

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ФИЗИКО – ТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ
Кафедра механики многофазных систем

РЕКОМЕНДОВАНО К ЗАЩИТЕ
В ГЭК И ПРОВЕРЕНО НА ОБЪЕМ
ЗАИМСТВОВАНИЯ

И.о. заведующего кафедрой
к.ф.-м.н.


П.Ю. Михайлов
20.06. 2017 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

РАСЧЕТ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПУСКОВОГО
РАСШИРИТЕЛЯ ПАРОГЕНЕРАТОРНОЙ УСТАНОВКИ

16.04.01 Техническая физика

Магистерская программа «Теплофизика в нефтегазовых и строительных
технологиях»

Выполнила работу
Студентка 2 курса
очной формы обучения



Улыбина
Светлана
Владимировна

Научный руководитель
д.ф.-м.н., профессор



Кислицын
Анатолий
Александрович

Рецензент
д.т.н., профессор кафедры ТГВ,
ФГБОУ ВО «ТИУ»



Чекардовский
Михаил
Николаевич

г. Тюмень, 2017

СОДЕРЖАНИЕ

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ И ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ.....	4
АННОТАЦИЯ.....	6
ВВЕДЕНИЕ.....	8
ГЛАВА 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	12
1.1 Тепловые методы повышения нефтеотдачи пласта.....	12
1.1.1 Паротепловое воздействие на пласт	12
1.1.2 Пароциклические обработки скважин.....	14
1.1.3 Внутрипластовое горение	15
1.1.4 Технологии термогравитационного дренирования пласта.....	18
1.2 Климатические особенности района проектирования ПГУ	22
1.3 Номенклатура продукции.....	25
1.4 Постановка задачи	29
ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	32
ГЛАВА 2. ОБОРУДОВАНИЕ ПЛОЩАДКИ ПАРОГЕНЕРАТОРНОЙ УСТАНОВКИ	32
2.1 Парогенераторная установка (ПГУ).....	32
2.1.1 Пароводяной тракт парогенератора	37
2.1.2 Газоснабжение и газовый тракт парогенератора.....	37
2.1.3 Система водоподготовки.....	39
2.2 Пусковой расширитель.....	44
2.3 Блок мокрого хранения соли.....	47
2.4 Резервуар химочищенной воды.....	47
2.5 Установка химводоочистки	48
2.6 Деаэратор	49
2.5 Описание технологической схемы	50
ГЛАВА 3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ТРУБОПРОВОДЫ.....	53
3.1 Выбор труб, арматуры и соединительных деталей	57
3.2 Испытания трубопроводов.....	58
3.3 Защита трубопроводов от коррозии.....	63

РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	65
ГЛАВА 4. МЕТОДИКА РАСЧЕТА.....	65
ГЛАВА 5. РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ.....	77
ГЛАВА 6. СРАВНЕНИЕ ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ С ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫМИ ДАННЫМИ.....	80
ГЛАВА 7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОЛЩИНЫ ТЕПЛОВОЙ ИЗОЛЯЦИИ ПО ЗАДАННОЙ ТЕМПЕРАТУРЕ НА ПОВЕРХНОСТИ ИЗОЛЯЦИИ	84
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	88
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	93
ПРИЛОЖЕНИЕ 2.....	94
ПРИЛОЖЕНИЕ 3.....	95
ПРИЛОЖЕНИЕ 4.....	96

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ И ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

В настоящей выпускной квалификационной работе применяются следующие термины с соответствующими определениями:

АСУ – автоматизированные системы управления;

БМХС – блок мокрого хранения соли;

ВВН – высоковязкая нефть;

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика;

КПД – коэффициент полезного действия;

МУН – методы увеличения нефтеотдачи;

НТД – нормативно – техническая документация;

ПБ – природный битум;

ПГУ – парогенераторная установка;

ПР – пусковой расширитель;

ПЦО – пароциклическая обработка;

РУ – редуцирующее устройство;

ТГДП – термогравитационное дренирование пласта;

ТН – тяжелая нефть;

ТУ – технические условия;

ХВО – химводоочистка;

ЦПТВ – цех паротеплового воздействия на пласт;

DN – диаметр номинальный;

HS-диаграмма – диаграмма теплофизических свойств жидкости и газа;

АННОТАЦИЯ

Целью данной работы является расчет термодинамических параметров пара в узле «парогенератор — пусковой расширитель» для вновь проектируемой парогенераторной установки. Для определения параметров, удовлетворяющих технологическим требованиям, исследованы зависимости скорости и максимального расхода пара от диаметра трубопровода и шероховатости его поверхности. Получена простая приближенная формула, применимая для больших чисел Рейнольдса, позволяющая сразу, не прибегая к итерациям, определить скорость пара на выходе из паропровода с учетом вязкости пара и шероховатости внутренней поверхности паропровода. Расчеты выполнены с использованием HS-диаграммы. Учтено «запирание» потока пара из-за большого перепада давления на выходе пара из парогенератора в расширитель. В результате исследований найдены значения давления, температуры, удельной энтальпии, энтропии, объема пара, а также скорости движения пара по технологической схеме «парогенератор — первый паропровод — пусковой расширитель — второй паропровод — атмосфера». Показано, что для первого паропровода потери энергии, обусловленные вязкостью пара и шероховатостью стенок, дают существенную (более чем на 50%) поправку к скорости движения пара. В то же время аналогичные поправки для второго паропровода пренебрежимо малы из-за меньшей скорости движения пара. Показано также, что учет теплообмена пара с окружающей средой при его движении по обоим паропроводам даже в зимнее время дает малую поправку к температуре пара (не более 1,5 °С). Полученные результаты использованы для проектирования пускового расширителя парогенераторной установки EF-48-SG-GF-2577-V на Усинском нефтяном месторождении.

Научная новизна выполненной работы заключается в том, что в стандартных методах расчета применяется ряд упрощающих предположений, некоторые из которых, учитывая особенности проектируемой площадки, нельзя применять для исследуемого узла.

Апробация работы.

Полученные результаты использованы при проектировании пускового расширителя парогенераторной установки EF-48-SG-GF-2577-V на Усинском нефтяном месторождении.

Достоверность научных положений подтверждена сходимостью теоретических и экспериментальных данных, подтвержденной измерениями параметров пара непосредственно на площадке ПГУ.

Публикации.

По материалам диссертации опубликована 1 печатная работа: Бахмат Г.В., Кислицын А.А., Улыбина С.В. Расчет термодинамических параметров пускового расширителя парогенераторной установки // Вестник Тюменского государственного университета, Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2016, Т.2, №4. – с. 41-53.

Структура и объем магистерской диссертации.

Магистерская диссертация включает пояснительную записку на 97 страницах, иллюстративные материалы в виде 12 рисунков и 4-х приложений, 21 таблица и список литературы, включающий 54 источника.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время все более актуальной становится проблема вовлечения в более активную разработку огромных ресурсов аномально вязких нефтей. Данная проблема обусловлена, во-первых, большими запасами таких углеводородов, а во-вторых, сложностью, многогранностью и наукоемкостью задач, решаемых при их освоении.

Не менее актуальной проблемой является и освоение эффективных технологий для извлечения этих ресурсов, поскольку традиционные методы добычи нефти не могут применяться для извлечения высоковязких нефтей, так как не позволяют увеличить нефтедобычу пласта свыше 15% [32].

Лабораторные и промысловые исследования показывают, что наиболее эффективной и промышленно освоенной технологией разработки подобных углеводородов являются термические методы добычи нефти [33].

По результатам многочисленных экспериментов и расчетов экономических показателей можно установить, что разработка залежей ВВН является рентабельной при закачке пара [2,11].

Целью данной работы является термодинамический расчет параметров пара в узле «парогенератор – пусковой расширитель» для вновь проектируемой парогенераторной установки EF-48-SG-GF-2577-V с учетом особенностей проектируемой площадки.

Основные задачи исследования

1. Краткий обзор тепловых методов нефтедобычи;
2. Изучение принципа работы парогенератора;

3. Изучение методики расчетов термодинамических процессов с водяным паром и анализ опубликованных статей по термодинамическим расчетам в аналогичных задачах;
4. Применение методики расчетов термодинамических процессов с водяным паром к расчету конкретной установки с учетом особенностей проектируемой площадки Усинского нефтяного месторождения. Определение рабочих параметров (давления и температуры) в паропроводах и пусковом расширителе, подбор оборудования по необходимым рабочим параметрам;
5. Анализ результатов испытаний пускового расширителя и сравнение с расчетными параметрами.
6. Формулировка выводов и рекомендаций по применению методики термодинамического расчета пускового расширителя с учетом особенностей проектируемой площадки.

Объектами исследования являются непосредственно установка производства пара (ПГУ), пусковой расширитель, паропроводы; предметом – водяной насыщенный пар, сухой и влажный.

Актуальность темы исследования

Вытеснение нефти горячим водяным паром - один из наиболее распространённых и эффективных методов увеличения нефтеотдачи при добыче высоковязких нефтей [2,11]. На месторождениях такого масштаба, как, например, Усинское нефтяное месторождение, ведется разработка более 10-ти кустовых площадок с десятками добывающих скважин. Требуемый расход пара для одной кустовой площадки составляет до 1 тонны в час и более, а для всего месторождения - более 10 тонн/час. К сожалению, производительность парогенераторов отечественного производства намного ниже требуемой, и для обеспечения паром всех скважин месторождения потребовалось бы применение большого числа отечественных парогенераторных установок. Поэтому для данного месторож-

дения приобретена мощная парогенераторная установка EF-48-SG-GF-2577-V производства США (EN-FAB, Inc 3905 Jensen Drive, Houston, Texas 77026 USA). Установки этой фирмы хорошо себя зарекомендовали; более тридцати пяти парогенераторов, разработанных и построенных в EN-FAB Inc., в настоящее время эксплуатируются на нефтяных месторождениях в графстве Керн, город Бейкерсфилд, штат Калифорния, США. Заказчиками являются Shell и Mobil Oil.

Современная мощная парогенераторная установка представляет собой сложный технологический комплекс, состоящий из основного блока (собственно парогенератора) и нескольких вспомогательных блоков, необходимых для обеспечения эффективной и безопасной эксплуатации ПГУ [8]. Все вспомогательные блоки изготовлены в России. Одним из вспомогательных блоков, который также изготовлен в России (Волгоградская область), является пусковой расширитель, предназначенный для сброса пароводяной смеси и отвода конденсата в дренажную емкость во время выхода парогенератора на рабочий режим или при его останове, а также при кратковременных перерывах подачи пара в пласт.

Целью данной работы является расчет термодинамических параметров пара при его течении по паропроводу от парогенератора в пусковой расширитель, и далее в атмосферу. После испытаний, возможно, будет налажено серийное производство пусковых расширителей; в этом случае апробированная нами методика расчета существенно упростит задачу проектирования аналогичных технологических площадок. Таким образом, проектирование парогенератора высокой производительности востребовано, и тематика магистерской диссертации актуальна.

Научная новизна выполненной работы заключается в том, что в стандартных методах расчета применяется ряд упрощающих предположений, некоторые из которых, учитывая особенности проектируемой площадки, нельзя применять для исследуемого узла.

Практическая значимость работы. Апробированная и уточненная методика расчета упростит задачу при проектировании аналогичных технологических площадок, сократив время, затрачиваемое на поиск способов расчета.

Степень достоверности и апробация результатов

Достоверность научных положений подтверждена сходимостью теоретических и экспериментальных данных, подтвержденной измерениями параметров пара непосредственно на площадке ПГУ.

ГЛАВА 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

1.1 Тепловые методы повышения нефтеотдачи пласта

Тепловые методы по масштабам воздействия на пласт делятся на две большие группы:

- обработка призабойных зон скважин горячей водой, паром, паром с различными химическими добавками;
- площадное воздействие на пласт горячей водой, паром, внутрипластовым горением и с применением комбинированных технологий.

По виду применяемого агента и механизму воздействия на пласт тепловые методы делятся на три группы:

- технологии, основанные на нагнетании в пласт теплоносителей (пара, горячей воды и др.);
- технологии, основанные на нагнетании в пласт окислителей (воздуха, кислорода);
- комбинированные методы, основанные на закачке в пласт двух и более агентов (термощелочной, термополимерный, парогазовый и др.).

Наибольшее распространение в мировой практике получили технологии, основанные на закачке в пласт пара: пароциклические обработки скважин (ПЦО) и площадная закачка пара [1].

1.1.1 Паротепловое воздействие на пласт

Вытеснение нефти паром – метод увеличения нефтеотдачи пластов, наиболее распространенный при вытеснении высоковязких нефтей. В этом процессе пар нагнетают с поверхности в пласты с низкой температурой и высокой вязкостью нефти через специальные паронагнетательные скважины, расположенные внутри контура нефтеносности. Пар, обладающий большой

теплоемкостью, вносит в пласт значительное количество тепловой энергии, которая расходуется на нагрев пласта и снижение относительной проницаемости, вязкости и расширение всех насыщающих пласт агентов – нефти, воды, газа. В пласте образуются следующие три зоны, различающиеся по температуре, степени и характеру насыщения:

1. Зона пара вокруг нагнетательной скважины с температурой, изменяющейся от температуры пара до температуры начала конденсации ($400-200^{\circ}\text{C}$), в которой происходят экстракция из нефти легких фракций (дистилляция нефти) и перенос (вытеснение) их паром по пласту, то есть совместная фильтрация пара и легких фракций нефти.
2. Зона горячего конденсата, в которой температура изменяется от температуры начала конденсации (200°C) до пластовой, а горячий конденсат (вода) в неизотермических условиях вытесняет легкие фракции и нефть.
3. Зона с начальной пластовой температурой, не охваченная тепловым воздействием, в которой происходит вытеснение нефти пластовой водой.

При нагреве пласта происходит дистилляция нефти, снижение вязкости и объемное расширение всех пластовых агентов, изменение фазовых проницаемостей, смачиваемости горной породы и подвижности нефти, воды и др.

Необходимо отметить, что при разработке трещиноватых залежей, где закачиваемый агент прорывается в добывающие скважины по трещинам или другим аномально проницаемым зонам, непрерывное нагнетание теплоносителя, а также применение технологии вытеснения нефти тепловыми оторочками недостаточно эффективно. К таким залежам относятся, например, Ярегское месторождение и пермокарбоновая залежь Усинского месторождения [31].

1.1.2 Пароциклические обработки скважин

Циклическое нагнетание пара в пласты, или пароциклические обработки добывающих скважин, осуществляют периодическим прямым нагнетанием пара в нефтяной пласт через добывающие скважины, некоторой выдержкой их в закрытом состоянии и последующей эксплуатацией тех же скважин для отбора из пласта нефти с пониженной вязкостью и сконденсированного пара. Цель этой технологии заключается в том, чтобы прогреть пласт и нефть в призабойных зонах добывающих скважин, снизить вязкость нефти, повысить давление, облегчить условия фильтрации и увеличить приток нефти к скважинам.

Механизм процессов, происходящих в пласте, довольно сложный и сопровождается теми же явлениями, что и вытеснение нефти паром, но дополнительно происходит противоточная капиллярная фильтрация, перераспределение в микронеоднородной среде нефти и воды (конденсата) во время выдержки без отбора жидкости из скважин. При нагнетании пара в пласт он, естественно, внедряется в наиболее проницаемые слои и крупные поры пласта.

Продолжительность цикла закачки пара обычно составляет 10-20 суток и зависит от толщины обрабатываемого пласта и приёмистости скважины по пару. Считается, что на 1 п. м. нефтенасыщенного пласта необходимо закачать 100 т пара. Таким образом, при толщине пласта 20 м и приёмистости скважины 200 т в сутки продолжительность цикла закачки пара составит 10 суток.

Во время выдержки в прогретой зоне пласта происходит активное перераспределение насыщенности за счет капиллярных сил: горячий конденсат вытесняет, замещает маловязкую нефть из мелких пор и слабопроницаемых линз (слоев) в крупные поры и высокопроницаемые слои, то есть меняется с ней местами.

Именно такое перераспределение насыщенности пласта нефтью и конденсатом и является физической основой процесса извлечения нефти при

помощи пароциклического воздействия на пласты. Без капиллярного обмена нефтью и конденсатом эффект от пароциклического воздействия был бы минимальным и исчерпывался бы за первый цикл.

В результате ПЦО скважины её дебит по нефти увеличивается, как правило, в 3-5 и более раз, а продолжительность работы с повышенным дебитом может достигать 6-12 месяцев [31]. После снижения дебита скважины по нефти до первоначального уровня, предшествующего ПЦО, проводят второй цикл. От цикла к циклу эффективность ПЦО снижается. Общее количество эффективных ПЦО может достигать 3-4. Эффективность ПЦО возрастает с увеличением пластового давления и толщины пласта. В пластах, истощённых при разработке на естественном режиме, и маломощных пластах (с ограниченным гравитационным потенциалом) ПЦО, как правило, малоэффективны [31].

Следует отметить, что ПЦО вертикальных скважин, несмотря на их эффективность, не могут рассматриваться как самостоятельный вариант теплового воздействия, позволяющий значительно повысить нефтеотдачу пласта, особенно при больших расстояниях между скважинами. Расчёты показывают, что даже массовое проведение ПЦО по всем скважинам пермокарбоновой залежи Усинского месторождения, пробуренным на три эксплуатационных объекта, не позволит повысить нефтеотдачу пласта более 14-15% [31].

1.1.3 Внутрипластовое горение

Метод извлечения нефти с помощью внутрипластового горения основан на способности углеводородов (нефти) в пласте вступать с кислородом воздуха в окислительную реакцию, сопровождающуюся выделением большого количества теплоты. Он отличается от горения на поверхности. Генерирование теплоты непосредственно в пласте – основное преимущество данного метода (Рис. 1.1).

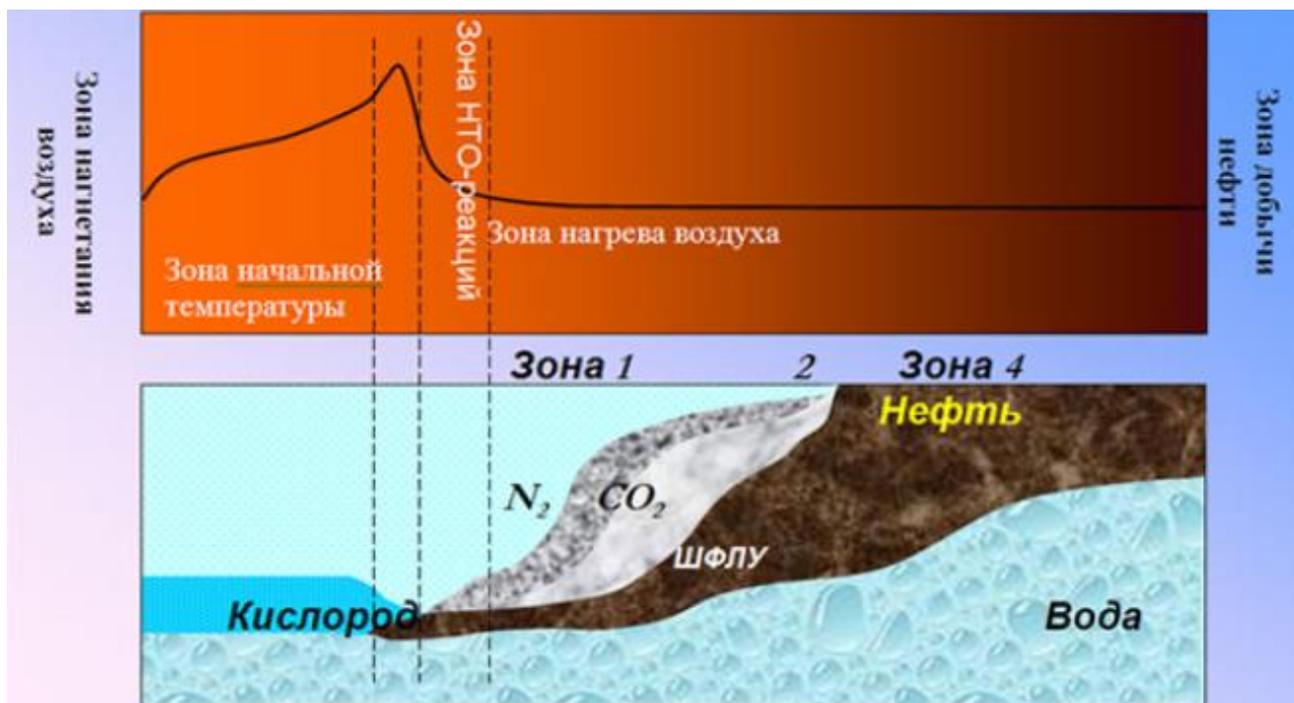


Рисунок 1.1 - Механизм вытеснения нефти при тепловых МУН

Процесс горения нефти в пласте начинается вблизи забоя нагнетательной скважины, обычно нагревом и нагнетанием воздуха. Теплоту, которую необходимо подводить в пласт для начала горения, получают при помощи забойного электронагревателя, газовой горелки или окислительных реакций.

После создания очага горения у забоя скважин непрерывное нагнетание воздуха в пласт и отвод от очага (фронта) продуктов горения (N_2 , CO_2 , и др.) обеспечивают поддержание процесса внутрипластового горения и перемещение по пласту фронта вытеснения нефти.

В качестве топлива для горения расходуется часть нефти, оставшаяся в пласте после вытеснения ее газами горения, водяным паром, водой и испарившимися фракциями нефти впереди фронта горения. В результате сгорают наиболее тяжелые фракции нефти.

В случае обычного (сухого) внутрипластового горения, осуществленного нагнетанием в пласт только воздуха, вследствие его низкой теплоемкости по сравнению с породой пласта происходит отставание фронта нагревания породы от перемещающегося фронта горения. В результате этого основная доля

генерируемой в пласте теплоты (до 80% и более) остается позади фронта горения, практически не используется и в значительной мере рассеивается в окружающие породы. Эта теплота оказывает некоторое положительное влияние на процесс последующего вытеснения нефти водой из неохваченных горением смежных частей пласта. Очевидно, однако, что использование основной массы теплоты в области впереди фронта горения, то есть приближение генерируемой в пласте теплоты к фронту вытеснения нефти, существенно повышает эффективность процесса.

Перемещение теплоты из области перед фронтом горения в область за фронтом горения возможно за счет улучшения теплопереноса в пласте добавлением к нагнетаемому воздуху агента с более высокой теплоемкостью – например, воды. В последние годы в мировой практике все большее применение получает метод влажного горения [31].

Процесс влажного внутрипластового горения заключается в том, что в пласт вместе с воздухом закачивается в определенных количествах вода, которая, соприкасаясь с нагретой движущимся фронтом горения породой, испаряется. Увлекаемый потоком газа пар переносит теплоту в область впереди фронта горения, где вследствие этого развиваются обширные зоны прогрева, выраженные в основном зонами насыщенного пара и сконденсированной горячей воды.

Стоит также отметить, что возможность применения этого метода не зависит от глубины залегания нефти. Внутрипластовое горение может осуществляться как на месторождениях, расположенных близко к поверхности земли, так и на значительных глубинах [1,31].

Важным представляется и тот факт, что внутрипластовое горение можно осуществлять и при малой толщине пласта, а также в обводненных, глинистых, песчаных и карбонатных пластах. В России потенциальными объектами для применения метода внутрипластового горения являются пермские, доманиковые отложения, а также баженовская свита [30].

Однако помимо преимуществ, у метода внутривапластового горения имеется и ряд недостатков, которые сдерживают его широкое внедрение:

- труднорегулируемый процесс (прорыв газов в добывающую скважину);
- отсутствие надежных технических средств контроля за распространением фронта горения;
- при малых глубинах могут возникать поверхностные утечки газа (азот, углекислый газ, кислород);
- образуются стойкие нефтегазовые эмульсии, осложняющие промышленную подготовку нефти;
- коррозия оборудования;
- экологические проблемы (образование сильно обводненной эмульсии, выделение токсичных продуктов (H_2S, SO_2, NO_2));
- засоры фильтров–хвостовиков добывающих скважин (вынос песка);
- часть нефти сгорает в пласте;
- сложность математического моделирования [30].

1.1.4 Технологии термогравитационного дренирования пласта

Проектом применена технология термогравитационного дренирования пласта с целью повышения нефтеотдачи пластов и производительности скважин согласно правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

Технология ТГДП [50,51] – это коммерческая технология, которая широко реализуется на многих объектах Канады, Венесуэлы, Китая. Эта технология применяется в основном для разработки месторождений битуминозных песчаников.

Наибольшее распространение в мировой практике получил двухскважинный процесс термогравитационного дренирования пласта (ТГДП) (рисунок 1.2).

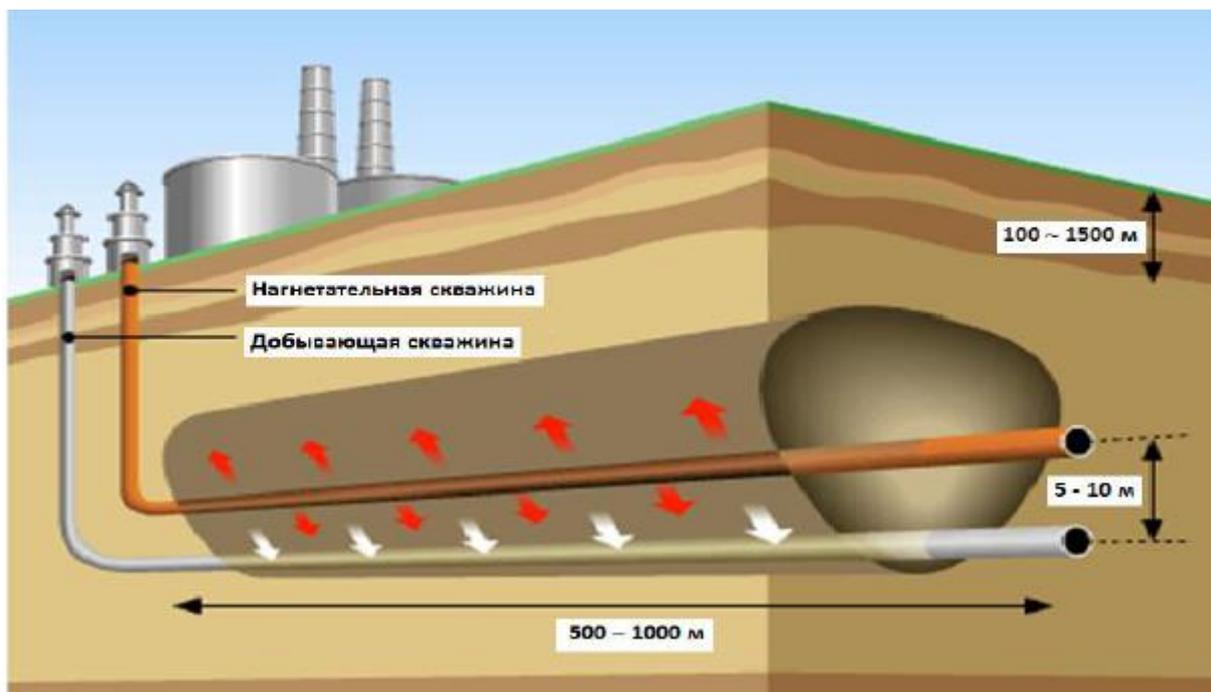


Рисунок 1.2 - Технология термогравитационного дренирования пласта

В традиционном варианте ТГДП [52] представляет собой пару горизонтальных скважин с длиной горизонтального ствола от 300 до 1 000 м, расположенных одна над другой в нижней части пласта на расстоянии 5-10 м друг от друга. На первом этапе с целью снижения фильтрационного сопротивления призабойных зон скважин в течение 1-2-х месяцев проводится циркуляция пара по скважинам. В результате теплопроводного прогрева призабойных зон их фильтрационное сопротивление снижается до необходимого уровня, после чего переходят к непрерывной закачке пара в верхнюю скважину и одновременному отбору нефти из нижней скважины.

Процесс парогравитационного воздействия начинается со стадии предпрогрева, в течение которой (несколько месяцев) производится циркуляции пара в обеих скважинах. При этом за счет кондуктивного переноса тепла осуществляется разогрев зоны пласта между добывающей и нагнетательной скважинами, снижается вязкость нефти в этой зоне и, тем самым, обеспечивается гидродинамическая связь между скважинами. На основной стадии добычи производится уже нагнетание пара в нагнетательную скважину. Закачиваемый

пар, из-за разницы плотностей, пробивается к верхней части продуктивного пласта, создавая увеличивающуюся в размерах паровую камеру. На поверхности раздела паровой камеры и холодных нефтенасыщенных толщин постоянно происходит процесс теплообмена, в результате которого пар конденсируется в воду и вместе с разогретой нефтью стекают вниз к добывающей скважине под действием силы тяжести. Рост паровой камеры вверх продолжается до тех пор, пока она не достигнет кровли пласта, а затем она начинает расширяться в стороны. При этом нефть всегда находится в контакте с высокотемпературной паровой камерой. Таким образом, потери тепла минимальны, что делает этот способ разработки выгодным с экономической точки зрения.

На рисунке 1.3 показаны различные модификации технологии термогравитационного дренирования пласта (ТГДП) с использованием горизонтальных скважин.

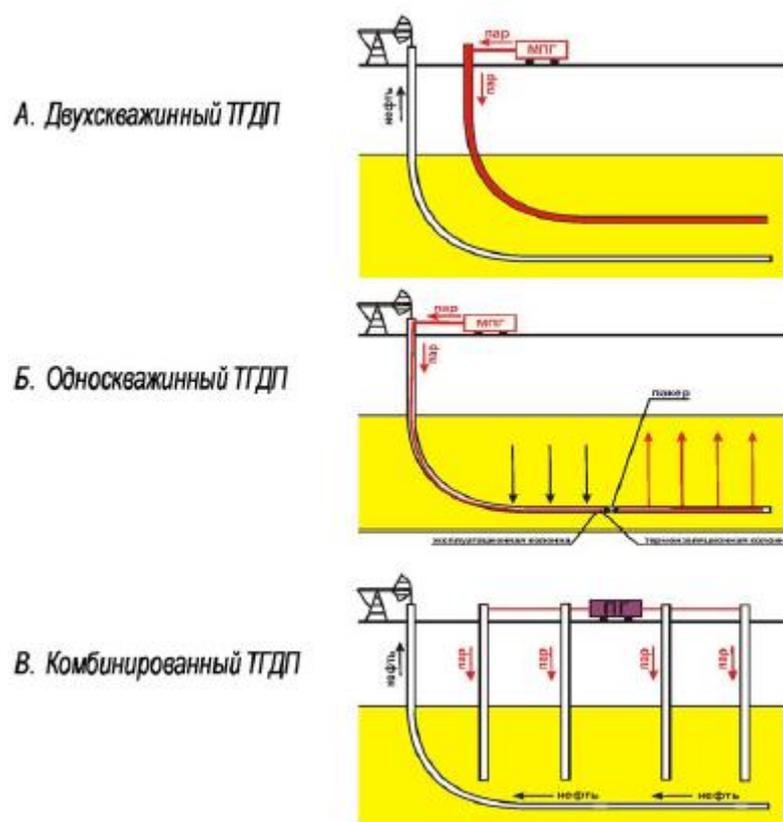


Рисунок 1.3 – Модификации технологии ТГДП

Канадскими специалистами разработан и испытан в промышленных условиях также односкважинный вариант ТГДП, который может применяться и в более тонких пластах (смотреть рисунок 1.3 Б).

Суть этой технологии заключается в закачке пара высокого качества через забой горизонтальной скважины по гибким термоизолированным трубам, при этом нефть под действием гравитации вытесняется в остальную часть горизонтального ствола. Вместе с термоизолированными трубами в скважину спускают насос для добычи нефти. В целом механизм процесса одно- и двухскважинного ТГДП аналогичен.

Преимущества односкважинного ТГДП по сравнению с двухскважинным: большая стабильность процесса, меньшее паронефтяное отношение и затраты на бурение и эксплуатацию, процесс может быть реализован в худших геологических условиях.

Факторами, осложняющими применение технологии двухскважинного ТГДП, могут быть малая толщина пласта (менее 15 м), расчленённость разреза (наличие экранирующих глинистых и аргиллитовых пропластков), трещиноватость коллекторов, наличие подстилающего водоносного горизонта.

К недостаткам метода вытеснения нефти паром следует, прежде всего, отнести необходимость применения чистой высококачественной воды для парогенераторов, чтобы получить пар с насыщенностью 80% и теплоемкостью 5000 кДж/кг. В воде, питающей парогенератор, должно содержаться менее 0,005 мг/л твердых взвешенных частиц и полностью должны отсутствовать органические вещества (нефть, соли), растворенный газ (особенно кислород), а также катионы магния и кальция (нулевая жесткость). Обработка воды химическими реагентами, умягчение, удаление газов, обессоливание требуют больших расходов, иногда достигающих 30–35% от общих расходов на производство пара [31].

Перспективы развития нефтяной отрасли в XXI веке связаны с разработкой месторождений тяжелых нефтей (ТН) и природных битумов (ПБ);

Россия занимает одно из лидирующих мест в мире по запасам ТН и ПБ, при этом степень выработанности этих запасов очень низка;

В мировой практике накоплен опыт разработки месторождений ТН и ПБ различными методами, каждый из которых имеет свои преимущества и недостатки. Например, парогравитационный дренаж выделяется хорошим коэффициентом нефтеотдачи, высокими темпами отбора нефти, богатым опытом внедрения в различных странах, однако существуют трудности мониторинга и необходимость постоянного контроля процесса.

1.2 Климатические особенности района проектирования ПГУ

Для характеристики района изысканий использованы данные наблюдений ближайшей метеорологической станции Усть-Уса (согласно СП 131.13330.2012), расположенной в 20 км южнее района изысканий.

Климат данного района континентальный. Зима суровая, холодная и продолжительная. Лето короткое, теплое. Короткие переходные сезоны - осень и весна. Наблюдаются поздние весенние и ранние осенние заморозки, резкие колебания температуры в течение года и даже суток.

Среднегодовая температура воздуха по данным метеостанции составляет минус 3,2°С (таблица 1.1).

Самым холодным месяцем в году является январь с температурой минус 18,4°С. Декабрь и февраль немного теплее января на 1.8-2.8°С. В течение всех зимних месяцев (декабрь-февраль), средняя суточная температура бывает ниже минус 15°С. Самым теплым месяцем является июль с температурой 14,1 °С (таблица 1.1).

Таблица 1.1

Среднемесячная и среднегодовая температуры воздуха

Станция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Усть-Уса	-18,4	-17,6	-12,9	-4,3	1,4	9,5	14,1	11,6	5,7	-2,1	-9,6	-15,6	-3,2

Низкое значение средней минимальной температуры приходится также на январь и составляет минус 22,5°С. (таблица 1.2) средняя максимальная температура приходится на июль и составляет 19,5°С. В зимние месяцы возможны оттепели, хотя редкие и кратковременные.

Даты первого и последнего заморозка, а так же продолжительность безморозного периода представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.2

Средний и абсолютный минимум и максимум температур воздуха (°С)

Характеристика	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Средний минимум	-22,5	-21,2	-17,7	-9,0	-2,3	5,1	9,4	7,7	2,9	-4,3	-12,8	-19,2	-7,0
Абсолютный минимум	-53	-47	-42	-34	-22	-7	-1	-3	-9	-31	-42	-49	-53
Средний максимум	-14,3	-13,5	-7,6	0,5	6,1	14,	19,5	16,2	9,2	0,3	-6,4	-11,8	1,0
Абсолютный максимум	4	2	10	18	27	31	32	30	26	18	7	2	32

Даты первого и последнего заморозка и продолжительность безморозного периода (°С)

Дата последнего заморозка			Дата первого заморозка			Продолжительность безморозного периода, дни		
Средняя	Ранняя	Поздняя	Средняя	Ранняя	Поздняя	Средняя	Меньшая	Большая
09.06	20.05	-	07.09	-	02.10	89	-	122

Снежный покров

Продолжительная и холодная зима благоприятствует накоплению снега. Появление снежного покрова отмечается уже во второй декаде октября, средняя дата появления снежного покрова – 2 октября. Выпадение первого снега совпадает с датой перехода средней суточной температуры через 0. К концу октября образуется устойчивый снежный покров, средняя дата – 19 октября. Разрушение устойчивого снежного покрова начинается с середины апреля, средняя дата - 9 мая. Окончательно снег сходит в первой половине мая, средняя дата - 26 мая.

Сход очень близок к переходу средней суточной температуры через 0. Количество дней со снежным покровом составляет 213.

Своей максимальной высоты снежный покров на рассматриваемой территории достигает в феврале - марте. Основное накопление снега происходит в начале зимы. Наиболее интенсивный рост высоты снежного покрова происходит со второй половины ноября до начала января, когда количество выпавших осадков значительно за счет наибольшей повторяемости циклонической погоды.

Ввиду отсутствия данных по м/с Усть-Уса, средняя декадная высота снежного покрова представлена по м/с Усть-Щугор и составляет 66 см. (макс.96 см).

Ветровой режим

Ветровой режим определяет условия распространения загрязняющих веществ, и (наряду с температурой и влажностью) комфортность климата в том числе, и для проведения строительных работ.

Среднегодовые скорости ветра составляют 4.7 м/с.

Согласно СП 20.13330.2011 рассматриваемая территория относится:

- по весу снегового покрова территория расположена в VI районе, при этом снеговая нагрузка составляет 4.0 кПа;
- по давлению ветра территория расположена на границе II-III районов, при этом ветровые нагрузки (давление ветра) составляют 0,30 - 0,38 кПа;
- по толщине стенки гололеда ко II району, при этом толщина стенки гололеда составляет 5 мм.

1.3 Номенклатура продукции

Основные физико-химические параметры нефти приведены в табл. 1.4.

Основные физико-химические параметры пластовых вод приведены в табл. 1.5.

Компонентный состав подготовленного очищенного попутного нефтяного газа приведен в табл. 1.6.

Динамика добычи нефти, жидкости и закачка пара скважин приведена в таблице 1.7.

Компонентный состав нефти и растворенного газа пермокарбонической залежи
Усинского месторождения

Наименование	Ед. измерения	Значение
Плотность нефти при стандартных условиях	кг/м ³	973
Плотность газа при стандартных условиях	кг/м ³	0,788
Плотность воды при стандартных условиях	кг/м ³	1054
Вязкость разгазированной нефти:		
при 20°С	Па*с	46,4
при 50°С	Па*с	4,84
Вязкость эмульсии нефти:		
при 20°С	Па*с	17,14
при 50°С	Па*с	2,17
Газовый фактор	м ³ /т	23,1
Шероховатость трубопровода (полимер)	мм	0,01
Коэффициент гидравлической эффективности трубопровода	д.е.	0,95
Температура продукции по путевому подогреву	°С	60
Температура застывания нефти	°С	минус 20
Фракционный состав нефти		
до 100°С	% (об.)	–
до 150°С	% (об.)	1,65
до 200°С	% (об.)	4,72
до 300°С	% (об.)	17,36
до 350°С	% (об.)	36,54
Состав газа		
- двуокись углерода	% мол.	0,18

Наименование	Ед. измерения	Значение
- азот+редкие	%мол.	1,63
в том числе:		
- метан	%мол.	87,01
- этан	%мол.	3,95
- пропан	%мол.	0,9
- изобутан	%мол.	1,2
- норм, бутан	%мол.	0,8
- изопентан	%мол.	0,18
- норм, пентан	%мол.	0,14
- гексаны	%мол.	0,09
- остаток (C9+ высшие)	%мол.	4,7

Таблица 1.5

Свойства и химический состав пластовых вод пермокарбоновой залежи
Усинского месторождения

Наименование	Ед. измерения	Значение
Na ⁺ +K ⁺	мг/л	22033,0
Ca ⁺²	мг/л	5499,0
Mg ⁺²	мг/л	2478,7
Cl ⁻	мг/л	47290,0
HCO ₃ ⁻	мг/л	305,0
SO ₄ ⁻²	мг/л	988,0
Br ⁻	мг/л	149,7
I ⁻	мг/л	7,9
Газосодержание	м ³ /м ³	0,675
Плотность (в стандартных условиях)	кг/м ³	1052,0

Наименование	Ед. измерения	Значение
Вязкость воды в пл. условиях	мПа*с	0,950
Коэффициент сжимаемости	10 ⁻⁴ /МПа	4,3
Общая минерализация	мг/дм ³	78593,0
Водородный показатель	рН	7,2

Таблица 1.6

Компонентный состав подготовленного очищенного попутного нефтяного газа

Наименование	Ед. измерения	Химический состав
- двуокись углерода	%мол.	0,51
- азот+редкие	%мол.	2,17
- метан	%мол.	79,12
- этан	%мол.	8,14
- пропан	%мол.	5,31
- изобутан	%мол.	0,54
- норм, бутан	%мол.	1,31
- пентаны	%мол.	0,28
- гексаны	%мол.	0,0008
- кислород	%мол.	2,62
Плотность при ст. условиях	кг/м ³	0,841
Теплопроводность	Вт/(м·К)	0,0287
Теплоемкость	кДж/(кг·К)	1,977
Теплота сгорания низш./высшая	МДж/кг	44,960 /49,592

Таблица 1.7

Динамика добычи нефти, жидкости и закачка пара скважин

№ куста	№ скважины	Назначение скважины	Расчетный дебит жидкости, т/сут	Расчетное водосодержание, %	Расчетный дебит нефти, т/сут	Расчетная приёмистость, м ³ /сут	Всего дебит, т/сут
44 ГС	5230	доб.	23,55	62	7,61	-	-
	5243	доб.	20,03	60	8,01	-	-
	44 ПН	доб.	40,05	67	13,22	-	-
		паронагн.	Расход пара 240 м ³ /сут				240
	5239	доб.	34,16	64	8,73	-	-
	5241	доб.	20,03	62	7,61	-	-
	7393	доб.	36,05	62	9,29	-	-
	7394	доб.	22,03	64	7,21	-	235,93
	43 ПН	доб.	40,05	68	12,82	-	-
		паронагн.	Расход пара 240 м ³ /сут				240

1.4 Постановка задачи

Пар из парогенератора с начальными температурой t_0 и давлением p_0 движется по 1-му паропроводу (при этом, расширяясь и частично конденсируясь), поступает в ПР (рисунок 1.4), где также происходит его расширение и частичная конденсация.

Пусковой расширитель (ПР) представляет собой стальной полый вертикально стоящий цилиндр высотой 4,1 м и внутренним диаметром 1,4 м, способный выдержать давление пара до 1 МПа и температуру до 150°C. Из расширителя конденсат пара через нижний сливной штуцер отводится в дренажную емкость (на рисунке не показаны), а пар по 2-му паропроводу - трубе

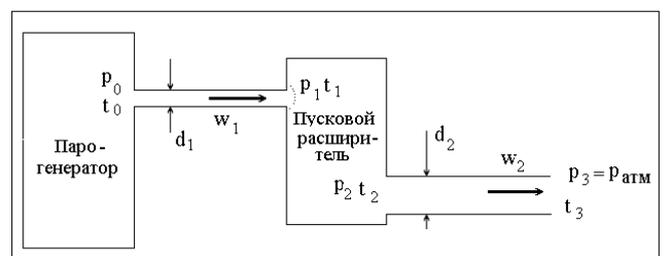


Рисунок 1.4 - Схема движения пара от ПГУ в ПР, и в атмосферу.

достаточно большого диаметра - выводится в атмосферу. Требуется рассчитать давление, температуру и скорость движения пара в каждом из элементов этой схемы. Технические характеристики парогенератора и ПР, необходимые для расчета, приведены в таблице 1.9.

Таблица 1.8

Технические характеристики парогенератора и пускового расширителя

Характеристика	Ед. измерения	Значение
Максимальная температура пара на выходе из парогенератора t_0	°С	355
Рабочее давление пара в парогенераторе p_0	МПа	17,67
Номинальная производительность парогенератора G_0	кг/с	5,56
Максимальная производительность парогенератора G_{\max}	кг/с	6,67
Минимальная производительность парогенератора G_{\min}	кг/с	2,22
Объем пускового расширителя V	м ³	5
Длина паропровода парогенератор - пусковой расширитель l_1	м	9
Внутренний диаметр паропровода парогенератор - пусковой расширитель d_1	мм	45
Внешний диаметр паропровода парогенератор - пусковой расширитель D_1	мм	57
Длина паропровода пусковой расширитель - атмосфера l_2	м	9
Внутренний диаметр паропровода пусковой расширитель - атмосфера d_2	мм	414
Внешний диаметр паропровода парогенератор - пусковой расширитель D_2	мм	426

Технические характеристики парогенератора и пускового расширителя,
применяемые для расчета

Характеристика	Ед. измерения	Значение
Максимальное рабочее давление пара в парогенераторе p_0 при выводе его на рабочий режим	МПа	4,0
Номинальная температура пара на выходе из парогенератора t_0	°С	250
Номинальная производительность парогенератора G_0	кг/с	2,22
Объем пускового расширителя V	м ³	5
Длина паропровода парогенератор - пусковой расширитель l_1	м	9
Внутренний диаметр паропровода парогенератор - пусковой расширитель d_1	мм	45
Внешний диаметр паропровода парогенератор - пусковой расширитель D_1	мм	57
Длина паропровода пусковой расширитель - атмосфера l_2	м	9
Внутренний диаметр паропровода пусковой расширитель - атмосфера d_2	мм	414
Внешний диаметр паропровода парогенератор - пусковой расширитель D_2	мм	426

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

ГЛАВА 2. ОБОРУДОВАНИЕ ПЛОЩАДКИ ПАРОГЕНЕРАТОРНОЙ УСТАНОВКИ

2.1 Парогенераторная установка (ПГУ)

Парогенератор – прямоточная, однопроходная установка с прямым нагревом, состоящая из радиантной секции, конвекционной секции, горелки, оборудованной всей необходимой арматурой (клапанами) и предохранительным оборудованием, требуемым для безопасной и эффективной эксплуатации. Предназначен для производства и выдачи с необходимыми параметрами пара потребителю.

Таблица 2.1

Технические характеристики парогенераторной установки

Наименование	Ед. измерения	Значение
Расчетный вид топлива и его теплота сгорания	МДж/кг	Природный газ, 35,615
Расход топлива	нм ³ /ч	455...1703
Расчетное давление	МПа (кгс/см ²)	20,68 (210,88)
Рабочее давление	МПа (кгс/см ²)	17,77 (181,20)
Пробное давление	МПа (кгс/см ²)	26,66(271,86)
Минимально допустимое давление при номинальной температуре	МПа (кгс/см ²)	0,1(1,02)
Номинальная и максимальная температура питательной воды на входе в котел (на линии всасывания насоса)	°С	66

Наименование	Ед. измерения	Значение
Номинальная температура пара на выходе из парогенератора	°С	356
Расчетная температура перегретого пара (жидкости)	°С	371,1
Максимальная паропроизводительность	т/ч (кг/с)	24 (6,67)
Номинальная паропроизводительность	т/ч (кг/с)	20 (5,56)
Минимальная паропроизводительность	т/ч (кг/с)	8 (2,22)
Максимальная теплопроизводительность	кВт	14067
Поверхность нагрева котла и основных элементов	м ²	180
Поверхность теплопередачи	м ²	366,9
Общая поверхность нагрева	м ²	429,1
Вместимость	м ³	743
КПД парогенератора	%	92
Вес котла	кг	89 097

Здание ПГУ укомплектовано основным и вспомогательными технологическими блоками:

Основной блок – парогенератор (ПГ) EF-48-SG-GF-2577-V производства En-Fab Inc., Техас, США – состоит из следующих конструктивных блоков:

- центробежный, многоступенчатый питательный насос General Electric SE0125 высокого давления, установленный на фундаментной раме из металлоконструкций, в комплекте с электродвигателем АВВ, оснащенный частотно-регулируемым приводом (ЧРП) Schneider;
- газовая горелка в комплекте с воздуходувкой и электродвигателем, оснащенный ЧРП, установленная на раме из металлоконструкций;
- радиантная секция, установленная на раме из металлоконструкций, в комплекте с трубопроводной обвязкой;

- конвективная секция, включая опорную раму и переходной патрубков, установленная на раме;
- шкаф силового оборудования и локальная система управления парогенераторной установкой, с панелью управления и человеко-машинным интерфейсом для отслеживания рабочих параметров ПГУ;
- дымовая труба с переходной секцией;

Вспомогательные технологические блоки ПГУ состоят из следующих узлов:

- установка химводочистки (ХВО) полной заводской готовности на фундаментной раме из металлоконструкций, включая внутреннюю трубопроводную обвязку, выполненную полипропиленовой трубой, шкаф КИП и А, силовую ячейку для питания установки;
- деаэратор атмосферный в комплекте с трубопроводной обвязкой, опорами, запорно-регулирующей арматурой и автоматикой;
- теплообменник (для подогрева подготовленной воды перед деаэратором) в комплекте;
- сепаратор пара собственных нужд в комплекте с необходимой арматурой и средствами КИПиА;

Все основное и вспомогательное оборудование (блоки) устанавливается в наземном, одноэтажном здании (укрытии) прямоугольной формы из быстровозводимых металлоконструкций габаритами 30000 x 12000 x 7200 мм (ДхШхВ). Высотная отметка указана по стыку кровельной балки и несущей стойки каркаса здания.

Схема движения воды по секциям парогенератора представлена на рисунке 2.1.

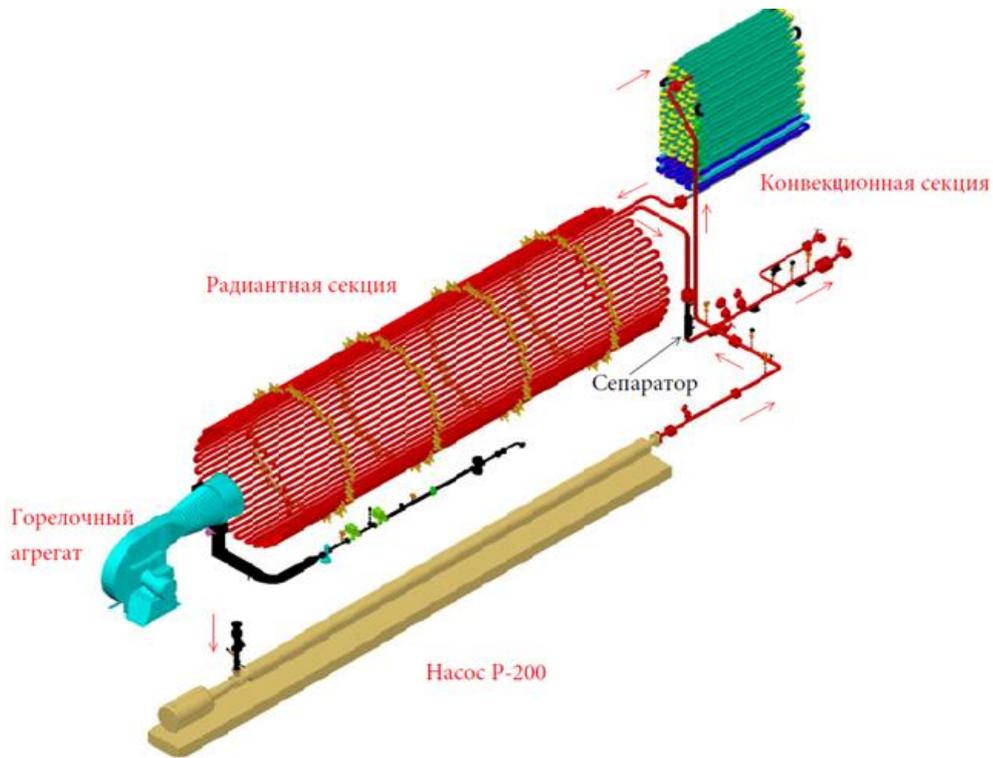


Рисунок 2.1 - Схема движения воды

Химочищенная вода питательным насосом под давлением подаётся в змеевик конвекционной секции. Ввиду того, что уходящие дымовые газы имеют высокую температуру порядка $850...900\text{ }^{\circ}\text{C}$, вода дополнительно нагревается до регламентированной температуры, что ведет к повышению КПД парогенератора и эффективной экономии топлива. Пройдя через конвекционную секцию парогенератора, вода под давлением поступает в радиантную секцию, где превращается в насыщенный пар. Сухость пара определяется расчетным путем. Для проведения расчета изменяется расход, температура и давление среды на выходе из радиантной секции. Далее насыщенный пар (рабочая температура пара составляет 355°C) через главную паровую задвижку поступает в паропровод. При работе парогенератора необходимо постоянно отбирать часть перегретого пара на собственные нужды.

Попутный нефтяной газ (далее топливный газ) и воздух смешиваются в горелке, поджигаются и сгорают в топке котла с выделением большого

количества тепловой энергии. В результате образуются дымовые газы высокой температуры. Эти газы, проходя через теплообменные поверхности парогенератора, нагревают воду в радиантной секции и охлаждаются, проходя через котел.

Для снижения вреда на окружающую среду температура выходящих дымовых газов после конвекционной секции существенно снижается и составляет не более 130..140° С.

Выбросы оксида азота и оксида углерода не превышают допустимых нормативных значений.

Предварительно нагретая вода после конвекционной секции поступает в основную радиантную секцию парогенератора, в которой происходит нагрев до требуемой рабочей температуры.

Проходя по трубному пространству радиантной секции вода нагревается до необходимых рабочих температур 356° С и в результате продолжительного воздействия тепла, выделяемого дымовыми газами высокой температуры, образуемой в результате горения газа в горелке, происходит ее постепенный нагрев в трубном пучке котла.

Далее пар, образуемый в результате кипения воды с помощью пароперегревателя, переходит в насыщенный пар. При увеличении подачи топливной смеси (газ и воздух) на горелку происходит увеличение интенсивности парообразования.

Питательная вода с низким давлением (не более 0,3 МПа) и с температурой +60 .. +70 °С поступает в насос. Тип насоса питательной воды – центробежный многоступенчатый. Насос повышает давление воды до необходимой величины (определяется сопротивлением системы парогенератора и коллектора пара к потребителю), но не выше 20 МПа, после чего вода подаётся в конвекционную секцию парогенератора и далее в радиантную.

Тепловая схема ПГУ представлена в **приложении 1**.

2.1.1 Пароводяной тракт парогенератора

По ходу газов ПГ конвективная часть выполнена в вертикальном исполнении, радиантная часть располагается горизонтально.

Конвективная секция состоит из плотно расположенных труб с оребренной поверхностью для улучшения качества теплопередачи. Ряды труб, расположенные наиболее близко к радиантной секции, являются гладкими (без ребер) для поглощения излучаемой энергии.

Из конвективной секции поступает в радиантную секцию. Вода, поступающая в радиантный змеевик, имеет температуру, близкую к точке кипения. Парообразование продолжается до момента выхода пара из радиантной секции. Сухость пара (процентное отношение пара по массе), выходящего из радиантной секции, характеризуется максимальным рабочим ограничением, составляющим 80%. Пар, выходящий из радиантной секции, проходит через диафрагму для измерения параметров пара. Многопараметрический преобразователь посылает данные измерений на ADM модуль ПЛК для расчета сухости пара. После диафрагмы пар поступает в вертикальный сепаратор для сбора конденсата для определения сухости пара путем оценки удельной проводимости или при помощи химического анализа. После сепаратора установлены два основных предохранительных клапана давления (PSV). По ходу пара первый из них настраивается на максимальное расчетное давление 22,3 МПа, второй – 22,9 МПа.

2.1.2 Газоснабжение и газовый тракт парогенератора

ПГУ снабжена системой газоснабжения от попутного нефтяного газа давлением 0,1 – 0,45 МПа.

В качестве топлива для парогенератора используется топливный газ с избыточным давлением 0,1...0,45 МПа и плотностью 0,59...0,89 кг/м³. Расход топливного газа на ПГУ (при температуре 273,15 К и давлении 101,325 кН/м²):

$$- V_{\max} = 1737,08 \text{ м}^3/\text{час};$$

$$- V_{\min} = 455,25 \text{ м}^3/\text{час}.$$

Топливный газ проходит через кран шаровой Ду50 и фильтр тонкой очистки с датчиком перепада давления, предназначенного для контроля чистоты фильтрующего элемента.

После фильтра топливный газ поступает на измерительный комплекс для замера расхода. Далее топливный газ делится на топливный газ для запальника и топливный газ для горелки.

Топливный газ к горелкам проходит через отсечные быстродействующие клапаны. Между быстродействующими отсечными клапанами предусмотрен сброс на свечу. Далее топливный газ к горелке проходит через регулятор давления, понижающий давление газа до давления необходимого для работы горелки.

Топливный газ на запальник проходит кран шаровой и поступает к регулятору давления прямого действия, понижающему давление топливного газа до 100 кПа.

После регулятора давления топливный газ на запальник проходит через отсечной быстродействующий клапан и далее подается к запальнику.

Воздух для горения подается в камеру сгорания вентилятором.

Горелка установлена в центре межсетевой противопожарной перегородки для избегания попадания пламени на трубы, опоры и футеровку. Все клапаны и управление расположены для удобства быстрого доступа.

Сгорание газовойоздушной смеси происходит в радиантной секции парогенератора, где происходит основной нагрев воды с превращением ее в пар. Также дымовые газы, образующиеся при сгорании газовойоздушной смеси, дополнительно нагревают подготовленную воду в конвекционной секции парогенератора.

2.1.3 Система водоподготовки

Вода из производственного водопровода подаётся на установку ХВО, где подвергается очистке на механических фильтрах, умягчению на ионообменных смолах и обработке химическими реагентами.

Для того чтобы сделать осветление воды более эффективным предусмотрено добавление в исходную воду гипохлорита и коагулянта. Взаимодействие реагентов с водой в течение 10 минут происходит в контактной камере. В качестве камеры используется один корпус фильтра диаметром 1,6 м, загруженный пластиковой загрузкой. Использование данного узла позволяет окислить органические вещества (цветность) при помощи гипохлорита и укрупнить их в макромолекулы за счет коагулянта. Автоматическая установка механической фильтрации (АКВАФЛОУ FD 3000) представлена скорыми напорными фильтрами (3 шт, 2 – раб., 1 – рез.) диаметром 1,6 м. Корпусы фильтров выполнены из стеклопластика, дренажная система выполнена из пищевого пластикового материала. В качестве фильтрующего материала применяется кварцевый песок 0,5 – 1,0 мм. Высота фильтрующего слоя 1,5 м.

С целью обеспечения равномерного гидравлического распределения воды на фильтрах, установка оснащена закольцованным общим коллектором исходной и очищенной воды.

Каждый фильтр оснащен пробоотборниками, таким образом, отслеживается качество воды на каждом из фильтров.

Основные технические характеристики установки приведены в таблице 2.2.

Основные технические характеристики 1 фильтра

Наименование показателей	Ед. измерения	Значение показателя
Производительность номинальная	м ³ /ч	11
Линейная скорость фильтрации	м/ч	5,5
Потери напора	м	0,2-0,3
Допустимый диапазон давления	кг/см ²	3,0-6,0
Размеры корпуса фильтра (высота/диаметр)	м	3930/1600
Объем фильтрующего материала	л	3000
Поток вода на промывку	м ³ /ч	60
Объем воды на 1 промывку 1 фильтра	м ³	10
Продолжительность промывки	мин	10
Продолжительность одного фильтроцикла	ч	24-48

Восстановление фильтрующей способности установки осуществляется путём промывки слоя фильтрующего материала очищенной водой.

Промывные воды сбрасываются в дренажный коллектор.

Осветленная вода с расходом 22 м³/ч подается на установку умягчения 1-ой ступени.

Установка умягчения 1-ой ступени (АКВАФЛОУ SF 500/3-29NT) представлена 3-мя параллельными фильтрами (2 – раб., 1 – рез.). Корпус фильтров изготовлен из стеклопластика. Фильтрация сверху-вниз. Каждый фильтр загружается по 500 л сильнокислотного катионита.

Частично умягченная вода с расходом 22 м³/ч подается на установку умягчения 2-ой ступени.

Установка умягчения 2-ой ступени (АКВАФЛОУ SF 325/3-29NT) представлена 3-мя параллельными фильтрами (2 – раб., 1 – рез.). Корпус фильтров

изготовлен из стеклопластика. Фильтрация сверху-вниз. Каждый фильтр загружается по 325 л сильнокислотного катионита.

Регенерация фильтров осуществляется путем обработки ионообменной смолы раствором поваренной соли из блока мокрого хранения соли (БМХС). Переключение фильтра на регенерацию происходит по сигналу от расходомера при достижении расчетного фильтроцикла. Прямоточная регенерация проводится раствором поваренной соли. Работа установки полностью автоматизирована и не требует постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Регенеративные и отмывочные воды сбрасываются в дренажный коллектор.

Основные технические характеристики установки приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3

Основные технические характеристики 1 катионитного фильтра

Наименование показателей	Ед. измерения	Значение показателя
Производительность номинальная фильтра I ступени	м ³ /ч	11
Линейная скорость фильтрования I ступени	м/ч	24,12
Производительность номинальная фильтра II ступени	м ³ /ч	11
Линейная скорость фильтрования II ступени	м/ч	37,69
Потери напора	кг/см ²	0,4-0,6
Допустимый диапазон давления,	кг/см ²	3,0-6,0
Габариты фильтра I ступени (диаметр/высота)	мм	2130/760
Габариты фильтра II ступени (диаметр/высота)	мм	2050/610
Расход соли на 1 регенерацию фильтра I ступени	кг	85,8
Расход соли на 1 регенерацию фильтра II ступени	кг	67,5
Продолжительность одного фильтроцикла фильтра I ступени	ч	7,5
Продолжительность одного фильтроцикла фильтра II	ч	94,5

ступени		
Объем воды, обрабатываемый за один фильтроцикл I ступени	м ³	83
Объем воды, обрабатываемый за один фильтроцикл II ступени	м ³	1040
Объем сточных вод за одну регенерацию фильтра I ступени	м ³	4,09
Объем сточных вод за одну регенерацию фильтра II ступени	м ³	2,34
Суточный объем сточных вод фильтра I ступени	м ³ /сут	13,1
Суточный объем сточных вод фильтра II ступени	м ³ /сут	2,34
Продолжительность регенерации фильтров I ступени	мин	59
Продолжительность регенерации фильтров II ступени	мин	57

Глубоко умягченная вода с расходом 22 м³/ч при давлении 0,22 МПа отводится к месту подпитки парогенератора.

Количество выходящей очищенной воды контролируется с помощью электромагнитного расходомера.

В комплект поставки ХВО включены станции дозирования реагентов, необходимых для обеспечения водно-химического режима парогенератора:

- щелочи (для корректировки рН до 8,0 – 9,0),
- коагулянта,
- гипохлорита Na,
- метабисульфита натрия (для удаления остаточного растворенного кислорода)
- ЭДТА (для предотвращения отложения плохо растворимых солей при упаривании очищенной воды в парогенераторе).

Точки дозирования (в выходящий коллектор очищенной воды и/или в питательную воду (после деаэратора)) 2-х последних указанных реагентов

уточняются дополнительно. Каждая станция дозирования оборудуется приемным клапаном, гибкими шлангами всасывающих линий, инжекционным клапаном для подключения к точке впрыска, гибкими шлангами нагнетающей линии от места установки станции до точки впрыска, воздушниками, трубопроводами опорожнения с арматурой, элементами крепления; электрической мешалкой для приготовления рабочего раствора из твердого товарного реагента; 2-х позиционным реле уровня для контроля нижнего предупредительного уровня и нижнего аварийного уровня (при полной выкачке реагента).

Старт и регулирование дозирования осуществляется по сигналу, приходящему в дозирующий насос от АСУ парогенератора.

Включение/выключение установки ХВО осуществляется автоматически при разборе очищенной воды (например: при открытии автоматической запорной арматуры на входе в деаэратор).

Вода после очистки в ХВО выводится из здания ПГУ в резервуар химочищенной воды. Далее забирается насосами, установленными в здании ПГУ, и подаётся через теплообменный аппарат в блок деаэратора. В деаэраторе вода подвергается очистке от кислорода воздуха и других летучих компонентов до равновесного состояния. Десорбированные газы (O_2 , CO_2 , N_2) отводятся из деаэратора в атмосферу вместе с незначительным количеством пара. Для обеспечения безопасной эксплуатации деаэратора предусматривается защита от недопустимого повышения давления с помощью предохранительного клапана

Деаэрированная вода поступает через теплообменный аппарат на всасывание в питательный насос. Функция теплообменного аппарата – охлаждение воды перед питательным насосом, для повышения доступного кавитационного запаса на всасывании.

Насосом вода подаётся в парогенератор SG с давлением от 14,01 до 19 МПа. В парогенераторе за счёт горения топливного газа вода превращается в насыщенный пар со степенью сухости 60 – 80 % и подаётся в сети паропроводов.

Для работы блока деаэратора требуется подвод теплоносителя в виде пара низкого давления в количестве до 4 т/ч. Подвод теплоносителя обеспечивается

отбором пара от основного потока на выходе из парогенератора с последующим сбросом давления на редуцирующем устройстве (РУ). Для исключения накопления в рабочей среде солей натрия на линии пара собственных нужд после РУ установлен сепаратор. Пар из сепаратора подаётся в деаэратор. Давление в деаэраторе регулируется клапаном на уровне 0,01 – 0,03 кПа (изб).

2.2 Пусковой расширитель

Пусковой расширитель представляет собой вертикальный аппарат, предназначенный для сброса пароводяной смеси во время выхода парогенератора на рабочий режим и отвод конденсата в дренажную емкость.

Технические характеристики пускового расширителя приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4

Техническая характеристика пускового расширителя

Показатели	Ед. измерения	Значения
Рабочая среда		Пар, конденсат водяного пара
Емкость корпуса	м ³	5
Рабочее давление пара на вход в аппарат	МПа	требуется определить
Расчетное давление аппарата	МПа	1,0
Рабочая температура пара в аппарате	°С	требуется определить
Расчетная температура стенки аппарата	°С	150
Расход дренажа из аппарата	т/ч	0...24
Расход пара (поток Б25) из аппарата	т/ч	0...24
Режим работы		периодический
Тип пара		сухой насыщенный

Показатели	Ед. измерения	Значения
Габаритные размеры (длина x диаметр)	м	4,1 x 1,416
Расчетный вес аппарата	кг	1650
Группа сосуда по ГОСТ Р 52630-2012		2
Категория взрывопожарной и пожарной опасности аппарата по СП12.13130.2009		Дн
Климатическое исполнение строительных конструкций		ХЛ1
Срок службы установки	лет	20

Эскиз расширителя представлен на рисунке 2.2.

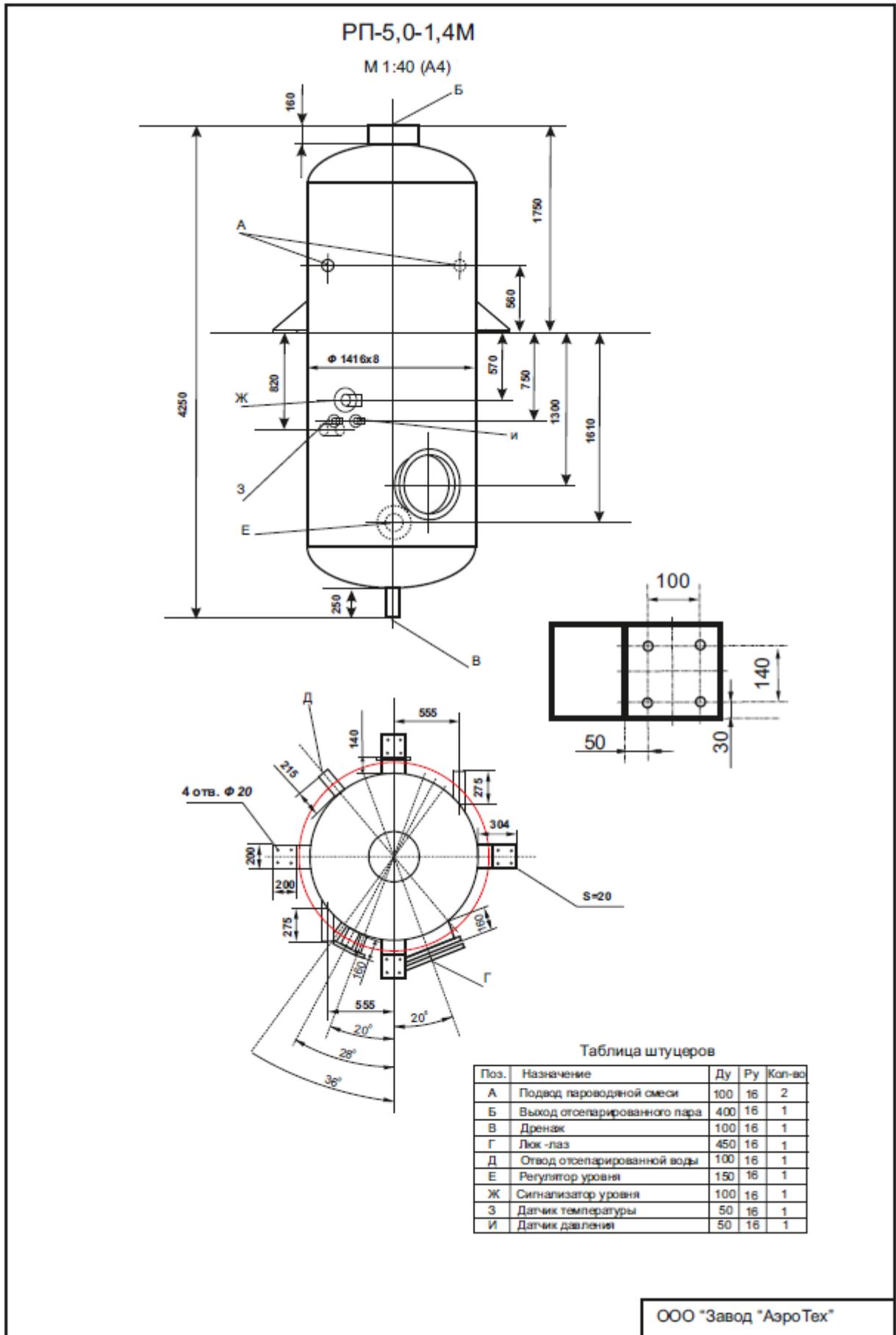


Рисунок 2.2 – Эскиз пускового расширителя

Материал основных элементов корпуса, патрубков штуцеров и фланцев – 09Г2С.

Антикоррозионное покрытие наружной и внутренней поверхностей выполняется эмалью КО-811 в 3 слоя. Тепловая изоляция толщиной 100 мм с защитным покрытием оцинкованной сталью 0,7 мм по несущему каркасу.

2.3 Блок мокрого хранения соли

Блок мокрого хранения соли (БМХС) с бункером соли $V=22 \text{ м}^3$ предназначен для приготовления и хранения концентрированного раствора соли. В состав блока входят:

- бункер мокрого хранения соли двухячейковый, $V=22 \text{ м}^3$;
- насос Grundfos CRT 4-3 (2 шт, 1 – раб., 1 – рез.), $Q_{\text{раб}}=4 \text{ м}^3/\text{ч}$, $H_{\text{раб}}=22 \text{ м.в.ст.}$, $N=0,55 \text{ кВт}$.

2.4 Резервуар химочищенной воды

Резервуар $V=50 \text{ м}^3$ предназначен для приема и хранения химочищенной воды. Объем резервуара подобран расчетом и включает в себя объем воды, необходимый для работы ПГУ в течение 2 часов в случае аварийной остановки. Химочищенная вода с резервуара подается насосами на:

Основные характеристики резервуара:

- номинальный объем – 50 м^3 ;
- внутренний диаметр – 2788 мм;
- длина – 9640 мм.

2.5 Установка химводоочистки

Установка предназначена для умягчения питательной воды парогенератора. Производительность установки составляет 22 м³/ч. Температура исходной воды – +4...+20 °С. Потери давления не превышают 0,3 МПа.

В состав установки включены:

- фильтр механической очистки (с резервированием);
- установка умягчения 1-ой ступени;
- установка умягчения 2-ой ступени;
- установка дозирования реагента NaOH (или аналог), с комплектом трубопроводной обвязки и арматуры. В установку входят:
 - дозирующий насос (2 шт, 1 – раб., 1 – рез.), Q = до 6 л/ч, N = 30 Вт;
 - мешалка (1 шт.), n = 1500 об./мин, N = 90 Вт;
 - емкость (1 шт.), V = 200 л, ПЭ.
- установка дозирования реагента сульфит натрия Na₂SO₃ (или аналог), с комплектом трубопроводной обвязки и арматуры. В установку входят:
 - дозирующий насос (2 шт, 1 – раб., 1 – рез.), Q = до 6 л/ч, N = 30 Вт;
 - мешалка (1 шт.), n = 1500 об./мин, N = 90 Вт;
 - емкость(1 шт.), V = 200 л, ПЭ.
- установка дозирования реагента EDTA C₁₀H₁₆N₂O₈ (или аналог), с комплектом трубопроводной обвязки и арматуры. В установку входят:
 - дозирующий насос (2 шт, 1 – раб., 1 – рез.), Q = до 6 л/ч, N = 30 Вт;
 - мешалка (1 шт.), n = 1500 об./мин, N = 90 Вт;

- ёмкость (1 шт.), $V = 200$ л, ПЭ.

2.6 Деаэратор

Деаэратор предназначен для удаления кислорода воздуха. Основные характеристики представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5

Характеристики деаэратаора

Параметр	Ед. измерения	Значение
Тип		атмосферный
Рабочее давление	МПа (изб)	0,01 – 0,03
Температура питательной воды на выходе	°С	104
Основной деаэрируемый поток		Химочищенная вода
Температура химочищенной воды	°С	от +60
Давление химочищенной воды	МПа (изб)	0,1
Расход	м ³ /час	7 – 22
Содержание кислорода в исходной воде, T=5°С	мкг/л	12790
Содержание кислорода в деаэрированной воде, не более	мкг/кг	20
Греющая среда		Насыщенный пар
Давление греющей среды перед клапаном	МПа(изб)	0,6
Температура греющей среды перед клапаном	°С	165
Объем бака деаэрированной воды	м ³	8
Тип ответных фланцев		плоские приварные

Параметр	Ед. измерения	Значение
		по ГОСТ 33259-2015
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69		У1
Режим работы (периодический/непрерывный)		непрерывный
Срок службы	лет	до 20

2.5 Описание технологической схемы

Учет расхода пара осуществляется на площадке ПГУ. Управление запорной арматурой под нагнетание пара осуществляется дистанционно на площадке ПГУ.

Любая добывающая скважина может быть переведена в нагнетательную. Количество нагнетательных скважин, работающих одновременно, не превышает двух согласно плану работ, утвержденному пользователем недр, и техническим характеристикам ПГУ. Цикл работы паронагнетательной скважины состоит из этапов:

- перевод добывающей скважины в нагнетательную, составляет не более 4 дней;
- нагнетание пара длится 18-21 день;
- обратный перевод скважины в добывающую не более 4 дней.

Вода из производственного водопровода подаётся на установку ХВО, где подвергается очистке на механических фильтрах, умягчению на ионообменных смолах и обработке химическими реагентами (см. **приложение 2**).

Вода после очистки в ХВО выводится из здания ПГУ в резервуар химочищенной воды. Далее забирается насосами, установленными в здании ПГУ, и подаётся через теплообменный аппарат в блок деаэрата. В деаэрате вода подвергается очистке от кислорода воздуха и других летучих компонентов до равновесного состояния. Десорбированные газы (O_2 , CO_2 , N_2) отводятся из деаэрата в атмосферу вместе с незначительным количеством пара. Для обеспечения безопасной эксплуатации деаэрата предусматривается защита от недопустимого повышения давления с помощью предохранительного клапана

Деаэрированная вода поступает через теплообменный аппарат на всасывание в питательный насос. Функция теплообменного аппарата – охлаждение воды перед питательным насосом, для повышения доступного кавитационного запаса на всасывании.

Насосом вода подаётся в парогенератор SG. В парогенераторе за счёт горения топливного газа вода превращается в насыщенный пар со степенью сухости 60 – 80 % и подаётся в сети паропроводов.

Для работы блока деаэрата требуется подвод теплоносителя в виде пара низкого давления в количестве до 4 т/ч. Подвод теплоносителя обеспечивается отбором пара от основного потока на выходе из парогенератора с последующим сбросом давления на редуцирующем устройстве (РУ). Для исключения накопления в рабочей среде солей натрия на линии пара собственных нужд после РУ установлен сепаратор. Пар из сепаратора подаётся в деаэрат. Давление в деаэрате регулируется клапаном на уровне 0,01 – 0,03 кПа (изб).

Для обеспечения безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов их защита от недопустимого повышения давления предусматривается с помощью предохранительных клапанов. На выходном паропроводе в здании парогенераторной установлена запорная арматура с электроприводом, которая предназначена для перекрытия потока пара к кустовым площадкам.

Паровой котел работает на топливном газе с избыточным давлением 0,1...0,45 МПа и плотностью 0,59...0,89 кг/м³. Расход топливного газа лежит в диапазоне 455...1703 нм³/час.

Для пуска парогенератора и выхода его на рабочий режим, а также при останове, когда подача пара в пласт не возможна, предусмотрена система утилизации стоков и пара в пусковой расширитель. Схема технологическая площадки парогенераторной установки представлена в **приложении 3**.

Режим работы парогенераторной установки – непрерывный, круглосуточный, согласно режиму закачки теплоносителя (пар) в пласт.

Расчетное число рабочих дней в году – 365.

Работа парогенераторной установки осуществляется в автоматическом режиме, без присутствия обслуживающего персонала.

ГЛАВА 3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ТРУБОПРОВОДЫ

Внутриплощадочные технологические трубопроводы предназначены для транспортирования теплоносителя (пара) в пределах технологических площадок парогенераторных установок.

В состав внутриплощадочных трубопроводов входят:

- паропроводы от здания парогенераторной до ограждения технологической площадки;
- дренаж от здания парогенераторной до продувочного колодца.

Фланцевые соединения и трубопроводная арматура паропроводов, должны быть закрыты кожухами по ТУ 3619-005-61178249 с техническими параметрами не ниже PN25,0 МПа и $t=355^{\circ}\text{C}$.

Прокладка паропроводов П01, пускового дренажа Т99 и трубопровода выхода пара в атмосферу Б25 на технологических площадках парогенераторной принята надземная на опорах.

Трубопровод дренажа К3 прокладывается надземно и стыкуется с подземной канализацией. Паропроводы прокладываются с учетом их теплового удлинения, которое компенсируется принятой конфигурацией трубопровода и компенсаторов.

Подземные трубопроводы прокладываются на глубине не менее 0,8 м до верхней образующей трубы. Надземные паропроводы прокладываются на проектируемых эстакадах на высоте 0,5-1,0 м, трубопровод Б25 на высоте +5,4. Для безопасности персонала, а также во избежание образования обледенения на территории площадки парогенераторной от трубопровода Б25, который сбрасывает пар в атмосферу с высокой температурой и давлением, проектом принято решение по отводу пара за границу территории ПГУ.

Для паропроводов П01 тип подвижных и неподвижных опор принят по ТУ 5263-001-90533786-2014, для скользящих тип А16, для неподвижных тип 12. Шаг подвижных опор рассчитан исходя из неразрезного метода монтажа и допустимого прогиба трубопровода: Ду 50 мм –4 м, Ду 80 мм –5 м, Ду 100 мм –6 м, Ду 125 мм -6 м, Ду 426 мм - 18. Паропроводы проложены с уклоном не менее 0,004.

При укладке трубопроводов сварные швы располагаются от края опоры на расстоянии 50 мм для труб диаметром менее 50 мм и не менее 200 мм для труб диаметром свыше 50 мм.

Расстояние на эстакаде между технологическими трубопроводами и строительными конструкциями составляет не менее 0,5 м согласно СП 4.13130.2013*[43].

Расстояния между осями смежных трубопроводов и от трубопроводов до строительных конструкций, как по горизонтали, так и по вертикали, принято с учетом возможности сборки, ремонта, осмотра, нанесения изоляции, а также величины смещения трубопровода при температурных деформациях.

Расстояние между параллельными надземными трубопроводами принято не менее значений, указанных в приложении 9 ГОСТ 32569-2013 [38].

Штурвалы запорной арматуры расположены не более 1,6 м над уровнем земли в соответствии с требованиями Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»[35]. Для удобного обслуживания оборудования и запорной арматуры предусмотрены площадки обслуживания и переходные мостики, выполненные из несгораемых материалов.

Проектом предусмотрена самотечная система опорожнения технологического оборудования. Дренажные трубопроводы проложены с уклоном в сторону продувочных колодцев (уклон не менее 0,002).

Протяженность технологических трубопроводов парогенераторной площадки Усинского месторождения приведена в таблице 3.1.

Таблица 3.1

Протяженность технологических трубопроводов площадки ПГУ

Район парогенераторной площадки	Наименование потока по тех. схеме	DNx δ ,мм	Длина трубопровода, м	Среда
44ГС	П01	89x8	32	пар
	КЗ	108x6	5	техническая вода
	Т99	57x6	9	пар, конденсат водяного пара
	Б25	426x6	9	пар
	Б1	45x3	62	раствор соли

Расчет трубопроводов на прочность и определение толщины стенок с учетом компенсации на коррозию выполнен (для дренажа 1 мм или 0,1 мм/год) по ГОСТ 32388-2013 [39] с помощью программного комплекса СТАРТ-Проф версия 04.78 и приведен в таблице 3.5.

Классификация, механические свойства, расчет толщин стенок, назначенные сроки службы и объем контроля сварных швов неразрушающим методом технологических трубопроводов приведен в таблице 3.5.

Отбраковочные размеры трубопроводов приведены в таблице 3.2.

Минимальная толщина стенки труб и деталей при эксплуатации приведена в таблице 3.2.

Отбраковочный размер стенок труб и деталей трубопроводов

Наружный диаметр, мм	57	89	108x6	108x10	133	426
Наименьшая допустимая толщина стенки, $S_{отбр}$, мм	4,7 при $P_{расч.}=17,67$ МПа;	7,1 при $P_{расч.}=17,67$ МПа;	8,16 при $P_{расч.}=17,67$ МПа; 2,0 при $P_{расч.}=0,8$ МПа;	8,7 при $P_{расч.}=17,67$ МПа; 2,0 при $P_{расч.}=1,6$ МПа;	10,5 при $P_{расч.}=17,67$ МПа;	4 при $P_{расч.}=0,8$ МПа

Расчет назначенного ресурса трубопровода выполнен согласно ГОСТ 32388-2013 [39].

Срок службы трубопроводов $[T]$, T_R определены по формулам:

$$[T] = 11,4 \left(\frac{s-c_1}{s_R} \right)^8, \quad (1)$$

где s – толщина стенки, мм;

c_1 – сумма прибавок для компенсации допуска на мин. толщину стенки заготовки c_{11} и макс. утонения при технологических операциях c_{12} , мм;

S_R – расчётная толщина стенки, мм/год;

11,4 – множитель соответствует 20 годам (100000 ч).

$$T_r = \frac{s-c_1-S_R}{V_c}, \quad (2)$$

где V_c – скорость коррозии, мм/год.

Продление срока эксплуатации трубопроводов, отработавших назначенный или расчетный срок службы, проводится по результатам экспертизы промышленной безопасности специализированной организацией, имеющей разрешение (лицензию), выданное Ростехнадзором.

Эксплуатация трубопроводов, отработавших назначенный или расчетный срок службы, допускается при получении разрешения экспертизы промышленной безопасности в установленном порядке.

Трубы должны быть испытаны на заводе-изготовителе пробным гидравлическим давлением, указанным в нормативно-технической документации на трубы, или иметь указание в сертификате о гарантируемой величине пробного давления.

3.1 Выбор труб, арматуры и соединительных деталей

Трубопроводы для транспортирования теплоносителя (пара) и дренажные трубопроводы в пределах территории парогенераторной площадки относятся к технологическим.

В проекте рассматриваются трубы, арматура и соединительные детали серийного заводского изготовления, имеющие разрешение Ростехнадзора на применение в нефтяной промышленности.

Трубы, соединительные детали и запорная арматура технологических сетей на территории парогенераторной площадки, кроме самой парогенераторной выбраны в соответствии с требованиями Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» [35] и «Правилами промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением» [36], в зависимости от свойств транспортируемой среды, их рабочих параметров и климатического исполнения.

При выборе труб учитывались:

- ✓ условия эксплуатации;
- ✓ физико-химические свойства транспортируемого продукта;

- ✓ механические свойства металла труб.

Проектом приняты трубы для трубопроводов пара и дренажа с температурой не более 355 °С, давлением 17,67 МПа - ТУ 14-3Р-55-2001 «Трубы стальные бесшовные для паровых котлов и трубопроводов», 15ГС класс прочности К50.

Трубопроводы концентрированного раствора соли приняты из коррозионностойких труб по ГОСТ 9941-81 из стали 08Х18Н10.

Количество трубопроводной арматуры на площадке парогенераторной установки Усинского месторождения приведено таблице 3.3.

Таблица 3.3

Количество трубопроводной арматуры

Наименование	Задвижка клиновья приварная	Задвижка клиновья фланцевая	Клапан обратный фланцевый
Парогенераторная в районе кустовой площадки 44ГС	DN 50мм, PN 25 МПа – 1 шт.; DN 80мм, PN 25 МПа– 1 шт.	DN 100мм, PN 1,6 МПа – 2 шт.	-

3.2 Испытания трубопроводов

После окончания монтажных и сварочных работ, контроля качества сварных соединений неразрушающими методами выполняется очистка внутренней полости трубопроводов, проводятся испытания на прочность, плотность, герметичность в соответствии с Руководством по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», раздел 8 [35]. Гидравлическое испытание паропроводов производить в соответствии ГОСТ 32569-2013[38].

В соответствии с требованиями РД 39-132-94 [42] п. 6.2.3, 6.2.4 очистка полости трубопроводов, а также их испытание на прочность и проверку на герметичность осуществляется по специальной инструкции, составляемой заказчиком и строительной-монтажной организацией. Инструкция составляется на каждый конкретный участок трубопровода, учитывая местные условия работ, наличие строительной техники и другие особенности производства. В инструкции предусматривается:

- способы, параметры и последовательность выполнения работ;
- методы и средства выявления и устранения отказов (застревание очистных устройств, утечки, разрывы и т.п.);
- схема организации связи;
- требования пожарной, газовой, технической безопасности и указания о размерах охранной зоны.

Испытания должны осуществляться комиссией с участием представителей Заказчика и генерального Подрядчика.

Величина пробного давления для испытания прочности трубопровода выполняется по формулам 3 и 4:

$$P_{\text{пр}} = 1,25 \cdot P \frac{[\sigma]_{20}}{[\sigma]_t}, \quad (3)$$

где: P - расчетное давление трубопровода, МПа;

$[\sigma]_{20}$ - допускаемое напряжение для материала трубопровода при 20 °С, МПа;

$[\sigma]_t$ - допускаемое напряжение для материала трубопровода при максимальной положительной расчетной температуре, МПа.

$$P_{\text{пр}} = 1.43 \cdot P, \quad (4)$$

В таблице 3.4 приведены результаты расчетов по формулам 3 и 4. Пробное давление выбирается большее из двух значений.

Допускаемое напряжение для материала трубопровода при 20 °С определяется согласно ГОСТ 32388-2013[39] по формуле 5:

$$[\sigma] = \min \left(\frac{\sigma_{в/т}}{2,4}; \frac{\sigma_{р/т} \text{ или } \sigma_{0,2/т}}{1,5}; \frac{\sigma_{2 \cdot 10^5/т}}{1,5}; \frac{\sigma_{1/2 \cdot 10^5/т}}{1,0} \right), \quad (5)$$

где $\sigma_{в/т}$ - минимальное значение временного сопротивления (предела текучести) при сжатии при расчетной температуре 20 °С, МПа;

$\sigma_{р/т}$ - минимальное значение предела текучести при расчетной температуре 20 °С, МПа.

Таблица 3.4

Выбор пробного давления для испытания прочности трубопровода

Номер потока	Дн х в, мм	$[\sigma]_{20}$, МПа	$[\sigma]_r$, МПа	$\sigma_{в/т}$, МПа	$\sigma_{р/т}$, МПа	Рпр (3), МПа	Рпр (4), МПа	$t_{расч.}$, °С
П01	133x11	196	129	490	294	33,55	25,26	355
П01, Т99	108x10	196	129	490	294	33,55	25,26	355
П01	89x8	196	129	490	294	33,55	25,26	355
К3	108x6	186,0	195	470	265	1,05	1,14	165
Т99	57x6	196	129	490	294	33,55	25,26	355
Б25	426x6	186,0	195	470	265	1,05	1,14	150

Испытательное давление в трубопроводе выдерживают в течение 10 минут (испытание на прочность), после чего его снижают до рабочего давления, при котором производят тщательный осмотр сварных швов (испытание на плотность). Продолжительность испытания на плотность определяется временем осмотра трубопровода и проверки герметичности разъемных соединений.

По окончании осмотра давление вновь повышают до испытательного и выдерживают еще 5 минут, после чего снова снижают до рабочего и вторично тщательно осматривают трубопровод. По окончании гидравлического испытания трубопроводы следует полностью опорожнить и продуть до полного удаления воды. Продувка осуществляется воздухом под давлением, равным рабочему, но не более 4 МПа. Продолжительность продувки должна составлять не менее 10 минут.

Результаты гидравлического испытания на прочность и плотность признаются удовлетворительными, если во время испытания не произошло разрывов, видимых деформаций, падения давления по манометру, а в основном металле, сварных швах, корпусах арматуры, разъемных соединениях и во всех врезках не обнаружено течи и запотевания.

При проведении испытаний трубопроводов гидравлическим способом в условиях отрицательных температур наружного воздуха и грунта на уровне заложения трубопровода - трубопроводы подвергнуть пневматическому испытанию воздухом или инертным газом, либо для предотвращения замерзания жидкости при гидроиспытании произвести подогрев жидкости или ввести в нее понижающие температуру застывания добавки, неагрессивные к металлу трубы.

Согласно ГОСТ 32569-2013[38] п.13.1.13 в технических обоснованных случаях для трубопроводов на номинальное давление PN до 50 МПа допускается (по согласованию с надзорными органами) замена гидравлического испытания на пневматическое при условии контроля этого испытания методом акустической эмиссии.

Дополнительное испытание на герметичность проводится воздухом или инертным газом после проведения испытаний на прочность и плотность, промывки и продувки. Дополнительное испытание на герметичность производится давлением равным рабочему. Продолжительность дополнительных испытаний должна составлять не менее 24 часов для каждого трубопровода,

подлежащего испытанию согласно п. 399 [35]. Пневматическое испытание следует проводить по документации, согласованной и утвержденной в установленном порядке. Величины испытательных давлений принять согласно таблице 3.4.

Согласно ГОСТ 32569-2013 [38] п.13.1.11 разрешается проводить испытания с нанесенной тепловой или антикоррозионной изоляцией трубопроводов из бесшовных труб при условии, что сварные монтажные стыки и фланцевые соединения будут иметь доступ для осмотра.

Таблица 3.5

Характеристика трубопроводов, расчет толщин стенок трубопроводов и назначенные сроки эксплуатации трубопроводов

Величина		Значение						
		Б1	П01	П01, Т99	П01	Т99	К3	Б25
Классификация трубопроводов по ГОСТ 32569-2013		V B	I B	I B	I B	I B	II B	II B
Рабочие условия трубопровода	ΔT , °C	5	355	355	355	355	100	100
	P, МПа	0,25	17,67	17,67	17,67	17,67	0,1	0,1
Давление испытания, МПа	на прочность	0,36	33,55	33,55	33,55	33,55	2,28	-
	плотность	0,25	17,67	17,67	17,67	17,67	1,6	-
	герметичность	0,25	17,67	17,67	17,67	17,67	0,1	-
Диаметр наружный, мм		45	89	108	133	57	108	426
Расчётное давление, МПа		0,25	17,67	17,67	17,67	17,67	1,6	0,6
Min значение временного сопротивления, МПа		470	490	490	490	490	470	470
Min значение предела текучести, МПа		265	294	294	294	294	265	265
Расчётная толщина стенки, мм		2,6	6,1	7,4	9,12	3,91	0,57	1,13

Величина	Значение						
	Б1	П01	П01, Т99	П01	Т99	К3	Б25
Отбраковочная толщина стенки, мм	0,6	7,1	8,66	10,5	4,66	1,57	2,57
Принимаемая толщина стенки, мм	3	8	10	11	6	6	6
Максимальная скорость коррозии, мм/год	0,1	0	0	0	0	0,1	0,1
Срок службы, лет	20	34	44	18	50	64	40
Назначенный срок службы, лет	20	20	20	17	20	20	20
Объем контроля сварных соединений, %	2	100	100	100	100	2	2

3.3 Защита трубопроводов от коррозии

В целях защиты трубопроводов от коррозии и как следствие увеличения сроков службы технологических трубопроводов проектом предусматривается антикоррозионная защита поверхности стальных трубопроводов.

Все проектируемые надземные трубопроводы теплоизолируются в соответствии с СП 61.13330.2012 *[44].

Теплоизоляционные материалы паропроводов, проложенных на опорах обладают группой горючести НГ согласно ГОСТ 30244-94 и №123-ФЗ.

При надземной прокладке трубопроводов пара наружное антикоррозионное покрытие принято по ГОСТ 23122-78*[40] эмаль КО-811 в три слоя или аналог по температуре применения. Теплоизоляционный материал проектом предусмотрен по ТУ 5762-038-45757203-13 цилиндры навивные из каменной ваты ROCKWOOL 150 в два слоя со смещением монтажного шва или аналог, общая толщина изоляции DN=50...80 (90мм); DN=100...125 (100мм). Покровной слой выбран из стали оцинкованной ОЦБ-ПН-НО по ГОСТ 19904-90 / ОН-Кр-2 ГОСТ 14918-80

толщиной 0,5 мм. В качестве предохранительного слоя проектом предусмотрена стеклоткань Т-10-14(100) по ГОСТ 19170-2001. Крепление теплоизоляционного и покровного слоя выполняется с помощью бандажа из металлической упаковочной ленты Н-08х20 ГОСТ 13726-97 и пряжки бандажного типа 1 по ТУ 36-1492-77. Проектные решения по теплоизоляции в соответствии с приказом №116 от 25 марта 2014г. «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением» обеспечивают температуру наружной поверхности не более 55 °С при температуре окружающей среды не более 25 °С. Трубопровод выхода пара в атмосферу защищается эмалью КО-811 в три слоя.

РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

ГЛАВА 4. МЕТОДИКА РАСЧЕТА

Методика термодинамического расчета течения пара по паропроводу подробно изложена в учебниках [4,5]. Наиболее удобно выполнить расчет с помощью HS -диаграммы. Современная HS -диаграмма представляет собой программный продукт, объединяющий простоту и наглядность собственно диаграммы состояний пара в координатах "энтропия-энтальпия" с расчетными формулами, позволяющими выполнять вычисления термодинамических параметров пара с высокой точностью [6]. Рабочий участок HS -диаграммы представлен на рисунках 4.2 (для максимальных показателей) и 4.3. Исходная точка, соответствующая состоянию пара на выходе из парогенератора, обозначена на рисунке номером 0. Это сухой насыщенный пар с температурой $t_0 = 250.4^\circ\text{C}$ под давлением $p_0 = 4.0$ МПа; его удельная энтальпия $h_0 = 2458.2$ кДж/кг, удельная энтропия $S_0 = 5.415$ кДж/(кг·К), удельный объем $v_0 = 0.0401$ м³/кг, степень сухости $x \approx 0.8$.

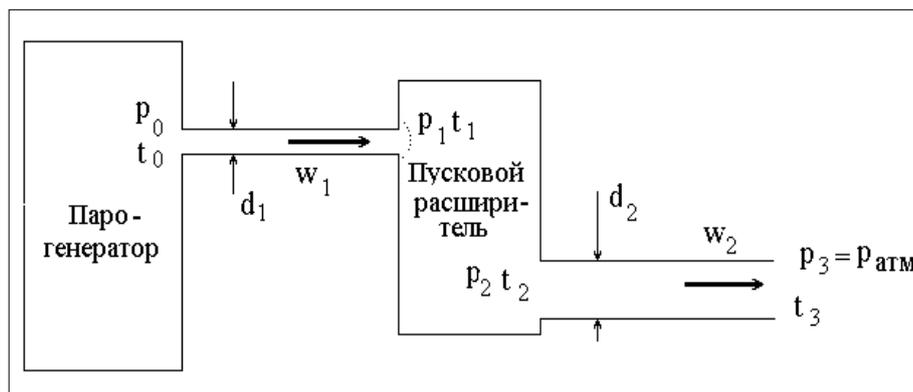


Рисунок 4.1 - Схема движения пара от ПГУ в ПР, и в атмосферу.

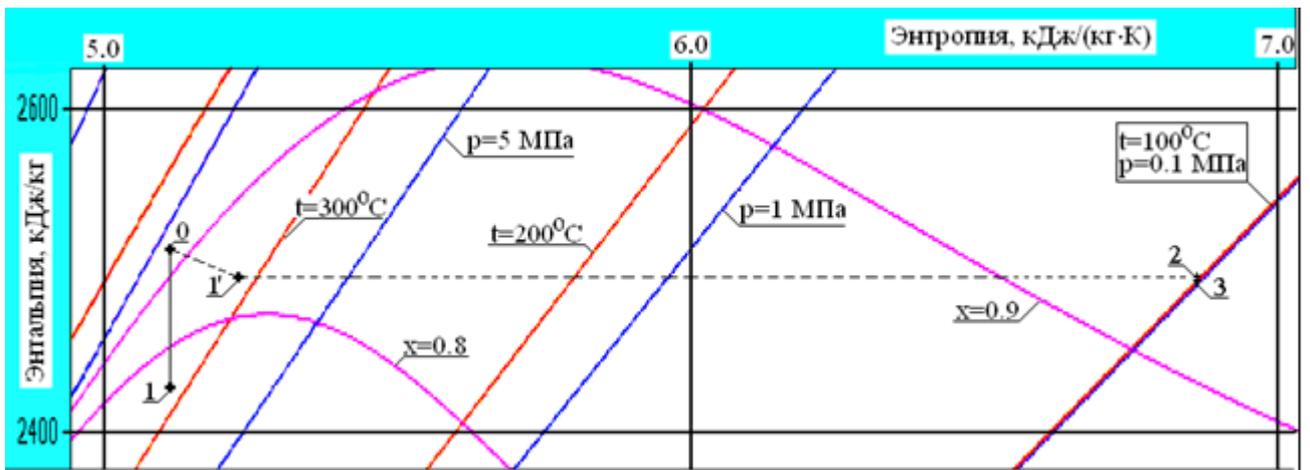


Рисунок 4.2 - Рабочий участок HS-диаграммы (для максимальных показателей)

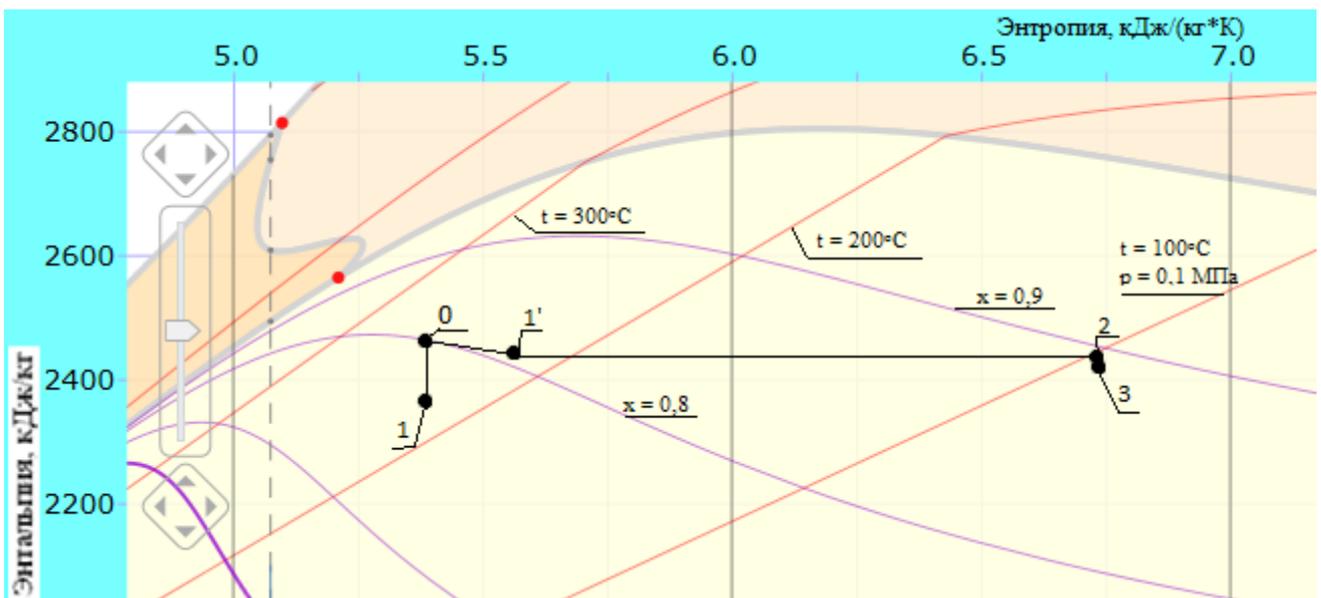


Рисунок 4.3 - Рабочий участок HS-диаграммы

Течение пара по 1-му паропроводу от парогенератора до пускового расширителя в первом приближении будем считать адиабатическим (поправки на потери энергии, обусловленные вязкостью пара, а также на потери тепла через поверхность паропровода в окружающую среду, сделаны ниже). На диаграмме процесс течения пара от точки 0 до точки 1 (состояние пара на входе в расширитель) изображен отрезком прямой вертикальной линии $S = const$. Учитывая большой объем пускового расширителя и большой диаметр трубы для вывода пара в атмосферу, можно уверенно предположить, что давление в ПР лишь незначительно превышает атмосферное давление. Поэтому на входе пара из парогенератора в расширитель должно произойти "запирание" потока пара, т.е. должна образоваться небольшая область вблизи входного отверстия с критическим давлением p_1 (на рисунке 1 эта область ограничена пунктиром):

$$p_1 = p_0 \beta_{кр}. \quad (1)$$

Для водяного пара критическое отношение давлений $\beta_{кр} = 0.546$ [6], отсюда давление $p_1 = 2.184$ МПа. Значения других термодинамических параметров в точке 1 определяются по диаграмме: температура $t_1 = 216.88^\circ\text{C}$, энтальпия $h_1 = 2363.183$ кДж/кг, энтропия $S_1 = S_0 = 5.415$ кДж/(кг·К), удельный объем $v_1 = 0.0703$ м³/кг, степень сухости $x \approx 0.77$.

Скорость пара на входе в ПР можно определить по формуле [10,12]:

$$w_1 = \sqrt{2(h_0 - h_1)} \approx 435.9 \text{ м/с} \quad (2)$$

Очевидно, что при такой скорости необходимо учесть потери энергии, обусловленные вязкостью пара и шероховатостью стенки паропровода. Методика оценки этих потерь изложена в учебнике [5], справочнике [7] и в статьях [8,9]. Для оценки удельной работы сил трения, которая совершается за счет энтальпии Δh , применяется формула Дарси-Вейсбаха:

$$\Delta h = q = \lambda \frac{l_1}{d_1} \frac{w_1^2}{2}, \quad (3)$$

где q - выделившееся тепло,

λ - безразмерный коэффициент трения, зависящий от числа Рейнольдса Re .

В данном случае

$$Re_1 = \frac{w_1 d_1}{\nu_1} = 10.1 \cdot 10^7,$$

где ν_1 - кинематическая вязкость пара.

Для данного значения Re коэффициент трения λ практически не зависит от Re , и для его оценки можно применить формулу [5]:

$$\lambda = 0.067 \left(2.136 \frac{k}{d_1} \right)^{0.2} \quad (4)$$

где k - шероховатость внутренней стенки паропровода.

Значение этого параметра зависит от материала и качества его обработки. Для новых стальных труб k лежит в диапазоне от 0.014 до 0.06 мм, а через несколько лет эксплуатации может увеличиться до 1 мм [5].

С учетом потерь на вязкость формула для определения скорости w_1 принимает вид

$$w_1 = \sqrt{2(h_0 - h_1 - \Delta h)}$$

Подставляя сюда формулу (3), получаем:

$$w_1 = \sqrt{\frac{2(h_0 - h_1)}{1 + \lambda \frac{l_1}{d_1}}}, \quad G = \frac{\pi d_1^2 w_1}{4 \nu_1}, \quad (5)$$

где G - максимально возможный расход пара через 1-й паропровод.

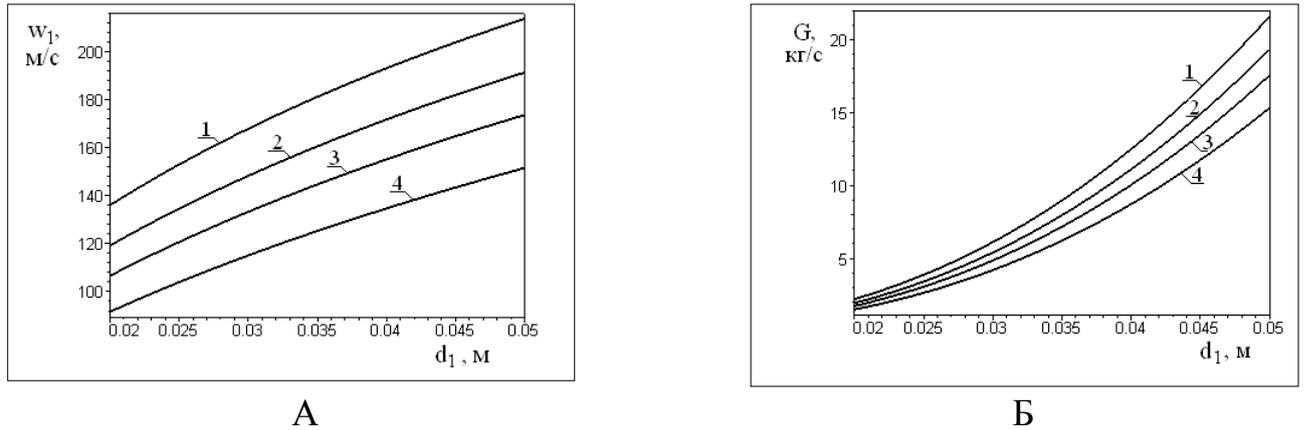


Рисунок 4.4 - Зависимость скорости (А) и максимального расхода (Б) пара на входе в пусковой расширитель от диаметра паропровода при характерных значениях шероховатости внутренней поверхности паропровода k :

1 - $k = 0.014\text{мм}$; 2 - $k = 0.06\text{мм}$; 3 - $k = 0.2\text{мм}$; 4 - $k = 1\text{мм}$.

На рисунке 4.4 и 4.5 приведены результаты расчетов, выполненных по формулам (5) для характерных значений шероховатости внутренней поверхности паропровода k . Как видно из этих графиков, скорость пара с учетом потерь на вязкость в 2-3 раза меньше приближенного значения, полученного по формуле (2). Далее, по графикам расхода и по максимальной производительности парогенератора (таблица 1.8), можно определить минимальный диаметр d_1 1-го паропровода: 35 мм. С учетом необходимого запаса надежности в проекте заложен диаметр $d_1 = 45\text{мм}$, поэтому все дальнейшие расчеты сделаны для этого диаметра.

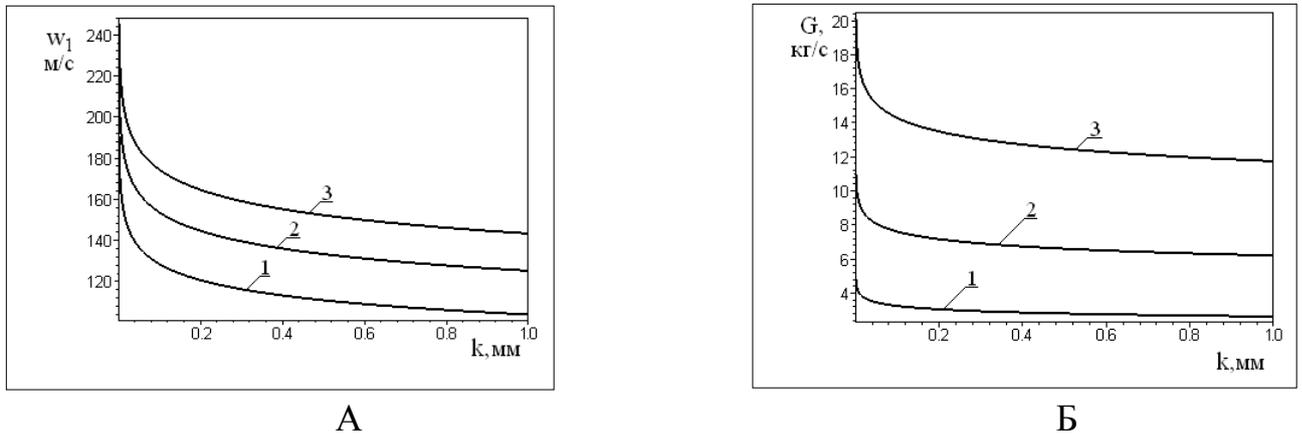


Рисунок 4.5 - Зависимость скорости (А) и максимального расхода (Б) пара на входе в пусковой расширитель от шероховатости k внутренней поверхности паропровода при различных значениях диаметра паропровода d_1 :
 1 - $d_1 = 25$ мм; 2 - $d_1 = 35$ мм; 3 - $d_1 = 45$ мм.

Начальное значение шероховатости принято равным $k = 0.06$ мм, $\lambda = 0.021$, скорость $w_1 = 191.2$ м/с, а работа сил трения и выделившееся тепло $\Delta h = q = 76.7$ кДж/кг. Отсюда можно оценить увеличение энтропии $\Delta S = q/(t_1 + 273) \approx 0.157$ кДж/(кг·К). Таким образом, течение пара по паропроводу от парогенератора до пускового расширителя на самом деле не является изоэнтропическим. Точка, изображающая состояние пара на входе в ПР с учетом работы сил трения (обозначена на рисунке 4.2 номером 1'), лежит на той же изотерме-изобаре, что и точка 1, но смещена вправо на величину ΔS ; степень сухости $x_1 \approx 0.82$. Линия, соединяющая точки 0 и 1', изображена пунктиром, как это принято для необратимых процессов.

Парогенератор рассчитан на работу в любых условиях, в том числе зимой при температуре окружающего воздуха до -53°C . Поэтому необходимо оценить, насколько теплообмен с окружающей средой на поверхности паропровода повлияет на температуру пара. Оценку можно сделать по методике, изложенной в учебном пособии [10] и в статье [11]. Направим ось x по оси трубы в сторону движения пара.

Для вывода расчетного уравнения с учетом особенностей проектируемой площадки ПГУ, воспользуемся одномерным уравнением теплопроводности для

тонкого стержня или трубы с конвективным переносом тепла и с теплообменом на боковой поверхности.

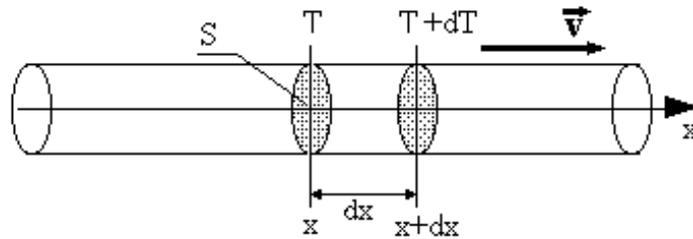


Рисунок 4.6 – Труба с конвективным переносом тепла и с теплообменом на боковой поверхности

Если любой размер трубы в поперечном сечении много меньше ее длины, то изменением температуры по сечению можно пренебречь по сравнению с изменением по длине трубы, т.е. считать температурное поле одномерным, зависящим только от координаты x , а теплообмен с окружающей средой учесть не в виде граничного условия, а включить в само дифференциальное уравнение [10]:

$$\frac{\partial T}{\partial t} + w_1 \frac{\partial T}{\partial x} = a \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{f}{c\rho} - \frac{4\alpha}{c\rho D_1} (T - T_{air}) \quad (6)$$

где a , c , ρ - температуропроводность, теплоемкость и плотность водяного пара, движущегося по паропроводу со скоростью w_1 ,

D_1 - внешний диаметр паропровода,

α - коэффициент теплообмена с окружающей средой на поверхности паропровода,

f - количество выделяемой или поглощаемой теплоты в единицу времени в единице объема,

T_{air} - температура окружающего воздуха.

Так как течение пара в трубе установившееся (стационарное), т.е. температура является функцией только координат, слагаемое $\frac{\partial T}{\partial t} = 0$ (условие стационарности).

$$w_1 \frac{\partial T}{\partial x} = a \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{f}{c\rho} - \frac{4\alpha}{c\rho D_1} (T - T_{air}) \quad (7)$$

Перенесем дифференциалы в левую сторону и разделим уравнение на a .

Тогда уравнение 2 примет вид:

$$\frac{d^2 T}{dx^2} - \frac{w_1}{a} \frac{dT}{dx} = \frac{4\alpha}{c\rho a D_1} (T - T_{air}) - \frac{f}{c\rho a} \quad (8)$$

Для дальнейшего решения уравнения введем некоторые безразмерные параметры теплопереноса.

Число Пекле (Pe) — критерий подобия, который характеризует соотношение между конвективным и молекулярным процессами переноса тепла (примесей, количества движения, характеристик турбулентности) в потоке жидкости (соотношение конвекции и диффузии), а также является критерием подобия для процессов конвективного теплообмена.

$$Pe = \frac{w_1 D_1}{a}$$

$$a = \frac{\lambda}{c\rho}$$

где λ - теплопроводность пара.

При течении пара в трубе объемное тепловыделение отсутствует, иными словами $f = 0$.

Учитывая безразмерные коэффициенты и последнее условие, преобразуем уравнение 2.

$$\frac{d^2T}{dx^2} - \frac{w_1}{a} \frac{dT}{dx} = \frac{4\alpha}{\lambda D_1} (T - T_{air}) \quad (9)$$

Домножаем на D_1 :

$$\frac{d^2T}{dx^2} D_1 - \frac{w_1}{a} \frac{dT}{dx} D_1 = \frac{4\alpha}{\lambda} (T - T_{air}) \quad (10)$$

$$\frac{d^2T}{dx^2} D_1 - Pe \frac{dT}{dx} = \frac{4\alpha}{\lambda} (T - T_{air}) \quad (11)$$

Пекле $Pe = w_1 D_1 / a \approx 4 \cdot 10^8$. Т.к. $Pe \gg 1$, то кондуктивным членом $\frac{d^2T}{dx^2}$ можно пренебречь, и записать уравнение (5) в безразмерном виде:

$$Pe \frac{d\theta}{dz} = - \frac{4\alpha D_1}{\lambda} \theta \quad (12)$$

где,

$$\text{Безразмерная температура: } \theta = \frac{T - T_{air}}{T_0 - T_{air}}$$

$$\text{Безразмерная координата: } Z = \frac{x}{D_1} \Rightarrow x = D_1 Z$$

Граничное условие для уравнения (6) можно записать в виде $t|_{x=0} = t_0$, или $\theta|_{z=0} = 1$.

Интегрируя уравнение (6), получаем:

$$\theta = \exp\left(-\frac{4\alpha D_1}{\lambda \cdot Pe} z\right), \text{ или } t = (T_0 - T_{air}) \exp\left(-\frac{4\alpha}{c\rho w_1} \frac{x}{D_1}\right) + T_{air}, \quad (13)$$

Чтобы найти коэффициент теплообмена α , определим число Нуссельта $Nu = \alpha D_1 / \kappa_{air}$ с помощью эмпирической формулы для свободной конвекции в неограниченном объеме [10]:

$$Nu = B \cdot Ra^n, \quad Ra = \frac{(t_0 - t_{air}) \cdot g \cdot D_1^3}{(t_{air} + 273) \cdot \nu_{air} \cdot a_{air}} \approx 2.9 \cdot 10^7 \quad (14)$$

где Ra - число Рэлея,

a_{air} , K_{air} , ν_{air} - температуропроводность, теплопроводность и кинематическая вязкость наружного атмосферного воздуха,

g - ускорение свободного падения.

Для данного значения числа Рэлея эмпирические коэффициенты в формуле (14) для горизонтальных труб равны:

$$B = 0.135, \quad n = 1/3.$$

Подставляя эти коэффициенты в формулу (14), находим: $Nu \approx 41$, и, соответственно, $\alpha \approx 15$ Вт/(м²·К). Подставляя найденное значение α в формулу (12), получаем значение показателя экспоненты не более 0.005 даже при максимальном $z = l_1/D_1 = 200$. Таким образом, учет теплообмена с окружающей средой дает пренебрежимо малую поправку: дополнительное падение температуры пара при его движении по паропроводу составит не более 1.5°С.

Итак, давление пара на входе в ПР $p_1 = 2.184$ МПа, т.е. почти 22 атмосферы, а давление в ПР, как показано ниже, лишь примерно на 1 процент превышает атмосферное давление, поэтому в первом приближении движение пара в расширителе можно рассматривать как расширение в пустоту. Это принципиально необратимый процесс, сопровождающийся ростом энтропии. На HS-диаграмме процесс расширения в пустоту можно изобразить отрезком горизонтальной прямой $\Delta h = const$ [12] от точки 1', параметры которой уже известны, до точки 2, координаты которой можно найти совместно с координатами точки 3 методом последовательных приближений.

Течение пара по 2-му паропроводу из ПР в атмосферу будем, в первом приближении, как и для 1-го паропровода, считать адиабатическим. На HS-диаграмме изобразим его отрезком вертикальной прямой линии $S = const$ от точки 2 до точки 3. В данном случае нам заранее известно давление в точке 3: оно равно атмосферному. Выходящий пар, очевидно, должен быть насыщенным и влажным,

поэтому его температура равна 100°C , неизвестна только степень его сухости x_3 . Таким образом, положение точки 3 надо искать в двухфазной области на изотерме-изобаре 100°C , 1 атм. Чтобы найти (в первом приближении) ее расстояние Δh до точки 2, оценим по расходу пара максимальную скорость пара на выходе в атмосферу:

$$w_{2max} = \frac{4x_1x_2x_3G_0v_3}{\pi d_2^2} \approx 21 \text{ м/с}, \quad (15)$$

$$\Delta h_{max} = \frac{1}{2} w_{2max}^2 \approx 0.5 \text{ кДж/кг}, \quad (16)$$

где v_3 - удельный объем пара на выходе в атмосферу, степень сухости $x_1 = 0.81$ (определена выше); значения сухости x_2 и x_3 в точках 2 и 3 заранее неизвестны, поэтому для оценки взяты их максимально возможные значения, равные 1.

Отсюда по диаграмме определяем в первом приближении параметры точек 2 и 3: давление $p_2 = 0.1014$ МПа, $p_3 = 0.1011$ МПа; температура $t_2 = 100^{\circ}\text{C}$, $t_3 = 99.9^{\circ}\text{C}$, энтальпия $h_2 = 2440.07$ кДж/кг, $h_3 = 2439.6$ кДж/кг, энтропия $S_2 = S_3 = 6.723$ кДж/(кг·К), удельный объем $v_2 = 1.50$ м³/кг, $v_3 = 1.501$ м³/кг, степень сухости $x_2 \approx x_3 \approx 0.90$. Подставляя эти значения в формулу (15), получаем значение скорости $w_2 \approx 16.25$ м/с.

Найдем поправку на вязкость для 2-го паропровода. Число Рейнольдса $Re_2 \approx 8.9 \cdot 10^5$ здесь так же, как и для 1-го паропровода, достаточно велико, поэтому для оценки удельной работы сил трения можно применить те же формулы (3) - (5), что и для 1-го паропровода. Принимая скорость пара на выходе в атмосферу $w_2 \approx 16.25$ м/с, определяем Δh по формуле, обратной (5):

$$\Delta h = \frac{1}{2} w_2^2 \left(1 + \lambda \frac{l_2}{d_2} \right) \approx 0.14 \text{ кДж/кг}$$

$$q = 0.06 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}, \quad \Delta S = \frac{q}{t_3 + 273} = 1.61 \cdot 10^{-4} \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$$

Отсюда определяем параметры точек 2 и 3 с поправкой на вязкость: давление $p_2 = 0.1014$ МПа, $p_3 = 0.1011$ МПа; температура $t_2 = 100^\circ\text{C}$, $t_3 = 99.9^\circ\text{C}$, энтальпия $h_2 = 2440.07$ кДж/кг, $h_3 = 2439.93$ кДж/кг, энтропия $S_2 = 6.723$ кДж/(кг·К), $S_3 = 6.723$ кДж/(кг·К), удельный объем $v_2 = 1.50$ м³/кг, $v_3 = 1.498$ м³/кг, степень сухости $x_2 \approx x_3 \approx 0.90$. Подставляя эти значения в формулу (15), получаем значение скорости с поправкой: $w_2 \approx 16.2$ м/с. Ввиду незначительности поправки, считаем полученный результат окончательным.

ГЛАВА 5. РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

1) Получена простая приближенная формула (5), позволяющая сразу, не прибегая к итерациям, определить скорость пара на выходе из паропровода с учетом вязкости пара и шероховатости внутренней поверхности паропровода. Формула применима для больших чисел Рейнольдса Re , когда можно пренебречь зависимостью безразмерного коэффициента трения λ от Re . Построены графики зависимости скорости и максимального расхода пара на входе в пусковой расширитель от диаметра паропровода и от шероховатости внутренней поверхности паропровода. С учетом необходимого запаса надежности определен минимальный внутренний диаметр паропровода ПГУ - ПР, равный $d_1 = 45$ мм.

2) Рассчитаны термодинамические параметры пара в характерных узлах пускового расширителя парогенераторной установки и в соответствующих точках HS-диаграммы. Результаты приведены в таблице 5.1.

3) Определены скорости пара на входе в пусковой расширитель: $w_1 \approx 191.2$ м/с, и на выходе в атмосферу: $w_2 \approx 16.25$ м/с.

4) Показано, что при определении скорости движения пара по паропроводу ПГУ - ПР необходимо учитывать потери энергии на вязкость пара и шероховатость поверхности, т.к. без их учета расчет дает значение скорости, завышенное более чем в 2 раза.

5) Показано, что, в отличие от паропровода ПГУ - ПР, поправка на вязкость для паропровода ПР - атмосфера пренебрежимо мала из-за большого диаметра трубы и меньшей скорости движения пара.

6) Показано, что учет влияния теплоотдачи в окружающую среду дает незначительную поправку к температуре пара: не более 1.5°C для обоих паропроводов.

Таблица 5.1.

Термодинамические параметры водяного пара в узлах ПР

Точка на HS-диаграмме	Температура t , °C	Давление p , МПа	Удельная энтальпия, h , кДж/кг	Удельная энтропия, S , кДж/(кг·К)	Удельный объем v , м ³ /кг	Степень сухости, x
0	250.4	4.0	2458.2	5.415	0.0401	0.8
1	216.88	2.184	2363.183	5.415	0.0703	0.77
1'	216.88	2.184	2440.070	5.572	0.0740	0.81
2	100	0.1014	2440.070	6.723	1.50	0.90
3	99.9	0.1011	2439.93	6.723	1.498	0.90

Также были выполнены расчеты для максимальных показателей парогенераторной установки.

Таблица 5.2.

Термодинамические параметры водяного пара в узлах ПР

Точка на HS-диаграмме	Температура t , °C	Давление p , МПа	Удельная энтальпия, h , кДж/кг	Удельная энтропия, S , кДж/(кг·К)	Удельный объем v , м ³ /кг	Степень сухости, x
0	355	17.67	2512.3	5.114	0.0077	1.0
1	308.4	9.65	2427.2	5.114	0.0149	0.77
1'	308.4	9.65	2495.3	5.231	0.0158	0.82
2	100.3	0.1024	2495.3	6.867	1.52	0.92
3	100.0	0.1014	2494.1	6.868	1.54	0.92

Полученные результаты использованы при проектировании пускового расширителя парогенераторной установки EF-48-SG-GF-2577-V на Усинском нефтяном месторождении.

Степень достоверности и апробация результатов

Достоверность научных положений подтверждена сходимостью теоретических и экспериментальных данных, подтвержденной измерениями параметров пара непосредственно на площадке ПГУ.

ГЛАВА 6. СРАВНЕНИЕ ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ С ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫМИ ДАННЫМИ

После запуска парогенераторной установки куста скважин 44ГС Усинского нефтяного месторождения было произведено сравнение полученных результатов с экспериментальными данными.

Для написания данной главы с площадки ПГУ 44ГС были запрошены следующие исходные данные:

- Последовательность и время запуска парогенераторной установки в районе куста 44ГС с данными телемеханики;
- Данные с приборов КИПиА в процессе эксплуатации ПГУ 44ГС (режимные листы);
- Давление и температура пара на выходе из ПГУ 44ГС;
- Давление и температура пара в пусковом расширителе;
- Уровень жидкости в пусковом расширителе при выводе ПГУ на рабочий режим;
- Производительность ПГУ;
- Данные с приборов КИПиА на скважинах кустовой площадки 44ГС (давление и температура пара).

В результате исследования полученных данных сделаны следующие выводы:

1. С момента пуска ПГУ (21.10.2016), в течение 2-х месяцев проведения пуско-наладочных работ, аварийный останов ПГУ произошел 1 раз, причиной тому послужило высокое давление топливного газа.
2. Производительность ПГУ (по паспорту):
 - Максимальная 24 т/ч;
 - Номинальная 20 т/ч;
 - Минимальная 8 т/ч;

3. Скопление конденсата в пусковом расширителе отсутствует т.к. сразу из пускового расширителя жидкость поступает в дренажную емкость;
4. Вывод парогенератора на рабочий режим осуществляется с помощью пускового расширителя, при этом задвижка на основном паропроводе для подачи пара в пласт закрыта. Пуск парогенератора и его растопка происходит до момента достижения производительности пара на выходе из ПГУ 7-8 т/ч. Далее запорная арматура на трубопроводе пускового дренажа Т99 закрывается, открывается задвижка на паропроводе П01 и пар поступает в пласт.

По данным обслуживающей ПГУ организации ЦПТВ, при достижении производительности свыше 8 т/ч для растопки котла через пусковой расширитель, оборудование (ПР) испытывает значительные вибрации, что может привести к «сходу с опор» трубопровода выхода пара в атмосферу Б25.

Возникновение вибраций при максимальной производительности ПГУ может происходить вследствие высокой скорости пара на входе в пусковой расширитель (190 м/с), а также из-за нарушения симметрии патрубка при монтаже.

В соответствии с ВНТП 3-85 [45] максимально допустимая скорость пара в паропроводе составляет 30 м/с. Таким образом, при работе ПГУ на максимальной производительности через пусковой расширитель, скорость пара в трубопроводе Б25 составляет 42.4 м/с, что превышает максимально допустимую.

С другой стороны, при работе ПГУ через пусковой расширитель на максимальной производительности 8 т/час, скорость пара в трубопроводе Б25 составит 16.25 м/с, что не превышает максимально допустимую.

По результатам расчетов давление в пусковом расширителе лишь незначительно будет превышать 1 атмосферу, как при производительности ПГУ 8 т/ч (0.1014 МПа), так и при максимальной производительности 24 т/ч (0.1024 МПа).

Температура пара в пусковом расширителе в первом случае будет равна 100°C , во втором – 100.3°C (см. табл. 5.1 и 5.2).

По предоставленным экспериментальным данным температура пара в пусковом расширителе варьируется в пределах $105\dots 106,5^{\circ}\text{C}$. Таким образом, погрешность произведенных расчетов составляет не более 6%, что является допустимым.

Следует отметить, что в процессе проектирования передо мной также ставилась задача, предусмотреть обвязку пускового расширителя таким образом, чтобы избежать обледенения трубопровода выхода пара в атмосферу (Б25).

По результатам испытаний пускового расширителя начальником ЦПТВ отмечено, что запроектированная длина трубопровода Б25 ($L = 9$ м) позволяет не только обеспечить процесс выброса пара за границу площадки ПГУ, а также избежать обледенения трубопровода.

Фотографии пускового расширителя с площадки парогенераторной установки куста скважин 44ГС Усинского нефтяного месторождения представлены в **приложении 4**.

Ниже представлены данные по давлению и температуре пара на выходе из ПГУ в течение производства пуско-наладочных работ.

№ п/п	Наименование объекта	Дата	P	T	Q
Октябрь			Пуск 21.10.2016 в 12 часов.		
1	ПГУ куста 44ГС	21.10.2016	70	285	7,5
2	ПГУ куста 44ГС	22.10.2016	82	296	7,8
3	ПГУ куста 44ГС	24.10.2016	71	287	7,5
4	ПГУ куста 44ГС	25.10.2016	109	316	7,6
5	ПГУ куста 44ГС	26.10.2016	156	343	10,8
6	ПГУ куста 44ГС	27.10.2016	144	337	11,0
7	ПГУ куста 44ГС	28.10.2016	155	345	10,6
8	ПГУ куста 44ГС	29.10.2016	158	346	11,0
9	ПГУ куста 44ГС	30.10.2016	162	347	11,0
10	ПГУ куста 44ГС	31.10.2016	157	344	11,0
Ноябрь					
11	ПГУ куста 44ГС	01.11.2016	155	344	11,0
12	ПГУ куста 44ГС	02.11.2016	159	345	11,0
13	ПГУ куста 44ГС	03.11.2016	162	346	11,0
14	ПГУ куста 44ГС	04.11.2016	168	350	9,9
15	ПГУ куста 44ГС	05.11.2016	125	327	9,7
16	ПГУ куста 44ГС	06.11.2016	104	313	11,1
17	ПГУ куста 44ГС	07.11.2016	154	342	9,0
18	ПГУ куста 44ГС	09.11.2016	148	340	9,0
19	ПГУ куста 44ГС	10.11.2016	155	343	10,7
20	ПГУ куста 44ГС	11.11.2016	163	347	10,0
21	ПГУ куста 44ГС	12.11.2016	165	348	9,7
22	ПГУ куста 44ГС	13.11.2016	166	349	9,5
23	ПГУ куста 44ГС	14.11.2016	165	348	10,7
24	ПГУ куста 44ГС	15.11.2016	167	349	9,5
25	ПГУ куста 44ГС	16.11.2016	167	349	9,5
26	ПГУ куста 44ГС	17.11.2016	165	348	9,5
27	ПГУ куста 44ГС	18.11.2016	140	334	10,2
28	ПГУ куста 44ГС	19.11.2016	128	329	10,0
29	ПГУ куста 44ГС	20.11.2016	141	336	9,8
30	ПГУ куста 44ГС	21.11.2016	145	338	11,2
31	ПГУ куста 44ГС	22.11.2016	158	344	11,5
32	ПГУ куста 44ГС	23.11.2016	158	344	12,0

ГЛАВА 7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОЛЩИНЫ ТЕПЛОВОЙ ИЗОЛЯЦИИ ПО ЗАДАННОЙ ТЕМПЕРАТУРЕ НА ПОВЕРХНОСТИ ИЗОЛЯЦИИ

Расчет произведен в соответствии с СП 61.13330.2012* [44]. Настоящий свод правил следует соблюдать при проектировании тепловой изоляции наружной поверхности оборудования, трубопроводов, газоходов и воздухопроводов, расположенных в зданиях, сооружениях и на открытом воздухе с температурой содержащихся в них веществ от минус 180 до 600 °С, в том числе трубопроводов тепловых сетей при всех способах прокладки.

Определение толщины изоляции по заданной температуре ее наружной поверхности t_n производится в том случае, когда изоляция нужна как средство, предохраняющее обслуживающий персонал от ожогов.

Температуру на поверхности тепловой изоляции следует принимать не более, °С [44]:

а) для изолируемых поверхностей, расположенных в рабочей или обслуживаемой зонах помещений и содержащих вещества с температурой:

выше 500 °С.....	55
от 150 до 500 °С.....	45
150 °С и ниже.....	40
вспышки паров ниже 45 °С.....	35

б) для изолируемых поверхностей, расположенных на открытом воздухе в рабочей или обслуживаемой зоне:

при металлическом покровном слое.....	55
для других видов покровного слоя.....	60.

Температура на поверхности тепловой изоляции трубопроводов, расположенных за пределами рабочей или обслуживаемой зоны, не должна превышать температурных пределов применения материалов покровного слоя, но не выше 75 °С [44].

Расчетную температуру окружающего воздуха следует принимать для поверхностей, расположенных:

на открытом воздухе - среднюю максимальную наиболее жаркого месяца;

Расчет толщины тепловой изоляции выполняется по формулам:

$$\ln B = \ln \frac{d_{\text{H}}^{\text{CT}} + 2\delta_{\text{из}}}{d_{\text{H}}^{\text{CT}}} = 2\pi \lambda_{\text{из}} R_{\text{H}}^L \frac{t_{\text{B}} - t_{\text{П}}}{t_{\text{П}} - t_{\text{H}}} \quad (17)$$

где, ориентировочное значение R_{H}^L принимается по таблице В.3 (в нашем случае значение $R_{\text{H}}^L = 0,055$, получено методом линейной интерполяции)

$$\delta_{\text{из}} = \frac{d_{\text{H}}^{\text{CT}}(B-1)}{2} \quad (18)$$

Рассмотренный метод является приближенным. Более точные результаты могут быть получены методом последовательных приближений.

Расчет выполняется по формуле:

$$\left(\frac{t_{\text{B}} - t_{\text{П}}}{t_{\text{П}} - t_{\text{H}}} \right)_i = \frac{\ln \frac{d_{\text{H}}^{\text{CT}} + 2\delta_0 i}{d_{\text{H}}^{\text{CT}}} \alpha_{\text{H}}(d_{\text{H}}^{\text{CT}} + 2\delta_0 i)}{2\lambda_{\text{из}}} \quad (19)$$

Задаваясь начальным значением толщины изоляции d_0 , м, определяемым требуемой точностью расчета, например, 0,001 м, последовательными шагами 1, 2, 3, ..., i для толщин изоляции: $d_{01} = d_01$; $d_2 = d_02$; $d_3 = d_03$, ..., $d_i = d_0i$ производится вычисление величин:

$$\left(\frac{t_{\text{B}} - t_{\text{П}}}{t_{\text{П}} - t_{\text{H}}} \right)_1 ; \left(\frac{t_{\text{B}} - t_{\text{П}}}{t_{\text{П}} - t_{\text{H}}} \right)_2 ; \left(\frac{t_{\text{B}} - t_{\text{П}}}{t_{\text{П}} - t_{\text{H}}} \right)_3 ; \dots ; \left(\frac{t_{\text{B}} - t_{\text{П}}}{t_{\text{П}} - t_{\text{H}}} \right)_i$$

по уравнению.

На каждом шаге вычислений i производится сравнение $\left(\frac{t_{\text{B}} - t_{\text{П}}}{t_{\text{П}} - t_{\text{H}}} \right)_i$ с заданным значением $\left(\frac{t_{\text{B}} - t_{\text{П}}}{t_{\text{П}} - t_{\text{H}}} \right)_p$.

При выполнении условия:

$$\left(\frac{t_B - t_{\Pi}}{t_{\Pi} - t_H}\right)_i - \left(\frac{t_B - t_{\Pi}}{t_{\Pi} - t_H}\right)_p \geq 0$$

вычисления заканчиваются, а найденная величина $d_i = d_{0i}$ является с точностью до 1 мм заданной, обеспечивающей требуемую температуру поверхности изоляции.

Расчет требуемой толщины тепловой изоляции выполнен в программе АО «Теплопроект», результаты расчета приведены ниже:

ROCKWOOL®
НЕГОРЮЧАЯ ИЗОЛЯЦИЯ

АО "ТЕПЛОПРОЕКТ"

Программа расчета
тепловой изоляции
Дата: 13.09.2016

Вид расчета. Расчет толщины изоляции по заданной температуре на поверхности изоляции

Характеристика объекта

Объект	Труба
Расположение	На открытом воздухе
Тепловая изоляция	TEX MAT
Покрытие	Металл

Данные для расчета:

Диаметр трубопровода (мм)	57,0
Температура теплоносителя (0С)	355,0
Температура окружающего воздуха (0С)	20,0
Заданная температура на поверхности (0С)	55,0

Результаты расчета:

Расчетная толщина тепловой изоляции (мм)	64,4
--	-------------

ROCKWOOL®
НЕГОРЮЧАЯ ИЗОЛЯЦИЯ

АО "ТЕПЛОПРОЕКТ"

Программа расчета
тепловой изоляции
Дата: 13.09.2016

Вид расчета. Расчет толщины изоляции по заданной температуре на поверхности изоляции

Характеристика объекта

Объект	Труба
Расположение	На открытом воздухе
Тепловая изоляция	ТЕХ МАТ
Покрытие	Металл

Данные для расчета:

Диаметр трубопровода (мм)	89,0
Температура теплоносителя (0С)	355,0
Температура окружающего воздуха (0С)	20,0
Заданная температура на поверхности (0С)	55,0

Результаты расчета:

Расчетная толщина тепловой изоляции (мм)	70,8
--	-------------

ЗАО "Минеральная Вата" - Rockwool Россия
120069 г.Москва, Новинский бульвар, д.20а
Тел.(095) 252-77-52, факс(095) 252-77-55
www.rockwool.ru

ROCKWOOL®
НЕГОРЮЧАЯ ИЗОЛЯЦИЯ

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бурже Ж., Сурио П., Комбарну М. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. - М.: Недра, 1989. - 422с.
2. Червонец С.А. Некоторые аспекты разработки тепловыми методами месторождений с высоковязкими нефтями // В сборнике статей "Оптимизация технологии разработки нефтяных месторождений" под общей ред. Бриллианта Л.С. - Тюмень: ООО "Печатный Дом "Цессия"", 2008. - С.159-174.
3. Парогенераторная установка модели EF-48-SG-GF-2577-V: Руководство по эксплуатации. - EN-FAB, Inc 3905 Jensen Drive, Houston, Texas, 77026, USA - 33с.
4. Теплотехника: Учебник для вузов под ред. В.Н.Луканина. - 2-е изд., перераб. - М.: Высш.шк., 2000. - 671с.
5. Шабаров А.Б. Гидрогазодинамика: учебное пособие. Тюмень: Изд-во Тюменского госуниверситета, 2011. - 404с.
6. Диаграмма HS для воды и водяного пара, Version 2.4.2013.1208. - www.neurothermal.ru Program by SplitLOG@2013 IAPWS-IF97 www.iaps.org.
7. Справочник по расчетам гидравлических и вентиляционных систем: под ред. А.С.Юрьева. - С-Пб, АНО НПО "Мир и семья", 2001. - 1154с.
8. Горбатиков В.А., Зубов М.В., Кислицын А.А. Математическая модель технологии дискретных закачек в системах поддержания пластового давления // Вестник ТюмГУ, 2005. - №4. - с.76-81.
9. Горбатиков В.А., Зубов М.В., Кислицын А.А. Системы ППД в новых условиях, новые требования и пути их реализации //Нефтяное хозяйство, 2006. - №1. - с.56-58.
10. Кислицын А.А. Основы теплофизики: учебное пособие. - Тюмень: ТюмГУ, 2002. - 152с.
11. Бахмат Г.В., Кислицын А.А., Шастунова У.Ю. Тепловой режим гидравлических испытаний резервуара вертикального стального объемом 20

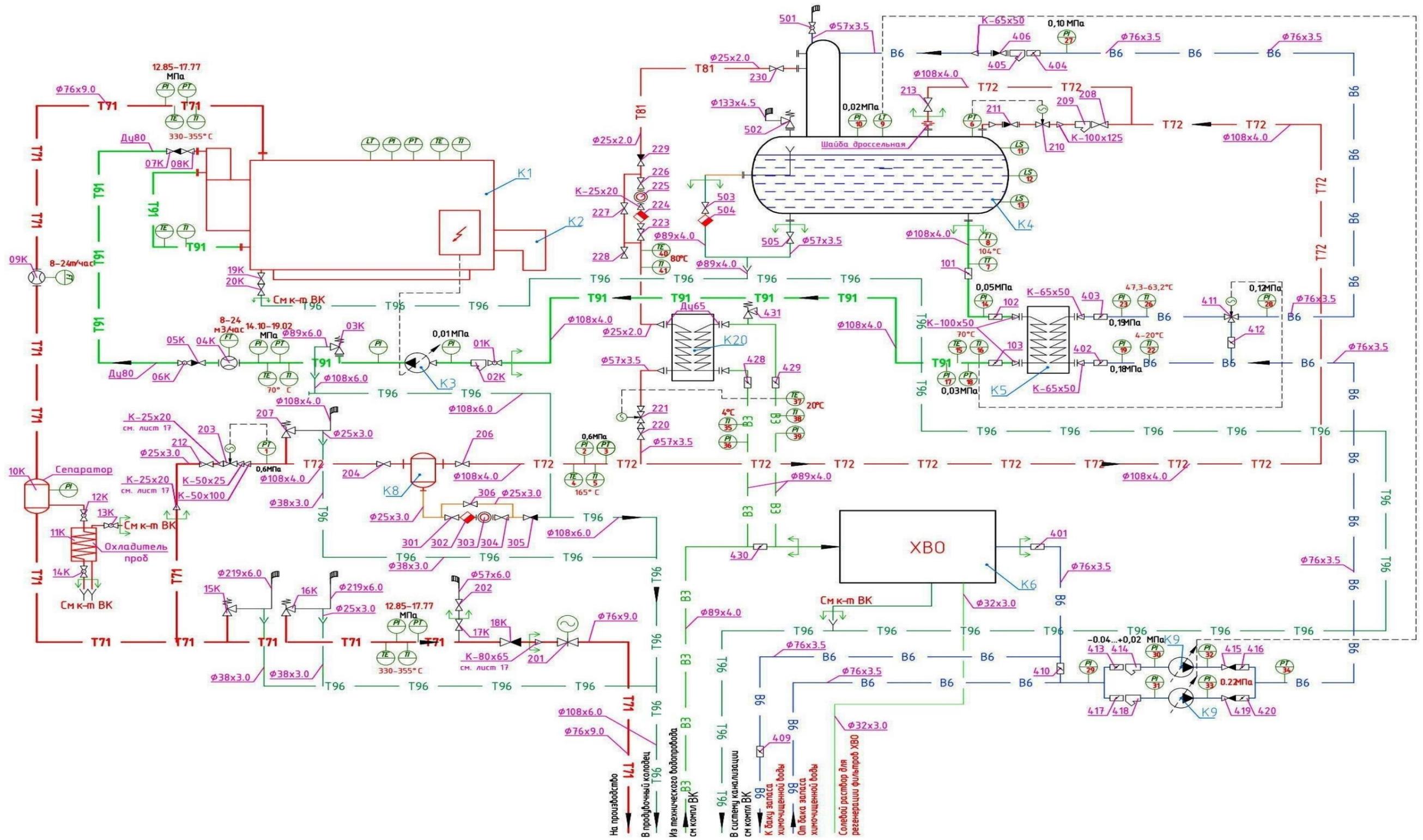
- 000 М³. // Вестник Тюменского государственного университета, 2011, № 7. - С. 64-72.
12. Бахмат Г.В., Кислицын А.А., Улыбина С.В. Расчет термодинамических параметров пускового расширителя парогенераторной установки // Вестник Тюменского государственного университета, Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2016, Т.2, №4. – с. 41-53.
 13. Кириллин В.А., Сычев В.В., Шейндлин А.Е. Техническая термодинамика. - М.: Наука, 1979. - 512с.
 14. Лариков Н.Н. Теплотехника: Учеб. для вузов. – 3-е изд., перераб. И доп. – М.: Стройиздат, 1985. – 432с.
 15. Вукалович М.П., Новиков И.И. Термодинамика: Учебное пособие для вузов. – М.: Машиностроение, 1972. – 672с.
 16. Нащокин В.В. Техническая термодинамика и теплопередача: Учебное пособие для неэнергетических специальностей вузов – М.: Высшая школа, 1975. – 496с.
 17. Рабинович О.М. Сборник задач по технической термодинамике. - 5-е изд., перераб. – М.: Машиностроение, 1973. – 344с.
 18. Красных, В.Ю. Тепломассообмен. Основные формулы, задачи и способы их решения: сборник задач / В.Ю. Красных, В.Н. Королев. Екатеринбург : УрФУ, 2012. 64 с.
 19. Тепловой расчет промышленных парогенераторов: под ред. В.И. Частухина – Киев: Вища школа, 1980. – 181 с.
 20. Бойко Е.А. Паровые котлы: Учебное пособие – Красноярск, 2015. 135с.
 21. Примеры расчетов по гидравлике под. ред. А.Д. Альтшуля – М.: Стройиздат, 1977.-256с.
 22. Сидельковский Л.Н., Юренев В.Н. Котельные установки промышленных предприятий.-3-е изд., перераб. – М.: Энергоатомиздат, 1988.-528с.
 23. Автухов В.В., Паюсте Б.Я. Задачник по процессам тепломассообмена– М.: Энергоатомиздат, 1986. –140с.
 24. Лебедев И.К. Гидродинамика паровых котлов–М: Энергоатомиздат, 1987. –

238с.

25. Козлов В.Б. Комплекс технико-технологических решений по оптимизации теплового воздействия на глубокозалегающие залежи высоковязкой нефти (на примере пермо-карбоновой залежи Усинского нефтяного месторождения): автореф. на соискание уч.ст. к.т.н.:Ухта, 2004;
26. Уонг Х. Основные формулы и данные по теплообмену для инженеров: справочник, перевод с англ. к.т.н. Яковлева В.В. и к.т.н. Колядина В.И.–М: Атомиздат, 1979. –212 с.
27. Лоренц Г.А. Лекции по термодинамике, перевод с англ. Гинцбург М. Е., под ред. проф. Астахов К.В. –2-е изд.: научно-издательский центр «Регулярная и хаотическая динамика», 2001 –172с.
28. Фукс С.Н. теплоотдача при конденсации движущегося пара в горизонтальном трубном пучке. –Теплоэнергетика, 1957, №1.
29. Краснощеков Е.А., Сукомел А.С. Задачник по теплопередаче–4-е изд.–М: Энергия,1980. –144 с.
30. Инициирование внутрпластового горения в низкопроницаемых карбонатных коллекторах [Текст] / А. С. Ушакова, авт. В. В. Зацепин // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 6. – с. 62-66
31. Рузин Л. М., Морозюк О. А. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика): учеб. пособие – Ухта : УГТУ, 2014. – 127 с.
32. Рузин Л.М. Технологические принципы разработки залежей аномально вязких нефтей и битумов: монография/ Л.М. Рузин, И.Ф.Чупров; под ред. Н.Д. Цхадая. – Ухта : УГТУ, 2007. – 244 с.
33. Дуркин С.М., Меньшикова И.Н. Прогнозирование показателей разработки залежей высоковязких нефтей малой толщины // Известия Коми научного центра УРО РАН, 2015г., №4 стр.143-147
34. Рабенко В.С., Виноградов А.Л., Киселёв А.И., кандидаты технических наук «Моделирование растопочного узла энергетических прямоточных котлов СКД для тренажеров» // Вестник Ивановского государственного энергетического университета имени В.И. Ленина, выпуск № 3, 2010 г.

35. Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»;
36. «Правилами промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением»;
37. ГОСТ 3619-89 «Котлы паровые стационарные. Типы и основные параметры»
38. ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные»;
39. ГОСТ 32388-2013 «Трубопроводы технологические»;
40. ГОСТ 23122-78* «Эмали КО-811 и КО-811К. Технические условия»;
41. ГОСТ 33259-2015 «Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на номинальное давление до PN250»;
42. РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов»;
43. СП 4.13130.2013* «Система противопожарной защиты»;
44. СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов»;
45. ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и вод нефтяных месторождений»
46. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 г. № 101)
47. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением» (утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 25 марта 2014 г. № 116)
48. Технический регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» ТР ТС 032/2013;

49. Технический регламент Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» ТР ТС 010/2011;
50. Kamath V.A., Hatzignatiou D.G. Simulation Study of Steam-Assisted Gravity Drainage Process in Ugnu Tar Sand Reservoir // SPE paper 26075 presented at the Western Regional Meeting held in Anchorage, Alaska, U.S.A., 26-28 May 1993
51. Huberto A. Mendoza, JoseJ. Finol, Butler Roger M. SAGD, Pilot Test in Venezuela // SPE paper 53687 presented at the 1999 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Caracas, Venezuela, 21-23 April 1999.
52. Butler R. Thermal Recovery of Oil and Bitumen, Inc. New-Jersey, 1991.
53. Нефтяная Инновационная Компания «Петрос» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://petros.ru/worldmarketoil/?action=show&id=267>
54. Компания EN-FAB, Inc. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.en-fabinc.com>



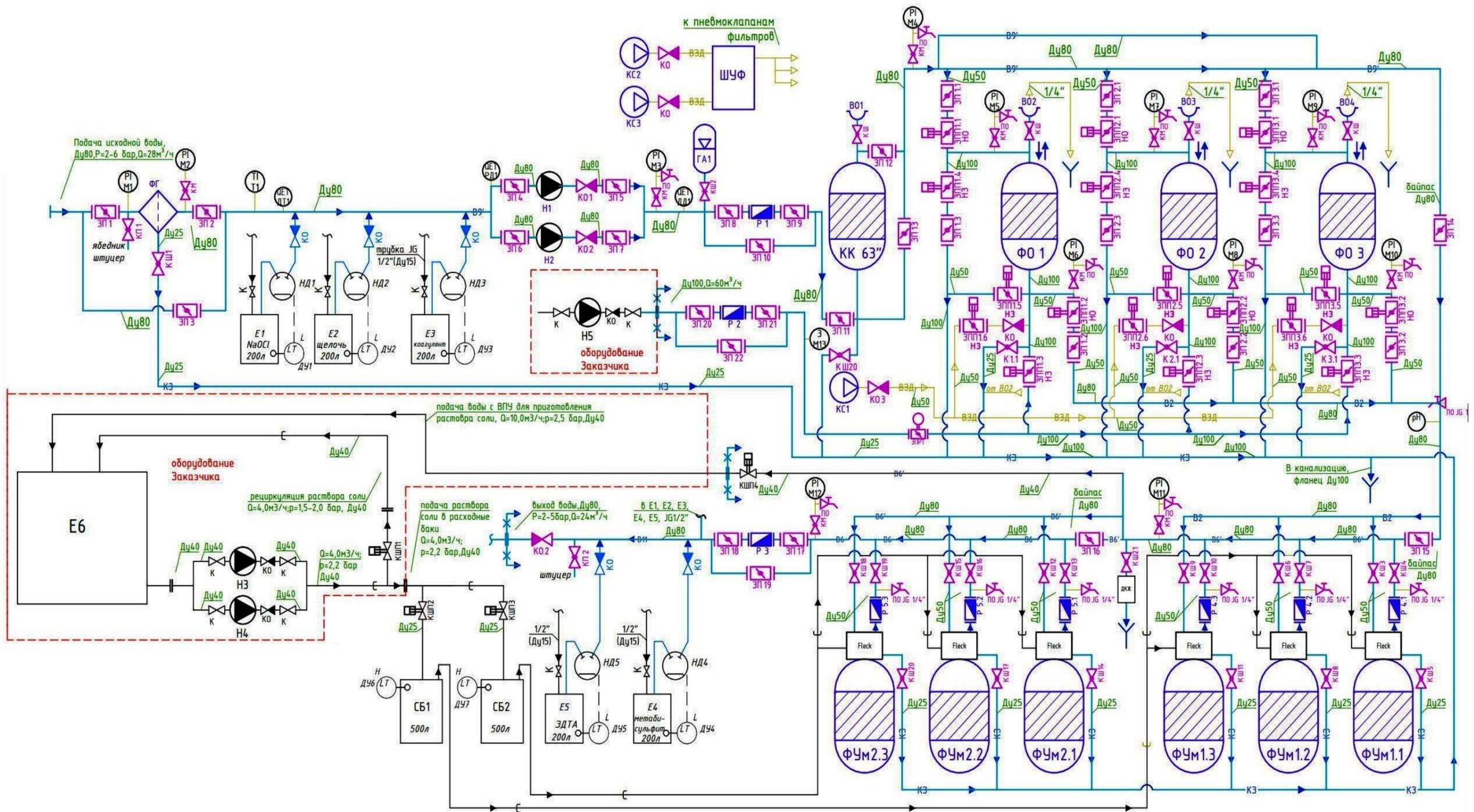


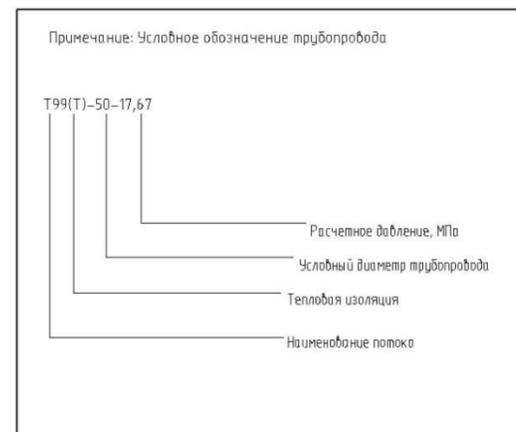
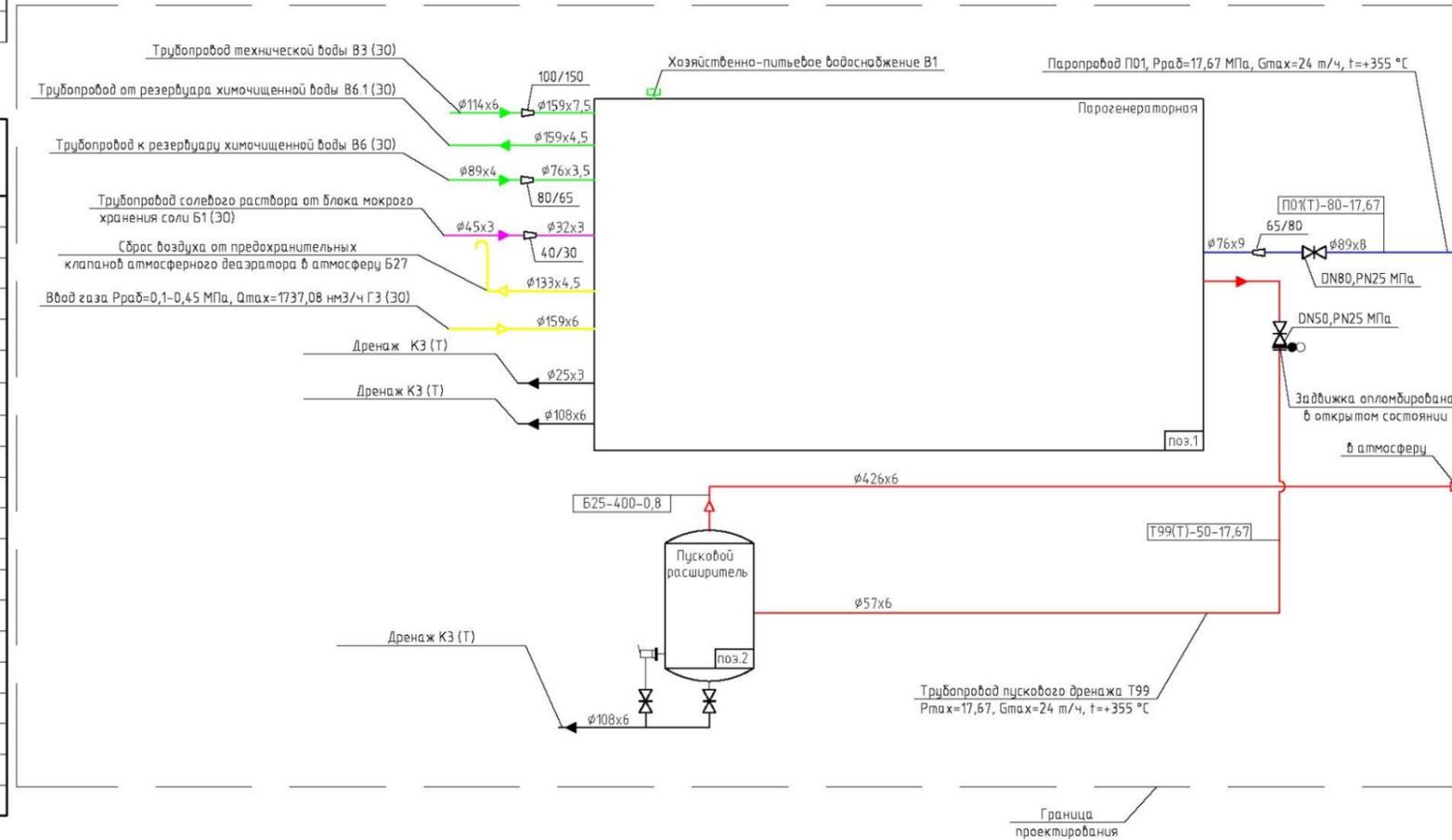
Схема технологическая площадки парогенераторной установки

Экспликация оборудования

Поз. обознач.	Наименование	Кол-во	Характеристика
1	Парогенераторная	1	бном=20 т/час, бмакс=24 т/час Рпара изб.=17,67 МПа, tпара=+355 °С
2	Пусковой расширитель	1	V=5м³, бмакс=24 т/час, Ррасч.=1,0 МПа, трасч.=+150 °С

Условные обозначения и изображения

Обозначение и изображение	Наименование
	Надземный трубопровод
	Паропровод
	Трубопровод от резервуара химочищенной воды
	Трубопровод к резервуару химочищенной воды
	Трубопровод солевого раствора от блока мокрого хранения соли
	Сброс воздуха от предохранительных клапанов атмосферного деаэратора в атмосферу
	Сброс топливного газа от предохранительных клапанов в атмосферу
	Трубопровод топливного газа
	Дренаж
	Трубопровод пускового дренажа
	Выход пара в атмосферу
	Проектируемое оборудование
	Направление потока жидкости
	Направление потока газа
	Граница проектирования
	Трубопровод в тепловой изоляции
	Задвижка клиновая
	Заглушка поворотная (обтюратор)
	Регулятор уровня в комплекте с пусковым расширителем
	Быстроразъемное соединение



ПРИЛОЖЕНИЕ 4**Фотографии с площадки ПГУ**

Пусковой расширитель парогенераторной установки в тепловой изоляции с площадками обслуживания.



Трубопровод выхода пара в атмосферу Б25 (по технологической схеме) на опорах, без теплоизоляции.

Диаметр 426 мм, длина 9 м.



Регулятор уровня и обвязка патрубков для отвода дренажа из пускового расширителя.

Сверху показана обвязка патрубка подвода пара к расширителю.



Трубопровод пускового дренажа Т99 (по схеме технологической) в тепловой изоляции.

Диаметр 57 мм, длина 9 м. Запорная арматура для отключения пускового расширителя от парогенераторной установки.