^3 - 9,8-9,5 м.

Промплощадка спланирована и имеет твёрдое покрытие.

Глубина залегания грунтовых вод от поверхности земли составляет 1,2 м. Подъем уровня грунтовых вод в весенний период составляет 0,6 м.

Подземные воды по отношению к бетону марки по водонепроницаемости W4 на портландцементе обладают слабой сульфатной агрессией.

По отношению к стальным конструкциям грунтовые воды корродирующие. Коррозионная активность грунтовых вод по отношению к свинцовой оболочке кабеля – низкая, к алюминиевой оболочке кабеля - высокая.

Грунты по отношению к бетонам марки по водонепроницаемости W4 на портландцементах слабоагрессивные.

Степень коррозионной агрессивности грунтов по отношению к алюминиевой оболочке кабеля, к стали и к свинцовой оболочке кабеля – от средней до высокой.

6.2 Проектные решения

Реконструкция ТЭЦ-1 для совместного сжигания природного газа и угля/мазута водогрейных котлов КВ-Т-128-150 ст.№№ 4÷7, ПТВМ-100 ст.№№ 8÷10 (мазутные) и энергетических котлов Е-65-3,9-440КТ ст.№№ 1÷3 с обустройством внутристанционного газораспределения согласно дополнению к заданию на проектирование, утвержденному Заказчиком от 19 декабря 2019 года, предусмотрена двумя пусковыми комплексами:

<u>I пусковой комплекс (2020 год):</u>

наружные сети газоснабжения;

внутренние сети газоснабжения для мазутных котлов ПТВМ-100 ст.№№8-10;

АСУ ТП для мазутных котлов ПТВМ-100 ст.№№8-10;

реконструкция мазутных котлов ПТВМ-100 ст.№№8-10;

система вентиляции котельного зала мазутных котлов ПТВМ-100 ст.№№8-10.

<u>II пусковой комплекс (2021 год):</u>

внутренние сети газоснабжения для энергетических котлов Е-65-3,9-440КТ ст.№№1-3 и водогрейных котлов КВ-Т-128-150 ст.№№4-7;

АСУ ТП для энергетических котлов Е-65-3,9-440КТ ст.№№1-3 и водогрейных котлов КВ-Т-128-150 ст.№№4-7;

реконструкция энергетических котлов Е-65-3,9-440КТ ст.№№1-3 и водогрейных котлов КВ-Т-128-150 ст.№№4-7;

система вентиляции котельного зала энергетических котлов Е-65-3,9-440КТ ст.№№1-3 и водогрейных котлов КВ-Т-128-150 ст.№№4-7.

Источник газоснабжения г. Астаны – автоматические газораспределительные станции АГРС-1 «Астана» и АГРС-2 «Астана» магистрального газопровода «Сары-Арка», от которых предусмотрены газопроводы подключения.

Для понижения давления с высокого до среднего и низкого для 1 пускового комплекса 1 очереди строительства газификации города Астаны предусмотрены газораспределительные пункты ГРП-ТЭЦ-1 и ГРП-ТЭЦ-3, расположенные на одной площадке за территорией ТЭЦ-3.

Основные характеристики источников газоснабжения

Таблица 1

Наименование источника	Максимальная производительность, тыс. м^3/ч	Кол-во выходов, шт.	Давление на выходе, МПа	Диаметр выходного коллектора, мм	Температура газа на выходе, ^{0}С	Примечание

АГРС-1 «Астана»	205÷230	1	1,2	530	t_{max}=+10^{0}C, t_{min}=+0^{0}C	проектируемый МГ «Сары-Арка» DN820 мм, PN9,81 МПа
АГРС-2 «Астана»	205÷230	1	1,2	530	t_{max}=+10^{0}C, t_{min}=+0^{0}C	

6.2.1 Генеральный план

Площадка существующей ТЭЦ-1 застроена, имеет надземные и подземные коммуникации. Принятые решения по переводу котлов на топливо природный газ не предусматривают изменения или дополнения части решений генерального плана площадки ТЭЦ-1.

6.2.2 Технико-технологические решения

Технологические решения

Согласно проектам 1 и 2 пускового комплексом 1 очереди газификации города Астаны (заключение РГП «Госэкспертиза» от 18 января 2019 года № 01-0028/19), объем потребления газа ТЭЦ-1 определен в размере 83 000 нм^3/час.

Диаметры наружного, распределительного общестанционного и подводящих к водогрейным котлам ст. №1-6 газопроводов определены из расчета потребления газа в объеме 83 000 нм^3/час с учетом проектных решений 1 и 2 пусковых комплексов 1 очереди газификации города Астаны (заключение РГП «Госэкспертиза» от 18 января 2019 года) № 01-0028/19.

При пиковых нагрузках и недостаточном объеме природного газа предусмотрено сжигание резервного топлива – каменного угля согласно письму АО «Астана-Энергия» от 31 мая 2019 года № 21-12/1784.

Существующие системы пылеприготовления угля для сжигания, золоулавливания и шлакозолоудаления ТЭЦ-1 остаются без изменения.

По данным ООО «Сибэнергомаш-БКЗ» при переводе на сжигание природного газа максимальные объемы воздуха на горение и дымовых газов остаются без изменений. Существующие дутьевые вентиляторы котлов не подлежат замене.

На паровых и водогрейных котлах ТЭЦ-1, основным топливом которых в настоящее время является уголь, при введении дополнительного основного топлива природного газа с сохранением твердого топлива в качестве резервного предусмотрена замена топочно-горелочных устройств на новые производства ОАО «Сибэнергомаш-БКЗ». Каждый котел оборудуется четырьмя прямоточными вертикально-щелевыми горелками, установленными на боковых стенках топки. Каждая горелка с чередующейся подачей пылевоздушной смеси и вторичного воздуха состоит из воздушного короба и встроенных в него каналов аэросмеси. Для равномерного распределения потока воздуха по высоте выходного сечения горелки воздушный короб имеет направляющие перегородки.

Из коллектора газ подается в горелку с помощью газораздающих труб малого диаметра с раздающими насадками. По оси горелочного устройства встроена труба для установки мазутной форсунки. Все горелки оборудованы запально-сигнализирующими устройствами пневматическими инжекционными типа ЗСУ-ПИ-45 с датчиком ФДСА, предназначенными для обеспечения дистанционного розжига запальника и факела горелки. Топливом для ЗСУ-ПИ может служит природный газ.

Для проведения растопки котлов, а также для работы котлов на мазуте, каждая пылегазовая горелка оборудована пароаккустической форсункой типа «Факел». Для взрывобезопасности растопка котла на жидком топливе или газе может начинаться с розжига любой горелки и выполняться в последовательности, указанной в инструкции по эксплуатации котельной установки.

Водогрейные котлы ПТВМ-100 ст.№ 8-10 при вводе дополнительного топлива природного газа подвергаются реконструкции в части топочно-горелочных устройств и поверхностей нагрева. На котлах ст.№ 8-10 замене подвергаются топочно-горелочные устройства с установкой новых разводок труб, на котле ст. № 8 реконструируется фронтовая и задняя стенка топки, на котлах ст. № 9, 10 реконструируются фронтовая, задняя и боковые стены топки. На всех котлах реконструируются площадки обслуживания в районе горелок, устанавливается дымосос рециркуляции газов ДРГ-15К с трактом рециркуляции дымовых газов. Габариты топочной камеры котлов ПТВМ-100 сохраняются без изменений, водяной тракт, трубопроводы и каркас котла сохраняются существующими. В связи сохранением существующих размеров топочной камеры и максимальных объемов дымовых газов, сечения газоходов не меняются. Так же остаются без изменений присоединительные размеры по дымовым газам.

Для организации топочного процесса топка котла ПТВМ-100 оборудована двенадцатью газомазутными горелками, установленными на фронтовой и задней стенках топки встречно в два яруса. Конструкция горелки позволяет организовать подачу топлива и воздуха в количестве, обеспечивающем эксплуатационный диапазон нагрузок, устойчивое воспламенение топлива и экономичное сжигание. По центру горелки расположен газовый коллектор из двух труб с коническими насадками для подачи газа.

Для работы котла на мазуте, каждая газомазутная горелка оборудована форсункой типа «Вулкан», установленной по центру горелки. Все горелки оборудованы запально-сигнализирующими устройствами пневматическими инжекционными типа ЗСУ-ПИ-45 с датчиком контроля ФДСА, предназначенными для обеспечения дистанционного розжига горелки, контроля и сигнализации о наличии пламени запальника и факела горелки. Топливом для ЗСУ-ПИ служит природный газ. Для наблюдения и контроля за факелом запальника и основным факелом горелки предусмотрен лючок.

Предусмотрена возможность работы котла на любом виде топлива (твердом, жидком, газообразном) а также одновременная работа на разных видах топлива.

На всех котлах при переводе на основное топливо - природный газ устанавливается дымосос с трактом рециркуляции дымовых газов:

для котлов типа Е-65-3,9-440КТ ст. № 1-3 типа ВВДН-12БК;

для котлов типа КВ-Т-128-150 ст. № 4-7 типа ДН-12,5БК;

для котлов типа ПТВМ-100 ст. № 8-10 типа ДРГ-15К.

Дымосос рециркуляции предусмотрен для снижения концентрации оксидов азота (NOx) в отходящих дымовых газах котла путем рециркуляции части дымовых газов, забираемых за котлом и подачи в воздушный тракт перед горелками и устанавливается наружно за пределами главного корпуса ТЭЦ.

Для каждого котла предусмотрен отдельный дымосос рециркуляции, всего устанавливается 10 дымососов.

Учет расхода газа каждым котлом предусмотрен камерной диафрагмой типа АМАКС-ДКС. Для повышения точности учета расхода газа и сокращения длины прямого участка до диафрагмы, перед прибором учета установлено устройство подготовки потока «Zanker» типа АМАКС-УПП.

На общем газопроводе снаружи здания установлен отключающий шаровый кран Dy1000 мм типа 10с971р с электроприводом. На отводе от общего газопровода к котлу установлены два отключающих устройства - задвижки 30с941нж Ду250/400, Р=1,6 МПа, класс герметичности «В», одно из которых является ремонтным, а также заглушки поворотной типа АМАКС-УПЗ. На газопроводе к котлу после измерительной диафрагмы установлен быстродействующий отсечной клапан ПЗК типа АМАКС-6726-6728 классом герметичности «А» с электромагнитным приводом. Для снижения давления газа на газопроводе

к котлу после ПЗК установлена заслонка дроссельная Ду80/150, Ру1,6 МПа с электроприводом типа АМАКС-3ДЭ-080/150-1,6-0,2. На отводе газопровода к горелкам, перед каждой горелкой установлен блок газооборудования типа АМАКС-БГ-8 Ду200 мм, Р=1,6 МПа, который обеспечивает в сочетании с системой управления котла:

автоматический контроль герметичности запорных устройств в составе блока;

безопасный розжиг горелки;

отсечку газа при нарушении технологических параметров работы газоиспользующей установки или горелки.

Для котлов Е-65-3,9-440КТ ст. № 1-3 предусмотрена установка блоков типа АМАКС-БГ-8-150 по 4 шт. на каждый, для котлов КВ-Т-128-150 ст.№ 4-7 установка блоков АМАКС-БГ-8-200 по 4 шт. на каждый, для котлов ПТВМ-100 ст.№ 8-10 установка блоков АМАКС-БГ-8-100 по 12 шт. на каждый.

Блок газооборудования состоит из последовательно соединенных между собой при помощи фланцевых соединений газопровода, двух отсечных быстродействующих клапанов (ПЗК), дроссельной заслонки с электроприводом. На первом по ходу движения среды установлена линия автоматического контроля герметичности, соединяющая входную полость блока с внутренним объемом между ПЗК. Линия автоматического контроля герметичности оборудована шаровыми кранами, электромагнитным приводом типа "НЗ" (клапан контроля герметичности), дросселем с калиброванным отверстием, электромагнитным клапаном типа «НЗ» (клапан подачи газа на запальник) и электромагнитным клапаном типа «НО» (клапан безопасности). Также на этой линии установлен клапан для манометра с датчиком давления и шаровой кран для обеспечения возможности розжига запальника на газе. Дроссельная заслонка, входящая в состав блока, служит для регулирования давления газа перед горелкой и оснащена электроприводом типа МЭО.

Учет расхода газа каждым котлом предусмотрен камерной диафрагмой типа АМАКС-ДКС, перед прибором учета установлено устройство подготовки потока «Zanker» типа АМАКС-УПП.

Согласно требованиям технического регламента «Общие требования к пожарной безопасности» приказ от 23 июня 2017 года № 439 приложение 18 помещение котельного цеха по взрывопожарной и пожарной опасности относится к категории «Г» (умеренная пожароопасность), в связи с переводом котлов с твердого топлива на природный газ основание для пересмотра категории помещения отсутствует. По данным ООО «Сибэнергомаш-БКЗ» при переводе на сжигание природного газа максимальные объемы воздуха на горение и дымовых газов остаются без изменений. Так же существующими остаются дутьевые вентиляторы котлов.

Согласно дополнения к заданию на проектирование, утвержденному Заказчиком от 19 декабря 2019 года реконструкция ТЭЦ-1 предусмотрена двумя пусковыми комплексами:

<u>I пусковой комплекс (2020 год):</u>

реконструкция мазутных котлов ПТВМ-100 ст.№№8-10;

АСУ ТП для мазутных котлов ПТВМ-100 ст.№№8-10.

<u>II пусковой комплекс (2021 год):</u>

реконструкция энергетических котлов Е-65-3,9-440КТ ст.№№1-3 и водогрейных котлов КВ-Т-128-150 ст.№№4-7;

АСУ ТП для энергетических котлов Е-65-3,9-440КТ ст.№№1-3 и водогрейных котлов КВ-Т-128-150 ст.№№4-7.

Автоматизация технологических процессов

Системой контроля и управления проектируемых дополнительных механизмов и оборудования энергетических и водогрейных котлов предусмотрены:

контроль первичных параметров: температуры, давления, расхода;

контроль розжига горелок;

контроль загазованности рабочей зоны;

управление электрифицированной запорной арматурой;

выполнение защит котлоагрегата, связанных с совместным сжиганием газа и угля/мазута.

Котлоагрегаты ст.№ 1-7 ТЭЦ-1 оснащены существующей автоматизированной системой управления технологическими процессами (АСУТП) на базе программно-технического комплекса (ПТК) «Торнадо» разработки компании ООО «Модульные системы Торнадо». Шкафы ПТК расположены на ГрЩУ. Управление осуществляется с автоматизированного рабочего места (АРМ). Силовая аппаратура управления электрифицированной запорной арматурой котельного цеха размещена в типовых сборках НКУ типа РТЗО-88М.

С целью наделения функций контроля и управления работой проектируемых механизмов и оборудования на машиниста, рабочим проектом предусмотрено расширение действующего ПТК путем добавления дополнительных шкафов ПТК, интеллектуальных местных шкафов розжига (ИМШР), корректировка и доработка существующей программной части.

Предусмотрена установка дополнительных шкафов ПТК рядом с существующими шкафами ПТК на ГрЩУ 1-2 к/а, ГрЩУ 3-4 к/а, ГрЩУ 5-10 к/а. ИМШР устанавливаются на площадке обслуживания котла. Один ИМШР осуществляет управление двумя блочными горелками.

Питание электрифицированной запорной арматуры выполнено с существующих сборок задвижек РТЗО-88М, с использованием резервных мест для подключения и добавлением шкафа присоединений к сборкам. В существующих шкафах выполнена частичная замена блоков управления РТЗО.

Существующая система управления котлоагрегатов ст.№ 8-10 выполнена на традиционных средствах контроля без использования микропроцессорной техники.

Для котлоагрегатов ст.№ 8-10 устанавливается по три шкафа ПТК (с учетом шкафов контроллеров защит) и шесть шкафов ИМШР. Устанавливается четыре АРМ на 3 к/а. В связи с увеличением количества ЗРА, на каждый котел устанавливается сборка задвижек типа РТЗО-88М.

Шкафы ПТК устанавливаются на ГрЩУ 5-10 к/а на место демонтируемых панелей к/а ст.№ 8-10. Для добавления АРМ оператора машиниста 8-10 котла, существующий пульт управления расширяется. Сборки РТЗО к/а ст.№ 8, 9, 10 устанавливаются на площадке над ГрЩУ 5-10 к/а. ИМШР устанавливаются на площадках обслуживания горелок.

В качестве первичных средств измерении приняты:

термопреобразователи сопротивления ТСМУ Метран-274;

термопреобразователи сопротивления ТСМ Метран-2000;

датчики избыточного давления Метран-150 CG;

датчики избыточного давления ДДМ 03МИ-ДИ;

вибропреобразователи ВК-310С (контроль вибрации подшипников ДРГ);

манометры, показывающие МП4-У;

измерительные преобразователи разности давления Метран-150CD1 с клапанным блоком (в качестве датчиков расхода).

Для контроля загазованности в воздухе рабочей зоны на каждом котлоагрегате предусмотрена установка стационарного газоаналитического комплекса на 7 точек контроля с выдачей сигналов в ПТК по двум пределам.

Все проектируемое оборудование: интеллектуальный местный шкаф розжига (ИМШР), дополнительно устанавливаемые шкафы контроллера, шкаф газоаналитического комплекса являются оборудованием заводского изготовления.

Чертежи одиночных шкафов присоединений сборки РТЗО-88М, а также сборки в комплекте выполнены на основе типовых альбомов.

Объем контролируемых и регулируемых технологических параметров АСУТП предусмотрен в соответствии с СО 34.35.101-2003 «Методические указания по объему технологических измерении, сигнализации, автоматического регулирования на тепловых электростанциях».

Прокладка кабелей передачи данных и управления предусмотрена по проектируемым кабельным лоткам. К прокладке приняты контрольные кабели с медными жилами с изоляцией, не распространяющей горение при групповой прокладке, с пониженным дымо- и газовыделением марки КВВГнг(А)-LS-0,66 и КВВГЭнг(А)-LS-0,66.

Подключение оборудования автоматизации предусмотрено от сети переменного тока напряжением 380/220В (+10/-15%) с частотой 50 Гц (±1 Гц).

Управление запорной арматуры на общестанционном газопроводе предусмотрено с проектируемого шкафа РУСМ по месту.

Управление производством и предприятием, организация и условия труда

ТЭЦ-1 входит в состав АО «Астана-Энергия».

По окончании строительно-монтажных работ газопровод перейдет на баланс АО «Астана-Энергия». Вновь вводимые штатные сотрудники ИТР будут подчиняться Административно-управленческому персоналу ТЭЦ-1 АО «Астана-Энергия». Обслуживание газовых сетей предусмотрено обученным персоналом ТЭЦ-1 АО «Астана-Энергия». Для организации эксплуатирующей системы газоснабжения приказом (распоряжением) его исполнительного органа из числа руководителей или специалистов, назначается лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию объектов системы газоснабжения, прошедших обучение в соответствии со статьей 79 Закона Республики Казахстан «О гражданской защите».

Техническое обслуживание и ремонт выполнятся соответствующими службами.

Руководство работ по охране труда и соблюдению инструкций и правил техники безопасности, а также ответственность за ее состояние в строительно-монтажных организациях возложено на управляющих, начальников и главных инженеров.

На ТЭЦ-1 АО «Астана-Энергия» должна быть создана газовая служба или должен быть заключен договор со специализированной организацией. Допускается выполнение указанных работ собственником газопроводов при наличии у него служб защиты от коррозии, укомплектованных подготовленным персоналом, а также оснащенных необходимыми приборами, механизмами.

В рамках настоящего проекта предусмотрено создание дополнительных рабочих мест, персонал ТЭЦ-1 после переквалификации продолжит работу на предприятии при переводе на сжигание природного газа. Количество вновь привлекаемого персонала равняется 10 человекам: слесарь–обходчик газового оборудования – 4 чел., сварщик газопровода – 4 чел., управленческий персонал – 2 чел. При определенной численности персонала котельной принято, что капитальный ремонт оборудования производится специализированными организациями.

Круглосуточное управление оборудованием предусмотрено с главного щита управления (ГЩУ) во главе с начальником смены станции. Оперативно-диспетчерское управление ТЭЦ-1 (главный щит управления) обеспечено каналами связи, оборудованием телеизмерений и телесигнализации, телефонной станцией и станцией диспетчерской связи. Оперативная связь между ЦДП и ТЭЦ-1 осуществляется по прямому каналу связи. Оперативное управление всем дежурным эксплуатационным персоналом станции в течение смены осуществляется дежурным инженером смены ТЭЦ-1.

Мероприятия по охране труда и технике безопасности

Внутренние газопроводы прокладываются открыто. По всей длине к газопроводу обеспечивается доступ для его регулярного контроля и осмотра. На каждом ответвлении газопровода к котлу от распределительного газопровода предусмотрена установка запорного устройства с электрическим приводом.

На ответвлении газопровода к котлу установлены два запорных устройства, первое по ходу газа запорное устройство с ручным приводом. Между устройствами предусмотрен продувочный газопровод.

На котлах, предназначенных для сжигания разных видов топлива, перед запорным устройством на ответвлении газопровода к котлу предусмотрен штуцер для газопровода к запальным устройствам и защитно-запальным устройствам горелок.

На внутренних газопроводах котельных установок после запорного устройства на газопроводе-вводе по ходу газа установлено фланцевое соединение для установки заглушки с приспособлением для их режима и токопроводящей перемычкой, штуцер для соединения с магистралью продувочного агента, предохранительно-запорный клапан, штуцер для запального газопровода к запальным устройствам и защитно-запальным устройствам горелок (для газовых котлов), расходуемое устройство, запорное устройство с электроприводом, основной и растопочный регулирующие клапаны.

Растопочный регулирующий клапан устанавливается параллельно основному на линии малого расхода газа. Перед клапаном предусмотрено предохранительное устройство с электроприводом.

На газопроводе перед каждой горелкой котла устанавливаются два запорных устройства с электрическими приводами. Управление запорными устройствами обеспечивается вручную с площадки обслуживания и дистанционно с блочного или группового щита управления, а также по месту.

Растопочные горелки котла, а также горелки, оснащенные предохранительно-запорными клапанами, снабжены запально-защитными устройствами. Остальные горелки оборудуются запальными устройствами. Запальные и запально-защитные устройства управляются с блочного или группового щита управления, а также по месту. На водогрейных котлах предусмотрена возможность ручного розжига горелок с применением переносного запальника.

Питание электромагнитного предохранительно-запорного клапана осуществляется от аккумуляторной батареи или батареи предварительно заряженных конденсаторов. Схема управления электромагнитом предохранительно-запорного клапана оснащается устройством непрерывного контроля за исправностью цепи. На газопроводе перед последним по ходу газа запорным устройством у каждой горелки предусмотрен трубопровод безопасности диаметром не менее 20 миллиметров, оснащенный запорным устройством с электроприводом.

Газопроводы котла имеют систему продувочных газопроводов с запорными устройствами и штуцерами для отбора проб. Продувочные газопроводы предусмотрены в конце каждого тупикового участка газопровода или перед запорным устройством последней по ходу газа горелки; на газопроводе до первого запорного устройства перед каждой горелкой при его длине до первого запорного устройства более 2 метров. Диаметр продувочного газопровода определен с расчетом обеспечения 15-кратного объема продуваемого участка газопровода в 1 час, но не менее 20 миллиметров. Объединение продувочных газопроводов с трубопроводами безопасности, а также газопроводов одного назначения с разным давлением газа не допускается. Конструкция топки котла и компоновка горелочных устройств обеспечивают устойчивый процесс горения, его контроль, а также исключают

возможность образования плохо вентилируемых зон.

На котлах установлены газовые горелки, допущенные к применению и имеющие паспорта заводов-изготовителей. Газовые горелки горят устойчиво без отрыва и проскока факела в диапазоне регулирования тепловой нагрузки котла. Газифицированные котельные установки оснащаются следующими технологическими защитами:

действующими на останов котла с отключением подачи газа на котел:

при погасании факела в топке;

при отключении всех дымососов (для котлов с уравновешенной тягой);

при отключении всех дутьевых вентиляторов;

при понижении давления газа после регулирующего клапана ниже заданных значений;

действующими на отключение подачи газа на горелку, оснащенную предохранительно-запорным клапаном и защитно-запальным устройством, при воспламенении или погасании факела этой горелки;

действующими на отключение подачи газа на котел:

при не воспламенении или погасании факела растопочной горелки в процессе розжига котла;

при понижении давления газа после регулирующего клапана ниже заданных значений (при сжигании газа как вспомогательного топлива одновременно с другими видами топлива);

действующими на снижение нагрузки котла до 50 % при отключении:

одного из двух дымососов;

одного из двух дутьевых вентиляторов;

одного из двух регенеративных воздухоподогревателей.

Газифицированная котельная установка оснащается блокировками, не допускающими:

открытие запорного устройства на газопроводе к котельной установке при открытом положении хотя бы одного запорного устройства на газопроводах перед каждой горелкой;

включение защитно-запального устройства и подачу газа к горелкам без предварительной вентиляции топки котла в течение не менее 10 минут;

розжиг горелок, не оснащенных предохранительно-запорным клапаном, пока все растопочные горелки не будут включены в работу;

подачу газа в горелку в случае закрытия воздушного шибера (клапана) перед горелками и отключения вентилятора, работающего на эту горелку;

подачу газа в растопочную горелку и горелку, оснащенную предохранительно-запорным клапаном, при отсутствии растопочного факела на ее защитно-запальное устройство;

подачу газа в горелку, не оснащенную предохранительно-запорным клапаном, при отсутствии растопочного факела на ее запальном устройстве;

открытие (закрытие) запорного устройства трубопровода безопасности при открытом (закрытом) положении обоих запорных устройств перед горелкой (для вновь вводимых котлов).

На котельных установках предусмотрена сигнализация, оповещающая:

о понижении или повышении давления газа после регулирующего клапана котла относительно заданных значений;

о снижении давления воздуха в общем коробе или в воздуховодах относительно заданного значения (кроме котлов, работающих под наддувом);

о наличии факела на горелках котла, оснащенных защитно-запальным устройством;

о наличии растопочного факела защитно-запального устройства;

о погасании факела в топке котла;

о срабатывании защит.

Выполнение блокировок и защит на остановку котла и перевод его на пониженную нагрузку осуществляются по техническим условиям, согласованным с заводом-изготовителем котельной установки или нормативно-технической документацией. Ввод и вывод защит и блокировок, препятствующих пуску или остановке котла, осуществляются: для защит по погасанию общего факела и факела растопочной горелки автоматически, для остальных защит либо существующих защит средствами ввода-вывода. Вывод из работы устройств технологической защиты, блокировок и сигнализации на работающем оборудовании допускается только в случаях:

необходимости их отключения, обусловленной технологическим регламентом;

очевидной неисправности или отказа.

Отключение выполняется с разрешения руководителя смены и с обязательным уведомлением технического руководителя или руководителя котельной.

Ремонтные и наладочные работы для включения защит, блокировок и сигнализации без получения разрешения не допускаются. Снятие заглушек на газопроводах выполняется по наряду-допуску на производство газоопасных работ, которым предусмотрено проведение контрольной опрессовки газопроводов котла воздухом при давлении 0,01 МПа.

Пуск газа в газопроводы котла, выводимые из режима консервации, выполняется после производства на них внепланового технического обслуживания. Перед растопкой котла производится предпусковая проверка герметичности затвора запорных устройств перед горелками и предохранительно-затворных клапанов. Нормы и методы проведения предпусковой проверки устанавливаются технологическим регламентом по эксплуатации котельной установки.

Заполнение газопроводов котла газом производится при включенных в работу дымососах, дутьевых вентиляторах, дымососах рециркуляции в последовательности, указанной в технологическом регламенте по эксплуатации котельной установки.

Продувать газопроводы котла через трубопроводы безопасности и горелочные установки котла не допускается.

Непосредственно перед растопкой котла топка, газоходы, в том числе рециркуляционные, а также воздуховоды вентилируются не менее 10 минут при открытых шиберах газовоздушного тракта и расходе воздуха не менее 25 % от номинального. Вентиляция котлов, работающих под надувом, а также водонагревательных котлов при отсутствии дымососов осуществляется дутьевыми вентиляторами и дымососами рециркуляции. Растопка котлов, все горелки которых оснащены предохранительно-запорным клапаном и защитно-запальными устройствами, начинается с розжига любой горелки в последовательности, указанной в технологическом регламенте по эксплуатации.

Перевод котла с пылеугольного или жидкого топлива на сжиженный нефтяной газ определяется инструкцией изготовителя по эксплуатации котла. При многоярусной компоновке горелок первыми переводятся на газ горелки нижних ярусов.

Перед плановым переводом котла на сжигание газа проводится проверка срабатывания предохранительно-запорного клапана и работоспособности технологических защит и блокировок по газу с воздействием на исполнительные механизмы или на сигнал в объеме, не препятствующем работе котла.

При остановке котла прекращается подача газа во внутренние газопроводы котла и к горелкам, открываются запорные устройства на продувочных трубопроводах и трубопроводах безопасности, отключаются защитно-запальным устройствам и запальным устройствам горелок, проводится вентиляция топки, газоходов, «теплового ящика» в течение не менее 10 минут и отключаются тягодутьевые механизмы котла.

Подача газа в газопроводы котла немедленно прекращается в случаях:

несрабатывания технологических защит;

разрыва газопровода котла;

взрыва в топке, взрыва или загорания горючих отложений в газоходах, разогрева докрасна несущих балок каркаса котла;

обрушения обмуровки, а также других повреждений, угрожающих персоналу или оборудованию;

исчезновения напряжения на устройствах дистанционного и автоматического управлениях;

пожара, угрожающего персоналу и оборудованию, а также цепям дистанционного управления отключающей арматуры, входящей в схему защиты котла.

При аварийном останове котла необходимо действием защит и блокировок или персонала прекратить подачу газа во внутренние газопроводы и к горелкам котла, открыть запорные устройства на трубопроводах безопасности, отключить запальные устройства и защитно-запальные устройства горелок.

Перед производством работ, связанных с разборкой газовой арматуры, присоединением и ремонтом внутренних газопроводов, работами внутри котла, а также при выводе газопроводов котла в режим консервации первые по ходу газа запорные устройства на ответвлениях газопровода к котлу закрываются с установкой за ними заглушек. Газопроводы котла освобождаются от газа и продуваются инертным газом или сжатым воздухом.

Внутренний осмотр, чистка и ремонт котлов выполняются только по наряду-допуску. Перед производством работ проводится вентиляция топки, газоходов котла в течение 10 минут. При обнаружении наличия газа в верхней части топки и «теплового ящика» приступать к работе не допускается.

6.2.3 Газораспределительные системы

Наружные сети газоснабжения

Рабочим проекте предусмотрено строительство газопровода среднего давления диаметром Ø1000х10,0 мм подземного, протяженностью 20 м и надземного, протяженностью 190 м для подачи природного газа от ГРП к потребителям ТЭЦ-1:

энергетические (паровые котлы) типа Е-65-3,9-440 ст. №№ 1-3;

водогрейные котлы типа КВ-Т-128-150 ст. №№ 4 – 7 и типа ПТВМ-100 ст. №№ 8-10.

На выходе из ГРП «ТЭЦ-1» по проекту ТОО «КАТЭК», Шифр № 29.05.2018 / 1,2 давление в газопроводе 0,15 МПа. Врезка проектируемого газопровода среднего давления Ду1000 мм предусмотрена в подземный газопровод после задвижки ГРП севернее забора ТЭЦ-1. От точки врезки проектируемый газопровод проложен в западном направлении вдоль забора подземно, по территории ТЭЦ-1 газопровод проложен на опорах.

Газопровод среднего давления выполнен из прямошовных электросварных труб по ГОСТ 10704-91 диаметром Д1020х10 мм общей протяжённостью 210 м. Подземный газопровод предусмотрен из труб диаметром1020х10 мм по ГОСТ 10704-91 в заводской изоляции «весьма-усиленного» типа на основе битумно-полимерной мастики по ГОСТ 9.602-2005. На выходе из земли газопровод заключен в футляр с установкой изолирующего фланцевого соединения.

Над забором газопровод проложен на высоте 4,2 м, по территории ТЭЦ-1 - на опорах высотой 3,4 м, в местах проезда грузового транспорта - на опорах высотой 5,0 м. При пересечении с существующей теплотрассой газопровод проложен выше теплотрассы на опорах высотой 11,0 м. У западного торца отделения мазутных котлов котельного цеха установлен на высоте 1,0 м шаровой кран с концами под приварку диаметром 1000 мм марки 10с971р и отвод 90°, направленный вертикально вверх. Далее распределительный газопровод проложен по наружной стене главного корпуса вдоль оси «1» отделения мазутных

котлов на отметке 15,960 м, затем трасса газопровода поворачивает в восточном направлении и проходит наружно вдоль фасада котельного цеха за осью «К» на отметке 18,000 м, далее в районе оси «7» отделения мазутных предусмотрен подъем распределительного газопровода на отметку 24,950 м. В районе помещения вакуумного деаэратора в осях «13» и «14» отделения пылеугольных водогрейных котлов распределительный газопровод проложен по кровле котельного отделения на отметке 28,500, далее трасса газопровода снижается до отметки 24,950 и проложена до привязки 2,31 м от оси «5» к оси «6» отделения паровых котлов. Распределительный газопровод выполнен из стальных электросварных труб диаметрами 1020х10; 720х9; 630х8; 530х8; 426х9; 325х6; 273х6 мм по ГОСТ 10704-91 и ГОСТ 10705-80.

Для отключения газопровода предусмотрена установка шарового крана 10с971р с электроприводом. Компенсация напряжения в трубопроводе от температурных деформаций предусмотрена углами поворота трассы в вертикальной и горизонтальной плоскостях.

При пересечении газопровода с надземной линией электропередачи ВЛ, над газопроводом предусмотрено защитное ограждение, выступающее по обе стороны пересечения от проекции крайних проводов ВЛ на расстояние - 3,0 м. Газопровод и ограждение заземлены. Сопротивление заземления трубопровода и ограждающей сетки в пролёте пересечения должно быть не более 10 Ом.

Опоры под трубопровод газопровода - металлические стойки из труб Ø630х8 мм с железобетонным столбчатым фундаментом размерами 1400х1400 мм высотой 1900 мм.

Газоснабжение котельной при экстремальной ситуации будет прекращено закрытием шарового крана Ду1000 мм. Предусмотрен 50% контроль качества стыков для подземного газопровода и 5% контроль качества стыков для надземного газопровода.

Согласно дополнению к заданию на проектирование, утвержденному Заказчиком от 19 декабря 2019 года реконструкция ТЭЦ-1 предусмотрена двумя пусковыми комплексами. Сети наружного газопровода включены в состав 1-го пускового комплекса.

Протяженность наружных сетей газоснабжения – 144,0 м.

Внутренние сети газоснабжения

Внутреннее газоснабжение паровых и водогрейных котлов ТЭЦ-1 типа Е-65-3,9-440КТ ст. № 1-3, КВ-Т-128-150 ст.№ 4-7, ПТВМ-100 ст.№ 8-10 предусматривает подвод природного газа непосредственно к котлам.

Газопровод выполнен из стальных электросварных труб диаметром 1020х10; 720х9; 630х8; 530х8; 426х9; 325х6; 273х6 мм с установкой стальных концентрических переходов. Прокладка общестанционного газопровода наружная, по фасаду котельного цеха по ряду «К». Газопровод проложен на скользящих опорах с шагом 6 м. Крепление опор выполняется к колоннам главного корпуса ТЭЦ-1. В районе помещения вакуумного деаэратора в осях «13» и «14» газопровод частично проложен по кровле котельного отделения. Трассировку газопроводов уточняется при монтаже по месту.

Давление газа до общекотловых дроссельных заслонок составляет 150 кПа. Для паровых котлов Е-65-3,9-440-КТ ст. №1-3 и водогрейных котлов КВ-Т-128-150 ст.№4-7 давление газа после общекотловой дроссельной заслонки 35 кПа, рабочее давление перед горелками 25 кПа. Для водогрейных котлов ПТВМ-100 ст.№ 8-10 давление газа после общекотловой дроссельной заслонки 40 кПа, рабочее давление перед горелками 30 кПа.

Герметичность ПЗК (предохранительно-запорных клапанов) принята класса «А», герметичность затворов запорной арматуры газопроводов принята не ниже класса «В».

Газопроводы диаметром Ду50 мм и менее проложить по месту, запорную арматуру расположить в местах, удобных для обслуживания и ремонта.

Все сварные стыковые соединения газопроводов подвергнуть визуальному и измерительному контролю и испытаниям в объеме 100%. Сварные стыковые соединения газопроводов Ду50 мм и менее подвернуть контролю неразрушающими методами в объеме не менее 5%. Типы и конструктивные параметры сварных соединений газопроводов должны соответствовать требованиям ГОСТ 16037-80. Технология сборочно-сварочных работ, термической обработки сварных стыков труб, а также объемы и порядок контроля и нормы оценки качества сварных стыков труб должны соответствовать РД 153-34.1-003-01 «Сварка, термообработка и контроль трубных систем котлов и трубопроводов при монтаже и ремонте энергетического оборудования».

Для продувки газопроводов при пусках и остановах котла предусмотрены продувочные газопроводы, выведенные за пределы здания не менее чем на 1 метр выше карниза крыши. Крепление продувочных газопроводов и газопроводов с шагом 2-3 м выполнить по месту к строительным конструкциям здания, каркаса и площадок обслуживания котла.

Согласно дополнению к заданию на проектирование, утвержденному Заказчиком от 19 декабря 2019 года реконструкция ТЭЦ-1 предусмотрена двумя пусковыми комплексами:

I пусковой комплекс (2020 год):

внутренние сети газоснабжения для мазутных котлов ПТВМ-100 ст.№№ 8-10;

II пусковой комплекс (2021 год):

внутренние сети газоснабжения для энергетических котлов Е-65-3,9-440КТ ст.№№1-3 и водогрейных котлов КВ-Т-128-150 ст.№№4-7.

6.2.4 Конструктивные решения

Проектом реконструкции предусмотрено устройство монолитных железобетонных фундаментов под дымосос, опор под газоходы внутри существующего главного корпуса и устройство металлических опор под вентиляционные короба и осевые вентиляторы котлоагрегатов №1-№10, расположенные внутри здания.

Согласно технического заключения «Комплексное техническое обследование состояния надежности и устойчивости зданий и сооружений ТЭЦ-1» Главный корпус I-ой, II-ой, III-й и IV-й очереди строительства», выполненного в 2018 году ТОО «Стройпрокат», несущие конструкции здания отнесены ко II категории пригодности (работоспособная конструкция).

Проектируемые металлические опорные конструкции для прокладки газопровода, а также металлические площадки для размещения горелок не окажут существенного влияния на несущую способность и устойчивость существующих конструкций здания и каркасов котлов, так как проектные нагрузки не значительны для таких несущих конструкций. При проектировании и подсчете нагрузки от технологического оборудования учтена масса трубопроводов, горелок и вес самих металлоконструкций. Статические и динамические нагрузки оборудования отсутствуют. Крепление большинства опорных конструкций принято путем обрамления железобетонных колонн здания металлическими швеллерами (без сверловки) с фиксацией их шпильками ⌀20 мм, а также устройством подкосов из металлических уголков. Для крепления к металлическим конструкциям каркаса котла предусматриваются металлические накладки из листовой стали (на полки, стенки) а также устройство металлических ребер. Для крепления металлических балок в кирпичную стену, предусмотрено устройство металлических пластин путем крепления их распорными болтами HILTI (специальные болты для крепления к существующим бетонным и железобетонным конструкциям с физическим износом) не снижая её несущую способность.

Крепление трубопроводов газоснабжения внутри существующего главного корпуса ТЭЦ-1 осуществляется путём устройства металлических балок и кронштейнов. Металли-

ческие балки и кронштейны крепятся за существующие несущие конструкции каркаса здания, а также за существующий каркас котлов. Для крепления подвесок, расположенных отдалённо от существующих несущих строительных конструкций, предусмотрено устройство балок пролетом 6 и 7,2 м (между существующими несущими строительными конструкциями).

Металлические площадки предназначены для установки блоков газооборудования котлов. Крепление проектируемых площадок выполнено путем сварки проектируемых балок к существующими металлическим площадкам котла, а также путем устройства металлических балок к существующим стойкам и балкам ПГВП и железобетонным элементам каркаса здания.

Фундаменты под дымосос

Фундаменты под дымосос - монолитные железобетонные высотой 2,2 м размерами по подошве 1,40х1,80 м и по обрезу 0,6х0,6 м из бетона класса В15. Армирование выполнено пространственными каркасами из арматуры Ø14 А-III (продольные стержни) и Ø10 А-I (хомуты шагом 200 мм).

В фундаменте предусмотрены анкерные фундаментные болты.

Фундаменты под опоры газохода

Фундаменты под опоры газохода - монолитные железобетонные из бетона класса В15, размерами по подошве 1,0х1,0х1,2(h) м выполнены по заданию завода изготовителя ООО «Сибэнергомаш-БКЗ». Высота верха фундамента от уровня пола главного корпуса - 0,2 м. Армирование выполнено пространственными каркасами из арматуры Ø12 А-III (продольные стержни) и Ø8 А-I (хомуты шагом 200 мм).

В фундаментах предусмотрено 4 анкерных фундаментных болта под металлическую стойку.

Все фундаменты устраиваются по бетонной подготовке из бетона класса В7,5, выполненной по утрамбованному грунту основания.

Металлические опоры под газопровод устанавливаемые на проектируемые монолитные железобетонные фундаменты, входит в поставку оборудования ПГВП фирмы «ООО «Сибэнергомаш-БКЗ».

Обратную засыпку пазух котлована вести местным грунтом с тщательным послойным уплотнением до =1,65г/см (К не менее 0,98) и не менее 0,5 м по наружному периметру фундаментов.

При устройстве фундаментов необходимо выполнить частичную разборку существующего бетонного пола, габариты разборки пола должны превышать габариты фундаментов на 1 метр в каждую сторону.

Установка вентиляционного оборудования

Крепление вентиляционных коробов принято путём устройства металлических хомутов, закреплённых к конструкциям цеха.

Установка осевых вентиляторов предусмотрена путём частичного демонтажа окон здания котельного зала и переплётов светоаэрационных фонарей в покрытии.

Легкосбрасываемые ограждающие конструкции

Функции легкосбрасываемых ограждающих конструкций выполняют оконное заполнение и светоаэрационные фонари.

Площади существующего заполнения оконных проёмов и светоаэрационных фонарей не соответствуют требуемой по расчёту площади легкосбросываемых конструкций для реконструируемых котельных залов.

Согласно протокольному решению (п. 14 дополнения к заданию на проектирование от 19 декабря 2019 года, протокол технического совещания АО «Астана-Энергия» о графике строительно-монтажных работ для совместной реализации проектов «Газификация Главного корпуса ТЭЦ-1» и «Реконструкция Главного корпуса ТЭЦ-1» от 24 июля 2019), обеспечение необходимых площадей легкосбрасываемых конструкций будет достигнуто до завершения реконструкции:

котельного зала мазутных котлов ПТВМ-100 ст.№№ 8-10 - до 30 сентября 2020 года (до ввода в эксплуатацию котлов 30 ноября 2020 года);

котельного зала энергетических котлов Е-65-3,9-440КТ ст.№№ 1-3 и водогрейных котлов КВ-Т-128-150 ст.№№4-7 - до 30 августа 2021 года (до ввода в эксплуатацию котлов 30 октября 2021 года).

Защита строительных конструкций от коррозии

Защита строительных конструкций от коррозии осуществляется применением коррозионностойких, для данной среды материалов и выполнением конструктивных требований (первичная защита), нанесением на поверхности конструкций металлических, лакокрасочных и мастичных покрытий, пленочных, облицовочных и других материалов (вторичная защита).

6.2.5 Инженерное обеспечение, сети и системы

Теплоснабжение, отопление и вентиляция

Системы отопления и вентиляции главного корпуса ТЭЦ-1 существующие.

Вентиляция главного корпуса естественная. В переходной и зимний период года подача воздуха осуществляется через приточные фрамуги окон нижнего яруса. Удаление воздуха предусмотрено через аэрационный фонарь.

При переводе котлов на сжигание природного газа предусмотрен трехкратный воздухообмен в 1 час без учета воздуха, необходимого для горения топлива согласно требованиям, п.5.3.2.13.5 СН РК 4.02-05-2013 «Котельные установки».

Для обеспечения 3-х кратного воздухообмена предусмотрено:

первый пусковой комплекс ПК-1 (2020 год)

система вентиляции котельного зала мазутных котлов ПТВМ-100 ст.№№8-10 - установка приточных систем П10-П12 производительностью 5335 м^3/ч каждая суммарной мощностью 16005 м^3/ч и установка системы В4 производительностью 16005 м^3/час;

второй пусковой комплекс ПК-2 (2021 год)

система вентиляции котельного зала энергетических котлов Е-65-3,9-440КТ ст.№№1-3 и водогрейных котлов КВ-Т-128-150 ст.№№ 4-7 - установка приточных систем П1-П9 производительностью 5335 м^3/ч каждая суммарной мощностью 46 310 м^3/ч и установка систем В1-В3 производительностью 15680 м^3/час каждая суммарной мощностью 47070 м^3/ч.

Расчетный 3-х кратный воздухообмен для 2-го пускового комплекса составляет 86310 м^3/ч. При определении числа и производительности приточных установок согласно задания на проектирование учтена приточная установка производительностью 40 000 м^3/ч по РП «Реконструкция ТЭЦ-1 в городе Астане. Корректировка», выполненного ТОО «Павлодарэнергопроект» (заключение РГП «Госэкспертиза» от 9 сентября 2016 года № 01-0414/16) по установке которой определены до отопительного зимнего периода (ОПЗ) 2020-2021 гг.

Наружный воздух подогревается в теплообменниках (калориферах) приточных установок до расчетной температуры. Приток свежего подогретого воздуха в котельный зал 1-го 2-го пусковых комплексов производится приточными установками через отверстия, затянутые сеткой с ячейками 25х25 мм.

Воздуховоды систем общеобменной вентиляции класса «Н» приняты из тонколистовой оцинкованной стали. Толщина стали принята по СП РК 4.02-101-2012. Воздуховоды приточных систем изолируются фольгированной минватой толщиной 50 мм.

Вытяжка осуществляется из верхней зоны осевыми вентиляторами, установленными в проемах аэрационного фонаря.

Системы вентиляции перед сдачей в эксплуатацию следует отрегулировать на проектную производительность.

Система теплоснабжения приточных установок выполнена из стальных электросварных труб диаметром 32-50 мм по ГОСТ 10704-91. Компенсация тепловых удлинений трубопроводов решеная углами поворота трассы (самокомпенсация).

Водоснабжение и водоотведение

Системы водоснабжения и водоотведения главного корпуса ТЭЦ-1 существующие.

Пожаротушение главного корпуса предусмотрено существующими системами внутреннего и наружного пожаротушения согласно проектным решениям рабочего проекта «Реконструкция ТЭЦ-1 в городе Астане. Корректировка», выполненного ТОО «Павлодарэнергопроект» (заключение РГП «Госэкспертиза» от 9 сентября 2016 года № 01-0414/16).

Электротехнические решения

Принятые решения предусмотрены согласно техническим условиям:

ЭЦ ТЭЦ-1 АО «Астана-Энергия» на электроснабжение электродвигателей дымососов рециркуляции газов от 19 декабря 2019 года;

ЭЦ ТЭЦ-1 АО «Астана-Энергия» на электроснабжение вентиляционных установок от 18 декабря 2019 года.

Подключение предусмотрено от существующих ячеек РУСН-0,4 кВ (1-10 секция) по III категории надежности электроснабжения:

электродвигателей привода проектируемых дымососов рециркуляции газов (ДРГ-1 – ДРГ-10) с установкой частотно-регулируемых приводов (ЧРП);

шкафа управления запорной арматуры на общестанционном газопроводе.

Номинальная мощность проектируемых электродвигателей привода:

ДРГ-1 – ДРГ-3 – 45 кВт;

ДРГ-4 – ДРГ-10 – 75 кВт;

ЧРП могут работать в одном из выбранных оператором режимов: местный режим управления и дистанционный режим управления.

Для подключения ЧРП от существующих ячеек РУСН-0,4 кВ принят силовой кабель марки ВВГнг-LS расчетного сечения. В точках подключения предусмотрена замена автоматических выключателей, установка релейных блоков, аппаратуры вторичных соединении.

ЧРП имеет следующие виды защиты:

от коротких замыканий в преобразователе частоты и нагрузки;

от недопустимых перегрузок по току (с интегрально-зависимой защитой);

от перегрева преобразователя частоты;

от внутренних коммутационных перенапряжений;

от пробоя полупроводниковых коммутирующих элементов;

от нарушения коммутации и сбоев в цепях управления преобразователя частоты;

от исчезновения, недопустимого понижения и повышения напряжения сети.

Для подключения к ЧРП электродвигателей привода проектируемых ДРГ принят силовой кабель с двойным экраном марки TOPFLEX-EMV*-2YSLCY-J расчетного сечения.

Цепи управления к шкафам ПТК и местным постам управления выполнены контрольными кабелями марки КВВГЭнг(А)-LS и КВВГнг (А)-LS.

Прокладка силовых и контрольных кабелей предусмотрена по проектируемым кабельным лоткам. К прокладке приняты силовые и контрольные кабели с медными жилами с изоляцией, не распространяющей горение при групповой прокладке, с пониженным дымо- и газовыделением.

Подключение от РУСН-0,4 кВ шкафа управления запорной арматуры на общестанционном газопроводе выполнено силовым кабелем марки ВВГнг-LS расчетного сечения проложенным вне здания в траншее.

Для подключения по III категории надежности электроснабжения шкафов управления проектируемых приточных и вытяжных установок предусмотрена установка шкафов распределительных ШР-1, ШР-2, ШР-3.

Подключение ШР-1 и ШР-2 предусмотрено от существующих ячеек РУСН-0,4 кВ.

Подключение ШР-3 предусмотрено от существующей сборки ПР-1 в РУСН-0,4 кВ.

В точках подключения ШР-1, ШР-2, ШР-3 предусмотрена установка автоматических выключателей.

Номинальная мощность проектируемых электродвигателей привода приточно-вытяжных вентиляционных установок:

системы П1-П12 - 4,92 кВт;

системы В1-В4 - 0,75 кВт.

Питающие и распределительные сети ШР-1, ШР-2, ШР-3 кабелями марки ВВГнг-LS расчетного сечения проложенными по проектируемым кабельным лоткам.

Заземление шкафов и панелей предусмотрено присоединениями к существующему контуру заземления.

6.3 Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных и взрывоопасных ситуаций

В соответствии с требованиями нормативных документов в области пожарной безопасности и технического задания на проектирование предусмотрена система противопожарной защиты, которая в соответствии с ГОСТ 12.1.004-91, обеспечивает требуемый уровень пожарной безопасности людей и материальных ценностей, а также экономическую эффективность этой системы при защите материальных ценностей.

На водогрейных котлах ТЭЦ в дополнение к существующей защите, с учетом перехода на газообразное топливо, дополнительно вводятся следующие защиты: понижение давления газа; повышение давления газа перед горелками; невоспламенение первой или погасание факелов всех газовых горелок при растопке котла; невоспламенение или погасание факела газовой горелки.

На каждом котле устанавливается газоаналитический комплексы, рассчитанные на обнаружение СН4 в воздухе рабочей зоны в местах размещения элементов газопровода (запорно-регулирующей арматуры, блочных горелок) и подсоединений газопровода к горелкам. На период проведения ремонта и замены составных частей стационарного газоаналитического комплекса предусмотрена их замена переносным газоанализатор.

На действующем объекте предусмотрены инженерно-технические мероприятия, направленные на предупреждение чрезвычайных ситуаций и уменьшения риска их возникновения, обеспечение защиты населения и территории от чрезвычайных ситуаций техногенного и природного характера.

Представленные проектом решения в части обеспечения промышленной безопасности согласованы ГУ «Управление контроля и качества городской среды города Астана» письмом от 17 мая 2019 года № 505-14-09/1485.

6.4 Оценка воздействия на окружающую среду

Раздел «Охрана окружающей среды» рассмотрен и согласован РГУ «Департамент экологии по городу Нур-Султан Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан» - заключение государственной экологической экспертизы о согласовании РП «Реконструкция водогрейных котлов КВ-Т-128-150 ст. №№ 4÷7, ПТВМ-100 ст. №№ 8÷10 (мазутные) и энергетических котлов Е-65-3,9-440КТ ст.№№ 1÷3 ТЭЦ-1 для совместного сжигания природного газа и угля/мазута, с обустройством внутристанционного газораспределения в г. Астане» – от 25 декабря 2019 года № Z1-0015/18.

6.5 Оценка соответствия проекта санитарным правилам и гигиеническим нормам

Рабочим проектом предусмотрено строительство надземного газопровода среднего давления; строительство подземного газопровода среднего давления; реконструкция котлов с переводом на сжигание природного газа с сохранением существующего топлива в качестве резервного; оснащение устанавливаемого технического и технологического оборудования автоматизированными системами.

Площадка ТЭЦ-1 расположена в городской черте и окружена действующими промышленными предприятиями и складами. Ближайшая жилая зона расположена на расстоянии около 300 м в юго-западном направлении от границ предприятия. Размещение селитебной зоны в границах СЗЗ обусловлено исторически сложившейся застройкой (письмо ГУ «Государственный архив города Астаны» от 21 ноября 2017 года).

Согласно санитарно-эпидемиологического заключения на проект обоснования размера санитарно-защитной зоны для ТЭЦ-1 г. Астана АО «Астана -Энергия», выданное ГУ «Департамент охраны общественного здоровья города Астаны КООЗ МЗ РК» от 3 января 2018 года № Z.03.X.KZ68VBS00096783, санитарно-защитная зона для действующей промплощадки ТЭЦ-1 установлена в 1000 метров. I класс опасности.

На период реконструкции предусмотрено санитарно-бытовое обслуживание рабочих за счет временных передвижных инвентарных зданий. Предусмотрены гардеробные, санузлы, умывальные, помещения для приема пищи, курительные, устройства питьевого водоснабжения, помещения для обработки, выдачи и хранения спецодежды. Для питьевых нужд предусмотрена привозная питьевая бутилированная вода. Питание работающих обеспечивается привозной горячей пищей. Предусмотрена установка биотуалетов.

6.6 Организация строительства

Продолжительность строительства

Продолжительность строительства определена согласно СП РК 1.03-101-2013 «Продолжительность строительства и задел в строительстве предприятий, зданий и сооружений. Часть I» и составляет 12 месяцев.

1-пусковой комплекс – 7 месяцев.

2-пусковой комплекс – 5 месяцев.

Согласно письму заказчика от 28 ноября 2019 года № 21-12/3911 начало реализации проекта намечены в следующие сроки:

1-пусковой комплекс – II квартал 2020 г.;

2-пусковой комплекс – II квартал 2021 г.

Распределение инвестиций по годам строительства составляет:

1-пусковой комплекс 2020 г. - 100%;

2-пусковой комплекс 2021 г. - 100%.

6.7 Сметная документация

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

Сметная стоимость строительства подлежит утверждению заказчиком в установленном законодательством порядке и является основанием для определения лимита средств заказчика (инвестора) на реализацию инвестиционных проектов и/или объектов строительства за счет государственных инвестиций в строительство и средств субъектов квазигосударственного сектора в соответствии с пунктом 13 Нормативного документа по определению сметной стоимости строительства в Республике Казахстан.

Сметная документация составлена ресурсным методом с использованием программного комплекса АВС-4 (редакция 2019.3) по выпуску сметной документации в текущих ценах 2019 года.

При составлении смет использованы:

сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на строительные работы, ЭСН РК 8.04-01-2015 изменения и дополнения 1-16;

сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на монтажные работы, ЭСН РК 8.04-02-2015 изменения и дополнения 1-16;

сборники сметных цен в текущем уровне 2019 года на строительные материалы, изделия и конструкции, ССЦ РК 8.04-08-2019 выпуск 3;

сборники сметных цен в текущем уровне 2019 года на инженерное оборудование объектов строительства, ССЦ РК 8.04-09-2019 выпуск 2;

сборник сметных цен в текущем уровне 2019 года на эксплуатацию строительных машин и механизмов, СЦЭМ РК 8.04-11-2018 изменения и дополнения 1-16;

сборник сметных тарифных ставок в строительстве, СТС РК 8.04-07-2018;

сборник сметных цен в текущем уровне 2019 года на перевозку грузов для строительства, СЦПГ РК 8.04-12-2018;

перечень оборудования, материалов и изделий, с приложенными прайс-листами, наименования которых с соответствующими техническими характеристиками отсутствуют в действующей нормативной базе, утвержденный заказчиком АО «Астана-Энергия» от 26 декабря 2019 года, согласно пункту 9.3.14 СН РК 1.02-03-2011, пунктам 55 и 60 Нормативного документа по определению сметной стоимости строительства в Республике Казахстан, (приказ КДСиЖКХ МИР РК от 14 ноября 2017 года №249-нқ).

В сметной стоимости строительства учтены дополнительные затраты:

накладные расходы, определенные в соответствии с Нормативным документом по определению величины накладных расходов и сметной прибыли в строительстве (приложение 2 к приказу от 14 ноября 2017 года № 249-нқ);

сметная прибыль в размере 8 % от суммы прямых затрат и накладных расходов (п. 16, приложение 2 к приказу от 14 ноября 2017 года № 249-нқ);

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

средства на временные здания и сооружения согласно НДЗ РК 8.04-05-2015;

дополнительные затраты при производстве строительно-монтажных работ в зимнее время НДЗ РК 8.04-06-2015.

Сметная стоимость строительства определена в ценах 2019 года. Переход к прогнозной сметной стоимости строительства на 2020-2021 гг. выполнен с учетом норм задела

объема инвестиций по годам строительства и прогнозного уровня инфляции, установленного согласно приложению 1 «Прогноз социально-экономического развития Республики Казахстан на 2020-2024 годы», протокол заседания Правительства Республики Казахстан от 29 апреля 2019 года № 8

Налог на добавленную стоимость принят в размере, устанавливаемом законодательством Республики Казахстан на период, соответствующий периоду строительства, от сметной стоимости строительства.

7. РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

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

В процессе рассмотрения по замечаниям РГП «Госэкспертиза» в рабочий проект «Реконструкция водогрейных котлов КВ-Т-128-150 ст.№№ 4÷7, ПТВМ-100 ст.№№ 8÷10 (мазутные) и энергетических котлов Е-65-3,9-440КТ ст.№№ 1÷3 ТЭЦ-1 для совместного сжигания природного газа и угля/мазута, с обустройством внутристанционного газораспределения в г. Астана» внесены следующие изменения и дополнения:

Конструктивные решения

1. Предусмотрены легко сбрасываемые ограждающие конструкции котельного зала и и 2 пусковых комплексов при переводе котлов на основное топливо - природный из расчета 0,03 м^2 на 1 м^3 свободного объема помещения согласно пр. 5.2.9 СП РК 4.02-105-2013 «Котельные установки», которые будут обеспечены при совместной реализации проектов «Газификация Главного корпуса ТЭЦ-1» и «Реконструкция Главного корпуса ТЭЦ-1» согласно п. 14 дополнения к заданию на проектирование от 19 декабря 2019 года.

Чертежи марки КМ

2. Схемы расположения площадок под оборудование газопровода, вентиляционных коробов, осевых вентиляторов согласованы специалистами, по заданиям которых выполнен чертёж.

3. Отсутствие площадок под размещение и обслуживание приточных систем согласовано заказчиком (письмо от 12 декабря 2019 года № 21-12/4083).

4. Восстановление заполнения оконных проёмов после установки вентиляционного оборудования 2-х камерным стеклопакетом заменено однокамерным (двойное остекление).

5. Исключены указания касательно остекления оконных блоков в местах установки осевых вентиляторов (в проекте осевые вентиляторы установлены в переплётах светоаэрационных фонарей).

Газоснабжение

6. Спецификация разделена на 1 и 2 пусковые комплексы согласно дополнению к заданию на проектирование от 19 декабря 2019 года.

Вентиляция

7. В котельном зале при переводе котлов на топливо-природный газ предусмотрен трехкратный воздухообмен в 1 час без учета воздуха, необходимого для горения топлива согласно требованиям п.5.3.2.13.5 СН РК 4.02-05-2013 «Котельные установки».

8. В расчетах определение воздухообмена выполнено по пусковым комплексам согласно дополнения к заданию на проектирование.

9. При определении 3-х кратного воздухообмена и количества вентустановок для 2 ПК учтены ранее запроектированные установки производительностью 40 000 м^3/час по проекту по РП «Реконструкция ТЭЦ-1 в городе Астане. Корректировка», выполненного ТОО «Павлодарэнергопроект» (заключение РГП «Госэкспертиза» от 9 сентября 2016 года № 01-0414/16) согласно представленным расчетам и дополнению к заданию на проектирование.

10. Общие данные дополнены указанием о строительстве двумя пусковыми комплексами согласно заданию на проектирование. Выполнено согласование специалистами смежных разделов согласно СПДС.

11. В основных показателях очереди заменены на пусковые комплексы согласно дополнения к заданию на проектирование.

12. В графе «Наименование помещения» таблицы Характеристика отопительно-вентиляционного оборудования указана принадлежность приточных и вытяжных систем к пусковым комплексам с учетом дополнения к заданию на проектирование.

13. Для систем теплоснабжения приточных установок предусмотрена компенсация тепловых расширений трубопроводов с установкой компенсаторов, неподвижных опор согласно требований НТД РК.

14. На разрезах указаны сечения воздуховодов, обозначение приточных и вытяжных систем, попадающих в сечение, отметки установки приточных систем и отметки установки воздухораспределительных устройств, трубопроводы теплоснабжения согласно СПДС.

15. Спецификация разделена на 1 и 2 пусковые комплексы согласно дополнению к заданию на проектирование от 27 ноября 2019 года.

Автоматизация технологических процессов

16. Представлено письмо АО «Астана-Энергия» от 12 декабря 2019 года №21-12-4082 с пояснениями:

система ПАЗ на ТЭЦ-1 отсутствует и контроль за работой вентиляционных установок будет осуществляться дежурным персоналом;

передача данных от шкафов управления вентиляционных установок в систему ПАЗ ТЭЦ-1 предусмотрена отдельным проектом «Автоматическая пожарная система ТЭЦ-1».

17. Ссылки в перечне запорно-регулирующей арматуры энергетических котлов Е-65-3,9-440КТ ст.№№ 1÷3 выполнены на конкретные пункты указанных документов (приказ министра внутренних дел РК от 09 октября 2017 года № 673, пояснительная записка № 39120 ПЗ).

18. Ссылки в перечне запорно-регулирующей арматуры водогрейных котлов КВ-Т-128-150 ст.№№ 4÷7 выполнены на конкретные пункты указанных документов (приказ министра внутренних дел РК от 09 октября 2017 года № 673, пояснительная записка № 39119 ПЗ).

19. Ссылки в перечне запорно-регулирующей арматуры мазутных котлов ПТВМ-100 ст.№№8÷10 выполнены на конкретные пункты указанных документов (приказ министра внутренних дел РК от 09 октября 2017 года № 673, пояснительная записка № 39122 ПЗ).

20. По котлоагрегатам № 3 и № 4 указано в ПСД согласно ТЗ АСУТП – существующий ПТК на базе Tornado-MPCP.

21. Запроектированы кабеленесущие конструкции. На чертежах планов расположения оборудования и трассировки кабелей указана раскладка проектируемых кабельных линии.

22. Выбраны марки кабелей, принятых при групповой прокладке в соответствии с требованиями п. 5.10 и п. 5.11 ГОСТ 31565-2012 «Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности».

23. В спецификациях оборудования, изделий и материалов в соответствии с требованиями ГОСТ 21.110-2013 откорректированы данные в соответствии окончательного комплекта рабочих чертежей.

Электротехнические решения

24. В соответствии с требованиями, указанными в параграфе 2 приказа министра энергетики Республики Казахстан от 25 февраля 2015 года № 143 об утверждении Правил

пользования электрической энергией, откорректированы данные в технических условиях АО «Астана-Энергия» на электроснабжение. Выполнено проектирование по окончательным техническим условиям на электроснабжение.

По чертежам ЭС.1:

25. Представлены принципиальные схемы подключения всех трех ШР вентиляционных установок от точек подключения согласно данных в окончательных технических условиях.

По чертежам ЭС:

26. Номинальная мощность и другие технические характеристики ЧРП взаимоувязаны с мощностью электроприводов ДРГ по проектным решениям по смежному разделу ГСН (45 кВт и 75 кВт). Соответственно приведены в соответствие данные по выбору сечения жил питающих кабелей и технических характеристик коммутационных аппаратов.

27. Взаимоувязаны данные приведенные в кабельном журнале и на чертежах: монтажная схема ДРГ – принципиальная схема подключения ЧРП ДРГ.

28. Откорректированы данные по принятым на схеме подключения ДРГ релейным блокам – 4БР-603-00.

По общим замечаниям:

29. Представлены расчеты по выбору коммутационных аппаратов. Выбор коммутационных аппаратов (номинальные токи расцепителей автоматических выключателей) выполнен с учетом технических характеристик, подключаемых электроприемников предусмотренных смежными разделами и в соответствии требовании пунктов 580 – 582 ПУЭ РК-2015 по селективности питающих и отходящих присоединении.

30. Представлены расчеты по выбору сечения токопроводящих жил кабелей электроснабжения по нагреву, экономической плотности тока в соответствии требовании главы 3 ПУЭ РК-2015.

31. Запроектированы кабеленесущие конструкции. На чертежах планов расположения оборудования и трассировки кабелей указана трасса прокладки проектируемых кабельных линии по кабельным лоткам.

32. Выбраны марки кабелей, принятых при групповой прокладке в соответствии с требованиями п. 5.10 и п. 5.11 ГОСТ 31565-2012 «Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности».

33. В спецификациях оборудования, изделий и материалов в соответствии с требованиями ГОСТ 21.110-2013 откорректированы данные в соответствии окончательного комплекта рабочих чертежей.

Сметная документация

34. Расценки приведены в соответствие с проектом.

35. Стоимость материалов, принятых по прайс-листам приведены в соответствие с предоставленным перечнем, утвержденным заказчиком,

36. Объемы работ в сметной документации приведены в соответствие с принятыми проектными решениями.

В процессе рассмотрения РГП «Госэкспертиза» рабочего проекта по ранее заключенному договору от 1 апреля 2019 года № 041140002811/190298/00(10/19-8 А-Э) были внесены следующие изменения и дополнения:

Пояснительная записка

1. Приняты климатические характеристики согласно СП РК 2.04-01-2017.
2. Откорректирован общий расчетный расход газа с 115 000 нм^3/ч на 108 750 нм^3/ч согласно принятым решениям.

3. Заглубление подземного газопровода до верха трубы принято минимальным согласно СП РК 4.03-101-2013.

4. Разделы Противопожарное водоснабжение, Отопление, вентиляция и т.д. – дополнены данными о существующем состоянии систем с учетом перевода котлов на природный газ.

5. В разделе 12.2 указано количество дополнительного персонала при переводе котлов на природный газ.

Сети внутреннего газоснабжения ГСВ

6. Проект ГСВ по реконструкции котлоагрегатов ст. № 1-10 ТЭЦ-1 в связи с переводом на природный газ согласован с заводом изготовителем ООО «Сибэнергомаш-БКЗ» согласно п. 5.3.2.4.1 СН РК 4.02-05-2013 – письмо от 14 мая 2019 года № 186.

7. Выполнено согласование специалистами смежных разделов согласно СПДС.

8. В записи о соответствии принятых решений НТД РК указаны ФИО ГИПа, в основных надписях комплекта указана дата исполнения согласно СПДС.

9. Взаимоувязаны теплотворная способность природного газа, указанная в задании на проектировании и в проектных решениях, принята равной 8419 ккал/нм^3 согласно п. 8.4 задания на проектирование.

10. В общих данных уточнен приведенный расход газа на котлы и ТЭЦ-1 в целом, общий расход газа принят равным 108 750 нм^3/ч.

11. Раздел дополнен общим планом ТЭЦ-1 с размещением оборудования и газопровода от ввода до последнего агрегата согласно СПДС.

12. На отводе от станционного газопровода к каждому котлу предусмотрена установка быстродействующего запорного клапана типа АМАКС-6726-250 для котлов ст. №1-3, и АМАКС-6728-400 для котлов ст. № 4-10. Перед быстродействующим запорным клапаном предусмотрена последовательная установка двух задвижек типа 30с941нж согласно п. 5.3.2.2.4.7 СП РК 4.02-105-2013.

13. Представлены технические условия АО «Астана-Энергия» на подключение к существующему коллектору сжатого воздуха от 15 мая 2019 года № 21-12/1504 для продувки системы.

14. Представлена схема существующей системы В2 с установкой пожарных кранов в помещении котельного зала ТЭЦ-1 согласно п. 5.3.2.19.1.9 СП РК 4.02-105-2013.

15. На схеме блока АМАКС указаны диаметр трубопровода на вводе газа и диаметр трубопровода к горелке согласно СПДС. Указаны границы заводской поставки блока. Указано обозначение арматуры, ее диаметры, номера позиций по спецификации согласно СПДС.

16. На аксонометрической схеме газопроводов указаны диаметры трубопроводов после блока АМАКС, указано обозначение арматуры, ее диаметры, номера позиций по спецификации согласно СПДС. Взаимоувязаны отметки подводящего газопровода Ду250-200 мм с отметками газопроводов Ду150 мм к блокам АМАКС-БГ-8-150. Указаны отметки сбросных трубопроводов, отметки трубопроводов отбора проб с учетом возможности доступа. Предусмотрен трубопровод к запальнику согласно схеме блока АМАКС-БГ-8-150. Для продувочных трубопроводов указано подключение к существующим соответствующим цеховым системам ТЭЦ-1.

17. Указаны отметки всех воздуховодов и расходы воздуха в каждом согласно СПДС. Дополнены общие данные и графическая часть решениями по системе охлаждения запальников и фотодатчиков согласно СПДС.

18. Согласно чертежу 03.0109.365 ООО «Сибэнергомаш» по реконструкции котла на сжигание природного газа предусмотрен подвод воздуха к соплу нижнего дутья, к воздушному соплу, к пылегазовой горелке и т.д. (входит в состав поставки ООО «Сибэнергомаш-БКЗ»).

19. Предусмотрена защита оборудования при переводе на природный газ согласно требований раздела 5.3.2.12 СП РК 4.02-105-2013.

20. Спецификация откорректирована с учетом замечаний к графической части проекта. Позиции поставки оборудования и материалов ООО «Сибэнергомаш-БКЗ» за единицу измерения принят «комплект» с указанием его массы. Для дымососа рециркуляции указана производительность, напор. Исключен наплавленный металл.

Сети наружного газоснабжения ГСН

21. Выполнено согласование специалистами смежных разделов согласно СПДС.

22. Представлено согласование с заказчиком (письмо АО «Астана-Энергия» от 23 мая 2019 года № 21-12/1613), ТОО «КАТЭК» (письмо от 25 апреля 2019 года № 190), ООО «Сибэнергомаш-БКЗ» (письмо от 6 мая 2019 года № 4218/158).

23. В п. 5 общих указаний марка задвижки Ду1000 мм марки 30с541нж заменена на шаровый кран марки 10с971 р согласно принятым решениям.

24. Откорректирована теплотворная способность природного газа согласно п. 8.4 задания на проектирование. Откорректирован приведенный расход газа на ТЭЦ-1 с общим расходом газа 108 750 нм^3/ч.

25. Указаны оси корпуса ТЭЦ-1, расстояния между ними, выполнена привязка ввода газопровода согласно СПДС.

26. Указана привязка газопровода согласно СПДС. Уточнено расстояние до зданий и сооружений от газопровода согласно п. 5.2.6 СП РК 4.03-101-2013.

27. Листы 4-6 исключены из комплекта ГСН и включены в комплект конструктивных решений. Исключены из спецификации поз. 9-14 согласно выше указанному замечанию.

28. Исключена ведомость объемов работ из комплекта ГСН.СО согласно СПДС, включена в состав ПОС.

Технологические решения

29. Чертежи ООО «Сибэнергомаш-ВКЗ» в полном объеме оформлены альбомом с титульным листом и соответствующими подписями ответственных лиц согласно СПДС.

Конструктивные решения

30. В пояснительной записке к рабочему проекту и в общих данных по рабочим чертежам откорректировано описание инженерно-геологических условий площадки строительства (толщина слоя насыпного грунта, глубина расположения уровня грунтовых вод), откорректирована температура наиболее холодной пятидневки согласно действующих норм. В основных исходных данных указано заключения по комплексному техническому обследованию состояния надёжности и устойчивости здания, приведены выводы по техническому обследованию конструкций.

31. Предоставлен расчет фундаментов (нагрузки от оборудования и обоснование принятых размеров подошвы фундамента под стойки вблизи существующих фундаментов под оборудование и каркас здания).

32. Исключено применение сульфатостойкого цемента в фундаментах (необоснованно при наличии слабой агрессии грунта).

33. Для фундаментов, расположенных внутри здания, принятая в качестве основания фундаментов подушка из ПГС обоснована наличием по факту под подошвой непроектных грунтов (шлак, зола и пр.).

34. В общих указаниях марки КМ приведено описание существующего положения конструкций и принятые проектные решения. Принятые проектные решения дополнены пояснением о том, что крепление проектируемых конструкций к существующим не окажет существенного влияния на несущую способность и устойчивость существующих конструкций.

35. Откорректирована марка керамзитобетона для заделки отверстий в стенах.

36. Количество болтов HILTI на крепление пластины для консоли, на которую опирается балка пролётом 7,12 м, обосновано ссылкой на таблицу подбора анкеров, предоставленного фирмой.

Автоматизация технологических процессов

37. Представлены выполненные в соответствии с требованиями ГОСТ 21.408-2013 и СН РК 4.02-03-2012 «Системы автоматизации»:

утвержденное техническое задание на создание АСУ ТП с приложенными исходными данными;

переработанные по замечаниям проектные решения АСУ ТП.

38. Представлены согласования переработанных проектных решении разработчиком действующего ПТК и Заказчиком.

Электротехнические решения

39. В соответствии с требованиями ГОСТ 21.613-2014 «Правила выполнения рабочей документации силового электрооборудования», выполнены схемы и план расположения электрооборудования, управляющих устройств электропривода и прокладки электрических сетей.

40. В спецификации оборудования, изделий и материалов исключены электродвигатели, учтенные в разделе ГСВ комплектно с дымососами рециркуляции.

Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных и взрывоопасных ситуаций

41. На проектную документацию представлено согласование ГУ «Управление контроля и качества городской среду города Нур-Султан» в части промышленной безопасности.

42. Выполнен и представлен раздел «Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций».

43. Предусмотрены решения по обеспечению защиты оборудования котельных с учетом перехода на газообразное топливо.

Оценка соответствия проекта санитарным правилам и гигиеническим нормам

44. Представлено заключение на проект обоснования санитарно-защитной зоны для ТЭЦ-1 г. Астана АО «Астана -Энергия», выданное ГУ «Департамент охраны общественного здоровья города Астаны КООЗ МЗ РК» от 3 января 2018 года № Z.03.X.KZ68VBS00096783.

7.2 Оценка принятых решений

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 СН РК 1.02-03-2011 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство».

В рабочем проекте учтены современные требования по качеству и рациональности конструктивных и других проектных решений.

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

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

Принятые проектные решения с учетом внесенных изменений по п.7.1. соответствуют государственным нормативным требованиям по санитарной, экологической, пожарной и взрывной безопасности, функциональному назначению объекта.

Уровень ответственности объекта – I (повышенный).

На рабочий проект получено заключение государственной экологической экспертизы РГУ «Департамент экологии по городу Нур-Султан Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан» – заключение государственной экологической экспертизы о согласовании РП

«Реконструкция водогрейных котлов КВ-Т-128-150 ст. №№ 4÷7, ПТВМ-100 ст. №№ 8÷10 (мазутные) и энергетических котлов Е-65-3,9-440КТ ст.№№ 1÷3 ТЭЦ-1 для совместного сжигания природного газа и угля/мазута, с обустройством внутристанционного газораспределения в г. Астане» от 25 декабря 2019 года № Z1-0015/18.

Рабочий проект соответствует требованиям санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденных приказом Министра национальной экономики РК от 20 марта 2015 года № 237; санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства», утвержденных приказом Министра национальной экономики РК от 28 февраля 2015 года № 177.

Основные технико-экономические показатели

Таблица 2

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели	
			заявленные	рекомендуемые к утверждению
1	Реконструкция котлов ст. №№ 1-10 и АСУ ТП	компл.	10	10
2	Общая протяженность наружного газопровода Ду1000 мм	м	144	144
3	Расход газа на котлы ст.№ № 1-10	м^3/час	83 000	83 000
4	Приточная установка (П1-П12) производительностью 5230-5335 м^3/час	компл.	12	12
5	Вытяжная установка (В1-В4) 15680-16005 м^3/час	компл.	4	4
6	Общая сметная стоимость строительства в текущих и прогнозных ценах 2019-2021 гг. всего в том числе: СМР оборудование прочие	млн. тенге	6 598,449 1 075,324 4 073,279 1 449,846	6 377,342 906,315 4 071,087 1 399,940
7	Из них: 2019 г. (ПИР, экспертиза) 2020 г. 2021 г.	млн. тенге		580,310 2528,455 3268,577
8	Нормативная продолжительность строительства	мес.	12	12
	в том числе: **1 пусковой комплекс**			
9	Реконструкция котлов ст. №№8-10 и АСУ ТП	шт.	3	3
10	Общая протяженность газопровода Ду1000 мм	м	144	144
11	Приточная установка (П10-П12) производительностью 5230 м^3/час	компл.	3	3
12	Вытяжная установка В4 производительностью 16005 м^3/час	компл.	1	1
13	Общая сметная стоимость строительства в текущих и прогнозных ценах 2019-2020 г. всего в том числе: СМР оборудование прочие	млн. тенге	3 154,795 660,435 1 800,141 694,218	3108,765 399,178 1766,960 942,627
14	Из них: 2019 г. (ПИР, экспертиза) 2020 г.	млн. тенге		580,310 2 528,455
15	Нормативная продолжительность строительства	мес.	7	7
	2 пусковой комплекс			
16	Реконструкция котлов ст. №№1-7 и АСУ ТП	шт.	7	7
17	Приточная установка (П1-П9) производительностью 5335 м^3/час	компл.	9	9

18	Вытяжная установка (В1-В3) производительностью 15680 м^3/час	компл.	3	3
19	Общая сметная стоимость строительства в прогнозных ценах 2021 г. всего в том числе: СМР оборудование прочие	млн. тенге	3 443,654 414,888 2 273,138 755,628	3 268,577 507,137 2 304,127 457,313
20	Нормативная продолжительность строительства	мес.	5	5

8. ВЫВОДЫ

1. С учетом внесенных изменений и дополнений рабочий проект «Реконструкция водогрейных котлов КВ-Т-128-150 ст.№№ 4÷7, ПТВМ-100 ст.№№ 8÷10 (мазутные) и энергетических котлов Е-65-3,9-440КТ ст.№№ 1÷3 ТЭЦ-1 для совместного сжигания природного газа и угля/мазута, с обустройством внутристанционного газораспределения в г. Астана» соответствует требованиям нормативных правовых актов и государственных нормативов, действующих в Республике Казахстан, и рекомендуется для утверждения в установленном порядке со следующими основными технико-экономическими показателями:

реконструкция котлов ст.№№ 1-10 и АСУ ТП - 10 компл.;
общая протяженность наружного газопровода Ду1000 мм - 144 м;
расход газа на котлы ст. №№ 1-10 - 83 000 м^3/час;
приточно-вытяжная установка (П1-П12)
производительностью 5230-5335 м^3/час - 12 компл.;
вытяжная установка (В1-В4) 15680-16005 м^3/час - 4 компл.;
общая сметная стоимость строительства
в текущих и прогнозных ценах 2019-2021 гг. всего - 6 377,342 млн. тенге,
в том числе: СМР - 906,315 млн. тенге,
оборудование - 4 071,087 млн. тенге,
прочие - 1 399,940 млн. тенге,
нормативная продолжительность строительства - 12 мес.
в том числе:

1 пусковой комплекс

реконструкция котлов ст. №№ 8-10 и АСУ ТП - 3 шт.;
общая протяженность наружного газопровода Ду1000 мм - 144 м;
приточно-вытяжная установка (П10-П12)
производительностью 5230 м^3/час - 3 компл.;
вытяжная установка (В4) производительностью 16005 м^3/час - 1 компл.;
общая сметная стоимость строительства
в прогнозных ценах 2020 г. всего - 3 108,765 млн. тенге,
в том числе: СМР - 399,178 млн. тенге,
оборудование - 1 766,960 млн. тенге,
прочие - 942,627 млн. тенге;
нормативная продолжительность строительства - 7 мес.

2 пусковой комплекс

реконструкция котлов ст. №№1- 7 и АСУ ТП - 7 шт.;
приточно-вытяжная установка (П1-П9)
производительностью 5335 м^3/час - 9 компл.;
вытяжная установка (В1-В3) 15680 м^3/час - 3 компл.;
общая сметная стоимость строительства
в прогнозных ценах 2021 г., всего - 3 268,577 млн. тенге,
в том числе: СМР - 507,137 млн. тенге,
оборудование - 2 304,127 млн. тенге,

прочие - 457,313 млн. тенге,
нормативная продолжительность строительства - 5 мес.

2. Настоящее экспертное заключение выполнено с учетом исходных материалов (данных), утвержденных заказчиком для проектирования, достоверность которых гарантирована АО «Астана-Энергия» в соответствии с условиями договора от 5 декабря 2019 года № 01-2088.

3. Заказчик при приемке документации по рабочему проекту от проектной организации должен проверить ее на соответствие настоящему экспертному заключению.

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

5. Настоящее заключение рассматривать совместно с заключением РГП «Госэкспертиза» от 18 января 2019 года № 01-0028/19 «Газификация г. Астаны. I очередь строительства 1, 2 пусковые комплексы».

6. Согласно проектным решениям 1 и 2 пускового комплексов 1 очереди строительства газификации города Астаны (заключение РГП «Госэкспертиза» от 18 января 2019 года № 01-0028/19), объем потребления газа для водогрейной котельной ТЭЦ-1 определен в размере 83 000 нм^3/час. При пиковых нагрузках и недостаточном объеме природного газа предусмотрено сжигание резервного топлива – каменного угля согласно письму АО «Астана-Энергия» от 31 мая 2019 года № 21-12/1784.

8. ТҰЖЫРЫМДАР

1. Енгізілген өзгерістер мен толықтыруларды ескере отырып, «Астана қаласында ішкі станциялық газ таратуды орналастыра отырып, табиғи газ бен көмір/мазутты бірге жағу үшін 1-ЖЭО №№4÷7 ст. КВ-Т-128-150, №№8÷10 ст. ПТВМ-100 (мазутты) су жылыту қазандықтарын және №№1÷3 ст.Е-65-3,9-440КТ энергетикалық қазандықтарын реконструкциялау» жұмыс жобасы Қазақстан Республикасында қолданылатын нормативтік құқықтық актілердің және мемлекеттік нормативтердің талаптарына сәйкес келеді және белгіленген тәртіппен келесі негізгі техникалық экономикалық көрсеткіштерімен бекіту үшін ұсынылады:

ТП АБЖ және №№ 1-10 ст. қазандықтарын реконструкциялау - 10 жиынтық;
Ду1000 мм сыртқы газ құбырының жалпы ұзындығы - 144 м;
№№ 1-10 ст. қазандықтарына газ шығысы - 83 000 м^3/сағ.;
өнімділігі 5230-5335 м^3/сағ.
ағындық-тарту қондырғысы (П1-П12) - 12 жиынтық;
15680-16005 м^3/сағ. тарту қондырғысы (В1-В4) - 4 жиынтық;
2019-2021 жж. ағымдағы және
болжамдық бағалармен алғандағы
құрылыстың жалпы сметалық құны, барлығы - 6 377,342 млн. теңге,
соның ішінде: ҚМЖ - 906,315 млн. теңге,
жабдық - 4 071,087 млн. теңге,
өзгелері - 1 399,940 млн. теңге,
құрылыстың нормативтік ұзақтығы - 12 ай.
соның ішінде:

1-іске қосу кешені

ТП АБЖ және №№ 8-10 ст. қазандықтарын реконструкциялау- 3 дана;
Ду1000 мм сыртқы газ құбырының жалпы ұзындығы - 144 м;
өнімділігі 5230 м^3/сағ.
ағындық-тарту қондырғысы (П10-П12) - 3 жиынтық;
өнімділігі 16005 м^3/сағ. тарту қондырғысы (В4) - 1 жиынтық;
2020 ж. болжамдық бағалармен алғандағы

құрылыстың жалпы сметалық құны, барлығы	- 3 108,765 млн. теңге,
соның ішінде: ҚМЖ	- 399,178 млн. теңге,
жабдық	- 1 766,960 млн. теңге,
өзгелері	- 942,627 млн. теңге,
құрылыстың нормативтік ұзақтығы	- 7 ай.

2-іске қосу кешені

ТП АБЖ және №№ 1-7 ст. қазандықтарын реконструкциялау	- 7 дана;
өнімділігі 5335 м^3/сағ.	
ағындық-тарту қондырғысы (П1-П9)	- 9 жиынтық;
15680 м^3/сағ. тарту қондырғысы (В1-В3)	- 3 жиынтық;
2021 ж. болжамдық бағалармен алғандағы	
құрылыстың жалпы сметалық құны, барлығы	- 3 268,577 млн. теңге,
соның ішінде: ҚМЖ	- 507,137 млн. теңге,
жабдық	- 2 304,127 млн. теңге,
өзгелері	- 457,313 млн. теңге,
құрылыстың нормативтік ұзақтығы	- 5 ай.

2. Осы сараптама қорытындысы жобалау үшін тапсырыс беруші бекіткен бастапқы материалдар (деректер) ескеріле отырып орындалды, олардың дұрыстығына 2019 жылғы 5 желтоқсандағы № 01-2088 шарт талаптарына сәйкес «Астана-Энергия» ЖШС кепілдік етеді.

3. Тапсырыс беруші жобалау ұйымынан жұмыс жобасы бойынша құжаттаманы қабылдап алу кезінде оны осы сараптама қорытындысына сәйкестігіне тексеруі тиіс.

4. Тапсырыс беруші құрылыс кезінде отандық тауар өндірушілердің жабдығын, материалдарын және конструкцияларын барынша пайдалансын.

5. Осы қорытынды «Мемсараптама» РМК-нің «Астана қаласын газдандыру. Құрылыстың I кезегі, 1, 2-іске қосу кешендері» 2019 жылғы 18 қаңтардағы № 01-0028/19 қорытындысымен бірге қаралсын.

6. Астана қаласын газдандыру құрылысының 1-кезегінің 1 және 2-іске қосу кешендерінің жобалау шешімдеріне сәйкес («Мемсараптама» РМК-нің 2019 жылғы 18 қаңтардағы № 01-0028/19 қорытындысы), 1-ЖЭО су жылыту қазандығы үшін газ тұтыну көлемі 83 000 нм^3/сағ. көлемінде белгіленген. «Астана-Энергия» АҚ-ның 2019 жылғы 31 мамырдағы № 21-12/1784 хатына сәйкес, қауырт жүктемелер және табиғи газ көлемінің жетіспеушілігі кезінде резервтік отын – тас көмірді жағу көзделген.

Карагойшин Т.Д.

Генеральный директор

Асанова Г.З.

Начальник управления

Кажиякбарова И.Т.

Начальник отдела

Баширов Р.К.

Начальник производственного отдела

Иманбаев С.Б.

Начальник управления экспертизы проектов

Хван К.А.

Советник Генерального директора по техническим вопросам

Жексенбай А.

Заместитель генерального директора по производству

Бердашев Б.Ж.

Эксперт

Кульмаханова Д.А.

Заместитель начальника отдела

Жоламан А.Ж.

Руководитель сектора

Цечоева (внештаный эксперт) М.А.

Внештатный эксперт

Танина Г.В.

Эксперт

Искалиев А.Н.

Эксперт

Заиченко Н.И.

Руководитель экспертной группы

Кочетова С.В.

Руководитель сектора

Номер: Z1-0015/18
Дата: 25.12.2019

«ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ЭКОЛОГИЯ, ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ ЭКОЛОГИЯЛЫҚ РЕТТЕУ ЖӘНЕ БАҚЫЛАУ КОМИТЕТІНІҢ НҰР-СҰЛТАН ҚАЛАСЫ БОЙЫНША ЭКОЛОГИЯ ДЕПАРТАМЕНТІ» РММ
010000, Нұр-Сұлтанқаласы, Сарыарқаауданы.
ЫқыласДүкенұлыкөшесі, 23/1
үйіқаб.тел: 8(7172) 39-59-78,
кеңсе (факс): 8(7172) 22-62 74
nur-ecodep@ecogeo.gov.kz

РГУ «ДЕПАРТАМЕНТ ЭКОЛОГИИ ПО ГОРОДУ НУР-СУЛТАН КОМИТЕТА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ МИНИСТЕРСТВА ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»
010000, город Нур-Султан, район Сарыарка.
улица ЫкыласДукенулы, дом 23/1
пр.тел: 8(7172) 39-59-78,
канцелярия(факс): 8(7172) 22-62 74
nur-ecodep@ecogeo.gov.kz

АО «Астана-Энергия»

Заключение государственной экологической экспертизы наРП "Реконструкция водогрейных котлов КВ-Т-128-150 ст.№№ 4÷7, ПТВМ-100 ст.№№8÷10 (мазутные) и энергетических котлов Е-65-3,9-440КТ ст.№№ 1÷3 ТЭЦ-1 для совместного сжигания природного газа и угля/мазута, с обустройством внутристанционного газораспределения в г. Астана"

Материалы разработаны: ИП «Литвинов Вадим Викторович», ГЛ № 02377Р от 29.12.2015 г.

Заказчик материалов проекта: «АО «Астана-Энергия», г. Астана, район Байқоңыр, промзона ТЭЦ-2, телефоны: 8(7172) 92, 60 51, 92-60-52

На рассмотрение государственной экологической экспертизы представлены:

- проект «Оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС)» к рабочему проекту «Реконструкция водогрейных котлов КВ-Т-128-150 ст. №№ 4-7, ПТВМ-100 ст. №№ 8-10 (мазутные) и энергетических котлов Е-65-3,9-440КТ ст. №№ 1-3 ТЭЦ-1 для совместного сжигания природного газа и угля/мазута, с обустройством внутристанционного газораспределения» АО «Астана-Энергия».
- Программа (план) мероприятий по охране окружающей среды ТЭЦ-1 АО «Астана-Энергия» на 2020 - 2021 годы.

Материалы поступили на рассмотрение «03.12.2019» года, входящий № «Z1-03/00025».

Общие сведения

«Оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС)» к рабочему проекту «Реконструкция водогрейных котлов КВ-Т-128-150 ст. №№ 4-7, ПТВМ-100 ст. №№ 8-10 (мазутные) и энергетических котлов Е-65-3,9-440КТ ст. №№ 1-3 ТЭЦ-1 для совместного сжигания природного газа и угля/мазута, с обустройством внутристанционного газораспределения» АО «Астана-Энергия» выполнена для всестороннего рассмотрения возможного влияния экологического (воздействие на атмосферный воздух, подземные и поверхностные воды, недра, почвы, растительный и животный мир), экономического и социального характера, связанного с проведением проектируемых работ. Рабочий проект «Реконструкция водогрейных котлов КВ-Т-128-150 ст. №№ 4-7, ПТВМ-100 ст. №№ 8-10 (мазутные) и энергетических котлов Е-65-3,9-440КТ ст. №№ 1-3 ТЭЦ-1 для совместного сжигания природного газа и угля/мазута, с обустройством внутристанционного газораспределения» АО «Астана-Энергия» разработан ТОО «ПСК Градцентр».

Рабочий проект «Реконструкция водогрейных котлов КВ-Т-128-150 ст. №№ 4-7, ПТВМ-100 ст. №№ 8-10 (мазутные) и энергетических котлов Е-65-3,9-440КТ ст. №№ 1-3 ТЭЦ-1 для совместного сжигания природного газа и угля/мазута, с обустройством

внутристанционного газораспределения» АО «Астана-Энергия» выполнен на основании договора № 72/18-8 А-Э от 02.07.2018 г., в соответствии с техническим заданием на проектирование, утвержденным заказчиком.

ТЭЦ-1 занимает важное место в системе централизованного теплоснабжения г. Астаны. Введена в эксплуатацию в начале 60-х годов, когда были установлены четыре паровых котла среднего давления суммарной производительностью 200 т/час. Дальнейшее наращивание тепловых мощностей ТЭЦ-1 обеспечивалось за счет установки трех экспериментальных водогрейных пылеугольных котлов ПТВП-100-150 ст. № 5, 6, 7 (1966–1969гг.) и трех мазутных водогрейных котлов ПТВМ-100-150 ст. № 8, 9, 10 (1970 – 1977г.). В 2006 г. был установлен новый водогрейный котел ст. № 4 типа КВ-Т-128-150 взамен парового котла типа БКЗ-50-39-ф. В 2007 г. произведена реконструкция турбины ст. № 3 типа Р-6-3,4/0,5-1.

В настоящее время акиматом г. Астаны было инициировано проектирование систем газоснабжения города Астаны. Проект газификации столицы предусматривает, в том числе реконструкцию ТЭЦ-1, с переводом водогрейных котлов ТЭЦ на сжигание природного газа с сохранением возможности работы на угле/мазуте. Реализация данного проекта позволит существенно улучшить топливно-энергетический баланс и экологическое состояние окружающей среды города.

В настоящем проекте рассмотрены основные технические и конструктивные решения, принимаемые АО «Астана-Энергия» с целью охраны окружающей среды. Проект разработан в соответствии с требованиями действующих норм, правил, инструкций и государственных стандартов.

Так как в рабочем проекте рассматриваются только работы по реконструкции котлов, по другим источникам загрязнения предприятия, перечисленным в проекте ПДВ, согласованном заключением ГЭЭ № KZ44VCY00101239 от 06.11.2017 г. корректировка не проводилась. В проекте учтены 3 действующих источника выбросов и 2 новых (0024, 0025 - выбросы ЗВ при технологических продувках).

Предложенные нормативы выбросов рекомендуется учитывать при корректировке тома ПДВ и получении разрешения на эмиссии в окружающую среду.

Так как ТЭЦ-1 АО «Астана-Энергия» является действующим предприятием, источники выброса загрязняющих веществ существующие, расчёт рассеивания проводился с учетом всех действующих источников выбросов предприятия.

Объем выбросов загрязняющих веществ на период строительства проектируемого объекта с учетом выбросов от автотранспорта составит 1,345253 г/сек, 1,781704 т/год, без учета выбросов от автотранспорта 1,076336 г/сек, 1,439019 т/год.

Объем выбросов загрязняющих веществ на период эксплуатации проектируемого объекта составит 150,0978563 г/сек, 1018,586252 т/год. При реконструкции ТЭЦ-1 с переводом котлов на газовое топливо, выбросы загрязняющих веществ уменьшатся по сравнению с установленными нормативными: по диоксиду азота на 187,13646 г/сек, 1241,34647 т/год, по оксиду азота на 30,399537 г/сек, 201,71729 т/год, по диоксиду серы на 826,01781 г/сек, 4389,2846 т/год.

Расчеты выбросов загрязняющих веществ на период реконструкции и эксплуатации объекта выполнены в соответствии с исходными и сметными данными по состоянию на 01.04.2019 г.

Все отходы, образующиеся в процессе строительства, временно размещаются в специально отведенных местах для размещения отходов предприятия на существующих оборудованных площадках, с последующей передачей их специализированным организациям.

Объем отходов, образующихся при эксплуатации ТЭЦ-1, учтен в действующем проекте нормативов размещения отходов производства и потребления для ТЭЦ-1 АО «Астана Энергия», согласованным заключением ГЭЭ № KZ66VCY00099582 от 16.08.2017 г. и настоящим проектом не рассматривается.

Образование иных, кроме указанных, видов отходов производства и потребления в процессе намечаемой деятельности не прогнозируется.

Оценка воздействия на окружающую среду» к рабочему проекту «Реконструкция водогрейных котлов КВ-Т-128-150 ст. №№ 4-7, ПТВМ-100 ст. №№ 8-10 (мазутные) и энергетических котлов Е-65-3,9-440КТ ст. №№ 1-3 ТЭЦ-1 для совместного сжигания природного газа и угля/мазута, с обустройством внутристанционного газораспределения» АО «Астана-Энергия» выполнена на 2020 – 2021 гг. Технические решения проекта соответствуют современным требованиям нормативных документов в части охраны окружающей среды, промсанитарии, противопожарных мероприятий и рекомендациям научно-исследовательских организаций. На основании приведённых в настоящей работе материалов и изучения воздействия намечаемой деятельности на компоненты природной среды можно сделать следующие выводы:

- Воздействие на воздушный бассейн оценивается как низкой значимости.
- Воздействие на подземные и поверхностные воды оценивается как низкой
- значимости.
- Воздействие на состояние недр оценивается как низкой значимости.
- Воздействие на почвенный покров оценивается как низкой значимости.
- Воздействие на растительный мир оценивается как низкой значимости.
- Воздействие на животный мир оценивается как низкой значимости.
- Воздействие на социально – экономическую среду оценивается как низкой значимости.

Исходя из вышеизложенного, следует, что предусмотренные природоохранные мероприятия обеспечивают соответствие параметров намечаемых работ допустимым санитарно-гигиеническим и экологическим нормам.

В соответствие с вышеизложенным, проведение работ по реконструкции водогрейных котлов КВ-Т-128-150 ст. №№ 4-7, ПТВМ-100 ст. №№ 8-10 (мазутные) и энергетических котлов Е-65-3,9-440КТ ст. №№ 1-3 ТЭЦ-1 для совместного сжигания природного газа и угля/мазута, с обустройством внутристанционного газораспределения АО «Астана-Энергия» принимается целесообразным.

ТЭЦ-1 АО «Астана-Энергия» является действующим предприятием, которое располагается в промышленной зоне на северо-восточной окраине г. Астана, по адресу: г. Астана, район Байқоңыр, промзона ТЭЦ-1.

Основной деятельностью предприятия является производство тепловой и электрической энергии.

Предприятие работает только в холодное время года: январь-апрель, октябрь-декабрь.

В остальное время года осуществляется капитальный и текущий ремонт технологического оборудования. Деятельность в летнем режиме ТЭЦ-1 не производится.

Предприятие ТЭЦ-1 АО «Астана-Энергия» представлено одной промышленной площадкой.

Ближайшая жилая зона расположена на расстоянии около 300 м в юго-западном направлении от границ предприятия.

Площадь, занимаемая предприятием, составляет 19,7576 га, согласно акту на землю № 0193918, кадастровый номер: 21-319-058-317.

Площадка ТЭЦ-1 расположена в городской черте и окружена действующими промышленными предприятиями и складами. Рельеф города ровный, уклоны отсутствуют, а перепад высот не превышает 50 м на 1 километр.

Согласно санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденным Приказом Министра национальной экономики РК от 20 марта 2015 года № 237, ТЭЦ-1 АО «Астана-Энергия» относится к объектам I класса, для которых санитарно-защитная зона (СЗЗ) составляет не менее 1000 м (в соответствии с санитарно-эпидемиологическим заключением № Z.03.X.KZ68VBS00096783 от 03.01.2018 г., размер санитарно-защитной зоны предприятия равен 1000 м.)

Зоны отдыха, памятники культуры и архитектуры, охраняемые природные территории в районе расположения предприятия отсутствуют.

Оценка воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду (ОВОС)

ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

Физико-географические условия

Площадка ТЭЦ-1 расположена на территории Северного промышленного района г. Астана и окружена действующими промышленными предприятиями и складами.

Климатические условия

Климат района резко континентальный с долгой, холодной зимой и коротким, жарким летом. На территорию города Астана поступают воздушные массы 3-х основных типов: арктического, полярного, тропического.

Средняя минимальная температура самого холодного месяца – января составляет -22ºС.

Устойчивый снежный покров образуется во второй декаде ноября, средние сроки разрушения устойчивого снежного покрова – третья декада марта. Среднегодовая высота снежного покрова составляет около 22 см, число дней со снежным покровом 140-160.

Наиболее сильные ветры отмечаются в холодный период года. Максимальная, отмеченная в г. Астана скорость ветра составляет 36 м/с. Наибольшей повторяемостью (более 50%) отличаются ветры со скоростями 2-5 м/сек. Наибольшие среднемесячные значения скорости ветра приходятся на март.

Основные технико-экономические показатели объекта

Установленная мощность ТЭЦ-1 на существующее положение составляет: электрическая - 22 МВт/ч; тепловая - 871,6 Гкал/ч.

Режим работы на период строительства – односменный, 8 часовой рабочий день. Максимальная расчетная потребность в трудовых ресурсах на стадии строительства объекта, определенная в соответствии с действующими строительными нормами и правилами, составит 57 человек.

Начало строительства – 2 квартал 2020 года. Общая продолжительность строительства – 12 месяцев. Режим работы на период эксплуатации рассматриваемого объекта - круглосуточный. Предприятие работает только в холодное время года: январь-апрель, октябрь-декабрь. В остальное время года осуществляется капитальный и текущий ремонт технологического оборудования. Деятельность в летнем режиме ТЭЦ-1 не производится. Общее количество работающих на период эксплуатации ТЭЦ-1 по сравнению с существующим не меняется.

Оценка воздействия намечаемой деятельности на воздушную среду

Современное состояние воздушной среды характеризуется следующими факторами:

- наличие загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух и их концентраций;
- наличие источников химического загрязнения;
- уровень электромагнитного излучения;
- уровень шумового воздействия;
- радиационный фон.

Влияние, оказываемое на воздушную среду при реконструкции ТЭЦ-1 АО «Астана-Энергия», в рассматриваемом проекте будет связано с выбросами загрязняющих веществ при планировке территории, сварочных, покрасочных работах и работе строительных машин.

Нумерация источников загрязнения произведена с учетом действующего проекта нормативов предельно – допустимых выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферу ТЭЦ-1 г. Астана АО «Астана-Энергия» (заключение ГЭЭ № KZ44VCY00101239 от 06.11.2017 г.).

Отрицательное воздействие на атмосферный воздух в период реконструкции котлов ТЭЦ-1 будут оказывать:

- выбросы ЗВ при земляных работах (6101, 6102);
- выбросы ЗВ при пересыпке строительных материалов (песка природного, щебня, ПГС) (ист. 6103);
- выбросы ЗВ при битумных работах (ист. 6104);
- выбросы ЗВ при электросварочных работах (ист. 6105);
- выбросы ЗВ при проведении покрасочных работ (ист. 6106);
- выбросы при проведении газорезочных и газосварочных работ (ист. 6107);
- выбросы ЗВ при въезде – выезде автотранспорта (ист. 6108).

Основными выделяемыми загрязняющими веществами при реализации решений проекта будут: пыль неорганическая: 70-20% $Si0_2$, углерода оксид, азота (IV) диоксид, азота (II) оксид, углерод (сажа), сера диоксид, керосин, взвешенные частицы PM10, железа оксиды, марганец и его соединения, фтористые газообразные соединения, диметилбензол, уайт-спирит, углеводороды предельные С12-С19.

Воздействие на воздушный бассейн при эксплуатации рассматриваемого объекта происходит в процессе реализации деятельности по производству тепловой энергии ТЭЦ-1.

Отрицательное воздействие на атмосферный воздух в период эксплуатации котлов ТЭЦ-1 после их реконструкции будут оказывать:

- выбросы ЗВ при сжигании топлива (ист. 0001, 0002, 0003);
- выбросы ЗВ при технологических продувках (ист. 0024, 0025).

Выбросы ЗВ в атмосферу через неподвижные соединения возможны только при нарушении правил изготовления, монтажа или эксплуатации установок. При нормальном режиме эксплуатации выбросы отсутствуют, в связи с этим, расчет выбросов ЗВ в атмосферу от неподвижных уплотнений не проводится.

Выделяемыми загрязняющими веществом при эксплуатации рассматриваемого объекта будут: азота диоксид, азот оксид, сера диоксид, углерод оксид, смесь углеводородов предельных С1-С5, метантиол.

Расчеты выбросов загрязняющих веществ на период реконструкции и эксплуатации объекта выполнены в соответствии с исходными и сметными данными по состоянию на 01.04.2019 г.

Реализация мероприятий по предотвращению выбросов в атмосферный воздух на уровне, соответствующем передовому мировому опыту

Одним из этапов оценки величины и значимости воздействий на атмосферный воздух является разработка комплекса смягчающих мероприятий. В соответствие с «Методическими указаниями по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» вариативность мер по снижению и предотвращению воздействий включает: предотвращение у источника; снижение у источника; уменьшение на месте; ослабление у рецептора; восстановление или исправление; компенсация возмещением.

Реализация мероприятий по охране атмосферного воздуха, в сочетании с хорошей организацией производственного процесса и производственного контроля за состоянием окружающей среды, позволяет обеспечить соблюдение либо снижение нормативов предельно допустимых выбросов и уменьшить негативную нагрузку на воздушный бассейн в ходе производственной деятельности предприятия.

В 2018 году Акиматом г. Астана было инициировано проектирование систем газоснабжения города Астаны. Проект газификации столицы предусматривает в том числе реконструкцию ТЭЦ-1 АО «Астана-Энергия» с переводом котлов ТЭЦ на сжигание природного газа с сохранением возможности работы на угле/мазуте.

Реализация данного проекта - «Реконструкция водогрейных котлов КВ-Т-128-150 ст.

№№ 4-7, ПТВМ-100 ст. №№ 8-10 (мазутные) и энергетических котлов Е-65-3,9-440КТ ст.№№ 1-3 ТЭЦ-1 для совместного сжигания природного газа и угля/мазута, с обустройством

внутристанционного газораспределения» АО «Астана-Энергия» позволит существенно улучшить топливно-энергетический баланс и экологическое состояние окружающей среды города.

В экологическом отношении природный газ является самым чистым видом минерального топлива. При его сгорании образуется значительно меньшее количество вредных веществ по сравнению с другими видами топлива.

При использовании природного газа практически отсутствуют выбросы сернистых веществ, а оксидов азота в расчете на единицу энергии выделяется в несколько раз меньше, чем у угля. Кроме того, отсутствует образование золы и сажи, поэтому перед теплоэлектростанциями, работающими на природном газе, не стоит проблема утилизации отходов, оставшихся после сжигания топлива.

Таким образом, природный газ является эффективным и относительно дешевым способом сократить вредные выбросы предприятия.

В целом, для создания нормальных санитарно-гигиенических условий труда и обеспечения минимального уровня воздействия на атмосферный воздух проектом предусмотрено осуществление следующих мероприятий превентивного характера:

- реконструкция котлов с переводом их на газовое топливо;
- для борьбы с пылью применять орошение водой рабочих площадок и складов;
- для предупреждения загрязнения воздуха производить проверку двигателей всех машин на токсичность выхлопных газов;
- запрещать выпуск на линию автомашин и техники, в которых выхлопные газы не соответствуют действующим нормам;
- соблюдать правила пожарной безопасности при производстве работ.

Таким образом, с учетом специфики намечаемой деятельности принимается, что проектируемая технологическая схема производства работ соответствует современному опыту в данной сфере хозяйства.

Характеристика мероприятий по регулированию выбросов в периоды особо неблагоприятных метеорологических условий (НМУ)

При разработке раздела ОВОС необходимо рассмотреть снижение выбросов вредных веществ в атмосферу в периоды неблагоприятных метеорологических условий (НМУ), так как в это время ухудшается рассеивание загрязняющих веществ в атмосфере, что способствует созданию наиболее высоких концентраций примесей в ее приземном слое. Мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в периоды НМУ разрабатывают предприятия, организации, учреждения, имеющие стационарные источники выбросов, расположенные в населенных пунктах, где подразделениями Казгидромета проводятся или планируется проведение прогнозирования НМУ.

Снижение выбросов вредных веществ в атмосферу в связи с выполнением дополнительных мероприятий допускается в тех случаях, когда угроза интенсивного скопления примесей в приземном слое атмосферы особенно велика.

Мероприятия по регулированию выбросов при НМУ разрабатываются только для веществ, выбросы которых создают максимальные приземные концентрации на границе санитарно-защитной зоны или ближайшей жилой застройки более 0,1 ПДК.

Предупреждения о повышении уровня загрязнения воздуха в связи с ожидаемыми НМУ составляют в прогностических подразделениях РГП «Казгидромет». В зависимости от ожидаемого уровня загрязнения атмосферы составляют предупреждения трех степеней, которым соответствуют три режима работы предприятия в периоды НМУ.

При первом режиме работы предприятия мероприятия должны обеспечить сокращение концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы на 10-15 %.

Эти мероприятия носят организационно-технический характер, их можно быстро осуществить, они не приводят к снижению производительности предприятия. На предприятии усиливается контроль за точным соблюдением технологического регламента производства, усиливается контроль за герметичностью газоходных систем.

Интенсифицируется влажная уборка помещений. При втором режиме работы предприятия мероприятия должны обеспечить сокращение концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы примерно на 20 %. Эти мероприятия включают в себя все мероприятия, разработанные для первого режима, а также мероприятия, влияющие на технологические процессы и сопровождающиеся незначительным снижением производительности предприятия.

При третьем режиме работы предприятия мероприятия должны обеспечить сокращение концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы на 40 %. Мероприятия третьего режима включают в себя мероприятия для первого и второго режимов, а также мероприятия, осуществление которых позволяет снизить выбросы загрязняющих веществ за счет временного сокращения производительности предприятия.

Так как предприятие расположено в населенной местности, где отмечаются НМУ, разработаны мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на периоды неблагоприятных метеоусловий.

ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ВОДНЫЕ РЕСУРСЫ

Гидрогеологические условия района

Гидрографическая сеть в данном районе представлена р. Ишим.

На исследуемой площадке прослеживаются подземные воды типа «верховодка», которые имеют повсеместный характер распространения в насыпных грунтах. В верхней части неогеновых глин прослеживаются подземные воды трещинно-капиллярного типа, которые имеют локальный (линзовидный) характер распространения и дополнительно аккумулируются в прослоях песка. Данные воды в неогеновых глинах имеют гидравлическую связь и идентичный химический состав с «верховодкой». На площадке, в период изысканий отмечен уровень подземных вод на глубине 1,80÷1,90м. с абсолютными отметками 351,50÷351,54м. Амплитуда сезонного колебания уровня достигает 0,6м. с максимумом в апреле-мае и минимумом в декабре-январе.

Характеристика современного состояния водного бассейна в районе размещения площадки.

Объект расположен за пределами водоохранных зон и полос поверхностных водоемов. Поверхностный водоем города – река Ишим – протекает на расстоянии 850 м от границы территории ТЭЦ-1.

Водоснабжение и водоотведение.

Системы водоснабжения и водоотведения.

Водоснабжение предприятия осуществляется от общегородских сетей водопроводов хоз-питьевой и технической воды.

Источником хоз-питьевой воды города является Вячеславское водохранилище. Источником технической воды города является р. Ишим. При проведении рассматриваемых работ источники водоснабжения ТЭЦ-1 сохраняются. Баланс водопотребления и водоотведения ТЭЦ-1 после проведения рассматриваемых работ не меняется.

На период эксплуатации источником хозяйственно – питьевого водоснабжения будет являться существующий хоз-питьевой водопровод.

На период проведения строительно-монтажных работ вода будет использоваться на хоз-бытовые нужды рабочих и на технические нужды.

Основные объекты потребления воды (технической) на период эксплуатации на ТЭЦ-1 – это оборудование главного корпуса: котлоагрегаты, турбины и вспомогательное оборудование.

Техническая вода используется для подпитки прямоточной и оборотной систем водоснабжения, для внутреннего пожаротушения главного корпуса.

Пожаротушение осуществляется от пожарных гидрантов, расположенных на водопроводной сети.

Водоснабжение на период строительства – привозной водой.

Канализация на период строительства – существующие сети.

Водоснабжение и водоотведение ТЭЦ-1 на период эксплуатации производится без изменения, от существующих сетей водопровода и канализации.

Оценка воздействия намечаемой деятельности на поверхностные воды района

Оценка воздействия намечаемой деятельности на поверхностные воды включает рассмотрение потенциальной вероятности воздействия по ряду критериев, основными из которых для рассматриваемого объекта будут являться:

- вероятность загрязнения поверхностных вод путем сбросов сточных вод в водные объекты;
- вероятность воздействия на гидрологический режим поверхностных водотоков;
- вероятность воздействия на ихтиофауну.

Участок проведения работ находится за пределами водоохранных полос водных объектов. Водные объекты на территории площадки и на расстоянии 500 м от площадки отсутствуют. Непосредственно на участке работ открытых водоисточников (рек, ручьев и ключей) нет.

Сбросов сточных вод в водные объекты проектом не предусматривается. Мойка машин и механизмов на территории участка проектируемого объекта запрещена. Строительство стационарного склада ГСМ на участке не предусматривается.

Таким образом, принятые превентивные меры позволяют исключить возможность засорения и загрязнения водных объектов района.

В общем виде оценка последствий загрязнения поверхностных вод осуществляется на основании методологии, рекомендованной в «Методических указаниях по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду».

Оценка воздействия намечаемой деятельности на подземные воды района

Для предотвращения загрязнения подземных вод проектом предусматриваются следующие водоохранные мероприятия:

1. Соблюдение норм ведения строительных работ, принятых проектных решений.
2. Сбор и временное хранение бытовых отходов на специально обустроенной площадке с твердым покрытием.
3. Применение на всех видах работ технически исправных машин и механизмов с отрегулированной топливной арматурой, исключающей потери ГСМ и попадание горюче-смазочных материалов в грунт.
5. Бытовые стоки отводятся в существующие сети.

Оценка последствий воздействия на подземные воды осуществляется на основании методологии, рекомендованной в «Методических указаниях по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (утверждены приказом МООС РК 29 октября № 270-п).

Таким образом, общее воздействие намечаемой деятельности на подземные воды оценивается низкой значимостью воздействия (допустимое).

Намечаемая деятельность вредного воздействия на качество подземных вод и вероятность их загрязнения не окажет. Общее воздействие намечаемой деятельности на подземные воды оценивается как допустимое (низкая значимость воздействия).

Оценка воздействия намечаемой деятельности на недра

Участки недр и земная поверхность, на которых проводятся работы, не представляет особую экологическую, научную, культурную и иную ценность и не являются охраняемой природной территорией с правовым режимом особой охраны и регулируемым режимом хозяйственной деятельности для сохранения объектов природно-заповедного фонда. По специфике намечаемой деятельности потребность проектируемого объекта в минеральных и сырьевых ресурсах в период строительства и эксплуатации исключается.

Разработка дополнительных мероприятий по охране недр не требуется.

Оценка последствий воздействия на недра осуществляется на основании методологии, рекомендованной в «Методических указаниях по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (утверждены приказом МООС РК 29 октября № 270-п).

Таким образом, общее воздействие намечаемой деятельности на геологическую среду оценивается как допустимое (воздействие низкой значимости).

Перечень образующихся отходов производства и потребления

Принятая технологическая схема работ предусматривает образование следующих отходов производства и потребления в период строительства рассматриваемого объекта:

- ТБО;
- огарки сварочных электродов;
- строительный мусор.

Объем отходов, образующихся при эксплуатации ТЭЦ -1, учтен в действующем проекте нормативов размещения отходов производства и потребления для ТЭЦ -1 АО «Астана Энергия», согласованным заключением ГЭЭ № KZ66VCY00099582 от 16.08.2017 г. и настоящим проектом не рассматривается.

Образование иных, кроме указанных, видов отходов производства и потребления в процессе намечаемой деятельности не прогнозируется.

Классификация отходов производства и потребления

Классификация отходов производства и потребления производится на основании Классификатора отходов, утвержденного приказом Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 31 мая 2007 года № 169-п. Кодировка отходов учитывает область образования, способ складирования (захоронения), способ утилизации или регенерации, потенциально опасные составные элементы, уровень опасности, отрасль экономики, на объектах которой образуются отходы. В соответствии с Базельской конвенцией о контроле за трансграничной перевозкой опасных отходов и их удалением для целей транспортировки, утилизации, хранения и захоронения устанавливаются 3 уровня опасности отходов:

1) Зеленый – индекс G;
2) Янтарный – индекс A;
3) Красный – индекс R.

Для отходов, образующихся в период строительства очистных сооружений карьерных вод рудника «Караджал», определяются уровни опасности.

- твердые бытовые отходы: уровень опасности отхода – GO 060, зеленый;
- огарки сварочных электродов: уровень опасности отхода – GA 090, зеленый;
- строительный мусор: уровень опасности отхода – GG 170, зеленый.

Объем отходов, образующихся при эксплуатации ТЭЦ -1, учтен в действующем проекте нормативов размещения отходов производства и потребления.

ТБО (GO_{060}). Уровень опасности – зеленый. Индекс – GO060. Способ хранения – временное хранение в металлических контейнерах. Способ утилизации – вывоз на полигон ТБО.

Огарки сварочных электродов (GA 090). Уровень опасности – зеленый. Индекс – GO090. Способ хранения – временное хранение в металлических контейнерах. Способ утилизации – передаются по договору в специализированные организации.

Строительный мусор (GG170).

Согласно п. 2.37 «Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» (Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 г. №100-п) количество строительных отходов принимается по факту образования.

Ориентировочный объем строительных отходов составит – 2,0 т/год

Уровень опасности – зеленый. Индекс – GG170. Способ хранения – временное хранение в металлических контейнерах. Способ утилизации – вывоз на полигон ТБО.

Анализ обследования всех видов возможного образования отходов производства и потребления, а также способов их складирования и утилизации, показал, что влияние намечаемой деятельности на окружающую среду в части обращения с отходами можно оценить как допустимое.

Оценка возможных физических воздействия и их последствий

К физическим воздействиям относятся: шум, вибрация, электромагнитные поля, ионизирующее излучение радиоактивных веществ, тепловое излучение, ультрафиолетовое и видимое излучения, возникающие в результате хозяйственной деятельности.

Перечень источников физических воздействий и их характеристики определяется для проектируемых объектов на основе проектной информации, уровни физических воздействий на стадии проектирования определяются расчетным методом.

Оценка возможного шумового воздействия

Шум – случайное сочетание звуков различной интенсивности и частоты; мешающий, нежелательный звук. Определяющим фактором шумового загрязнения окружающей среды является воздействие на организм человека (как часть биосферы). Степень вредного воздействия шума зависит от его интенсивности, спектрального состава, времени воздействия, местонахождения человека, характера выполняемой им работы и индивидуальных особенностей человека.

Основными источниками шума внутри зданий и сооружений различного назначения и на площадках промышленных предприятий являются машины, механизмы, средства транспорта, вентиляционные устройства и другое оборудование. Состав шумовых характеристик и методы их определения для машин, механизмов, транспортных средств и другого оборудования установлены ГОСТ 31275-2002, а значения их шумовых характеристик принимаются в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-2014. При этом, как показывает мировая практика измерений, основной вклад в уровень шума селитебных территорий вносит движение автотранспорта, который на общем фоне дает до 80% шума.

В связи с этим, для снижения шумового воздействия проектом предусмотрена установка шумоглушителей, обладающих высокой эффективностью по снижению шума до максимально допустимых пределов.

Оценка вибрационного воздействия

В общем, под термином вибрация принимаются механические упругие колебания в различных средах. Вибрации делятся на вредные и полезные. Вредные вибрации создают не только шумовые загрязнения окружающей среды, неблагоприятно воздействуя на человеческий организм, но и представляют определенную опасность для различных инженерных сооружений, вызывая в ряде случаев их разрушение. Полезные вибрации используются в ряде технологических процессов (виброуплотнение бетона, вибровакуумные установки и т.д.), но и в этом случае необходимо применение соответствующих мер защиты.

Основными источниками вибрации являются: рельсовый транспорт, различные технологичеческие установки (компрессоры, двигатели), строительная техника, системы отопления и водопровода насосные станции и т.д. Особенность действия вибрации заключается в том, что эти механические упругие колебания распространяются по грунту и оказывают свое воздействие на фундаменты различных сооружений, вызывая затем звуковые колебания в виде структурного шума.

Основным источником шума при строительстве на проектируемом объекте будет являться работа автотранспортной техники. Однако вибрационные колебания, возникающие при работе автотранспортной техники, значительно гасятся на песчаных и суглинистых грунтах, в практическом отображении не выходя за границы участка работ.

Согласно санитарно-эпидемиологическому заключению № № Z.03.X.KZ68VBS00096783 от 03.01.2018 г., «уровень вибрации на участках не превышает допустимые нормы».

Общее вибрационное воздействие намечаемой деятельности оценивается как допустимое.

Оценка электромагнитного воздействия

Любое техническое устройство, использующее, либо вырабатывающее электрическую энергию является источником электромагнитных полей (ЭМП), излучаемых во внешнее пространство.

Особенностью облучения в городских условиях является воздействие на население как суммарного электромагнитного фона (интегральный параметр), так и сильных ЭМП от отдельных источников (дифференциальный параметр).

К основным источникам ЭМП антропогенного происхождения относятся телевизионные и радиолокационные станции, мощные радиотехнические объекты, высоковольтные линии электропередач промышленной частоты, плазменные, лазерные и рентгеновские установки, атомные и ядерные реакторы и т.п. Следует отметить техногенные источники электромагнитных и других физических полей специального назначения, применяемые в радиоэлектронном противодействии и размещаемые на стационарных и передвижных объектах на земле, воде, под водой, в воздухе.

Специфика намечаемой деятельности не предусматривает наличие источников значительного электромагнитного излучения, способных повлиять на уровень электромагнитного фона. Общее электромагнитное воздействие объектов намечаемой деятельности на электромагнитный фон вне площадки работ исключается. Согласно санитарно-эпидемиологическому заключению № № Z.03.X.KZ68VBS00096783 от 03.01.2018 г., «источники высокочастотных электромагнитных излучений на территории предприятия отсутствуют».

Оценка теплового воздействия

Тепловое загрязнение является результатом повышения температуры среды, возникающее при отводе воды от систем охлаждения в водные объекты или при выбросе потоков дымовых газов в атмосферный воздух. Тепловое загрязнение является специфическим видом воздействия на окружающую среду, которое в локальном плане оказывает негативное воздействие на флору и фауну, в частности на трофическую цепь обитателей водоемов, что ведет к снижению рыбных запасов и ухудшению качества питьевой воды. Тепловое воздействие при реализации намечаемой деятельности оценивается незначительными величинами, и обуславливается работой двигателей автотранспортной техники. Объемы выхлопных газов при работе техники незначительны и не могут повлиять на природный температурный уровень района.

Согласно заключению государственной экологической экспертизы на проект «Оценка воздействия на окружающую среду проекта Корректировка проектной сметной документации по объекту «Реконструкция ТЭЦ – 1» в городе Астане» № Z1-0009/16 от 07.09.2016, «в районе размещения предприятия тепловое воздействия находится в пределах нормы».

Тепловое воздействие на водные объекты при реализации намечаемой деятельности исключается ввиду отсутствия эмиссий в водную среду от проектируемого объекта.

Оценка возможного радиационного загрязнения района

Характеристика радиационной обстановки в районе намечаемой деятельности

Обобщенная характеристика радиационной обстановки в районе г. Астана приводится по данным государственного контроля согласно отчету «Информационный бюллетень о состоянии окружающей среды Республики Казахстан за 2017 год», выполненного Департаментом экологического мониторинга РГП «Казгидромет» МООС РК (Астана, 2017год). Информационный бюллетень подготовлен по результатам работ, выполняемых специализированными подразделениями РГП «Казгидромет» по проведению экологического

мониторинга за состоянием окружающей среды на наблюдательной сети национальной гидрометеорологической службы.

По сравнению с 2017 годом уровень радиационного фона существенно не изменился. Промышленные источники эмиссий радиоактивных веществ в районе отсутствуют.

Оценка потенциального радиационного воздействия

Оценка радиационного воздействия осуществляется на основе изучения аспектов воздействия ионизирующих излучений (радиации) на компоненты окружающей среды. Ионизирующее излучение – излучение, которое способно разрывать химические связи в молекулах живых организмов, вызывая тем самым биологически важные изменения. К ионизирующему излучению относятся: ультрафиолетовое излучение с высокой частотой, рентгеновское излучение, гамма-излучение.

С учетом специфики намечаемой деятельности при реализации проектных решений источники рационного воздействия отсутствуют. Радиационный фон, присутствующий на рассматриваемой территории, является естественным, сложившимся для данного района местности.

Нормирование допустимого радиационного воздействия и эмиссий радиоактивных веществ не выполняется ввиду отсутствия источников радиационного воздействия. Таким образом, при реализации проектных решений воздействие по радиационному фактору оценивается как допустимое, так как при этом соблюдаются принципы минимизации радиационного воздействия.

Организация радиационного мониторинга и контроля за состоянием окружающей среды

Характер производства проектируемых работ не требует применения в своей деятельности оборудования, материалов, приборов и т.д., содержащих радиоактивные элементы.

В связи с отсутствием на территории предприятия источников рационного воздействия, радиационный мониторинг и контроль за состоянием окружающей среды не проводится.

Оценка значимости физических факторов воздействия

Оценка значимости физических факторов воздействия на природную среду осуществляется на основании методологии, рекомендованной в «Методических указаниях по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (утверждены приказом МООС РК 29 октября 2010 г. № 270-п).

Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров

Воздействие на почвенный покров при строительстве и эксплуатации любого промышленного объекта может быть прямым и косвенным. Прямое воздействие оказывается обычно в период строительства объекта. Косвенное воздействие происходит под влиянием выбросов в атмосферу загрязняющих веществ.

Специфика намечаемой деятельности предусматривает такие виды воздействия на почвы, как механические нарушения и изменение форм рельефа вследствие перепланировки поверхности территории. Общее воздействие по данному фактору, с учетом сохранения плодородного слоя почвы для его дальнейшего восстановления по окончанию работ, оценивается как умеренное.

Засоление и заболачивание окружающих земель не прогнозируются. Почвы являются достаточно консервативной средой, собирающей в себя многочисленные загрязнители и теряющей от этого свои свойства. По сравнению с атмосферой или поверхностными водами почва – самая малоподвижная среда, миграция загрязняющих веществ в которой происходит относительно медленно.

Загрязнение почвенного покрова происходит в основном за счет выбросов в атмосферу загрязняющих веществ и последующего их осаждения под влиянием силы тяжести, влажности или атмосферных осадков.

При реализации намечаемой деятельности предусматриваются выбросы газообразных составляющих выхлопных газов автотранспортной техники (в практическом отображении не влияют на уровень загрязнения почв), а также выделяющейся в процессе планировки территории площадки строительства пыли неорганической, которая для почв не является загрязняющим веществом и, соответственно, её содержание и накопление в почвах не нормируется.

В рабочем проекте предусмотрены мероприятия по снижению негативного воздействия на почвы в процессе строительства:

- передвижение строительной техники и автотранспорта (доставка материалов и конструкций) предусмотреть по дорогам общего пользования и внутриплощадочным дорогам с твердым покрытием;
- по окончании строительных работ на землях постоянного отвода предусмотреть вывоз строительного и бытового мусора в специально отведенные места;
- с целью сохранения плодородного слоя почвы при проведении строительных работ, плодородный слой почвы будет срезаться для дальнейшего восстановления посевом трав из видов и сортов местного произрастания.

Анализ обследования всех видов возможного образования отходов, а также способов их складирования и утилизации, показал, что влияние намечаемой деятельности на почвенный покров в части обращения с отходами можно оценить как незначительное. Оценка значимости воздействия намечаемой деятельности на почвы и земельные ресурсы осуществляется на основании методологии, рекомендованной в «Методических указаниях по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду».

Таким образом, общее воздействие намечаемой деятельности на почвенный покров оценивается как допустимое (низкая значимость воздействия).

Мероприятия по охране почвенного покрова

Мероприятия по охране почвенного слоя в процессе реализации намечаемой деятельности включают два основных вида работ:

- реализация мер по организованному сбору образующихся отходов, исключающих возможность засорения земель – выполняется в течение всего периода работ;
- восстановление нарушенного почвенного покрова и приведение территории в состояние, природное для первоначального или иного использования – выполняется по окончанию работ.

Организация мониторинга и контроля за состоянием почв

Ввиду допустимого уровня воздействия на почвенный покров от намечаемой деятельности, организация мониторинга почв в районе рассматриваемого объекта нецелесообразна. Организация дополнительного мониторинга почв не предусматривается.

Оценка воздействия намечаемой деятельности на флору района

Использование растительных ресурсов района при реализации проектных решений не предусматривается. Зона влияния намечаемой деятельности на растительность ограничивается участком проведения работ.

Мониторинг растительного покрова в процессе осуществления намечаемой деятельности не предусматривается.

На период производства строительно-монтажных работ, а также на период эксплуатации проектируемого объекта воздействие на растительность в районе предприятия не предвидится.

Оценка значимости воздействия намечаемой деятельности на растительность осуществляется на основании методологии, рекомендованной в «Методических указаниях по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду».

Оценка воздействия намечаемой деятельности на фауну района

Влияние на животный мир так же, как и на человека, может осуществляться через две среды: гидросферу и биосферу. В результате загрязнения грунтовых вод, воздушной среды и почв у животных нарушается минеральный обмен, вследствие которого возможны изменения в костях, задержка роста и другие нарушения.

Зона воздействия проектируемого объекта на животный мир ограничивается границами земельного отвода (прямое воздействие, заключается в вытеснении за пределы мест обитания) и санитарно-защитной зоны (косвенное воздействие, крайне опосредованное через эмиссии в атмосферный воздух). Мониторинг животного мира в процессе осуществления намечаемой деятельности не предусматривается.

Таким образом, общее воздействие намечаемой деятельности на животный мир оценивается как допустимое (низкая значимость воздействия).

Оценка воздействия при аварийных ситуациях (анализ риска)

К наиболее опасной с точки зрения воздействия на окружающую среду аварийной ситуации на рассматриваемом объекте относится прорыв газопровода. По выполненному расчету определено, что экологический риск рассмотренной аварийной ситуации не достигнет высокого уровня экологического риска ни для одного компонента природной среды и оценивается как низкий.

Экологический риск намечаемой деятельности оценивается как незначительный (низкий).

Вывод

Государственная экологическая экспертиза **согласовывает** проект «Оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС)» к рабочему проекту «Реконструкция водогрейных котлов КВ-Т-128-150 ст. №№ 4-7, ПТВМ-100 ст. №№ 8-10 (мазутные) и энергетических котлов Е-65-3,9-440КТ ст. №№ 1-3 ТЭЦ-1 для совместного сжигания природного газа и угля/мазута, с обустройством внутристанционного газораспределения» АО «Астана-Энергия».

<<Данные утверждающегоru(не удалять)>>

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по предприятию

Астана, Реконструкция котлов период строительства нормативы

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						год достижения ПДВ
		существующее положение		на период строительства II кв 2020 г. - I кв. 2021 г		П Д В		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
(0008) Взвешенные частицы PM10 (117)								
ТЭЦ-1	6106	-	-	0.10021	0.15807	0.10021	0.15807	2020
(0123) Железо (II, III) оксиды /в пересчете на железо/ (274)								
ТЭЦ-1	6105	-	-	0.07613	0.11482	0.07613	0.11482	2020
	6107	-	-	0.020517	0.003708	0.020517	0.003708	2020
(0143) Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)								
ТЭЦ-1	6105	-	-	0.006	0.00991	0.006	0.00991	2020
	6107	-	-	0.000313	0.000061	0.000313	0.000061	2020
(0146) Медь (II) оксид /в пересчете на медь/ (329)								
ТЭЦ-1	6107	-	-	0.000033	0.000007	0.000033	0.000007	2020
(0164) Никель оксид /в пересчете на никель/ (420)								
ТЭЦ-1	6107	-	-	0.000044	0.00001	0.000044	0.00001	2020
(0301) Азота (IV) диоксид (4)								
ТЭЦ-1	6105	-	-	0.00375	0.00219	0.00375	0.00219	2020
	6107	-	-	0.025282	0.025309	0.025282	0.025309	2020
(0326) Озон (435)								
ТЭЦ-1	6107	-	-	0.000047	0.00001	0.000047	0.00001	2020
(0337) Углерод оксид (584)								
ТЭЦ-1	6105	-	-	0.01847	0.01077	0.01847	0.01077	2020
	6107	-	-	0.0144	0.002011	0.0144	0.002011	2020
(0342) Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)								
ТЭЦ-1	6105	-	-	0.00129	0.00075	0.00129	0.00075	2020
(0344) Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид,(615)								
ТЭЦ-1	6105	-	-	0.00278	0.00343	0.00278	0.00343	2020
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
ТЭЦ-1	6106	-	-	0.07258	0.45261	0.07258	0.45261	2020

(0621) Метилбензол (349)								
ТЭЦ-1	6106	-	-	0.06453	0.0431	0.06453	0.0431	2020
(1210) Бутилацетат (110)								
ТЭЦ-1	6106	-	-	0.00587	0.00612	0.00587	0.00612	2020
(1401) Пропан-2-он (470)								
ТЭЦ-1	6106	-	-	0.02421	0.0195	0.02421	0.0195	2020
(1555) Уксусная кислота (586)								
ТЭЦ-1	6107	-	-	0.00026	0.00002	0.00026	0.00002	2020
(2732) Керосин (654*)								
ТЭЦ-1	6106	-	-	0.04889	0.135	0.04889	0.135	2020
(2750) Сольвент нафта (1149*)								
ТЭЦ-1	6106	-	-	0.01388	0.01261	0.01388	0.01261	2020
(2752) Уайт-спирит (1294*								
ТЭЦ-1	6106	-	-	0.07573	0.23519	0.07573	0.23519	2020
(2754) Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете(10)								
ТЭЦ-1	6104			0.00614	0.00032	0.00614	0.00032	2020
(2908) Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (шамот, цемент, пыль цементного(494)								
ТЭЦ-1	6101	-	-	0.21	0.0755	0.21	0.0755	2020
	6102	-	-	0.11537	0.1246	0.11537	0.1246	2020
	6103	-	-	0.16822	0.002583	0.16822	0.002583	2020
	6105	-	-	0.00139	0.00081	0.00139	0.00081	2020
Итого по неорганизованным источникам:				0.902786	1.444839	0.902786	1.444839	
Т в е р д ы е:		-	-	0.701007	0.493509	0.701007	0.493509	
Газообразные, ж и д к и е:		-	-	0.375329	0.94551	0.375329	0.94551	
Всего по предприятию:		-	-	1.076336	1.439019	1.076336	1.439019	
Т в е р д ы е:		-	-	0.701007	0.493509	0.701007	0.493509	
Газообразные, ж и д к и е:		-	-	0.375329	0.94551	0.375329	0.94551	

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по предприятию

Астана, Реконструкция котлов период эксплуатации на газе

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						
		существующее положение		на 2021 г		П Д В		год достижения ПДВ
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
(0301) Азота (IV) диоксид (4)								
ТЭЦ-1	0001	99,283	1065,482	20.07692	257.66426	20.07692	257.66426	2021
	0002	97,865	617,443	26.22125	197.47747	26.22125	197.47747	2021
	0003	58,779	25,952	22.49237	12.3888	22.49237	12.3888	2021
(0304) Азот (II) оксид (6)								
ТЭЦ-1	0001	16,133	173,141	3.262499	41.87044	3.262499	41.87044	2021
	0002	15,903	100,334	4.260953	32.09009	4.260953	32.09009	2021
	0003	9,542	4,216	3.655011	2.01318	3.655011	2.01318	2021
(0330) Сера диоксид (516)								
ТЭЦ-1	0001	221,61	2465,201	0.32428	4.16171	0.32428	4.16171	2021
	0002	282,188	1769,549	0.42352	3.18959	0.42352	3.18959	2021
	0003	323,3309	162,086	0.36329	0.2001	0.36329	0.2001	2021
(0337) Углерод оксид (584)								
ТЭЦ-1	0001	8,058	76,289	20.07692	257.66426	20.07692	257.66426	2021
	0002	9,584	63,255	26.22125	197.47747	26.22125	197.47747	2021
	0003	18,413	6,769	22.49237	12.3888	22.49237	12.3888	2021
(0415) Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)								
ТЭЦ-1	0024	-	-	0.11361	0.000073	0.11361	0.000073	2021
	0025	-	-	0.11361	0.000009	0.11361	0.000009	2021
(1715) Метантиол (339)								
ТЭЦ-1	0024	-	-	0.00000163		0.00000163		2021
	0025	-	-	0.00000163		0.00000163		2021
Всего по предприятию:		1160,6889	6529,717	150.0978563	1018.586252	150.0978563	1018.586252	
Т в е р д ы е:								
Газообразные, ж и д к и е:		1160,6889	6529,717	150.0978563	1018.586252	150.0978563	1018.586252	

Нормативы образования и размещения отходов на период строительства

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
1	2	3	4
Период строительства II кв 2020 г. – I кв. 2021 г			
Всего	**5,0031**	**-**	**5,0031**
в т.ч. отходов производства	2,1131	-	2,1131
отходов потребления	2,89	-	2,89
Янтарный уровень опасности			
-	-	-	-
Зеленый уровень опасности			
Твердо-бытовые отходы	2,89	-	2,89
Огарки сварочных электродов	0,1131	-	0,1131
Строительный мусор	2,0	-	2,0
Красный уровень опасности			
-	-	-	-
ТМО			
-	-	-	-

Кайранбеков Ж.А.
И.о руководителя департамента

Джусупов Р.К.
Руководитель отдела

№: KZ50VCZ00538520

Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан

РГУ «Департамент экологии по городу Нур-Султан Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан

РАЗРЕШЕНИЕ

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

(наименование природопользователя)

Акционерное общество "Астана-Энергия",010000, Республика Казахстан, г.Алматы, Район ПРОМЗОНА, дом № ТЭЦ-2,

(индекс, почтовый адрес)

Индивидуальный идентификационный номер/бизнес-идентификационный номер: 041140002811

Наименование производственного объекта: АО "Астана-Энергия"

Местонахождение производственного объекта:

г.Нур-Султан, г.Нур-Султан, район "Сарыарка", Промзона, ТЭЦ-2,

Соблюдать следующие условия природопользования:

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

в 2020 году 0,839418 тонн
в 2021 году 0,599601 тонн
в 2022 году _____ тонн
в 2023 году _____ тонн
в 2024 году _____ тонн
в 2025 году _____ тонн
в 2026 году _____ тонн
в 2027 году _____ тонн
в 2028 году _____ тонн
в 2029 году _____ тонн
в 2030 году _____ тонн

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

в 2020 году _____ тонн
в 2021 году _____ тонн
в 2022 году _____ тонн
в 2023 году _____ тонн
в 2024 году _____ тонн
в 2025 году _____ тонн
в 2026 году _____ тонн
в 2027 году _____ тонн
в 2028 году _____ тонн
в 2029 году _____ тонн
в 2030 году _____ тонн

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

в 2020 году _____ тонн
в 2021 году _____ тонн
в 2022 году _____ тонн
в 2023 году _____ тонн
в 2024 году _____ тонн
в 2025 году _____ тонн
в 2026 году _____ тонн
в 2027 году _____ тонн
в 2028 году _____ тонн
в 2029 году _____ тонн
в 2030 году _____ тонн

4. Производить размещение серы в объемах, не превышающих:

в 2020 году _____ тонн
в 2021 году _____ тонн
в 2022 году _____ тонн
в 2023 году _____ тонн
в 2024 году _____ тонн
в 2025 году _____ тонн
в 2026 году _____ тонн
в 2027 году _____ тонн
в 2028 году _____ тонн
в 2029 году _____ тонн
в 2030 году _____ тонн

5. Не превышать лимиты эмиссий (выбросы, сбросы, отходы, сера), установленные в настоящем Разрешении на эмиссии в окружающую среду для объектов I, II и III категории (далее – Разрешение для объектов I, II и III категорий) на основании положительных заключений государственной экологической экспертизы на нормативы эмиссий по ингредиентам (веществам), представленные в проектах нормативов эмиссий в окружающую среду, материалах оценки воздействия на окружающую среду, проектах реконструкции или вновь строящихся объектов предприятий согласно приложению 1 к настоящему Разрешению для объектов I, II и III категорий.
6. Условия природопользования согласно приложению 2 к настоящему Разрешению для объектов I, II и III категорий.
7. Выполнять согласованный план мероприятий по охране окружающей среды согласно приложению 3 к настоящему Разрешению для объектов I, II и III категорий, на период действия настоящего Разрешения для объектов I, II и III категорий, а также мероприятия по снижению эмиссий в окружающую среду, установленные проектной документацией, предусмотренные положительным заключением государственной экологической экспертизы.
Срок действия Разрешения для объектов I, II и III категорий с 01.04.2020 года по 31.03.2021 года.
Примечание:
*Лимиты эмиссий, установленные в настоящем Разрешении для объектов I, II и III категорий, по валовым объемам эмиссий и ингредиентам (веществам) действуют на период настоящего Разрешения для объектов I, II и III категорий и рассчитываются по формуле, указанной в пункте 19 Правил заполнения форм документов для выдачи разрешений на эмиссии в окружающую среду.
Разрешение для объектов I, II и III категорий действительно до изменения применяемых технологий и условий природопользования, указанных в настоящем Разрешении.
Приложения 1, 2 и 3 являются неотъемлемой частью настоящего Разрешения для объектов I, II и III категорий.

Руководитель (уполномоченное лицо)	**Заместитель руководителя**	**Кайранбеков Жанболат Абилжанов**
	подпись	Фамилия,имя,отчество (отчество при наличии)

Место выдачи: г.Нур-Султан **Дата выдачи:** 25.12.2019 г.

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

№ п/п	Наименование заключение государственной экологической экспспертизы.	Номер и дата выдачи заключения государственной экологической экспертизы
Выбросы		
1	Заключение ГЭЭ на РП "Реконструкция водогрейных котлов КВ-Т-128-150 ст.№№ 4÷7, ПТВМ-100 ст.№№8÷10 (мазутные) и энергетических котлов Е-65-3,9-440КТ ст.№№ 1÷3 ТЭЦ-1 для совместного сжигания природного газа и угля/мазута, с обустройством внутристанционного газораспределения в г. Астана"	Номер: Z1-0015/18 Дата: 25.12.2019
2	Заключение ГЭЭ на РП "Реконструкция водогрейных котлов КВ-Т-128-150 ст.№№ 4÷7, ПТВМ-100 ст.№№8÷10 (мазутные) и энергетических котлов Е-65-3,9-440КТ ст.№№ 1÷3 ТЭЦ-1 для совместного сжигания природного газа и угля/мазута, с обустройством внутристанционного газораспределения в г. Астана"	Номер: Z1-0015/18 Дата: 25.12.2019
Сбросы		
Размещение отходов производства и потребления		
Размещение серы		

Приложение 2 к разрешению на эмиссии в окружающую среду

Условия природопользования

1) Соблюдать нормативы эмиссий в окружающую среду, установленные настоящим Разрешением.
2) Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу исчислять расчетным путем согласно проекту нормативов ПДВ или инвентаризации источников выбросов по возможности использовать результаты инструментальных замеров по методикам, поквартально.
3) Ежеквартально, в течение 10-ти рабочих дней, следующего за отчетным, предоставлять в РГУ «Департамент экологии по городу Нур-Султан Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов РК» отчет о выполнении природоохранных мероприятий, предусмотренных Планом мероприятий по охране окружающей среды. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 17 июня 2016 года №252 «Об утверждении Форм плана мероприятий по охране окружающей среды и отчета о выполнении данного плана», предусмотрено.
4) Ежеквартально – в течение 10-ти рабочих дней, следующего за отчетным предоставлять в РГУ «Департамент экологии по городу Нур-Султан Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов РК» отчет по разрешенным и фактическим объемам эмиссий в окружающую среду. Пункт 1 в редакции приказа Министра энергетики РК от 21.06.2015 №258. Выполнение плана-графика контроля загрязняющих веществ на источниках выбросов и предоставление отчетности в течение 10 рабочих дней после отчетного периода, согласно приказу Министра по охране окружающей среды РК «Об утверждении Требований к отчетности по результатам производственного экологического контроля» от 14 февраля 2013 года №16-п, предусмотрено.
5) Ежеквартально – в течение 10-ти рабочих дней, следующего за отчетным предоставлять в РГУ «Департамент экологии по городу Нур-Султан Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов РК» отчет о выполнении программы производственного экологического контроля.
6) Природоохранные мероприятия, предусмотренные Планом мероприятий по охране окружающей среды на период действия разрешения, реализовать в полном объеме и в установленные сроки.
7) Нарушение экологического законодательства, не исполнение условий природопользования влечет за собой приостановление, аннулирование данного разрешения согласно действующего законодательства.