

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
"НЕФТЕЗАВОДПРОЕКТ"

«УТВЕРЖДАЮ»
Заказчик STK GROUP

Старченко П.А.
. « ____ » _____ 2013 г.

ПРОЕКТ
ЗАВОДА ПО ПЕРЕРАБОТКЕ НЕФТИ МОЩНОСТЬЮ
1 МЛН.Т.ГОД
(СНПЗ -1000)
г. Силламяэ Эстония

2013 г.

Силламяйский нефтеперерабатывающий завод СНПЗ-1000

1

Силламяйский нефтеперерабатывающий завод СНПЗ-1000

1

Содержание томов

БАЗОВЫЙ ПРОЕКТ

Том 1

РАБОЧИЙ ПРОЕКТ

Том 2 Секция 100

Электрообессоливание нефти –ЭЛОН

Том 3 Секция 200

Атмосферное фракционирование нефти -АТ

Том 4 Секция 300

Термический крекинг

Том 5 Секция 400

Гидроочистка и стабилизация дизельного и судового топлива

Том 6 Секция 500

Производство водорода

Том 7 Секция 600

Очистка углеводородных газов

Том 8 Секция 700

Производство серы

Том 9 Секция 800

Технологические печи

ВВЕДЕНИЕ

Нефтеперерабатывающая промышленность играет важнейшую роль в экономике любого государства и является крупнейшим источником налоговых и валютных поступлений государства.

Топливный бизнес в мире остается одним из самых востребованных. Увеличение в мире грузооборота водным и автомобильным транспортом влечёт за собой увеличение потребления судового топлива ежегодно на 2-4%, а дизелизация транспортных средств с более высоким КПД увеличивает спрос на дизельное топливо и потребление его достигло 59% по отношению к бензиновым двигателям. Ёмкость мирового рынка бункеровки сегодня составляет 250 млн. тонн топлива. Это вызывает существенный сдвиг в структуре спроса на дизельное и судовое топливо.

Целью данного проекта является строительство нового нефтеперерабатывающего завода глубокой переработки привозной нефти мощностью 1 млн. тонн в год, создания новых рабочих мест с безопасными условиями труда, обеспечения социальной защиты населения. Создание такого завода позволит решить проблему качества поставляемых нефтепродуктов в данном регионе и обеспечить потребности Силламаяйского района в нефтепродуктах, дорожных битумах и битумных эмульсиях. Решением данной задачи является:

- Привлечение инвестиций для строительства НПЗ и инвестирования производства;
- Ввод в эксплуатацию интегрированной технологической установки непрерывного производства и реализации продуктов нефтепереработки;
- Создание новых рабочих мест в регионе;
- Создание новых объектов инфраструктуры: тепличных хозяйств и прудов по выращиванию норвежского лосося круглогодичного цикла, строительства крытого плавательного бассейна;
- Реализация населению избытка дешёвого тепла и электроэнергии, вырабатываемого на заводе;

- Обеспечение социальной защищённости населения;
- Внедрение и использование наиболее прогрессивных и перспективных технологий, аппаратов, применяемых на крупнейших нефтеперерабатывающих предприятиях, и отвечающим мировым стандартам качества.

Целевыми продуктами переработки нефти на заводе будут являться:

1. Прямогонная стабильная нефтя, являющаяся компонентом автомобильного бензина и сырьём нефтехимии.
2. Автомобильное дизельное топливо Евро 5.
3. Дистиллятное судовое моторное топливо марок DMA, DMF, DMX с содержанием серы до 0,1%.
4. Остаточное тёмное маловязкое судовое топливо.
5. Элементная гранулированная сера с чистотой до 99,9%.

Сопутствующими продуктами являются:

1. Технологический олефинсодержащий газ, используемый, после очистки от сероводорода, на технологические печи собственного производства и на собственном энергоблоке завода.
2. Углеводородный газ для производства водорода.
3. Водород, получаемый из заводского технологического углеводородного газа, очищенного от сероводорода.
4. Электрическая и тепловая энергия для собственных нужд завода и, избыток для города Силламяэ.

Сырьё на СНПЗ будет поставляться морскими танкерами водоизмещением 50 - 100 тыс. м³. Реагенты будут поставляться железнодорожным и автомобильным транспортом.

Поставщиками и изготовителями технологического оборудования на нефтеперерабатывающий завод являются предприятия специализирующиеся на изготовлении высокотехнологического нефтехимического оборудования высокой надёжности по безопасности эксплуатации.

Для реализации настоящего проекта предполагаются выполнение следующих основных работ:

- подготовительные работы;
- земляные работы;
- бетонные и железобетонные работы;
- монтаж металлоконструкций этажерки и эстакад;
- монтаж технологического оборудования и технологических трубопроводов;
- монтаж средств автоматизации и противоаварийной защиты производственных процессов;
- огнезащита стальных несущих конструкций;
- антикоррозионные работы аппаратов и оборудования;
- монтаж средств мониторинга за состоянием окружающей среды по периметру завода.

Основанием для разработки проекта строительства Силламяйского нефтеперерабатывающего завода является Задание на проектирование, утверждённое руководством Эстонской компании ООО "STK Group OU", Декларация о намерениях строительства и подписанный протокол о намерениях выделения земельного участка под строительство в промышленной зоне порта Силламяэ.

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ТЕХНОЛОГИИ

Схема переработки нефти на Силламяйском НПЗ, имеющем топливный профиль, определяется требованием обеспечения максимальной глубины переработки при максимальном выходе дизельного топлива и судового дизельного топлива при минимальном объеме капитальных вложений и минимальных эксплуатационных затратах.

С целью достижения указанных требований применяется жесткая интегрированная схема НПЗ, сконструированная на базе основных комбинированных технологических секций: секция глубокой переработки нефти на базе технологии термического крекинга, обеспечивающая максимальную глубину переработки нефти, секции каталитического облагораживания дистиллятов - гидроочистки и стабилизации дизельного и судового топлива, обеспечивающей достижение необходимого качества нефтепродуктов, и секции сероочистки и газоразделения, обеспечивающая очистку углеводородных газов от сероводорода и выработку товарной гранулированной серы.

Принятая структура НПЗ обеспечивает наименьшие удельные капитальные вложения, высокие эксплуатационные экономические показатели и минимальные сроки возврата инвестиций.

При строительстве предусматривается выделение 2-х пусковых комплексов. Первым пусковым комплексом предусматривается ввод мощности на 1 млн. тонн в год переработки арабской нефти марки QJ-1. Прибыль от реализации продукции, производимой на 1-й очереди предприятия, планируется использовать для финансирования строительства 2-й очереди НПЗ мощностью 2 млн. тонн в год, уменьшая тем самым абсолютный размер привлекаемых инвестиций и максимально обеспечивая расчетные экономические показатели проекта.

При дальнейшем развитии с целью повышения доходности НПЗ возможно доукомплектование производства установками нефтехимического профиля: установками производства оксигенатов, нефтяных растворителей. Комбинированная технологическая установка предназначается для глубокой переработки нефти по топливно-энергетической схеме.

Интегрированная установка с набором соответствующих технологий, процессов и оборудования позволит также перерабатывать российскую экспортную нефть марки Urals. Строительство планируется осуществить на основе современных инженерных, технологических и аппаратурных решений, а эксплуатацию осуществлять с соблюдением действующих норм экологической и промышленной безопасности с максимальным применением систем автоматизированного управления производством (АСУТП).

Секция 100. Обессоливание нефти – ЭЛОН

Из сырьевых резервуаров нефть поступает на фильтры для очистки от механических примесей до 200-500 мк. Перепад давления на фильтрационной установке Ф-101/1,2 контролируется прибором поз. dPIA-101.

После фильтров нефть сырьевыми насосами Н-101/1,2 сырьевого резервуарного парка с давлением 1,6-1,8 МПа подаётся на гидроциклонный процессор ГП-101, где за счёт высоких центробежных скоростей из нефти удаляются лёгкие меркаптаны, сероводород и часть лёгких углеводородов в сепаратор С-201 через АВО-201 и Х-201. Расход нефти регулируется путем изменения оборотов насосов Н-101/1,2 от частотных преобразователей от поз. FT-101. С низа ГП-101 жидкая фаза нефти подаётся четырьмя параллельными потоками на приём теплообменников Т-101,102,103,104,105. Теплообменники Т-105 и Т-104 включены последовательно по потоку нефти.

В теплообменнике Т-101 нефть нагревается потоком дизельного топлива, идущего из теплообменника Т-403.

В теплообменнике Т-102 нефть нагревается потоком дистиллятного судового топлива, идущего из теплообменника Т-404.

В теплообменнике Т-103 нефть нагревается потоком дизельной фракции, выводимой из колонны К-202.

В теплообменнике Т-105 нефть нагревается потоком стабильного бензина, идущим из ребойлера Т-105. В теплообменнике Т-104 нефть нагревается потоком остатка термического крекинга, идущим из теплообменника Т-204.

На выходе из теплообменников четыре потока нефти объединяются в общий поток с температурой 140÷150°C. В общий трубопровод через струйный насос Сн-101 подаётся солёная вода, до 4% на нефть, выводимая со второй ступени электродегидрататора ЭДГ-102 и до 1% на нефть подогретая свежая вода или конденсат водяного пара. В этот же поток дозировочным насосом ДН-102 подаётся деэмульгатор. Деэмульгатор подаётся для снижения поверхностного натяжения на поверхности капель эмульгированной в нефти воды и ускорения их коалесценции. Расход раствора деэмульгатора устанавливается изменением хода плунжерного дозировочного насоса ДН-102/1,2 с помощью регулятора поз. FT-104. Сюда же вводится раствор щелочи, чтобы довести рН дренажной воды до нейтрального значения. Подача раствора щелочи необходима для подавления сероводородной коррозии и нейтрализации неорганических кислот, попадающих в нефть при обработке скважин кислотными растворами. Водный раствор щелочи подаётся дозировочным насосом ДН-101. Расход водного раствора щелочи устанавливается изменением хода плунжерного

дозировочного насоса ДН-101 с помощью регулятора поз. QIC-101, поддерживая $pH=7,0\div 7,5$ в потоке соленой воды.

Нефть, смешанная с реагентами через смеситель См-101 поступает в электродегидратор первой ступени ЭДГ-101. В электродегидраторе происходит разделение эмульсии. Под действием переменного электрического поля интенсифицируется столкновение и слияние мелких капель. Соленая вода и механические примеси из электродегидратора ЭДГ-101 через сбросной клапан, регулируемый от датчика уровня раздела фаз ЭДГ-101, отводится в аварийно-дренажную ёмкость ДЕ-101.

Далее нефть с верха ЭДГ-101 через смеситель СМ-102 направляется в электродегидратор второй ступени ЭДГ-102. В трубопровод перед смесителем подаётся свежая вода или конденсат водяного пара от дозировочных насосов ДН-103. Сюда же возможна подача дополнительного количества деэмульгатора от дозировочных насосов ДН-102.

Смешанная водой нефть поступает во электродегидратор второй ступени ЭДГ-102, где происходит окончательное отделение солей и воды в поле высокого напряжения. Часть солёной воды из ЭДГ-102 подаётся на приём первого электродегидратора, а балансовое количество солёной воды через регулируемый клапан от межфазного регулятора ЭДГ-102, выводится в ёмкость ДЕ-101. Уровень воды в электродегидраторах поддерживается автоматически межфазными регуляторами раздела фаз «нефть-вода» поз. LICA-104 и LICA-105.

На случай применения водорастворимых деэмульгаторов предусматривается возможность подачи раствора деэмульгатора в поток промывной солёной воды из ЭДГ-102, идущей на приём нефти в ЭДГ-101.

Расход циркулирующей промывной солёной воды в смеситель См-101 из ЭДГ-102 регулируется клапаном, установленным на циркуляционной линии с помощью регулятора поз. FT-105. Расход конденсата водяного пара на приёме ЭДГ-102 регулируется клапаном с помощью регулятора поз. FT-106.

Давление в электродегидраторах устанавливается с помощью регулятора поз. PIC-103 "до себя".

Уровень в ёмкости водяного конденсата Е-102 поддерживается путем подачи деминерализованной воды или водяного конденсата с энергоблока завода.

Раствор деэмульгатора подаётся дозировочным насосом ДН-102. Ёмкость Е-101 по мере расходования периодически пополняют раствором деэмульгатора из реагентного хозяйства.

Раствор щелочи подаётся дозировочным насосом ДН-101 из емкости Е-101. Емкость Е-101 по мере расходования пополняют 10% раствором щелочи из реакгентного хозяйства.

Расход пресной воды и конденсата устанавливают по заданию регулятором поз. FT-107. Расход пресной воды устанавливают изменением оборотов насоса Н-169/1,2 с помощью регулятора поз. FT-108.

Температура нефти, направляемой в электродегидраторы, регулируется за счет изменения температуры остатка термического крекинга с помощью клапана, установленного на байпасном потоке теплообменника Т-204. В период пуска подогрев нефти осуществляется за счет нагрева насыщенным паром 4,0 МПа, подаваемым с заводского энергоблока.

В случае снижения уровня нефти в электродегидраторах и образования "газовой подушки" срабатывает блокировка, отключающая подачу напряжения на электроды дегидратора.

Электродегидраторы снабжены высоковольтными источниками питания (ВИП) с трансформаторами, оборудованными всеми необходимыми средствами для контроля температуры, уровня и давления масла в трансформаторе, а также для подогрева последнего во время остановок для сохранения его диэлектрических свойств в холодных климатических условиях. Трансформаторы загерметизированы и заполнены маслом, с естественным охлаждением. Взрывозащищенные высоковольтные источники питания мощностью до 250 кВА обеспечивают возможность выбора значений выходного напряжения в широком диапазоне (12; 16,5; 20; 23; 25 кВ АС) и обладают 100%-ной реактивностью. Комплектация и техническая характеристика ВИП указана в нижеприведённой таблице.

Выход напряжения, кВ	25
Мощность, кВА	От 25 до 250
Предохранительный клапан	1
Датчик температуры для масла	1
Реле высокой температуры для отключения питания при высокой температуре	1
Реле низкого уровня масла трансформатора для отключения питания при низком уровне	1
Дренажный клапан	1
Подъёмные скобы	2
Фланец выхода высокого напряжения	2
Заглушки	1
Проушина для заземления	1
Индикатор уровня масла	1
Переключатель напряжения	12/16,5/20/23/25 кВ
Сертификация	Сертификат соответствия ГОСТ Р № РОСС US.МЛ14.В00156
Степень защиты	2ExoEПТ4Х
Рабочая температура, °С	от -45 до +50 (допускается до -57)

Для подачи высокого напряжения в электродегидратор на потенциальную электродную решетку применяется фторопластовый проходной изолятор. Локальный пульт управления источником питания (ЛПУ) предназначен для управления высоковольтным источником питания электродегидратора по месту через локальную панель управления. ЛПУ устанавливается в непосредственной близости от трансформатора и имеет взрывозащищенное исполнение категории Exd. Локальная панель управления (ЛПУ) с источником питания NWL имеет взрывозащищенное исполнение (Exd) и предусматривает следующий функционал:

- индикацию тока нагрузки трансформатора (показывающий амперметр);
- индикацию напряжения на измерительной обмотке трансформатора (показывающий вольтметр);
- индикацию недопустимого уровня масла в трансформаторе (дискретный сигнал, лампа);
- индикацию недопустимой температуры в трансформаторе (дискретный сигнал, лампа);
- пуск, останов трансформатора кнопками без фиксации "Пуск"/"Стоп";
- аварийное отключение питания трансформатора кнопкой с фиксацией "Аварийный стоп";
- преобразование тока нагрузки трансформатора в унифицированный токовый сигнал 4-20 мА для передачи во внешние системы;
- преобразование напряжения на измерительной обмотке трансформатора в унифицированный токовый сигнал 4-20 мА для передачи во внешние системы;
- оборудована противоконденсатным подогревателем, включаемым/отключаемым кнопкой с фиксацией.

Локальная система автоматизации (ЛСА) обеспечивает оперативный контроль, управление и технологическую защиту электродегидратора, с функционалом обмена данными с внешними системами по стандартизованному протоколу, визуализации, исторического трендинга и записи событий.

Электродегидратор оснащён следующими приборами автоматизации: манометр, термометр, датчик давления, преобразователь температуры, уровнемеры раздела фаз, сигнализаторы наличия газовой шапки. Перечень контролируемых параметров:

- наличие газовой шапки в ЭДГ;
- давление, температура, межфазный уровень в ЭДГ;
- открытие калитки ограждения трансформатора;

- нажатие кнопок на локальной панели управления трансформатором;
- ток, напряжение, уровень масла и температура в трансформаторе;
- наличие оперативного напряжения;
- состояние трансформатора (включен/отключен).

Перечень управляющих воздействий:

- аналоговый управляющий сигнал на регулирующий клапан слива дренажной воды (регулирование по межфазному уровню в ЭДГ);
- дискретные сигналы на включение световой и звуковой сигнализации;
- дискретные сигналы на включение/отключение трансформатора ЭДГ.

Параметры технологических потоков на входе в секцию 100

ПОТОК	Фаз. сост.	Давление, МПа		Температура, °С	
		Раб.	Расч.	Раб.	Расч.
Нефть сырьевая	жидк.	1,4	1,6	20	30
Вода опресненная (Водяной конденсат)	жидк.	0,4	0,8	20	95
Реагенты и присадки	жидк.	0,4	0,6	20	40

Параметры выходящих из секции 100 технологических потоков

ПОТОК	Фаз. сост.	Давление, МПа		Температура, °С	
		Раб.	Расч.	Раб.	Расч.
Нефть подготовленная	жидк.	1,4	-	140	160
Фракция легких углеводородов	жидк.		-		-
Отдув гидроциклона	жидк.	1,4	-	140	160
Вода соленая нефтезагрязненная	жидк.	1,4	-	140	-

Секция 200. Фракционирование нефти - АТ

Обессоленная нефть из секции 100 (ЭЛОН) делится на четыре потока и поступает в теплообменники секции 200, где она нагревается горячими потоками продуктов секций 200 и 300 и частично испаряется. В теплообменниках Т-201 и Т-202 нефть нагревается потоками газойлевой фракции от насоса Н-302. В теплообменнике Т-203 нефть нагревается потоком газойлевой фракции перепускаемой с глухой тарелки колонны К-302. В теплообменнике Т-204 нефть нагревается потоком остатка термического крекинга от насоса Н-301. После теплообменников Т-201,202,203,204 потоки объединяются и обессоленная нефть с температурой около 280°С поступает в колонну отбензинивания К-201.

Колонна К-201 предназначена для удаления основной доли бензиновых фракций и воды из обессоленной нефти. Это существенно разгружает основную фракционирующую колонну К-202 и нагревательную печь П-201. Колонна К-201 имеет только концентрационную секцию с 18-ю клапанными тарелками. Фракционирование осуществляется за счет тепла нагретого потока обессоленной нефти, поэтому требуется достаточная температура нагрева. Для проектного сырья (арабская нефть QJ-1) необходима температура 280°С. Давление в колонне определяется давлением в системе углеводородного газа. В сепараторе С-201 оно составляет 0,72 МПа.

Пары бензиновой фракции с верха колонны К-201 поступают в конденсатор воздушного охлаждения АВО-201. Сконденсированные продукты собираются в сепараторе С-201. Несконденсированный углеводородный газ отводится в систему углеводородного газа в сепаратор С-601 для дальнейшей очистки от сероводорода и направления его в секцию 500 на производство водорода. При небольшом содержании в нефти газ может полностью оставаться растворенным в бензиновой фракции и не выделяться.

Вода с низа сепаратора через клапан-регулятор уровня раздела фаз "бензин-вода" сбрасывается в емкость ДЕ-101.

Часть бензиновой фракции из сепаратора С-201 насосом Н-203 через клапан-регулятор температуры верха колонны К-201 подаётся на верхнюю тарелку колонны К-201 в качестве орошения. Расход орошения регистрируется расходомером. Другая часть бензиновой фракции этим же насосом откачивается для стабилизации в колонне К-203.

Для подавления коррозии верхних тарелок колонны К-201 и защиты шлемового трубопровода и конденсаторов воздушного охлаждения АВО-201 в шлемовую трубу подается 5-7%-ый водный раствор аммиака с реagentного хозяйства завода. Наибольший эффект в борьбе с коррозией дает применение специальных ингибиторов (замедлителей) коррозии,

которые представляют собой органические вещества образующие защитную пленку на поверхности металла. Ингибиторы коррозии ИКБ-1 и ИКБ-2. ИКБ-1 представляют собой смесь азотистых и сернистых соединений. Они применяются в виде раствора в смеси бензина и ароматических углеводородов. Количество подаваемого ингибитора составляет около 0,005% на поток бензина, проходящего через воздушный конденсатор-холодильник. Вместе с ИКБ-1 подается аммиак. Скорость коррозии черных металлов при совместном применении ИКБ-1 и аммиака уменьшается на 85-90%. Недостатком ИКБ-1 является то, что при его использовании увеличивается содержание смол и азота в прямогонном бензине.

Более эффективен ингибитор ИКБ-2, представляющий собой твердую пасту, которую растворяют в воде или масле. Полученный 3-5% раствор подается в шлемовую линию атмосферной колонны в количестве около 0,001% на бензин.

С низа колонны К-201 отбензиненная нефть насосом Н-201 через печь П-201 подается в зону питания атмосферной колонны К-202. Все нагревательные печи вертикальные со спиральными трубными змеевиками и комбинированными горелками для сжигания газожидкостного топлива. Система газообразного и жидкого топлива для печей имеет стандартную, общепринятую конструкцию. В печи поток нагревается до температуры 370°C. Такая температура нагрева оптимальна для достаточно полного отбора прямогонных светлых дистиллятов при приемлемом уровне термического разложения. В колонне имеется 35 клапанных тарелок. Зона питания находится между 30 и 31 тарелками. Нумерация тарелок начинается с верха.

В кубовую часть колонны подается горячая газообразная смесь углеводородного газа и паров бензино-газойлевой фракции из гидроциклона С-301, для создания парового потока в нижней части аппарата и более полного испарения дистиллятов. Эта смесь является продуктом термического крекинга и содержит олефины. Соответственно и все выходящие из колонны К-202 потоки также содержат заметное количество олефинов. В пусковой период вместо горячих паров может подаваться водяной пар в количестве по массе до 1,5% от загрузки колонны.

Пары с верха колонны выводятся в конденсатор-холодильник АВО-202, где конденсируется бензиновая фракция. Фракция состоит из бензиновых компонентов, оставшихся в нефти после отбензинивания в колонне К-201 и из бензиновых компонентов термического крекинга поступающих из секции 300 с горячими парами, подаваемыми в низ колонны. Далее смесь поступает в сепаратор С-202. Сепаратор С-202 служит одновременно емкостью орошения колонны К-202 и сборником газов низкого давления из других технологических секций. Газ из сепаратора С-202 сжимается компрессором ГК-601 и направляется в сепаратор С-603 для дальнейшей очистки в секции 600 от сероводорода и

далее направляется в секцию 500 на производство водорода. Бензиновая фракция из сепаратора С-202 подается на орошение колонны К-202 насосом Н-204 на первую тарелку через клапан-регулятор температуры верха. Балансовое количество бензиновой фракции насосом Н-205 откачивается в сепаратор С-603, где собираются жидкие продукты, направляемые на гидроочистку судового топлива.

Дизельная фракция отбирается с 15 тарелки и насосом Н-206 направляется в секцию 400 на гидроочистку дизельного топлива. Для поддержания необходимого режима работы колонны К-202 и регулирования конца кипения дизельной фракции используется промежуточное циркуляционное орошение. Жидкость с 20 тарелки забирается насосом Н-207 и прокачивается последовательно через ребойлер Т-205 низа колонны К-203 и теплообменник Т-203 на потоке обессоленной нефти. Охлажденный поток возвращается на 16 тарелку.

Температура орошения на выходе из колонны К-202 регистрируется прибором. Температура на 15 тарелке К-202 поддерживается клапаном-регулятором, расположенным на трубопроводе орошения после насоса Н-207. Расход циркуляционного орошения и температура циркуляционного орошения на входе в К-202 регистрируются.

Мазут с низа атмосферной колонны К-202 насосом Н-202 через клапан-регулятор уровня в колонне К-202 подается для нагрева в змеевик реакционной печи П-301 секции 300.

В секции 200 имеется колонна К-203, предназначенная для стабилизации бензиновых фракций и выделения углеводородного газа. При стабилизации обеспечивается необходимое давление насыщенных паров бензина и удаление сероводорода до уровня, обеспечивающего отсутствие коррозии на медной пластинке при анализе качества. Для выполнения этого условия в колонне поддерживается режим с повышенной кратностью орошения. Давление в колонне 0,82 МПа принято исходя из условий конденсации газовых компонентов. Колонна работает в режиме полного орошения с выводом газа. Паровой поток в нижней секции колонны создается в ребойлере Т-205 за счёт нагрева потоком циркуляционного орошения, выводимого из средней части колонны К-202 и направляемого далее в теплообменник Т-206.

В колонну К-203 поступают:

- прямогонная бензиновая фракция из сепаратора С-201 от насоса Н-203;
- бензиновая фракция гидроочистки дизельного топлива и бензиновая фракция гидроочистки судового топлива из абсорбера А-603.

Эти потоки объединяются перед теплообменником Т-206, где осуществляется их подогрев за счет потока циркуляционного орошения колонны К-202, выводимого из ребойлера Т-205 и направляемого далее в колонну К-202.

Углеводородный газ с верха колонны охлаждается и частично конденсируется в аппарате воздушного охлаждения АВО-203. В конденсаторе возможна конденсация воды. Чтобы предотвратить интенсивную коррозию аппаратуры бензиновую фракцию перед подачей в колонну очищают аминовым раствором в колонне А-603, а в шлемовую трубу дозируют ингибитор коррозии и аммиачную воду для поддержания нейтральной или слабощелочной среды. Смесь поступает в сепаратор С-203. Газ из сепаратора отводится в систему углеводородного газа в сепаратор С-601, а жидкость насосом Н-208 возвращается в колонну на верхнюю тарелку в качестве орошения.

Параметры технологического режима

№	Показатели	Значения
1.	Температура сырьевой нефти на входе в колонну К-201	280°С
2.	Давление в сепараторе С-201	0,92 МПа
3.	Расход орошения К-201	12 м ³ /час
4.	Температура отбензиненной нефти на выходе из П-201	370°С
5.	Давление в сепараторе С-202	0,13 МПа
6.	Температура в кубе колонны К-202	375°С
7.	Расход острого орошения К-202	75 м ³ /час
8.	Расход промежуточного циркуляционного орошения К-202	65 м ³ /час
9.	Давление в сепараторе С-203	0,92 МПа
10.	Расход острого орошения К-203	20 м ³ /час

Секция 300. Термический крекинг - ТК

В состав секции термического крекинга входят:

- трубчатая реакционная печь П-301;
- три выносных реакционных камеры Р-301,302,303;
- сепаратор-разделитель (гидроциклон) ГЦ-301;
- атмосферная колонна К-302;
- вакуумная колонна К-301;
- трубчатая печь нагрева рециркулята П-302;
- насосы и трубопроводы.

Мазут из куба колонны К-202 секции 200 нагнетается насосом Н-202, в реакционную печь П-301 и нагревается до 445°C. В процессе нагрева начинает происходить термолит мазута. Температура нагрева регулируется клапаном-регулятором, расположенным на трубопроводе подачи топливного газа к горелкам печи.

Из печи реакционная смесь поступает в первую реакционную камеру Р-301, где термолит, преимущественно крекинг, продолжается. Технологические параметры процесса выбраны из условий интенсивного протекания термического крекинга при контролируемом коксо- и газообразовании. Ввод в камеру осуществляется двумя диаметрально расположенными тангенциальными вводами по окружности реактора, что обеспечивает циркуляцию реакционной массы в аппарате. В ходе превращений существенно меняются свойства и химический состав мазута. Из мазута образуется термолит, который можно разделить фракционированием на углеводородный газ, бензиновую фракцию, газойлевую фракцию и остаток. Из Р-301 термолит выводится через верх реакционной камеры и направляется во второй реактор Р-302, а из него в третий реактор Р-303. В нижнюю часть каждого реактора осуществляется ввод горячего рециклового потока через специальное устройство, обеспечивающее вращательное движение входящего потока. В качестве рецикла используется поток газойлевой фракции, откачиваемый из колонны К-301 насосом Н-302. Из реактора Р-303 термолит направляется в гидроциклонный сепаратор ГЦ-301, после которого редуцируется через клапан-регулятор давления. Клапан поддерживает необходимое давление в реакционных камерах.

Гидроциклонный сепаратор предназначен для разделения термолита на газовую и жидкую фазы. Газовая фаза состоит преимущественно из углеводородного газа, бензиновой фракции и некоторого количества газойлевой фракции. Не исключено присутствие в ней унесенной в капельном виде жидкости. В жидкой фазе остается непревращенное сырьё и оставшаяся часть газойлевой фракции. Паровая фаза из гидроциклона ГЦ-301 через верхний вывод направляется на фракционирование в колонну К-302. Часть паров направляется в низ атмосферной колонны К-202 для отпарки дистиллятных фракций из нефти. Жидкая часть термолита из нижней части гидроциклона направляется в нижнюю часть вакуумной колонны К-301 через клапан-регулятор уровня жидкости. Газойлевая фракция выделяется из термолита в системе из двух колонн. В вакуумной колонне К-301 отгоняются наименее летучие компоненты, а в колонне К-302, работающей под давлением, более летучие компоненты.

Жидкий термолит из гидроциклона ГЦ-301 подается в низ нижней части колонны К-301 и в вакууме частично испаряется. Колонна К-301 разделена на две части глухой тарелкой. В нижней части пары газойлевой фракции промываются потоком рециркулирующей

газойлевой фракции. В качестве контактных устройств, для снижения перепада давления используется регулярная насадка.

Пары газойлевой фракции поднимаются вверх и промываются встречным потоком орошения. Это исключает возможность капельного уноса остаточных продуктов в верхнюю часть колонны и затемнения вакуумного дистиллята. Для орошения подается поток горячей газойлевой фракции, поступающий через клапан-регулятор уровня с низа колонны К-302. В вакууме этот поток частично испаряется. Жидкая часть орошает насадку и промывает газовый поток, поступающий с низа, а паровая фаза уходит в верхнюю часть колонны через каплеотбойник и глухую тарелку, расположенные выше ввода потока.

Неиспарившаяся жидкость и жидкость, стекающая с насадки, образуют остаток термического крекинга, который выводится в резервуарный парк насосом Н-301 через теплообменники Т-204 и Т-104 для приготовления остаточного судового топлива. Вязкость остаточного судового топлива регулируется изменением расхода дистиллятного судового топлива, подаваемого на смешение со смесью крекинг-остатка с помощью регулятора поз. QIRCA-103.

Верхняя часть колонны К-301 работает как конденсатор смешения. Насадка орошается потоком охлажденной в теплообменнике Т-202 и аппарате воздушного охлаждения АВО-301 рециркулирующей газойлевой фракцией. При контакте холодного орошения и паров происходит конденсация газойлевой фракции. Газойлевая фракция отбирается с глухой тарелки насосом Н-302 и делится на пять потоков:

- рециркулирующий поток для промывки паров газойлевой фракции в колоннах К-301 и К-302; поток подается на орошение нижней части К-302 непосредственно с выкида Н-302;
- рециркулирующий поток для конденсации паров газойлевой фракции в колонне К-301; поток прокачивается через теплообменник Т-201, доохлаждается в аппарате воздушного охлаждения АВО-301 и поступает в верхнюю зону колонны для создания холодного орошения;
- рециркулирующий поток для подачи в реакторы Р-301,302,303 через печь П-302, где нагревается в зависимости от выбранного режима до температуры вплоть до 530°С, а затем распределяется по реакторам;
- рециркулирующий поток, подаваемый в качестве турбулизатора в радиантный змеевик печи П-301 непосредственно с выкида Н-302 при пониженной загрузке сырья;

- поток, направляемый в верхнюю часть К-302 для конденсации паров газойлевой фракции; поток прокачивается через теплообменник Т-202, доохлаждается в аппарате воздушного охлаждения АВО-302 и поступает в верхнюю зону колонны для создания холодного орошения.

Несконденсированный газ и пары бензино-газойлевой фракции из колонны К-301 отводятся через верх в жидкостно-эжекторную систему создания вакуума струйным насосом СН-301 и далее в отстойник-сепаратор С-303. Из сепаратора углеводородный газ отводится в сепаратор С-202. Менее летучие компоненты растворяются в рабочей жидкости, поэтому небольшая ее часть постоянно заменяется. В качестве рабочей жидкости используется дизельная фракция. Жидкая часть из сепаратора С-303, охлаждается в холодильнике Х-301 и насосом Н-304 циркулирует через струйный насос СН-301, создавая вакуум в колонне К-301.

Колонна К-302 предназначена для конденсации более легких компонентов газойлевой фракции. Также как и К-301, колонна К-302 разделена на две части глухой тарелкой. Углеводородный газ и пары бензино-газойлевой фракции из гидроциклона ГЦ-301 поступают под нижнюю тарелку в нижней части колонны. Поднимаясь вверх и проходя через тарелки, они промываются потоком горячей газойлевой фракции. Это предотвращает попадание в дистиллят остаточных продуктов в случае их уноса в капельном виде. Газойлевая фракция, подаваемая в качестве орошения на верхнюю тарелку нижней секции, еще раз используется для промывки газов в вакуумной колонне К-301. С низа колонны К-302 газойлевая фракция и продукты уноса через клапан-регулятор уровня низа колонны за счет перепада давления перепускаются в вакуумную колонну К-301.

Через глухую тарелку пары свободно проходят в верхнюю часть колонны К-302. Эта часть колонны работает как конденсатор смешения. В качестве орошения используется охлажденный в теплообменнике Т-201 и аппарате воздушного охлаждения АВО-302 поток газойлевой фракции из колонны К-301. Сконденсированная газойлевая фракция выводится с глухой тарелки, охлаждается в теплообменнике Т-203 потоком обессоленной нефти и насосом Н-305 направляется на гидроочистку судового дистиллятного топлива. Несконденсированные газы и пары бензина отводятся в холодильник Х-601 для дальнейшего охлаждения и конденсации.

Параметры технологического режима

Стадии и узлы процесса	Химико-технологические максимально допустимые параметры и условия процесса
Стадия термодеструкции и термического воздействия в трубчатой печи П-301	Давление на входе в печь П-301 до 2,8 МПа. Давление на выходе из печи П-301 до 1,8 МПа. Температура на входе в печь П-301 370-380°C. Температура на выходе из печи П-301 450-460°C.
Стадия термодеструкции В реакционной камере Р-301 (I ступень)	Давление в Р-301 – 1,8-1,3 МПа. Температура в Р-301 – 450-460°C.
Стадия термолиза в реакционной камере Р-302 (II ступень)	Давление на входе в Р-302 не выше 1,4 МПа Давление на выходе из Р-302 не выше 0,9 МПа Температура в Р-302 450-460°C.
Стадия термолиза в реакционной камере Р-303 (III - ступень)	Давление на входе в Р-303 – 1,3 МПа Давление на выходе Р-303 – 0,6-0,7 МПа Температура в Р-303 450-460°C
Гидроциклон ГЦ-301	Температура 440-450°C Давление 0,6-0,7 МПа
Вакуумная колонна К-301	Температура верха 170-180°C Температура низа 405-415 °C Давление 0,05-0,06 МПа
Атмосферная колонна К-302	Температура верха 70-80°C Температура низа 430-440°C Давление 0,6-0,7 МПа
Печь нагрева рецикла П-302	Температура на входе 430-440°C Температура на выходе 520-530°C Давление на входе 2,5-2,6 МПа Давление на выходе 1,7- 1,9 МПа

Секция 400. Гидроочистка и стабилизация фракций дизельного и судового дистиллятного топлива - ГО

Секция предназначена для получения дизельного топлива и судового дистиллятного топлива путем деструктивной гидрогенизации сернистых соединений на алюмоникельмолибденовых, алюмокобальтмолибденовых катализаторах в среде циркулирующего водородсодержащего газа и последующего фракционирования гидрогенизата.

Секция ГО состоит из двух отделений, что позволяет независимо получать два продукта – автомобильное дизельное топливо и судовое дистиллятное топливо.

Узел очистки и компримирования циркулирующего водородсодержащего газа является общим для обоих потоков.

Отделение гидроочистки дизельного топлива.

Дизельная фракция из бокового кармана колонны К-202 охлажденный в теплообменнике Т-103 до температуры 150°С насосом Н-206 направляется в печь П-401 через теплообменник Т-401. В поток дизельной фракции подаётся циркулирующий водородсодержащий газ (ВСГ), нагнетаемый компрессором ГК-401. Расход сырья в тройник смешения с водородсодержащим газом регулируется прибором (поз.FIRCSEA-204). При понижении уровня в кармане отбора дизельной фракции колонны К-202 менее 90 % шкалы прибора на щит оператора подается звуковой и световой сигнал (поз. LIRA-203). При снижении давления на выкиде насоса Н-206 ниже 4,8 МПа или повышении более 6,0 МПа на щит оператора подается звуковой и световой сигнал от прибора поз. PIRA. При снижении расхода дизельной фракции менее 40 т/час (поз.FIRCSEA-204) подается предупредительный сигнал. При снижении расхода сырья на смешение менее 30 т/час включается звуковой и световой сигнал и через 10-15 секунд закрывается пневмозадвижка на выкиде насоса. При понижении расхода ВСГ ниже 17000 нм³/час срабатывает звуковая и световая сигнализация, а при 11000 нм³/час и ниже срабатывает блокировка и закрывается отсекающий на линии топливного газа к основным горелкам в печи П-401.

Давление дизельной фракции перед подачей смеси в змеевик печи поддерживается до 7,0 МПа. Для предотвращения прорыва ВСГ обратным ходом в сырьевой тракт на линии ВСГ устанавливается запорно-регулирующий клапан исполнения «НЗ», который срабатывает (закрывается) при понижении расхода сырья ниже критической величины в тройник смешения.

При понижении расхода сырья ниже критической величины срабатывает звуковая и световая сигнализация.

Далее газожидкостная смесь подаётся в трубное пространство теплообменника Т-401. В теплообменнике Т-401 смесь нагревается за счет тепла потока, выходящего из реактора Р-402. Температура ГПС на выходе из Т-401 регистрируется прибором ТИР-406.

Температура и давление сырьевой смеси регистрируется приборами ТИР-401 и РИР-401 установленные на трубопроводах сырья на выходе из теплообменника Т-401.

После теплообменника Т-401 газосырьевая смесь поступает в печь П-401 и проходит через змеевики в конвекционной и радиантной камерах, где нагревается за счет тепла сжигаемого топлива.

Температура потока на входе в печь П-401 регистрируется прибором ТИР-407, а также контролируется давление потока. В связи с этим установлены клапаны, и при превышении максимального или минимального предела сначала срабатывает сигнализация, затем срабатывает защита. Всё это осуществляется с помощью прибора РИРСАНЛ-401.

При повышении температуры на выходе из печи П-401 выше 420°C срабатывает звуковая и световая сигнализация. Для контроля и регулирования процесса горения в печи П-401 устанавливаются две термопары для замера температуры перевала. Показания регистрируются приборами ТИРСАН 401. Газосырьевая смесь после печи П-401 последовательно проходит реакторы Р-401 и Р-402. В реакторах на катализаторе в присутствии водородсодержащего газа происходит обессеривание дизельного топлива. При контакте сырья с катализатором происходит гидрирование серо-, азото-, кислородосодержащих органических соединений и непредельных углеводородов. Давление в реакторах Р-401,402 поддерживается в пределах 6,0 МПа и температура 350-420°C.

В реакторах установлены по три многозонных термопары для контроля температуры в слое катализатора ТИРСАН 401-406. И при превышении температуры в слое катализатора более 420°C срабатывает световая и звуковая сигнализация.

Для контроля за температурой наружных стенок и штуцеров реакторов на каждом реакторе установлены по 22 поверхностных термопар, показания которых выведены на приборы. При повышении температуры наружных стенок и штуцеров реактора выше 230°C срабатывает звуковая и световая сигнализация.

Для контроля за давлением, температуры по реакторам, на входе и выходе из реакторов установлены приборы для замера давления, температуры входа, выхода РИР 406,407 и ТИР 408,409.

Из реактора Р-402 газопродуктовая смесь поступает в трубное пространство теплообменника Т-401, где охлаждается до температуры 180°C, которая регистрируется с

помощью прибора TIR-415. Затем смесь направляется в сепаратор горячего потока С-401, где происходит разделение газовой и жидкой фазы. С низа сепаратора выводится нестабильный гидрогенизат. Уровень в сепараторе С-401 регулируется прибором LIRC-401. При достижении в сепараторе минимального уровня 20% и максимального уровня 80% срабатывает звуковая и световая сигнализация от сигнализаторов уровня. Давление в сепараторе С-401 регистрируется прибором PIR-412 и составляет до 6,0 МПа.

Сверху сепаратора С-401 смесь водородосодержащего газа и несконденсировавшихся углеводородов направляется в трубное пространство конденсатора-холодильника Х-401 где охлаждается до температуры 45°C, которая регистрируется с помощью прибора TIR 418, и направляется в трехфазный сепаратор холодного потока С-402. В сепараторе смесь разделяется на водородсодержащий газ, гидрогенизат и водяной конденсат.

Гидрогенизат из сепаратора С-402 смешивается с потоком нестабильного гидрогенизата из первого сепаратора С-401 и подается в стабилизационную колонну К-401 через теплообменник Т-403. Температура потока регистрируется прибором TIR 422. Уровень в сепараторе С-402 регулируется прибором LIRC-402. Давление в сепараторе С-402 регистрируется прибором PIR 413. Отстоявшаяся вода с низа сепаратора автоматически или периодически вручную дренируется через клапан-регулятор уровня (поз. LIRC-29) в емкость Е-101.

Гидрогенизат из сепараторов С-401,402 проходит через трубное пространство теплообменника Т-405, где нагревается за счёт тепла отходящего потока дизельного топлива, и поступает в стабилизационную колонну К-401. Температура гидрогенизата регистрируется прибором TIR-425.

Сверху колонны К-401 выводятся пары бензина, сероводород и углеводородный газ, которые проходят через аппарат воздушного охлаждения АВО-403, где охлаждаются до температуры 65-85°C и поступают в сепаратор С-407. Температура потока после холодильника АВО-403 регистрируется прибором TIR. На выходе углеводородов из АВО-403 предусмотрено регулирование температуры, за счет изменения скорости вращения лопастей вентилятора АВО-403.

Температура верха колонны К-401 регулируется прибором TIRC-406, клапан которого установлен на линии подачи орошения в колонну К-401 от насоса Н-403. Расход орошения регистрируется прибором FIR-404. Давление верха колонны К-401 составляет 0,52 МПа и регистрируется прибором PIRAH-401. Колонна оборудуется двумя уровнемерами, один связан с клапаном-регулятором уровня, и второй уровнемер связан с сигнализацией предельно-допустимого уровня, при понижении менее 20% шкалы прибора и повышении более 80% шкалы прибора.

В сепараторе С-407 происходит разделение углеводородного газа и бензиновой фракции. Углеводородный газ с верха сепаратора С-407 направляется в сепаратор С-202 для дальнейшей очистки его от сероводорода. Давление в сепараторе С-407 составляет 0,45 МПа и регулируется прибором PIRC-401. Давление в колонне К-401 регистрируется прибором PIRAH-401 и при повышении давления более 0,5 МПа срабатывает звуковая и световая сигнализация.

Расход газа из С-407 регистрируется прибором FIR-405. Бензиновая фракция из сепаратора С-407 поступает на прием насоса Н-403. Часть потока подается на орошение в К-401, а избыточное количество направляется в сборник С-601.

Уровень бензиновой фракции в сепараторе С-407 регулируется прибором LIRCANL 404, клапан которого установлен на линии откачки бензина с установки. При достижении минимального уровня 20% и максимального уровня 80% срабатывает звуковая и световая сигнализация. Расход бензиновой фракции в секцию АТ регистрируется прибором FIR-410.

С низа колонны дизельное топливо поступает на прием насоса Н-401, который осуществляет циркуляцию дизельного топлива через печь П-403. За счет этого в низ колонны подводится тепло, обеспечивающее нормальную ее работу. Температура низа колонны составляет 280-305°C и регистрируется прибором TIR-430. Расход потока в печь регулируется прибором FIRC-406, клапан которого установлен на трубопроводе подачи в колонну К-401.

Насосом Н-401 дизельное топливо также откачивается в товарный парк, отдавая своё тепло входящему в колонну К-401 потоку гидрогенизата. Расход дизельного топлива регулируется приборами LIRCANL-409 с коррекцией сигнала от уровня в колонне К-401. При достижении уровня в колонне 20% и 80% срабатывает звуковая и световая сигнализация соответственно по минимальному и максимальному уровню. При понижении уровня в колонне К-401 до блокировочного значения от прибора LIRCAL-409 подается сигнал на автоматическое отключение насоса Н-401, закрытие отсекателей ПО установленных на приеме и выкиде насоса.

Температура и расход дизельного топлива на выходе с установки регистрируется приборами TIR-432 и FIR-406.

Отделение гидроочистки судового топлива

Сырье – смесь газойлевой фракции из К-302 от насоса Н-305 и бензиновой фракции из сепаратора С-603 от насоса Н-603 подается через теплообменник Т-402 в печь П-402. В этот же поток подается на смешение циркулирующий водородсодержащий газ с компрессора ГК-401. Смесь проходит трубное пространство теплообменника Т-402. В теплообменнике Т-

402 сырье нагревается за счет тепла потока, выходящего из реактора Р-404. Температура и давление сырья регистрируется приборами TIR-433, PIR-418, установленных на трубопроводах сырья. Расход сырья в тройник смешения регулируется прибором FIR-411. Давление перед подачей смеси в печь поддерживается около 7,0 МПа.

Для безопасной эксплуатации насосов Н-305 и Н-603 предусмотрена сигнализация и блокировка на остановку насоса по предельному значению параметров уровней жидкости на глухой тарелке колонны К-302 и сепаратора С-603. При понижении расхода сырья ниже критической величины срабатывает звуковая и световая сигнализация.

Для предотвращения прорыва ВСГ обратным ходом в сырьевой трубопровод, установлен запорно-регулирующий клапан нормально закрытого исполнения «НЗ», который срабатывает (закрывается) при понижении расхода сырья ниже критической величины подаваемого в тройник смешения.

Расход циркулирующего водородсодержащего газа в тройник смешения регистрируется прибором FIRCA-401. При понижении расхода ВСГ ниже 8500 нм³/час срабатывает звуковая и световая сигнализация, а при 5500 нм³/час и ниже срабатывает блокировка и закрывается отсекающий клапан на линии топливного газа к основным горелкам в печи П-402.

Часть водородсодержащего газа направляется на вход реактора Р-404 (квенч) для снижения температуры. Температура сырья перед реакторами регулируется прибором TIRC-409.

После теплообменника Т-402 газосырьевая смесь поступает в змеевик печи П-402, где нагревается до температуры 390°С.

Температура потока на входе в печь П-402 регистрируется прибором TIR-440. Для контроля давления потока установлен клапан PIRCANL-404, и при повышении максимального или минимального предела сначала срабатывает сигнализация, затем срабатывает защита.

При повышении температуры на выходе из печи П-402 выше 420°С срабатывает звуковая и световая сигнализация. Для контроля и регулирования процесса сгорания топлива в печи П-402 с каждой стороны установлены две термопары для замера температуры перевалов. Показания регистрируются прибором TIRCAN-407-410.

Газосырьевая смесь после печи П-402 с температурой 390°С последовательно проходит реакторы Р-403 и Р-404. Затем поток газопродуктовой смеси проходит трубное пространство теплообменника Т-402, где охлаждается до температуры 180°С, отдавая тепло газосырьевому потоку, идущему в печь П-402.

При контакте сырья с катализатором происходит гидрирование серо-, азото-, кислородсодержащих органических соединений и непредельных углеводородов. Так как эти

реакции протекают с выделением тепла, то температура в реакторах может повышаться. Поэтому для снижения температуры на входе в реакторы Р-404 предусмотрена подача холодного ВСГ с компрессора ГК-401. Регулирование осуществляется с помощью прибора TIRC-405, который установлен на трубопроводе подачи ВСГ в реакторы Р-404.

В реакторах установлены по три многозонные термопары для контроля температуры в слое катализатора TIRAH-407-412. И при превышении температуры в слое катализатора более 420°C срабатывает световая и звуковая сигнализация.

Для контроля за температурой наружных стенок и штуцеров реакторов, на каждом реакторе устанавливаются по 22 поверхностных термопары, показания которых выведены на приборы операторной. При повышении температуры наружных стенок и штуцеров реактора выше 230°C срабатывает звуковая и световая сигнализация.

Для контроля за давлением и температурой по реакторам, на входе и выходе из реакторов установлены приборы для замера давления и температуры PIR-423,425,426,428 и TIR-442,444. Температура газопродуктовой смеси на выходе из Т-402 регистрируется прибором TIR-436.

После теплообменника Т-402, газопродуктовая смесь с температурой 180°C, которая регистрируется с помощью прибора TIR-447, направляется в сепаратор горячего потока С-404, где происходит разделение газовой и жидкой фазы. Отделившаяся газовая часть из сепаратора С-404, охлаждается в холодильнике Х-402 до 45°C и поступает в трехфазный сепаратор холодного потока С-405. В сепараторе смесь разделяется на водородсодержащий газ, гидрогенизат и водяной конденсат. Уровень в сепараторе С-405 регулируется прибором LIRC-405. При достижении в сепараторе минимального уровня 20% и максимального уровня 80% срабатывает звуковая и световая сигнализация от датчиков уровня. Давление в сепараторе С-405 регистрируется прибором PIR-429. С верха сепаратора С-405 водородсодержащий газ направляется в абсорбер А-401 на аминовую очистку.

Жидкая фаза нестабильного гидрогенизата с низа сепаратора С-404 и жидкая фаза с сепаратора С-405 смешиваются и общим потоком направляется через теплообменник Т-404 в колонну стабилизации К-402. Уровень в сепараторе С-406 регулируется прибором LIRC-405. При достижении в сепараторе С-406 минимального уровня 20% и максимального уровня 80% срабатывает звуковая и световая сигнализация. Температура входа гидрогенизата в колонну К-402 регистрируется прибором TIR-458.

Сверху колонны К-402 выводятся пары бензина, сероводород и углеводородный газ, которые проходят через аппарат воздушного охлаждения АВО-404, где охлаждаются до температуры 65-85°C и поступают в сепаратор С-408. Температура потока после АВО-404 регистрируется прибором TIR-410. На выходе углеводородов из АВО-404 предусмотрено

регулирование температуры, за счет изменения скорости вращения лопастей вентилятора АВО-404.

Температура верха колонны К-402 регулируется прибором TIRC-412, клапан которого установлен на линии подачи орошения от насоса Н-407, а избыточное количество бензина-отгона выводится в сборник С-601. Расход орошения регистрируется прибором FIR-413. Давление верха колонны К-402 регистрируется прибором PIRAH-402.

В сепараторе С-408 происходит разделение углеводородного газа, бензина и воды. Углеводородный газ с верха сепаратора С-408 направляется в сепаратор С-202, откуда поступает на приём компрессора ГК-601 и далее через Х-601 поступает в сепаратор С-603 и из него в абсорбционную колонну аминовой очистки К-601 на очистку от сероводорода. Давление в сепараторе С-408 составляет 0,45 МПа и регулируется прибором PIRC-406.

Уровень бензина-отгона в сепараторе С-408 регулируется прибором LIRCANL-409, клапан которого установлен на линии откачки бензина в К-203. При достижении минимального уровня 20% и максимального уровня 80% срабатывает звуковая и световая сигнализация. Расход бензина отгона регистрируется прибором FIR-420.

Стабилизированное судовое топливо снизу колонны К-402 насосом Н-405 откачивается в товарный парк, отдавая своё тепло входящему потоку нефти на установку в теплообменнике Т-102 секции 100. Температура на выходе из колонны К-402 составляет около 300°С и регистрируется прибором TIR-463. Расход судового топлива регулируется прибором LIRCANL-410 с коррекцией сигнала от уровня в колонне К-402. При достижении уровня в колонне 20% и 80% срабатывает звуковая и световая сигнализация по минимальному и максимальному уровню. При понижении уровня в колонне К-402 до блокировочного значения от прибора LIRCAL-410 подается сигнал на автоматическое отключение насоса Н-405 закрытие отсекаелей ПО установленных на приеме и выкиде насоса.

Подвод тепла в низ колонны осуществляется циркуляцией судового топлива через печь П-404. Расход регулируется прибором FIRC-406, клапан установлен на трубопроводе подачи в колонну К-402.

Давление в колонне К-402 регистрируется прибором PIRAH-402, при повышении давления более 0,5 МПа срабатывает звуковая и световая сигнализация.

Температура и расход фракции гидроочищенного судового топлива на выходе с установки регистрируется прибором TIR-465 и FIR-416.

Узел очистки и компримирования циркулирующего водородсодержащего газа

Циркулирующий водородсодержащий газ из сепараторов высокого давления С-402 и С-405 поступает в нижнюю часть абсорбера А-401. В верхнюю часть абсорбера насосом Н-408 подается регенерированный раствор МДЭА из холодильника Х-604 через расходную диафрагму поз. FIR-401. Абсорбер оборудуется насадкой типа «Зульцер».

Очищенный водородсодержащий газ с верха А-401 направляется в сепаратор С-411 на приеме циркуляционного компрессора ГК-401. Возможный избыток газа отдувается в систему углеводородного газа. Он объединяется с потоком очищенного углеводородного газа на выходе из абсорбера А-602 и направляется в секцию 500 на производство водорода. С низа А-401 насыщенный сероводородом раствор под собственным давлением поступает в сепаратор С-409.

С нагнетания компрессора ГК-401 водородсодержащий газ (ВСГ) проходит через сепаратор, где отделяется компрессорное масло, затем разделяется на два потока и поступает в тройник смешения с дизельной фракцией. Второй поток идет на смешение с фракцией судового топлива.

Для обеспечения безопасности при пуске циркуляционного компрессора ГК-401, предусмотрена блокировка, которая дает разрешение на пуск при минимальном значении следующих параметров:

1. Давление воздуха на обдув электродвигателя при пуске компрессора PISAL – 25 мм вод.ст.
2. Давление масла в системе смазки при пуске компрессора PISAL — 0,18 МПа.
3. Давление газа во всасывающем трубопроводе при пуске компрессора PISAL – 0,3 МПа.
4. Отсутствие зацепления валоповоротного механизма.

Для безопасной эксплуатации циркуляционного компрессора ГК-401 предусматривается сигнализация и блокировка на остановку компрессора по предельному значению следующих параметров:

5. Давление воздуха на обдув электродвигателя компрессора PISAL – при 15 мм вод.ст. сигнализация, блокировка при 10 мм вод.ст.
6. Давление масла в системе смазки компрессора PSAL – сигнализация при 0,14 МПа, блокировка при 0,12 МПа.
7. Давление ВСГ на приеме компрессора PSAL – сигнализация при 0,5 МПа, блокировка при 0,3 МПа.

8. Давление ВСГ на нагнетании компрессора PISAH сигнализация – при максимальном давлении 5,5 МПа, блокировка – при максимальном давлении 5,8 МПа.
9. Температура коренного подшипника компрессора TIRSAH – сигнализация – при максимальной температуре 60°C, блокировка – при максимальной температуре 65°C.
10. Температура ВСГ на нагнетании компрессора TIRSAH – сигнализация – при максимальной температуре 110°C, блокировка – при максимальной температуре 120°C.
11. Уровень жидкости в сепараторе С-411 на приеме компрессора регистрируется прибором LIRAH-404. При достижении максимального уровня 20% срабатывает звуковая и световая сигнализация, а при достижении максимального уровня 50% от прибора LSAH-406 происходит остановка компрессора. Для безопасного пуска, эксплуатации и остановки компрессора ГК-401 также предусматриваются отсекатели установленные на всасе, нагнетании, байпасе компрессора и сбросе на факел.

Уровень в абсорбере А-401 регулируется прибором LIRC-405, клапан которого установлен на трубопроводе вывода раствора МДЭА из А-401. При снижении уровня в А-401 менее 20% шкалы прибора или повышении более 80% шкалы прибора на щит оператора подается звуковая и световая сигнализация (поз LIA-405).

Отработанный аминовый раствор из сепаратора С-409 подаётся через теплообменник Т-406 в десорбер Д-401. В нижней части десорбер оборудован ребойлером Т-405 для отпарки сероводорода. Ребойлер обогревается перегретым паром среднего давления. Из ребойлера регенерированный раствор МДЭА через клапан-регулятор уровня (поз. LIRC-412) насосом Н-408 через теплообменник Т-406 направляется в абсорбер А-401. Рабочее давление в десорбере не выше 0,2 МПа (поз. PIRC-407). Температура низа - не более 125°C (поз. TIRC-410), верха - не более 115°C (поз. TIR-411).

С верха десорбера влажный сероводород, охлаждаясь в воздушном холодильнике АВО-402, поступает в сепаратор С-410. Сконденсировавшаяся кислая вода с нижней части сепаратора С-410 поступает в качестве орошения на верхнюю тарелку десорбера Д-401, а с верха сепаратора сероводород направляется в секцию 700 на производство серы.

Сепаратор-отбойник С-410 оборудуется уровнемером (поз. LIRA-413). При наборе уровня жидкой фазы более 50% шкалы прибора на щит оператора подается звуковая и световая сигнализация.

Предусматривается возможность дренирования жидкости в факельную емкость самотеком или за счет создания избыточного давления азотом до 0,4 МПа.

Характеристика сырья, материалов, полупродуктов и энергоресурсов

Наименование сырья, материалов, полупродуктов	Государственный или отраслевой стандарт, СТП, ТУ, регламент или методика на подготовку сырья	Показатели качества, обязательные для проверки	Регламентируемые показатели с допустимыми отклонениями
1	2	3	4
1. Сырье			
1.1. Сырьевая нефть		Плотность	
		Фракционный состав	
		Давление насыщенных паров по Рейду	
		Вязкость	
		Содержание солей	
		Содержание серы	
		Содержание никеля	
		Содержание ванадия	
2. Материалы			
Метилдиэтаноламин	ТУ 2423-005-11159873-2010	Внешний вид	Прозрачная жидкость без механических включений от бесцветного до желтого цвета
		Плотность при 20°C, кг/м ³	1038 – 1046
		Цветность, ед. Хазена, не более	80
Катализатор ТК-743		Насыпная плотность, кг/м ³	600
		Размер	1/8"
		Форма	трилистник
Диметилдисульфид	ТУ 6-09-13-439-75	Внешний вид	Бесцветная или светло-

1	2	3	4
(DMDS)			желтая жидкость
Адсорбент сернистых соединений KNT-SR	ТУ 2165-018-94262278-2012	<ol style="list-style-type: none"> 1. Внешний вид 2. Диаметр гранул, мм 3. Насыпная плотность, г/см 4. Индекс прочности на раскалывание, кг/мм 5. Массовая доля потерь адсорбента при прокаливании при температуре 900 °С, не более 6. Массовая доля оксида цинка (ZnO), %, не менее 7. Сероёмкость, %, не менее 8. Массовая доля пыли и крошки, %, не более 	<p>экструдаты</p> <p>3,5-5,5</p> <p>1,1-1,4</p> <p>0,8</p> <p>13,5</p> <p>90</p> <p>30</p> <p>3</p>
Катализатор ИК-ГО-1	ТУ 2177-019-44912618-2007	<ol style="list-style-type: none"> 1. Массовая доля активных компонентов катализатора, % в пределах: <ul style="list-style-type: none"> - триоксида молибдена (MoO₃) - оксида кобальта (CoO) 2. Форма гранул 3. Массовая доля примесей, %, не более <ul style="list-style-type: none"> - оксида натрия (Na₂O) 4. Насыпная плотность катализатора, г/см³ 5. Диаметр гранул, мм 6. Индекс прочности, кг/мм, не менее 7. Ожидаемое содержание серы в гидрогенизате, %, менее, ppm 	<p>15,0-18,0</p> <p>4,0-5,0</p> <p>Трилистник</p> <p>0,02</p> <p>0,6-0,8</p> <p>1,2-1,6</p> <p>2,2</p> <p>10</p>

1	2	3	4
Катализатор КГШ-08	ТУ 2177-044-33160428-2008	<p>1. Массовая доля активных компонентов катализатора, % в пределах:</p> <ul style="list-style-type: none"> -триоксида молибдена (MoO_3) - оксида никеля (NiO) <p>2. Форма гранул</p> <p>3. Массовая доля примесей, %, не более</p> <ul style="list-style-type: none"> - оксида натрия (Na_2O) <p>4. Насыпная плотность катализатора, г/см^3</p> <p>4. Диаметр гранул, мм</p> <p>5. Индекс прочности, кг/мм, не менее</p> <p>6. Массовая доля крошки, %, не более</p> <p>7. Ожидаемое содержание серы в гидрогенизате, %, менее, ppm</p>	<p>17,4-18,0</p> <p>4,2-4,5</p> <p>шариковая</p> <p>0,05</p> <p>0,45-0,5</p> <p>1,8-2,1</p> <p>2,1</p> <p>1,0</p> <p>500</p>
Катализатор НК-233	СТО 43919676-004-2009	<p>1. Насыпная плотность катализатора, г/см^3</p> <p>2. Форма гранул</p> <p>3. Размер гранул, мм, в пределах</p> <ul style="list-style-type: none"> - диаметр - длина <p>4. Массовая доля влаги, %, не более</p> <p>5. Массовая доля крошки и пыли размером менее 1 мм, %, не более</p> <p>6. Общий объём пор, $\text{см}^3/\text{г}$, не менее</p> <p>7. Удельный поверхность, $\text{м}^2/\text{г}$, не менее</p> <p>8. Ожидаемое содержание серы в гидрогенизате, %, менее, ppm</p>	<p>0,6-0,8</p> <p>трилистник</p> <p>1,3-2,0</p> <p>4,0-10,0</p> <p>3,0</p> <p>0,5</p> <p>0,5</p> <p>230</p> <p>350</p>
Катализатор ТК-10		1. Насыпная плотность катализатора не менее, г/см^3	

1	2	3	4
		2. Размер гранул: -внешний диаметр×высота, мм×мм -внешний диаметр отверстий 3.Механическая прочность на раздавливание по образующей, кг/мм, не менее 4. Форма 5. Массовая доля компонентов катализатора, % в пределах: - оксида алюминия (AL ₂ O ₃), % -оксида магния (MgO), %	0,8 16×11 3,4 2 Таблетки в форме цилиндров с семью сквозными аксиальными отверстиями и выпуклыми краями 65÷75 25÷35
3. Полупродукты			
Обессоленная нефть после ЭДГ-102		Содержание солей, мг/л	5,0
Прямогонная фракция дизельного топлива с насоса Н-206 Бензиновая фракция из С-201		Фракционный состав: – при 350°С перегоняется, % об., не менее – 95% об. перегоняется при температуре, °С, не выше	85 360
		Фракционный состав – 90% перегоняется при температуре, не выше – конец кипения, не выше	180 205
Бензиновая фракция из С-202		Фракционный состав – 90% перегоняется при температуре, не выше – конец кипения, не выше	
Бензиновая фракция из С-603		Фракционный состав	
Газойлевая фракция с насоса Н-305		Фракционный состав	

1	2	3	4
		Массовая доля серы, %, не более	1,5
		Цвет	от светло-желтого до темно-желтого
		Температура помутнения, не выше, °С	-5
		Температура вспышки, определяемая в закрытом тигле, °С, не ниже	70
		5. Температура вспышки, определяемая в закрытом тигле, °С, не ниже	70
Углеводородный газ		1. Объемная доля сероводорода, %, не более	0,5
Циркулирующий водородсодержащий газ		1. Объемная доля сероводорода 2. Объемная доля водорода при гидроочистки %, не ниже: а) диз.топлива; б) судового топлива	0,1 70 70
Сероводородсодержащий газ		1. Объемная доля сероводорода, %, не менее	94,0
Гидроочищенное дизельное топливо		1. Цетановое число, не ниже 2. Температура вспышки, определяемая в закрытом тигле, °С, не ниже 3. Массовая доля серы, %, не более 4. Испытание на медной пластинке	51 55 0,001 выдерживает
Гидроочищенное судовое топливо		1. Цетановое число, не ниже 2. Температура вспышки, определяемая в закрытом тигле, °С, не ниже 3. Массовая доля серы, %, не	40 62

1	2	3	4
		более 4. Испытание на медной пластинке	0,1 выдерживает
Свежий водородсодержащий газ		1. Объемная доля водорода, %, не менее	70
Водород с блока производства водорода		1. Объемная доля водорода, %, не менее	99,6
Азот газообразный технический 1 сорт	ГОСТ 9293-74 с изм. 1,2,3	1. Объемная доля азота, %, не менее 2. Объемная доля кислорода, %, не более 3. Объемная доля водяного пара в газообразном азоте, %, не более 4. Содержание масла в газообразном азоте 5. Содержание масла, механических примесей и влаги в жидком азоте 6. Объемная доля водорода, %, не более 7. Объемная доля суммы углеродсодержащих соединений в пересчете на CH_4 , %, не более	99,6 0,4 0,009 не нормир. не нормир.
4. Энергоресурсы			

Нормы технологического режима

№ п/п	Наименование стадий процесса, аппараты, показатели режима	Номер позиции прибора на схеме	Единица измерения	Допускаемые пределы технологических параметров	Требуемый класс точности измерительных приборов
1	2	3	4	5	6
1.	Сырьевые насосы				
1.1.	Расход сырья	FIRCSA	т/час	40 – 50	2
1.2.	Давление сырья	PIRA	МПа	4,2 – 7,0	1,5
2.	Циркуляционные компрессоры				
2.1.	Количество циркулирующего ВСГ	FIRSA	нм ³ /час	Не менее 7500	2,5
2.2.	Соотношение ВСГ к сырью		нм ³ /м ³	Не менее 250	
2.3.	Давление на приеме	PIRC	МПа	Не менее 2,0	1,5
2.4.	Давление на выкиде	PIR	МПа	Не более 6,0	1,5
2.5.	Перепад давления между выкидом и приемом		МПа	Не более 1,8	
2.6.	Содержание сероводорода в циркулирующем ВСГ		% об.	Не более 0,3	
3.	Печь нагрева газосырьевой смеси				
3.1.	Температура на выходе	TIRC	°С	Не выше 420	1,0
3.2.	Температура дымовых газов на перевалах	TIR	°С	Не выше 800	1,5
3.3.	Содержание кислорода в дымовых газах		% об.	Не более 8,0	
4.	Реакторы				
4.1.	Температура в слое катализатора	TIR	°С	Не выше 420	1,0
4.2.	Давление	PIR	МПа	Не более 5,0	1,5
5.	Печь нагрева горячей струи К-401				
5.1.	Расход горячей струи	FIRCSA	м ³ /час	Не менее 35	2,0
5.2.	Температура на выходе	TIRC	°С	Не более 350	1,0
5.3.	Температура газов на перевале	TIR	°С	Не более 800	1,0
6.	Печь нагрева горячей струи К-402				

6.1.	Расход горячей струи	FIRCSA	м ³ /час	Не менее 60	2,0
6.2.	Температура на выходе	TIRC	°С	Не более 350	1,0
6.3.	Температура газов на перевале	TIR	°С	Не более 800	1,0
7.	Колонна К-401				
7.1.	Температура верха	TIRC	°С	Не более 120	1,0
7.2.	Температура низа	TIR	°С	Не более 280	1,0
7.3.	Давление	PIR	МПа	Не более 1,5	1,5
7.4.	Уровень	LIRC, LIA	% шкалы	20 - 80	1,5
8.	Колонна К-402				
8.1.	Расход раствора МДЭА	FIR	м ³ /час	Не менее 10	2,0
8.2.	Температура низа	TIR	°С	Не более 60	1,0
8.3.	Давление	PIR	МПа	Не более 0,1	1,5
8.4.	Уровень	LIRC, LISA	% шкалы	30 - 80	1,5
9.	Колонна А-401				
9.1	Расход раствора МДЭА	FIR	м ³ /час	Не менее 65	1,5
9.2	Температура ВСГ на входе	TIR	°С	Не более 60	1,5
9.3	Давление	PIRC	МПа	Не более 4,0	1,5
9.4.	Уровень	LIRC, LIA	% шкалы	20 - 80	1,5
10.	Колонна А-602				
10.1.	Расход раствора МДЭА	FIR	м ³ /час	Не менее 10	2,0
10.2.	Температура раствора МДЭА на входе	TIR	°С	Не более 60	1,0
10.3.	Уровень	LIRC, LIA	% шкалы	20 – 80	1,5
10.4.	Давление		МПа	Не более 1,5	1,5
11.	Сепаратор С-401				
11.1	Температура на входе	TIR	°С	Не более 70	1,0
11.2	Уровень	LIRC, LIRA	% шкалы	20 – 80	1,5
11.3.	Давление		МПа	Не более 4,0	1,5
12.	Сепаратор С-402				
12.1.	Температура на входе	TIR	°С	Не более 200	1,0
12.2.	Уровень	LIRC, LIA	% шкалы	20 – 80	1,5
12.3.	Давление		МПа	Не более 4,0	1,5
13.	Сепаратор С-403				
13.1.	Уровень	LIRA	% шкалы	30 – 80	1,5
13.2.	Давление	PIRA	МПа	0,05 – 0,1	1,5
14.	Сепаратор С-404				
14.1.	Температура на входе	TIR	°С	Не более 70	1,0
14.2.	Уровень	LIRC,LIRA	% шкалы	20 – 80	1,5
14.3.	Давление		МПа	Не более 3,8	1,5
15.	Сепаратор С-405				
15.1.	Уровень	LIRSA	% шкалы	Не более 20	1,5
15.2.	Давление	PIRCSA	МПа	Не более 1,4	1,5
16.	Сепаратор С-406				

16.1.	Температура на входе	TIR	°С	Не более 60	1,0
16.2.	Уровень бензина	LIRCS LIA	% шкалы	30 – 80	1,5
16.3.	Уровень воды	LIC	% шкалы	Не более 50	1,5
17.	Сепаратор С-407				
17.1.	Уровень	LIRA	% шкалы	Не более 50	1,5
17.2.	Давление		МПа	Не более 0,07	1,5
18.	Сепаратор С-408				
18.1.	Уровень	LIRCA	% шкалы	20 - 60	1,5
18.2.	Давление	PIRC	МПа	Не более 0,2	1,5
19.	Сепаратор С-410				
19.1.	Уровень	LIA	% шкалы	Не более 20	1,5
19.2.	Давление	PIRCA	МПа	0,02 – 0,1	1,5
20.	Сепаратор С-411				
20.1	Температура на входе	TIR	°С	Не более 45	1,0
20.2	Уровень рефлюкса	LIRCSA	% шкалы	30 – 80	1,5
20.3.	Уровень воды	LIA	% шкалы	Не более 80	1,5
20.4.	Давление	PIRC	МПа	Не более 1,5	1,5
21.	Температура продуктов, откачиваемых с установки				
21.1.	Дизельное топливо	TIR	°С	Не выше 60	1,0
22.	Регенерация катализатора				
22.1.	Расход пара на узел смешения	FIRC FIRC	кг/час	Не менее 6000	1,5
22.2.	Температура острого пара	TIR	°С	Не менее 180	1,0
22.3.	Давление в реакторе	PIR	МПа	Не более 0,3	1,5
22.4.	Температура на выходе из печей	TIR	°С	Не более 550	1,0
22.5.	Расход воздуха - в период выжига кокса - в период прокалики катализатора	FIR FIR	нм3/час нм3/час	60 – 100 1500 – 2000	2,0 2,0
22.6.	Давление воздуха		МПа	Не менее 0,5	1,5

Технологическая карта паровоздушной регенерации катализатора

		Допустимые пределы
1.	Концентрация кислорода в азоте	0,2 – 0,5 % об.
2.	Давление процесса регенерации	0,2 – 0,3 МПа
3.	Скорость изменения температуры: - при повышении - при понижении	20 – 25°С/час 20 – 25°С/час
4.	Скорость снижения давления	0,6 – 0,8 МПа/час
5.	Минимальная температура при переходе на водяной пар	270°С
6.	Расход водяного пара на 1 м ³ катализатора	400 – 900 нм ³ /час
7.	Изменение температуры в слое катализатора	30 – 40°С/час
8.	Градиент температур (max) в слое катализатора и потока пара на входе в реактор	60 – 150°С
9.	Температура максимальная в зоне катализатора (для ГКД-202,205, ГП-497)	500°С
10	Пропарка катализатор - температура в слое катализатора - длительность пропарки	370 – 420°С 3 – 4 часа
11	Начальный период выжига - температура на входе в реактор - концентрация O ₂ в потоке пара (для ГКД-202,205, ГП-497) - температура в зоне выжига для катализаторов ГКТ-202,205, ГП-497	400 – 420°С 0,5 – 1,0% об. 480°С
12	Основной период горения - температура на выходе из печи - концентрация O ₂ в потоке пара на входе в реактор - температура в зоне выжига для катализаторов ГКД-202,205, ГП-497 - длительность выжига	400 – 420°С 5 – 8% об. 430 – 480°С 80 часов
13	Последний период регенерации - температура на выходе из печи, не более - концентрация O ₂ на входе в реактор в потоке пара - длительность	530°С 8 – 15% об. 3 – 4 часа

Секция 500. Производство водорода - Н

Сырьём для производства водорода является очищенная от сероводорода смесь сухих газов гидроочистки дизельного топлива, стабилизации бензина с содержанием непредельных углеводородов не более 1-2% и присутствием углеводородов C₄-C₅ в небольших количествах.

Секция производства водорода будет поставляться лицензиаром в блочно-модульном исполнении в контейнере полностью заводского изготовления мощностью 2000 кг/час.

Секция 600. Очистка углеводородного газа - ОГ

Секция предназначена для сбора и очистки углеводородных газов, образующихся на разных стадиях технологического процесса. Состоит из системы топливного газа и системы углеводородного газа. В систему углеводородного газа направляются:

- газ отбензинивания нефти из сепаратора С-201;
- газ стабилизации бензиновых фракций из сепаратора С-203;
- отдув газа гидроочистки дизельного топлива из сепаратора С-403;
- отдув газа гидроочистки судового топлива из сепаратора С-406;
- отдув водородсодержащего газа из секции гидроочистки.

Эти газы не содержат олефинов и имеют давление не ниже 0,72 МПа. Смесь этих газов кроме углеводородов содержит заметное количество водорода и сероводород. После очистки аминовым растворителем газ используется в качестве сырья для получения водорода в секции 500.

Указанные выше газовые потоки, за исключением отдува водородсодержащего газа, объединяются перед холодильником Х-603. Газ охлаждается до температуры ниже 45°С и поступает в сепаратор С-601. Содержащиеся в газе бензиновые фракции при охлаждении конденсируются и откачиваются из сепаратора С-601 на стабилизацию бензина в колонне К-203 насосом Н-601. Газ из сепаратора направляется в нижнюю часть абсорбера А-602.

Абсорбер представляет собой колонный аппарат, оборудованный контактными устройствами – тарелками или слоем насадки. Сверху они орошаются потоком аминового абсорбента. Абсорбентом служит водный раствор метилдиэтанолamina в воде с массовым соотношением не более 1:1. Аминовый абсорбент селективно поглощает из газа сероводород за счет химического взаимодействия. Регенерированный раствор МДЭА подается в верхнюю часть абсорбера из емкости Е-602 насосом Н-604 через расходную диафрагму поз. FIR-401. Во избежание конденсации углеводородов температура потока абсорбента не должна быть ниже температуры газа, поступающего на очистку.

Очищенный углеводородный газ объединяется с отдувом водородсодержащего газа. Отдув водородсодержащего газа организован на выходе из аналогичного абсорбера в секции гидроочистки и также уже очищен от сероводорода. Объединенный поток углеводородного газа под давлением 0,68 МПа направляется в секцию 500 на производство водорода.

С низа А-602 насыщенный сероводородом раствор под собственным давлением поступает в сепаратор С-604.

Уровень в абсорбере А-602 регулируется прибором LIRC-605, клапан которого установлен на трубопроводе вывода раствора МДЭА из А-602. При снижении уровня в А-602 менее 20% шкалы прибора или повышении более 80% шкалы прибора на щит оператора подается звуковая и световая сигнализация (поз LIA-605).

В систему топливного газа направляются газовые потоки, которые содержат олефины или имеют давление ниже 0,72 МПа:

- газ фракционирования нефти;
- газ вакуумной системы секции 300 из сепаратора С-303;
- газ стабилизации дизельного топлива из сепаратора С-407;
- газ стабилизации судового топлива из сепаратора С-408;
- газовая сдувка из сборника аминового растворителя С-409;
- газовая сдувка из сборника аминового растворителя С-604.

Для сбора этих газов используется сепаратор С-202, который одновременно служит емкостью орошения колонны К-202. Газ забирается из сепаратора газовым компрессором ГК-601 и компримируется. Сепаратор предотвращает попадание жидкости на прием компрессора. Захлаживание и конденсация скомпримированного газа объединены с конденсацией паров бензина термического крекинга. На выкиде компрессора поток объединяется с потоком паров из колонны К-302 и поступает в холодильник Х-601. Конденсат, представляющий собой преимущественно бензин термического крекинга, собирается в сепараторе С-603. Насосом Н-603 конденсат откачивается в сырье гидроочистки судового топлива.

Из сепаратора С-603 топливный газ подается в нижнюю часть абсорбера А-601. В абсорбере А-601 в условиях противотока газ-жидкость, происходит поглощение сероводорода раствором МДЭА.

В верхнюю часть абсорбера подается регенерированный раствор МДЭА из холодильника Х-604 через расходную диафрагму поз. FIR-401.

Очищенный топливный газ с верха А-601 направляется в топливную сеть завода для технологических печей и энергоблока завода. С низа А-601 насыщенный сероводородом раствор под собственным давлением поступает в сепаратор С-409.

Отработанный аминовый раствор из сепаратора С-604 подаётся через теплообменник Т-601 и поступает в десорбер Д-601.

В десорбере Д-601 монтируется устройство для подключения воды, пара, инертного газа. Рабочее давление в десорбере не выше 0,2 МПа (поз. PIRC 116). Температура низа - не более 120°C (поз. TIRC 100), верха - не более 115°C (поз. TIR 62.5).

С низа десорбера Д-601 регенерированный раствор МДЭА через клапан-регулятор уровня (поз. LIRC 604) насосом Н-602 через теплообменник Т-601 направляется в абсорберы А-601 и А-602. В нижнюю часть десорбера подаётся через теплообменник Т-602 горячая струя для отпарки углеводородных газов и сероводорода.

С верха десорбера углеводородные газы и сероводород, охлаждаясь в воздушном холодильнике АВО-601, поступают в сепаратор С-605. С нижней части сепаратора С-605 жидкая часть поступает в качестве орошения на верх десорбера Д-601, а с верха сепаратора С-605 сероводород направляется в секцию 700 на производство серы.

Вода с нижней части сепаратора С-605 поступает в качестве орошения на верхнюю тарелку десорбера Д-601, а сероводород с верха сепаратора направляется в секцию 700 на производство серы. Сепаратор С-605 оборудован уровнемером (поз. LIRA-612). При наборе уровня жидкой фазы более 50% шкалы прибора на щит оператора подается звуковая и световая сигнализация. Имеется возможность дренирования жидкости в факельную емкость самотеком или за счет создания избыточного давления.

Схемой блока очистки предусмотрено также:

1. Поддержание регламентированной концентрации (не менее 30% масс.) помощью азотной подушки до 0,5 МПа.

2. Возмещение потерь раствора МДЭА в ходе процесса подачей концентрированного раствора МДЭА из реагентного хозяйства по трубопроводу в емкость свежего раствора МДЭА.

Параметрами, определяющими качество очистки углеводородного газа от сероводорода являются:

- расход регенерированного водного раствора метилдиэтанолamina,
- содержание метилдиэтанолamina в регенерированном водном растворе метилдиэтанолamina,
- содержание сероводорода в регенерированном водном растворе метилдиэтанолamina,
- температура УВГ.

Параметры технологического режима

Показатели	Значения
Температура смеси на выходе из X-601	Не более 45°C
Температура смеси на выходе из X-603	Не более 45°C
Температура абсорбента на выходе из АВО-602	Не более 60°C;
Давление в сепараторе С-603	0,09 МПа
Допускаемая массовая концентрация жидкости в газе на входе, г/м ³ , приведенная к условиям: t=20°C, P=0,1013 МПа	1...2
Допускаемая массовая концентрация жидкости в очищенном газе на выходе, мг/м ³ , приведенная к условиям: t=20°C, P=0,1013 МПа	Не выше 25
Избыточное технологическое давление, МПа	0,18
Расчетное давление, МПа	1,0
Температура рабочая, °С.	30...40
Температура расчетная, °С.	100
Допустимое гидравлическое сопротивление, не более, Па	1000

Параметрами, определяющими безопасность процесса, являются:

- температура газа на входе в абсорбер,
- превышение температуры выше допустимого значения может привести к конденсации углеводородов в растворе амина;
- разность температур газа и абсорбента на входе в абсорбер: при превышении температуры газа и температуры абсорбента происходит конденсация углеводородов в растворе амина, его вспенивание в абсорбере и выброс в сепаратор.

В составе оборудования блока очистки УВГ от сероводорода предусматривается система ПАЗ, прекращающая подачу газа и регенерированного раствора

метилдиэтанолamina при превышении температуры газа над температурой метилдиэтанолamina в аварийных случаях

Допустимая линейная скорость движения раствора метилдиэтанолamina по трубопроводам определяется условием минимизации гидравлических потерь и составляет на выходе насоса 2,0-2,5 м/сек, на входе в насос 1,0 - 1,5 м/сек.

Допустимая линейная скорость движения газов по трубопроводам определяется условием минимизации гидравлических потерь и составляет 10-15 м/сек.

Максимальное допустимое давление абсорбции определяется прочностными характеристиками абсорбера. Минимальное давление абсорбции определяется давлением газа. Понижение давления ниже расчётных не желательно в связи с уменьшением растворяющей способности абсорбента и снижением степени очистки газа.

Максимальная допустимая температура абсорбции определяется верхней границей температурного интервала рабочей температуры абсорбции водных растворов метилдиэтанолamina и составляет 55°C.

Минимальная допустимая температура абсорбции определяется верхней границей температурного интервала рабочей температуры абсорбции водных растворов метилдиэтанолamina и составляет 35°C. Понижение температуры не допускается в связи со снижением эффективности абсорбции из-за повышения вязкости абсорбента.

Для очистки газа от жидко-капельной влаги предусматривается использование сепарационных элементов циклонного типа СЦВ. Разработчик – НПФ «КБ Кочубей», г.Краснодар.

Коэффициент заполнения кубовой части абсорберов с насадочными устройствами составляет в пределах 70%.

Рекомендации по выбору коррозионностойких конструкционных и защитных материалов

Для изготовления контактных устройств абсорберов рекомендуется использовать нержавеющую сталь 18ХН10Т.

В качестве основного материала корпусов оборудования и трубопроводов рекомендуется предусмотреть сталь марки 09Г2С по ГОСТ 5520 или ГОСТ 19281. Учитывая климатический район строительства, категория стали должна быть не ниже 6 по ГОСТ 5520 или 4 по ГОСТ 19281, т.е. температура испытания на ударный изгиб КСУ должна быть не выше минус 40°C.

Для оборудования и трубопроводов с температурой эксплуатации ниже минус 40°C, но не ниже минус 70°C, категория стали должна быть 9 по ГОСТ 5520 или 7 по ГОСТ 19281. Материал патрубков, фланцев, несъемных элементов обвязки и внутренних устройств, привариваемых к корпусу, должен соответствовать основному материалу корпуса.

Для оборудования из углеродистых, а также низколегированных марганцовистых и марганцово-кремнистых сталей, предназначенного для эксплуатации в средах, вызывающих коррозионное растрескивание необходимо предусмотреть термическую обработку (высокий отпуск при температуре 600-650°C) согласно РТМ 26-44-82.

Термическая обработка должна производиться после окончания всех сварочных работ.

Для основных элементов оборудования прибавку на коррозию следует определять исходя из расчетного срока эксплуатации и агрессивности среды, но не менее 1 мм без учета минусового отклонения толщины стенки. Кроме того, согласно требованиям ПБ 08-624-03, расчетные значения толщин стенок технологического оборудования и трубопроводов, предназначенных для эксплуатации в условиях воздействия коррозионно-агрессивных веществ, должны приниматься из условия ограничения рабочих напряжений не более 0,4 нормативного предела текучести с учетом минусового допуска на изготовление.

Рекомендации по типу тарелок, насадок

В качестве массообменного контактного устройства предлагается использовать турбулентные насадки (ТН), которые ввиду высоких достигаемых параметров эффективности массообмена, позволяют существенно сократить размеры колонных аппаратов, и снизить эксплуатационные расходы. Поскольку оптимальные режимы массопереноса в турбулентной насадке устанавливаются при линейных скоростях газа от 2 м/с до 5 м/с, что существенно выше значений скорости для обычных контактных устройств (~1 м/с), применение ТН также позволяет обеспечить широкий интервал рабочих нагрузок по питанию аппарата.

Абсорбционная очистка газа организовывается противоточным способом. Очищаемый газ подают в низ абсорбера на глухую тарелку над емкостью сбора жидкого абсорбента и после очистки выводят сверху аппарата; свежий абсорбент подают сверху и выводят с низа абсорбера. Для достижения максимальной эффективности работы насадки внутри абсорбера насадку предлагается разместить в виде четырех секций, снабженных коллекторными и распределительными устройствами. Верхний слой снабжается каплеотбойной сеткой.

Перечень параметров, контролируемых с применением автоматических анализаторов

Анализируемый продукт	Контролируемые параметры	Единица измерения	Допускаемые пределы (или номинальное значение)	Рекомендуемые технические средства
Топливный газ	Содержание H ₂ S	мг/м ³	20	Поточный хроматограф Siemens или аналог
Наружный воздух установки	1. Содержание H ₂ S	мг/м ³	10	Анализатор ДАХ ФГУП «Аналитприбор» г. Смоленск
	2. Содержание углеводородов	НКПВ, %	2,3	Анализатор ДАК ФГУП «Аналитприбор» г. Смоленск

Секция 700. Получение серы - S

Сероводородсодержащий газ из секций 400 и 600 поступает в сепаратор С-701 для отделения конденсата, и далее - в термический реактор Р-701. Воздух для горения сероводорода подается в камеру сгорания термического реактора Р-701 с помощью турбовоздуходувки ВД-701. Часть воздуха от турбовоздуходувки ВД-701 подается в узел доочистки и печь дожига отходящих газов. Газ регенерации аминового абсорбента содержащий диоксид серы с узла доочистки также направляется в термический реактор Р-701.

Технологический газ после термического реактора поступает в котел высокого давления реактора Р-701, где охлаждается за счет испарения котловой воды, с образованием водяного пара высокого давления.

После котла высокого давления реактора Р-701 технологический газ поступает в трубное пространство конденсатора серы КС-701, где охлаждается котловой водой с образованием водяного пара низкого давления. Сконденсировавшаяся сера отводится в первую серную емкость.

Технологический газ после отделения сконденсировавшейся серы из КС-701 поступает в подогреватель технологического газа Т-701, где нагревается до необходимой

температуры за счет тепла конденсации водяного пара высокого давления. Конденсат из Т-701 поступает в конденсатоотводчик высокого давления Е-703 и далее выводится в узел подготовки питательной воды.

Из Т-701 нагретый технологический газ поступает в первую каталитическую ступень Р-702 трехсекционного каталитического реактора, где протекает реакция Клауса.

Далее технологический газ поступает в трубное пространство конденсатора серы КС-702, где охлаждается котловой водой с образованием водяного пара низкого давления. Сконденсировавшаяся сера отводится в первую серную емкость.

Технологический газ из конденсатора серы КС-702 поступает в подогреватель технологического газа Т-702, где нагревается до необходимой температуры за счет тепла водяного пара высокого давления. Конденсат из Т-702 поступает в конденсатоотводчик высокого давления Е-704 и далее выводится в узел подготовки питательной воды.

Из Т-702 технологический газ поступает во вторую каталитическую ступень трехсекционного реактора Р-703, где протекает реакция Клауса.

Далее технологический газ поступает в трубное пространство конденсатора серы КС-703. Сконденсировавшаяся в КС-703 сера отводится в первую серную емкость, где собирается недегазированная сера.

Отходящий газ из конденсатора серы КС-703 поступает в сероуловитель Е-701, где из отходящего газа отбивается жидкокапельная сера, и затем смешивается с частью воздуха с воздуходувки ВД-701, нагревается в подогревателе Т-703 паром высокого давления и направляется в Р-703 на полное окисление сернистых соединений до диоксида серы.

Горячий газ из реактора Р-703 охлаждается в котле-утилизаторе КУ-701 с получением водяного пара низкого давления. Охлажденный газ направляется в нижнюю часть скруббера К-701. В скруббере остаточный газ охлаждается за счет противоточного контакта с циркулирующим потоком охлажденной воды. Циркуляция воды осуществляется насосом промывочной воды Н-703 с охлаждением циркулирующего потока сначала в аппарате воздушного охлаждения АВО-701, а затем в водяном холодильнике Т-704 оборотной водой. Балансовое количество сконденсированной кислой воды от Н-703 выводится в узел отпарки.

Остаточный газ из скруббера К-701 поступает в аминовый абсорбер К-702, где двуокись серы поглощается раствором амина Cansolv. Очищенный остаточный газ, отходящий с верха абсорбционной части колонны подается в нижнюю часть колонны, где происходит разделение остаточного газа и унесенного раствора амина. Очищенный

остаточный газ после сепарации поступает в печь дожига П-701, где он дожигается в пламени горения топливного газа до санитарных норм. Дымовые газы через дымовую трубу сбрасываются в атмосферу.

Насыщенный раствор амина Cansolv из куба абсорбционной части абсорбера К-702 поступает на прием насоса насыщенного раствора Cansolv Н-704, проходит теплообменник Т-705, где нагревается за счет тепла регенерированного раствора Cansolv из куба десорбера амина К-703 и подается в верхнюю часть десорбера К-703.

Тепло в куб десорбера К-703 подводится с помощью теплообменника Т-706, где раствор Cansolv нагревается и частично испаряется за счет водяного пара низкого или среднего давления и его конденсации. Паровой конденсат подается на узел подготовки питательной воды.

Газ, содержащий диоксид серы и частично диоксид углерода, с верха колонны К-703 поступает на утилизацию в термический реактор Р-701.

Регенерированный раствор Cansolv из куба десорбера К-703 отдает свое тепло в теплообменнике Т-705, нагревая раствор насыщенного амина, поступающего в десорбер, и поступает в емкость регенерированного раствора Cansolv Е-702. В емкость регенерированного раствора Cansolv предусмотрена подпитка свежего раствора Cansolv.

Регенерированный раствор Cansolv из сборника Е-702 поступает на прием насоса Н-705, охлаждается в аппарате воздушного охлаждения АВО-702, в водяном холодильнике Т-707 оборотной водой и подается в абсорбер амина К-702.

Жидкая сера из первой серной ёмкости насосом Н-702 подается на разбрызгивание во вторую серную ёмкость где хранится дегазированная сера. Для отдувки растворенного сероводорода из жидкой серы предусмотрена продувка газового пространства серной ямы воздухом с откачкой его эжектором СН-701 паром низкого или среднего давления в печь дожига П-701. Дегазированная сера насосом Н-703 откачивается на установку грануляции и затаривания серы.

Для выведения сероводорода и аммиака из сернистой воды, образующейся в секции производства серы, секции обессоливания нефти, секции гидроочистки и атмосферной колонны К-202 предусматривается технологический узел отпарки. Газовый продукт, обогащенный сероводородом, направляется в секцию по производству серы для использования в качестве сырья.

Потоки кислой воды собираются в коллекторе и становятся сырьем для стриппинга сернистой воды. Сернистая вода из стриппинга сернистой воды перекачивается насосами стриппинга кислой воды в теплообменники сырья стриппинга, где она предварительно

нагревается до 106°C. Сырье сернистой воды соединяется с рефлюксом и они поступают на верх стриппинга сернистой воды при 0,16 МПа. Небольшое количество щелочи впрыскивается в сырье колонны для поддержания благоприятного рН для извлечения аммиака.

Стриппинг сернистой воды представляет собой колонну с ребойлером и конденсатором. Комбинированное сырье и рефлюкс поступают на верхнюю тарелку стриппинга. Пары, образованные в ребойлере, извлекают сернистую воду. Ребойлер стриппинга использует пар низкого давления (НД) в качестве нагревающей среды. Чтобы минимизировать спуск предохранительного клапана колонны, пар на ребойлер закрывается высоким давлением в колонне. Верхние пары из стриппинга при 125°C поступают в охлаждаемый воздухом конденсатор стриппинга, где они охлаждаются и частично конденсируются. Автоматический контроль вентилятора и двигатель переменной частоты контролируют выход конденсата при 90°C во избежание кристаллизации дисульфида аммиака. Конденсатор также имеет управляемые вручную жалюзи и паровой змеевик в своем пространстве для поддержания контроллера в эксплуатационном диапазоне и во избежание замораживания. Отходящие потоки из конденсатора разделяются на жидкость и сернистый газ в верхней емкости стриппинга при 0,12 МПа и 90°C. Жидкость, преимущественно вода, течет на всас рефлюксных насосов стриппинга, чтобы стать рефлюксом. Рефлюксные насосы направляют рефлюкс на соединение с сырьем в стриппинге. Рефлюкс контролируется потоком, предварительно настроенным уровнем из рефлюксной емкости. Ингибитор коррозии добавляется в рефлюкс перед тем, как он соединяется с сырьем стриппинга. Кислый газ из верхней емкости стриппинга поступает в секцию по производству серы при 0,10 МПа и 90°C при контроле обратного давления.

Обессеренная сернистая вода со дна стриппинга при 0,19 МПа и 132°C перекачивается донными насосами стриппинга в теплообменники сырье/донные остатки стриппинга, где она охлаждается до 74°C против сырья сернистой воды к стриппингу. Обессеренная сернистая вода далее охлаждается до 40°C холодильником донных остатков стриппинга, который использует охлаждающую воду как охлаждающую среду. Обессеренная сернистая вода разделяется на два продуктовых потока перед отправкой за пределы узла отделения серной воды при 0,5 МПа и 40°C. Первый поток возвращается на установку для повторного использования в качестве промывной воды при контроле потока. Второй поток – избыток и он направляется в систему канализационной воды. Этот поток находится на контроле потока, предварительно настроенный уровень на дне

стриппинга. Ингибитор коррозии и щелочной раствор впрыскиваются в рефлюкс и сырье сернистой воды на стриппинг сернистой воды, соответственно. Щелочной раствор поддерживает благоприятное рН для стриппинга аммиака. Ингибитор коррозии минимизирует коррозию в стриппинге и верхней системе.

Расчетные технологические показатели секции производства серы

№ пп	Показатели	Ед. изм.	Величина
1	Расход сырого газа	м ³ /ч	3,954
2	Температура сырого газа	°С	30-50
3	Давление сырого газа	МПа	0,9
4	Концентрация сероводорода	% об.	0,17
5	Количество сероводорода	кг/ч	9-18
6	Температура газа на входе в блок компримирования	°С	20-25
7	Температура газа на входе в установку сероочистки	°С	45-55
8	Циркуляция раствора: (при концентрации Fe=2,5 г/л)	м ³ /ч	15-30
9	Рабочая температура раствора	°С	20-35
10	Подача воздуха для регенерации	м ³ /ч	200-300
11	Количество образующейся серы	кг/ч	8,9-17,8
12	Количество образующейся реакционной воды	кг/ч	4,7-9,5
13	Потери воды: – с воздухом – с газом – всего	кг/ч	7-11 6-14 13-25
14	Подпитка воды	кг/сут	200-370

Секция 800. Технологические печи – П

Технологические печи предназначены для нагрева сырьевых потоков на установке за счёт сжигания технологического углеводородного газа, получаемого на установке и очищенного от сероводорода в отделении очистки углеводородных газов секции 600. Технологические печи из секций 200, 300, 400 объединены в отдельную

компактно расположенную секцию 800. Печи проектируются вертикальные конвекционно-радиантного типа со спиральными змеевиками из стали 1X18H9T. Горелочные форсунки проектируются комбинированные газожидкостные с наддувом воздуха, широкого интервала регулировки с полным комплектом регулирования температуры выхода продукта по АСУТП, со всеми защитными техническими средствами по технике безопасности, с возможностью быстрой замены змеевиков.

Печи состоят из радиантной и конвекционной камер, над которыми расположены газоходы, объединённые со всех 4-х печей по дымовым газам, направляемые в котлы-утилизаторы. Трубные системы печей располагаются горизонтально, змеевики соединяются отводами с помощью сварки. Трубы – сталь 15X5M. В радиантной камере трубы опираются на узлы крепления труб, а в конвекционной камере – на трубные решетки. Вход продукта расположен в зоне свода печи, выход – в нижней части радиантной камеры.

На выходе потоков из конвекционной части в змеевик печи П-301 подается турбулизатор для предотвращения закоксовывания радиантных труб. Количество подаваемого в потоки турбулизатора задается программно и регулируется автоматически клапаном-регулятором, установленным на линии подачи турбулизатора в зависимости от расхода потока загрузки печи и температурного режима.

Печи оборудуются системами безопасности и средствами противоаварийной автоматической защиты. Система противоаварийной автоматической защиты снабжена противоаварийной сигнализацией параметров и сигнализацией срабатывания исполнительных органов.

Для змеевиков печи предусматривается:

- аварийное освобождение от нагреваемого жидкого продукта при повреждении труб или прекращении его циркуляции;
- блокировки по отключению подачи топлива при прекращении подачи сырья;
- средства дистанционного отключения подачи сырья и топлива в случаях аварий в системах змеевиков;
- средствами сигнализации о падении давления в системах подачи сырья.

Для топочного пространства предусматривается:

- системы регулирования заданного соотношения топлива, воздуха и водяного пара;

- блокировки, предотвращающие поступление газообразного топлива и воздуха при снижении давления ниже установленных параметров, прекращении электро- пневмоснабжения КИПиА;
- средства сигнализации о прекращении поступления топлива, а также воздуха при его принудительной подаче;
- средства контроля за уровнем тяги и автоматического прекращения подачи топливного газа в зону горения при остановке дымососа или недопустимом снижении разрежения в печи; при компоновке печных агрегатов с котлами-утилизаторами – системы по переводу на работу агрегатов без дымососов;
- средства автоматической подачи водяного пара в топочное пространство и змеевики при прогаре труб.

Печи оборудуются:

- дежурными (пилотными) горелками, оснащенными запальными устройствами индивидуальной системой топливоснабжения;
- сигнализаторами погасания пламени рабочих и дежурных горелок;
- паровой завесой, включаемой автоматически или дистанционно со звуковым предупреждением.

Подача топливного газа осуществляется через сепаратор, подогреватель и фильтры для освобождения от жидкой фазы, влаги и механических примесей предварительно перед подачей в горелку. Сепаратор оснащается средствами автоматики и блокировкой.

Подача жидкого топлива осуществляется через подогреватель и фильтры для обеспечения необходимой вязкости и освобождения от механических примесей перед подачей в горелку. В системе имеется два защитно-пусковых фильтра, работающие параллельно. В качестве жидкого топлива на пусковой период в печах могут использоваться: мазут, котельное топливо, газойлевые или дизельные фракции, кондиционные по показателю температуры вспышки (не ниже 60°C в закрытом тигле для дизельных и газойлевых фракций и 90°C в открытом тигле для мазута и котельного топлива). На каждую горелку устанавливается пилотная горелка с датчиком контроля пламени типа ПГ-28 КП. Специальный топливный насос поддерживает в системе постоянное давление, что необходимо для стабильной работы форсунки. Часть топлива циркулирует по схеме коллектор – прием насоса – коллектор.

На линиях подачи жидкого топлива к горелкам устанавливаются автоматические запорные клапаны, срабатывающие в системе блокировок. Запорные клапаны на общих

трубопроводах жидкого и газообразного топлива расположены в безопасном месте на расстоянии 10 м от печи.

Дополнительно к общему отсекающему устройству на печи предусматриваются предохранительно-запорные клапаны на трубопроводах газообразного топлива к основным горелкам, срабатывающие при снижении давления газа ниже допустимого. Для многофакельных печей предусматриваются автономные регулирующие органы на трубопроводах жидкого и газообразного топлива для обеспечения безопасности в режиме пуска.

Система блокировок и сигнализации обеспечивает отключение подачи топлива к дежурным и основным горелкам при:

- отклонениях параметров подачи топлива от регламентированных;
- падении объема циркуляции сырья через змеевик печи ниже допустимого;
- превышении предельно допустимой температуры сырья на выходе из печи;
- срабатывании прибора погасания пламени.

Печи оборудуются средствами автоматической подачи водяного пара в топочное пространство. Подача пара в топочное пространство включается автоматически при прогаре змеевика, характеризующемся:

- падением давления в сырьевом змеевике;
- повышением температуры над перевальной стеной;
- изменением содержания кислорода в дымовых газах на выходе из печи.

Электроснабжение систем ПАЗ и исполнительных механизмов печи относится к особой группе I категории надежности.

Схема обеспечения установки топливом

В качестве основного топлива для технологических печей используется олефинсодержащий углеводородный газ после сероочистки его в секции 600. Штатное давление в системе топливного газа составляет 0,7 МПа. Жидкое топливо используется в период пуска и пусконаладочных работ.

При понижении давления топливного газа перед печами менее 0,2 МПа на щит оператора подается звуковой и световой сигнал, при дальнейшем снижении давления

менее 0,1 МПа подается аварийный звуковой и световой сигнал и через 10-15 сек. закрываются пневмозадвижки на газовых трубопроводах к печам.

Схема обеспечения установки азотом

Азот (инертный газ) низкого давления (до 1,2 МПа) планируется подавать с блочно-модульной азотной станции на установку по трубопроводу из двух буллитов по 40 м³.

Азот используется на установке для продувки технологических трубопроводов и оборудования от горючих продуктов и кислорода, подачи в трубное пространство технологических печей, использования в качестве азотной подушки в ёмкостях с реагентами и лёгкими углеводородными газами, дренажных и аварийных ёмкостей, для продувки трубных пучков водяных холодильников и, пожаротушения электрических узлов насосных и электроустановок.

Потребление азота осуществляется с таким расходом, чтобы давление в приемном трубопроводе азота на установку было не менее 0,35 МПа.

Освобождение аппаратов и трубопроводов от нефтепродуктов

Для освобождения коллекторов и трубопроводов от нефтепродуктов при аварийной ситуации предусмотрена дренажная система, включающая возможность дренирования аварийного оборудования и связанных с ними коллекторов и продуктопроводов в дренажную ёмкость ДЕ-101.

Дренирование всех аппаратов производится в дренажную ёмкость ДЕ-101 ёмкостью 120 м³, находящаяся под азотной подушкой и оборудованная погружными насосами. Один насос для откачки нижних слоёв нефтезагрязнённой воды на очистные сооружения завода и второй для откачки нефтепродуктов, по мере накопления, через клапан от межфазного регулятора уровня раздела фаз «нефть-вода».

Схемой предусматривается создание избыточного давления в дренажной ёмкости до 0,4 МПа азотом во время ее освобождения. Перед созданием избыточного давления в ёмкости закрываются перемычки и задвижки поступающих нефтепродуктов и солёной воды с электродегидраторов.