

АО «Павлодарский нефтехимический завод»

«СОГЛАСОВАНО»

Главный инженер

ОАО «Омскнефтехимпроект»

_____ **Л. Я. Дерябина**

« 30 » 09 2008 г.

«УТВЕРЖДАЮ»

Технический директор

АО «ПНХЗ»

_____ **Е. П. Двуреков**

« 20 » 10 2008 г.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕГЛАМЕНТ
установки замедленного коксования

Индекс регламента: ТР-4-14-08

Срок действия до: 20.10.2013г.

2

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕГЛАМЕНТ
установки замедленного коксования АО «ПНХЗ»

Состав исполнителей:

Должность	Подпись	Ф.И.О.
1	2	3

1 Заместитель технического
директора

И. В. Дубинин

2 Главный технолог

А. А. Аникин

3 Начальник ПС

О. Б. Алсеитов

4 Главный метролог

И. Н. Кирилов

5 Главный механик

С. В. Кучерявский

6 Главный энергетик

В. П. Копыльцов

7 Главный технический
руководитель по ОТ

К. П. Семёнов

8 Начальник цеха № 4

А. Б. Давыдов

№ п/п	Наименование раздела	Страни- цы
1	2	3
1	Общая характеристика установки. Назначение процесса	5 – 9
2	Характеристика исходного сырья, реагентов, изготавливаемой продукции	10 – 15
3	Описание технологической схемы установки	16-32
3.1	Описание схемы узла фракционирования	16
3.2	Описание схемы узла обезвреживания сульфидсодержащих стоков	18
3.3	Описание схемы блока стабилизации	19
3.4	Описание схемы очистки газа коксования	19
3.5	Описание схемы реакторного блока. Отделение коксования	20
3.6	Описание узла абсорбции	21
3.7	Гидровыгрузка и внутриустановочный транспорт кокса	22
3.8	Схемы вспомогательных трубопроводов	24
3.9	Схема уплотнения и охлаждения сальников насосов	26
3.10	Схема сырьевого парка	27
3.11	Схема межцеховых коммуникаций и парков готовой продукции	27
3.12	Система пароснабжения	28
3.13	Водоснабжение	28
3.14	Канализация	29
3.15	Схема разводки инертного газа, технического воздуха и воздуха КИПиА	30
3.16	Узел пожаротушения	31
3.17	Система теплообеспечения	32
4	Нормы технологического режима	33-59
5	Контроль технологического процесса	60-78
5.1	Аналитический контроль технологического процесса	60
5.2	Перечень сигнализаций и блокировок установки	67
6	Основные положения пуска и остановки установки при нормальных условиях	79-90
6.1	Общие положения	79
6.2	Пуск установки	81
6.3	Пуск и остановка гидровыгрузки и внутриустановочной транспортировки кокса	86
6.4	Нормальная эксплуатация установки	87
6.5	Нормальная остановка установки	88
6.6	Особенности пуска и остановки установки в зимнее время	89
7	Основные правила безопасного ведения технологического процесса.	91-106
7.1	Общие требования безопасности к технологическому процессу. Основные мероприятия, обеспечивающие безопасность ведения процесса	91
7.2	Характеристика технологического процесса с точки зрения его взрывоопасности и вредности, наиболее опасные места на установке	92
7.3	Взрывопожароопасные, токсичные свойства сырья, полуфабрикатов, готовой продукции и отходов производства	94
7.4	Индивидуальные средства защиты работающих, которые используются в конкретных условиях данного производства	97
7.5	Группа и категория взрывопожароопасности применяемых продуктов	98
7.6	Способ обезвреживания продуктов в аварийных случаях	101
7.7	Защита от статистического электричества	101
7.8	Способы и необходимые средства пожаротушения	101
7.9	Средства коллективной защиты работающих от воздействия опасных и вредных производственных факторов	101

1	2	3
7.10	Применяемые средства автоматического включения пожарной техники и сигнализации загораний	103
7.11	Меры безопасности, вытекающие из специфики технологического процесса	103
7.12	Факторы производственных опасностей для профессионального отбора и контроля состояния здоровья работающих. Ограничение возможности труда женщин и подростков	105
8	Возможные виды аварийного состояния производства и способы их ликвидации	107-112
8.1	Возможные неполадки технологического процесса или оборудования, причины и способы их устранения	107
8.2	Возможные аварийные ситуации и правила остановки установки	110
9	Отходы при производстве продукции, сточные воды, выбросы в атмосферу, методы их утилизации, переработки	113-117
9.1	Твёрдые и жидкие отходы	113
9.2	Сточные воды	114
9.3	Выбросы в атмосферу	115
10	Перечень минимальных средств контроля и регулирования при отказе работы, которых необходима аварийная остановка или перевод на циркуляцию	118
11	Перечень обязательных инструкций и нормативной документации для работников установки	119-128
11.1	Перечень обязательных инструкций для работников установки.	119
11.2	Перечень нормативной документации для работников установки	125
12	Краткая характеристика технологического оборудования, регулирующих и предохранительных клапанов	129-157
12.1	Краткая характеристика технологического оборудования	129
12.2	Краткая характеристика регулирующих клапанов	149
12.3	Краткая характеристика предохранительных клапанов	156
	Лист регистрации изменений	
	Технологическая схема блока ректификации	1 лист
	Технологическая схема блока стабилизации	1 лист
	Технологическая схема обвязки сырьевых насосов	1 лист
	Технологическая схема блока обезвреживания сульфидсодержащих стоков	1 лист
	Технологическая схема разводки топливного газа	1 лист
	Технологическая схема отделения коксования	1 лист
	Технологическая схема охлаждения насосов	1 лист
	Технологическая схема сырьевого парка	1 лист
	Технологическая схема очистки жирного газа	1 лист
	Технологическая схема узла абсорбции	1 лист
	Технологическая схема факельной системы	1 лист
	Технологическая схема пенотушения	1 лист
	Технологическая схема ввода-вывода с установки	1 лист
	План расположения оборудования	2 листа

1 Общая характеристика установки.

Назначение процесса.

1.1 Установка замедленного коксования типа 21-10/9 предназначена для производства нефтяного кокса из гудрона, получаемого на установках вакуумной перегонки мазута (С-001 комплекса КТ-1 или установки производства битумов).

Кроме кокса на установке получают жирный газ коксования, компонент автобензина, легкий и тяжелый газойль коксования.

1.2 Технологический процесс установки замедленного коксования типа 21-10/9 разработан БашНИИ НП. Проект установки Башгипронефтехим. Генеральный проектировщик Омский филиал ВНИПИнефть.

Проектная производительность установки по сырью – 600 тыс. тонн в год. Сырье на установку принимается из промежуточного парка. Источник сырья - установка вакуумной разгонки мазута.

Год ввода установки в действие – 1987.

Схема установки принята двухпоточной по блоку коксовых камер и однопоточной по ректификации, по системе обработки и транспорта кокса. Заполнение камер коксом и выгрузка кокса из коксовых камер производится периодически.

1.3 Установка скомпонована из следующих блоков:

1.3.1 Блок печей. В состав блока входят печи, дымовая труба.

1.3.2 Блок коксовых камер. В состав блока входят коксовые камеры, емкость воды для гидрорезки, здание насосной гидрорезки.

1.3.3 Блок колонн. В состав блока входят колонные аппараты и теплообменники, связанные технологически с ними, вертикальная емкость для технологического воздуха, наружная этажерка, на которой размещена теплообменная и емкостная аппаратура.

1.3.4 Блок горячей насосной - состоит из открытой насосной под навесом.

1.3.5 Блок холодной насосной. В состав холодной насосной входят здание холодной насосной, перекрытие которой служит постаментом для теплообменной и емкостной аппаратуры, технологически связанной с насосами холодной насосной, наружная этажерка с теплообменной и емкостной аппаратурой и заглубленные емкости для дренажа светлых и темных нефтепродуктов.

1.3.6 Блок теплообменников и холодильников.

1.3.7 Блок компрессорной. В состав блока входят здание компрессорной, КТП, маслохозяйство.

1.3.8 Блок очистки газа и обезвреживания стоков. В состав блока входят здание насосной МЭА, насосная пенотушения, наружная установка.

1.3.9 Блок подготовки воды. В состав блока входят яма-накопитель, водяная насосная, приемный резервуар, отстойник вод гидрорезки с насосной.

1.3.10 Блок внутриустановочной обработки и транспорта кокса.

Сущность процесса.

Одним из способов переработки тяжелых нефтяных остатков является коксование. При этом наряду с выработкой нефтяного кокса, необходимого для цветной и черной металлургии, получают также газообразные и жидкие углеводороды.

В качестве сырья коксования могут быть использованы остатки прямой перегонки нефти, остатки вторичного происхождения (крекинг - остатки), а также остатки масляного производства (асфальты, экстракты) и их смеси.

Нефтяной кокс представляет собой твердый пористый продукт черного цвета с металлическим блеском. Элементарный состав кокса: 90-97 % углерода, 1,5-8 % водорода, остальное - азот, кислород, сера и металлы (оксиды кремния, железа, ванадия и щелочных металлов). Основную массу нефтяного кокса (90 %) составляют карбоиды – продукты глубокого уплотнения нефтяных углеводородов, образующихся в результате действия на эти углеводороды высокой температуры. Карбоиды - сложные соединения, богатые углеродом и очень бедные водородом.

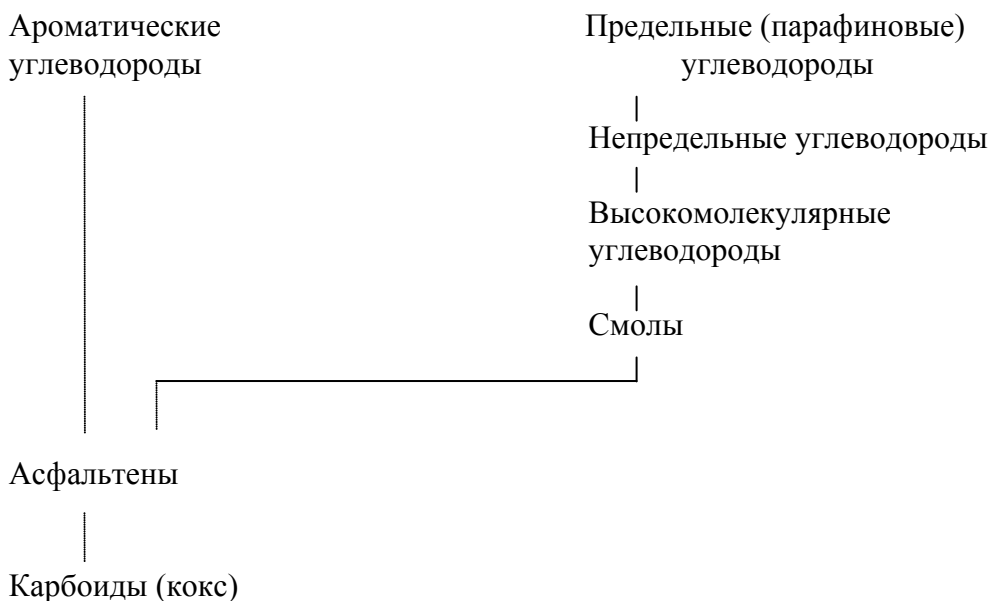
Химические превращения углеводородов при действии на них высоких температур весьма разнообразны и сложны, но схематически их можно разделить на две основные группы:

1) реакции распада, при которых молекулы исходного сырья расщепляются на более мелкие молекулы;

2) реакции полимеризации и уплотнения, при которых молекулы сырья, получившиеся при первоначальном распаде, соединяются в новые молекулы другого строения. В результате образуются высокомолекулярные продукты бедные водородом (смолы, асфальтены, карбоиды, кокс).

В процессе коксования целевым продуктом является кокс, поэтому основными реакциями являются реакции уплотнения, приводящие к образованию карбоидов. Различные углеводороды нефти в условиях высоких температур ведут себя по-разному. Наиболее склонны к реакциям уплотнения и образованию кокса ароматические углеводороды. Парафиновые углеводороды способны только к реакциям распада и не вступают в реакции уплотнения. Нафтены занимают промежуточное положение. Непредельные углеводороды играют значительную роль в процессах коксования, особенно когда они вступают в реакции соединения с ароматическими углеводородами. Процесс образования кокса является целью последовательно протекающих реакций. Конечный продукт – кокс (карбоиды) – получается не сразу, а через ряд промежуточных соединений. Таким промежуточным соединениями и являются продукты конденсации и полимеризации, смолы и асфальтены.

Схематически это изображено так:



В период заполнения камер на установках замедленного коксования сырьем, температура его значительно снижается (с 460-470 °С до 420 °С).

Тепло расходуется на нагрев сравнительно холодной камеры и на испарение тяжелых фракций сырья. Постепенно температура коксующего остатка повышается за счет поступающего горячего сырья. После накопления 24-26 % асфальтенов подвижный битумообразный остаток в короткий срок превращается в твердый карбоидный скелет.

Процесс коксования в первой стадии сопровождается значительным вспучиванием коксующейся массы.

Далее тепла, вносимого с сырьем, становится достаточно для осуществления непрерывного процесса коксования и наступает вторая стадия - непрерывное наращивание слоя.

На второй стадии процесса одновременно происходит испарение сырья, распад и глубокое уплотнение его до кокса.

СЫРЬЕМ для процесса коксования служат тяжелые остатки, получающиеся в результате атмосферной и вакуумной перегонки нефти (мазуты, гудроны); крекинг - остатки от термического крекинга мазутов, гудронов, тяжелых газойлей; остатки масляного производства: асфальт пропановой деасфальтизации гудрона, экстракты селективной очистки масел, их смеси; тяжелый газойль каталитического крекинга, очищенного от механических примесей.

Основными компонентами тяжелых нефтяных остатков являются масла, смолы и асфальтены. Масла содержат главным образом парафиновые, циклопарафиновые и ароматические углеводороды, а смолы и асфальтены - высокомолекулярные гетероциклические соединения, которые являются основными коксообразующими веществами.

Прямогонные остатки (мазуты, гудроны) представляют собой смесь высокомолекулярных углеводородов (масел) и смолисто-асфальтовых веществ; крекинг - остатки содержат еще более значительное количество карбоидов (0,2 – 4,0 %). Содержание масел, смол и асфальтенов в остатках зависит от происхождения нефти, от температуры и продолжительности процесса, при котором получается остаток.

Основными показателями качества сырья для процесса коксования являются: химический состав, коксуемость, плотность, фракционный состав, содержание серы, солей и механических примесей. От этих показателей зависят количественные и качественные показатели процесса.

КОКСУЕМОСТЬ. Коксуемость сырья (в %) вычисляют по массе твердого остатка, образующегося в тигле после нагревания в нем продукта. Чем больше в сырье смолисто-асфальтовых веществ, тем выше его коксуемость, т.е. основными коксообразующими веществами являются асфальтены и смолы. Коксуемость зависит от плотности сырья. Как правило, остатки сернистых и высокосернистых нефтей характеризуются высокой коксуемостью и плотностью и выход кокса при их коксовании больше, чем при коксовании остатков малосернистых нефтей.

СОДЕРЖАНИЕ СЕРЫ. Содержание серы в сырье коксования зависит от природы исходной нефти. По содержанию серы в получаемом коксе принято различать три вида сырья.

Малосернистым называют сырье, из которого получают кокс с содержанием серы не выше 1,5 %. Это остатки бакинских, грозненских, туркменских, мангышлакских и некоторых других нефтей.

Сернистым сырьем принято считать остатки туймазинских, ромашкинских и западно-сибирских нефтей.

Высокосернистое сырье - это остатки из арланской, ишибаевской и других высокосернистых нефтей.

Четкой зависимости содержания серы в коксе от содержания серы в сырье не обнаружено.

Так, при коксовании сырья, содержащего до 0,25 % серы, в коксе ее становится в два раза больше, а при коксовании сырья с 5 % серы содержание серы в коксе такое же.

Высокое содержание серы в коксе является причиной растрескивания электродов при их производстве и термообработке, а также создается загазованность производственных помещений и окружающей атмосферы.

СОЛИ И МЕХАНИЧЕСКИЕ ПРИМЕСИ. При коксовании, соли металлоорганических соединений и механические примеси, содержащиеся в сырье, переходят в кокс и повышают его зольность. Одним из источников образования золы в коксе являются содержащиеся в сырье металлоорганические соединения, которые входят в состав смолисто-асфальтовых веществ. Высокое содержание золы ограничивает применение кокса.

Выбор сырья для установки замедленного коксования 21-10/9 осуществлен с учетом сложившейся на предприятии технологии переработки нефти и обеспечения по возможности наиболее высокого выхода нефтяного кокса с качеством, удовлетворяющим требованиям технических условий.

Выход и качество продуктов при замедленном коксовании.

Выход и качество продуктов, получаемых наряду с нефтяным коксом при замедленном коксовании тяжелых нефтяных остатков: газа, бензина и керосиногазойлевых фракций, зависит от качества исходного сырья и от условий ведения процесса: коэффициента рециркуляции, температуры и давления в реакторах и др.

Наибольшее влияние на выход и качество продуктов оказывают плотность и химический состав сырья. Выход продуктов зависит в значительной степени от того, является ли исходное сырье остатком прямой перегонки или остатком термического крекинга. Различные виды сырья при замедленном коксовании можно расположить по уменьшению скорости коксования в следующий ряд: крекинг - остатки → гудроны → мазуты.

Мазуты имеют низкую коксуемость и, следовательно, дают низкий выход кокса. Получаемый из остатков прямой перегонки кокс характеризуется низкой механической прочностью и содержит больше летучих веществ. При коксовании крекинг - остатка получается кокс лучшего качества по механической прочности и содержанию летучих веществ, но переработка такого сырья затруднена. Карбоиды, содержащиеся в крекинг-остатке, приводят к быстрому закоксовыванию труб печей, трансферных линий, переключающих кранов. Поэтому остаток после крекирования мазута перерабатывают в смеси с термостойкими дистиллятными нефтяными остатками (экстракты селективной очистки масел, остатки от термокрекинга газойлей коксования и каталитического крекинга), которые уменьшают закоксовывание реакционного змеевика печи и удлиняют цикл ее работы. Кроме того, эти остатки образуют при коксовании высококачественный кокс улучшенной структуры.

На выход и качество продуктов заметное влияние оказывают режимные параметры процесса замедленного коксования: давление, температура в коксовой камере, коэффициент рециркуляции, объемная скорость, подача турбулизатора и др. Коэффициент рециркуляции представляет собой отношение общей загрузки печи (вторичного сырья) к содержанию свежего сырья в этой загрузке. При одном и том же сырье и различных коэффициентах рециркуляции выход продуктов неодинаков. При увеличении коэффициента рециркуляции увеличивается выход газа, бензина и кокса, но уменьшается выход тяжелого газойля. С увеличением коэффициента рециркуляции производительность установки по свежему сырью уменьшается.

Повышение давления и температуры в системе, также как и коэффициента рециркуляции, приводят к увеличению выхода газа, бензина, легкого газойля, кокса за счет уменьшения выхода тяжелого газойля.

По фракционному составу нефтяные коксы делятся на фракции в зависимости от размера кусков: 0 – 25 мм и 25 – 250 мм.

Эти фракции имеют неодинаковые свойства. Внизу камер кокс, образующийся при сравнительно низких температурах (так как часть тепла тратится на разогрев стенки), получается худшего качества.

Верхний слой кокса преимущественно образуется из вспененной массы сырья также при низких температурах. Такой кокс содержит много летучих и имеет низкую механическую прочность. Наиболее качественный кокс получается в средней части реактора. Зольность нефтяных коксов зависит от содержания в сырье механических примесей, растворимых солей органических и неорганических кислот и металлоорганических соединений. В состав золы входят еще металлы: ванадий, никель и др., они концентрируются в асфальтосмолистых веществах сырья и при коксовании полностью переходят в кокс. При использовании кокса в производстве алюминия все минеральные примеси переходят в состав алюминия и ухудшают его электропроводимость.

ЛЕТУЧИЕ ВЕЩЕСТВА. В нефтяных коксах содержатся (в зависимости от качества сырья и режима коксования) 7 – 15 % летучих веществ - недококсованных остатков сырья. Содержание летучих в коксе зависит от длительности заполнения реактора сырьем. С увеличением длительности заполнения содержание летучих снижается и наоборот.

Влажность кокса не является браковочным показателем, однако надо стремиться к тому, чтобы товарный кокс содержал как можно меньше влаги, т.к. кокс с влажностью более 8 % при транспортировании в зимнее время смерзается, что затрудняет его выгрузку из вагонов.

Летучие вещества и влагу удаляют из кокса прокаливанием его в специальных печах при температуре до 1300 °С.

**2 Характеристика исходного сырья, реагентов,
изготавливаемой продукции.**

Таблица 2.1

№ п/п	Наименование сырья, реагентов, полупродук- тов, изготавливаемой про- дукции	Номер ГОСТ, ОСТ, ТУ, СТП, МЦН	Показатели качества, обязательные для контроля	Норма по ГОСТ, ОСТ, ТУ, СТП, МЦН	Область приме- нения изготавливаемой продукции
1	2	3	4	5	6
1	Сырье – гудрон (фр. > 500 °С)	Межцеховые нормы	1 Плотность при 20 °С, кг/м ³ 2 Коксуемость, % масс. 3 Вязкость условная при 80 °С на ВУБ, сек. 3.1 Вязкость при 100 °С условная, градусы ВУ, не менее 4 Фракционный состав: - содержание фракции до 500 °С, % об., не более 5 Массовая доля серы, %, не более 6 Зольность, % масс., не более	970-1000 12-18 25-45 200 17 2,5 0,1	Используется как сырье УЗК
Получаемая продукция					
2	Легкий газойль (фр. 180 – 300 °С)	Межцеховые нормы	1 Плотность при 20 °С, кг/м ³ , не более 2 Фракционный состав: - температура начала кипения, °С, не менее - температура конца кипения, °С, не более 3 Массовая доля серы, %, не более 4 Температура застывания, °С, не выше 5 Температура вспышки в закрытом тигле, °С, не ниже 6 Испытание на медной пластине	860 180 360 1,5 –10 61 выдерживает (при выводе в товарный парк)	Используется в ка- честве компонента дизельного топлива, сырья каталитиче- ского крекинга, ком- понента котельного топлива

1	2	3	4	5	6
3	Тяжелый газойль (фр.300 – К.К.)	Межцеховые нормы	1 Плотность при 20 °С, кг/м ³ , не более 2 Фракционный состав: - температура начала перегонки, °С, не ниже - температура конца перегонки, °С, не более 3 Коксуемость, % масс., не более 4 Цвет, ед. ЦНТ, не более 5 Температура застывания, °С	940 270 495 0,4 5,0 с/р не норм.	Используется в качестве компонента котельного топлива или компонента сырья вакуумного блока комплекса КТ-1
4	Бензин стабилизации	Межцеховые нормы	1 Плотность при 20 °С, кг/м ³ , не более 2 Фракционный состав: - температура начала кипения, °С, не ниже - температура конца кипения, °С, не выше 3 Испытание на медной пластине 4 Содержание серы, % масс., не более 5 Октановое число, пункты 6 Концентрация фактических смол, мг на 100 см ³ бензина, не более 7 Содержание непредельных углеводородов	740 35 205 выдерживает 0,1 48-55 5,0 не норм.	Используется как сырье гидроочисток ЛК-6У, КТ-1, каталитического крекинга или используется как компонент товарных бензинов
5	Вторичное сырье	Межцеховые нормы	1 Плотность при 20 °С, кг/м ³ , не более 2 Коксуемость, % масс. 3 Вязкость условная при 80 °С на ВУБ, сек., не более 4 Массовая доля серы, %, не более 5 Фракционный состав: - температура начала кипения, °С, не ниже - выход фракции до 520 °С, % об., не более 6 Массовая доля механических примесей (в виде мелкого кокса), %, не более 7 Зольность, % масс., не более	1000 10-14 30 2,5 320 35 0,2 0,2	Используется как сырье реакторного блока

1	2	3	4	5	6
6	Компонент котельного топлива	Межцеховые нормы	1 Плотность при 20 °С, кг/м ³ 2 Вязкость при 100 °С условная, градусы ВУ, не более 3 Температура вспышки в открытом тигле, °С, не ниже 4 Содержание воды, % об., не более	не норм. 6,8 110 1,2	
7	Нестабильный бензин	Межцеховые нормы	1 Плотность при 20 °С, кг/м ³ , не более 2 Фракционный состав: - температура начала кипения, °С - температура конца кипения, °С, не выше	740 не норм. 205	Направляется на стабилизацию
8	Жирный газ коксования до очистки	Межцеховые нормы	1 Компонентный состав: - содержание суммы С ₅ и С ₆ , % масс. 2 Плотность при 20 °С, кг/м ³ 3 Низшая теплота сгорания, кДж/м ³ , не ниже	не норм. не норм. не норм.	Направляется на блок очистки
9	Газ коксования после очистки	Межцеховые нормы	1 Компонентный состав: - содержание суммы С ₅ и С ₆ , % масс., не более 2 Содержание сероводорода, % об., не более 3 Плотность при 20 °С, кг/м ³ 4 Низшая теплота сгорания, кДж/м ³ , не ниже	10 0,002 не норм. не норм.	Используется для собственных нужд в качестве топлива и направляется в топливную сеть завода.
10	Кокс суммарный из каждого реактора	Межцеховые нормы	1 Массовая доля влаги, %, не более 2 Массовая доля летучих веществ, %, не более 3 Массовая доля серы, %, не более 4 Зольность, % масс., не более 5 Массовая доля мелочи, %: - куски размером 0-25 мм, не более	10 12 3,0 0,3 55	Товарный продукт

1	2	3	4	5	6
---	---	---	---	---	---

Кокс товарный

				Марки			
				А	Б	В	
11	Коксы нефтяные сернистые замедленного коксования (размером кусков 25-250 мм, 8-250 мм ТУ 38.101585-89)	ТУ 38.101585-89	1 Массовая доля общей влаги, %, не более 2 Массовая доля летучих веществ, %, не более 3 Зольность, %, не более 4 Массовая доля серы, %, не более 5 Массовая доля мелочи, %, не более: - куски размером менее 25 мм - куски размером менее 8 мм	3,0 7,5 0,5 3,0 10 -	3,0 9,0 0,5 3,0 - 10,0	3,0 9,0 0,5 2,0 - 10,0	Товарный продукт
12	Коксы нефтяные замедленного коксования с размером кусков 0-25 мм ТУ 38.001310-78	ТУ 38.001310-78	1 Массовая доля общей влаги, %, не более 2 Выход летучих веществ, % масс., не более 3 Зольность, % масс., не более 4 Массовая доля серы, %, не более 5 Содержание основных фракций, % масс, не менее	6 12 0,6 3,0 80	6 13 0,8 4,2 80	6 12 0,6 1,5 80	Товарный продукт
13	Кокс нефтяной суммарный замедленного коксования	ТУ 34 РК 5747224-011-94	1 Массовая доля серы, %, не более 2 Выход летучих веществ, % масс., не более 3 Зольность, % масс, не более 4 Массовая доля фракций 0-25 мм, %, не более 5 Массовая доля фракций выше 25 мм, %, не менее 6 Массовая доля общей влаги, %, не более		1,7 10 0,3 55 45 6,0		Товарный продукт
14	Кокс электродный суммарный замедленного коксования	ТУ 55 РК 39334881 ЗАО 002-2001	1 Массовая доля серы, %, не более 2 Выход летучих веществ, % масс., не более 3 Зольность, % масс, не более 4 Массовая доля фракций, %: - куски размером от 0 до 25 мм, не более - куски размером от 25 мм и выше, не менее 5 Массовая доля общей влаги, %, не более		1,7 10 0,3 55 45 6,0		Товарный продукт

1	2	3	4	5	6
15	Сырье для производства прокаленного кокса	Межцеховые нормы	1 Массовая доля общей влаги, %, не более 2 Выход летучих веществ, %, не более 3 Зольность, % масс., не более 4 Массовая доля серы, %, не более 5 Массовая доля фракций, %: - куски размером от 0 до 25 мм, не более - куски размером от 25 мм и выше, не менее	12,0 12,0 0,6 3,0 55 45	Используется в качестве основного сырья для УПК
Промышленные стоки					
16	Технологический конденсат до окисления	Межцеховые нормы	1 Содержание сульфидов в пересчете на сероводород (сульфидная сера), мг/дм ³ , не более 2 Содержание нефтепродуктов, мг/дм ³ , не более 3 Значение pH, ед. pH 4 Содержание взвешенных веществ, мг/дм ³ , не более 5 Содержание фенолов, мг/дм ³	не норм. 120 7,0-8,5 50 не норм.	Направляется на окисление в К-6
17	Технологический конденсат после окисления	Межцеховые нормы	1 Содержание сульфидов в пересчете на сероводород (сульфидная сера), мг/дм ³ , не более 2 Содержание нефтепродуктов, мг/дм ³ , не более 3 Содержание сульфатов, мг/дм ³ , не более 4 Значение pH, ед. pH 5 Содержание фенолов, мг/дм ³ , не более	20 120 500 6,5-8,5 20	Сбрасывается в ПЛК
18	Сточная вода с (УЗК)	Межцеховые нормы	1 Содержание нефтепродуктов, мг/дм ³ , не более 2 Содержание сульфидов в пересчете на сероводород (сульфидная сера), мг/дм ³ , не более 3 Значение pH, ед. pH 4 Содержание взвешенных веществ, мг/дм ³ , не более 5 Содержание фенолов, мг/дм ³ 6 Содержание аммонийного азота, мг/дм ³	120 20 6,5-8,5 25 не норм. не норм.	

1	2	3	4	5	6
---	---	---	---	---	---

Вспомогательные материалы

19	Регенерированный раствор МЭА	Межцеховые нормы	1 Концентрация, % 2 Содержание сероводорода, мг/дм ³ , не более	10-15 2,5	Используется для очистки жирного газа коксования
20	Насыщенный раствор МЭА	Межцеховые нормы	1 Концентрация, % 2 Содержание углеводородов, мг/дм ³ 3 Содержание сероводорода, мг/дм ³ , не более	10-15 отсутствие 21,2	Направляется на регенерацию
21	Азот газообразный на установку	Межцеховые нормы	1 Компонентный состав, % об.: - содержание кислорода, не более - содержание азота, не менее	0,4 99,6	Используется в качестве инертного газа

3.1 Описание схемы узла фракционирования.

Сырье коксования – гудрон поступает на установку из резервуарного парка 26/16 Р-3, Р-4 на прием сырьевых насосов Н-1А, Н-2А (Н-1, Н-2) и далее двумя потоками прокачивается через змеевик печи П-2, где нагревается до температуры 300-350 °С и поступает в колонну К-1 на верхнюю каскадную тарелку (предусмотрена подача сырья для регулирования коэффициента рисайкла на нижнюю каскадную тарелку). На вторую тарелку колонны К-1 насосами Н-41, Н-41А из колонны К-5 подается тяжелый газойль. Смесь сырья и тяжелого газойля, стекая вниз и контактируя с газо-парообразными продуктами коксования, поступающими с температурой 425-430 °С из реакторов Р-1, Р-2, Р-3, Р-4, образует вторичное сырье с температурой 360-400 °С. Регулирование расхода сырья через змеевики печи П-2 производится регулятором поз. 3000, 3001 с коррекцией по уровню К-1 поз. 377. Клапаны регуляторов установлены на трубопроводах сырья к печи П-2. В случае работы насосов Н-1 и Н-2, регулирование расхода сырья производится задвижками, которые установлены на линии подвода водяного пара к Н-1 и Н-2. Температура первичного сырья на выходе из печи П-2 контролируется приборами поз.106 (4, 3, 2). Регулирование температуры первичного сырья после печи П-2 осуществляется регулированием расхода топливного газа поз. 3035 (2) с коррекцией по температуре выхода из П-2 поз. 105.

Давление в змеевиках печи П-2 регистрируется прибором поз.207, 208.

Температура дымовых газов на перевале П-2 регистрируется прибором поз.115 (11, 10) термопары которых установлены в верхней части радиантной камеры печи П-2.

Температура дымовых газов на выходе из печи П-2 контролируется прибором поз.115 (12), термопара которого установлена в верхней части камеры конвекции печи П-2. Разряжение в камере сгорания печи П-2 измеряется прибором поз. 2360.

С верха колонны К-1 газ, пары бензина и водяной пар конденсируются и охлаждаются в конденсаторе воздушного охлаждения КХ-1-4, затем в водяном спаренном доохладителе Х-1/1, Х-1/2 после чего поступают в емкость Е-1, где при температуре 40 °С происходит разделение на газ, бензин и воду (технологический конденсат).

Жирный газ из Е-1 направляется на очистку от сероводорода и используется как топливо на УЗК. Количество газа, вырабатываемого установкой, регулируется регулятором поз. 3080, диафрагма и клапан которого установлены на линии подачи газа на блок очистки от сероводорода.

В исключительных случаях предусмотрен сброс избытка газа из Е-1 на аварийный газовый узел через клапан-регулятор поз. 2303, который регулирует давление в системе (при неработающем узле компремирования).

Температура продукта после КХ – 1÷4 контролируется прибором поз. 120 (12), после Х-1/1, Х-1/2 регистрируется поз.120 (3). Нестабильный бензин из газосепаратора Е-1 насосом Н-9, Н-9А направляется на гидроочистку в секцию 100 «Гидроочистка сырья каталитического крекинга» комбинированной установки глубокой переработки мазута КТ-1. Расход нестабильного бензина на гидроочистку регулируется прибором поз. 3026, регулирующий клапан которого установлен на линии подачи нестабильного бензина на гидроочистку.

Количество орошения в колонну К-1 регулируется регулятором поз. 3018 с коррекцией по температуре верха колонны К-1 поз. 119, клапан регулятор установлен на линии подачи орошения. Вода из нижней части газосепаратора Е-1 выводится в емкость Е-36.

Уровень раздела фаз в газосепараторе Е-1 регулируется регулятором поз. 312, клапан которого установлен на линии отвода воды в емкость Е-36.

С 12-й тарелки колонны К-1 выводится легкий газойль (фр. 180-300 °С) в колонну К-2, с нижнего аккумулятора колонны К-1 выводится тяжелый газойль (фр. >300 °С) в колонну К-3. Колонны К-2 и К-3 оборудованы 6-ю тарелками и смонтированы в одном корпусе друг над другом.

Перегретый пар подаётся под первые тарелки в колонны К-2 и К-3. Расход перегретого пара в колонны регулируется прибором поз. 3015, 3016 соответственно. Температура перегретого пара измеряется прибором поз. 135 (30).

Температура вывода легкого газойля фр. 180-300 °С из К-1 в К-2 регулируется регулятором поз. 117, клапан регулятора установлен на линии вывода легкого газойля.

Уровень в нижнем аккумуляторе колонны К-1 регулируется регулятором поз. 350, клапан которого установлен на линии вывода тяжелого газойля (фр. > 300 °С) из К-1 в К-3.

Легкий газойль из колонны К-2 забирается насосом Н-4 (Н-4А), прокачивается через холодильник воздушного охлаждения Х-4 и откачивается с установки. Количество, откачиваемого легкого газойля с установки регулируется клапаном поз. 3027-1, с коррекцией по уровню в колонне К-2 поз. 304, который установлен после Х-4 на линии откачки легкого газойля с установки.

Тяжелый газойль из колонны К-3 забирается насосом Н-5 (Н-5А) прокачивается через кипятильник стабилизатора Т-3 и погружной холодильник Х-9 выводится с установки с температурой не более 90 °С.

Количество откачиваемого с установки тяжелого газойля регулируется регулятором поз. 3028 с коррекцией по уровню в К-3 поз. 305, диафрагма и клапан которого установлены на линии откачки тяжелого газойля после Х-9. Предусмотрен возврат тяжелого газойля после холодильника Х-9 в сырьевой резервуар Р-3 парка 26/16. Количество возвращаемого тяжелого газойля регулируется регулятором поз. 3090, клапан и диафрагма установлены на линии возврата.

Часть газойля после Т-3 используется:

- в качестве "горячего" потока орошения К-5;
- для поддержания в горячем резерве линий прогрева, пропарки, и охлаждения реакторов с выходом фракций в К-5.

И для периодической промывки (при пропарке и охлаждение реакторов) холодильника Х-7 от смолистых соединений.

Количество горячего потока подаваемого на орошение в К-5 регулируется поз. 3084, диафрагма и клапан которого, установлены на линии подачи орошения на верхнюю тарелку абсорбера К-5, с коррекцией по температуре верха К-5 поз. 192.

Подача "горячего" потока тяжелого газойля в линии прогрева, пропарки, охлаждения и на промывку холодильника Х-7 регулируется вручную. В качестве холодного потока орошения К-5 предусмотрена подача газойля после Х-9 (регулируется вручную).

Контроль за состоянием линий осуществляется визуальным осмотром перед выполнением технологических переключений и по температуре низа К-5 поз. 1091-7. Состояние Х-7 контролируется по температуре в Е-32, поз. 1091-3.

Избыточное тепло К-1 снимается промежуточным циркуляционным орошением (ПЦО), которое забирается с кармана глухой тарелки верхнего аккумулятора насосами Н-7, Н-7А и подается на блок стабилизации в Т-4А, где нагревает нестабильный бензин, далее поступает в воздушный холодильник Х-8 и с температурой 170 °С возвращается в К-1 на 11 глухую тарелку.

Постоянство расхода ПЦО в К-1 измеряется и регулируется регулятором поз. 3017, клапан "ВО" которого установлен на входе в Х-8 с коррекцией по температуре на 9-ой тарелке К-1 поз. 190. Уровень в верхнем аккумуляторе К-1 измеряется и регистрируется прибором поз. 370.

Вторичное сырье с низа К-1 с температурой 360 – 400 °С поступает на прием насосов Н-3, Н-3А, Н-3Б, Н-3В каждый из которых прокачивает продукт двумя потоками через змеевики печей П-1/1 и П-1/2, где вторичное сырье нагревается до температуры 475 – 490 °С и далее поступает соответственно из печи П-1/1 в один из реакторов Р-1, Р-2, из печи П-1/2 в один из реакторов Р-3, Р-4.

Постоянство расхода продукта через печи П-1/1 и П-1/2 поддерживается регуляторами расхода поз. 3002, 3003, 3006, 3007 (поз. 3002, 3003 регулирует расход в П-1/1, поз. 3006, 3007 регулирует расход в П-1/2), клапаны которых установлены на линиях подачи сырья в змеевики печей П-1/1, П-1/2.

Химочищенная вода из Е-2 насосами Н-10, Н-10А подается как турбулизатор в змеевики печи П-1/1, П-1/2.

Расход турбулизатора, подаваемый в змеевики печей, регулируется регулятором поз. 3009, 3010, 3011, 3012, клапан которых установлены на линиях подачи турбулизатора в змеевики.

Расход топливного газа в печи П-1/1 и П-1/2 регулируется регулятором поз. 3035-1, 3035-3 с коррекцией по температуре вторичного сырья на выходе из печи П-1/1 и П-1/2 поз. 100, 110, клапаны регуляторов установлены на линиях подвода топливного газа к форсункам.

Давление в трубопроводе на входе продукта в печи П-1/1 и П-1/2 регистрируется приборами поз. 2334, 2335, 2336, 2337.

С выкида Н-41 (Н-41А) подведена линия для подачи тяжелого газойля в К-1 под 3-ю тарелку ниже аккумулятора для возможности регулирования коэффициента рециркуляции.

Подача тяжелого газойля регулируется регулятором поз. 3083 с коррекцией по температуре на 2-й тарелке колонны К-1 поз. 120 (11), клапан регулятора установлен на линии подачи тяжелого газойля в К-1 насосом Н-41 (Н-41А). Предусмотрена линия откачки тяжелого газойля с выкида Н-41, Н-41А в линию котельного топлива (регулируется вручную).

Регулирование температуры низа колонны К-1 осуществляется подачей части сырья в низ колонны К-1 поз. 118, клапан регулятора установлен на линии подачи сырья на нижнюю каскадную тарелку. Давление низа К-1 измеряется и регистрируется прибором поз. 2115, а верха К-1 поз. 231.

3.2 Описание схемы узла обезвреживания сульфидсодержащих стоков.

В основу схемы узла обезвреживания принят метод окисления сульфидсодержащих конденсатов. Обезвреживание достигается окислением сульфидов до сульфатов кислородом воздуха.

Сульфидсодержащий конденсат из Е-1 и конденсат из Е-32 насосом Н-40 (Н-40А) откачиваются в емкость Е-36. Из емкости Е-36 сульфидсодержащий конденсат насосом Н-44, Н-44А прокачивается через теплообменник Т-23, где нагревается до 95 °С, за счет тепла водяного пара, и поступает в нижнюю часть колонны К-6/1. Далее сульфидсодержащий конденсат перетекает в К-6/2, К-7 заполненные насадкой в виде колец "Паля".

Технологический воздух вводится в нижнюю боковую часть колонн К-6/1, К-6/2, К-7.

Количество технологического конденсата поступающего в колонну К-6/1 регулируется регулятором поз. 3055 с коррекцией по уровню в емкости Е-36 поз. 365, клапан регулятора установлен на линии подачи конденсата в теплообменник Т-23.

Температура конденсата в колонне К-6/1 регулируется регулятором поз. 195, клапан регулятора установлен на линии подвода водяного пара в Т-23. Подача воздуха в К-6/1, К-6/2 на окисление производится в определенном соотношении в зависимости от количества подаваемого на обезвреживание конденсата. Количество подаваемого воздуха регистрируется, регулируется прибором поз. 3052, клапан-регулятор которого расположен на линии подачи воздуха.

Обезвреженный конденсат из колонны К-6/2 поступает в колонну К-7, откуда через холодильник Х-17 сбрасывается в канализацию. Отработанный воздух из К-6/1, К-6/2, К-7 (при пуске установки) поступает в Е-8/1, Е-8/2 и далее в атмосферу. При выходе на режим отработанный воздух из К-6/1, К-6/2, К-7, через Е-38, поступает на дожиг в П-2. Расход конденсата, подаваемого из Е-32 в Е-36, регистрируется, регулируется прибором поз. 356, с коррекцией по уровню в Е-32. Регулирующий клапан установки на выкиде насоса Н-10, Н-10А.

3.3 Описание схемы блока стабилизации.

Нестабильный бензин от Н-9, Н-9А или нестабильный гидроочищенный бензин С-100 КТ-1 по л.81/10 через Е-23 насосами Н-53, Н-53А направляется в стабилизатор К-4 на 30-ю тарелку через теплообменник Т-4, где нагревается за счет тепла стабильного бензина и через Т-4А, где нагревается за счет тепла ПЦО. Расход нестабильного бензина в Е-23 измеряется и регистрируется прибором поз. 3091. Расход нестабильного бензина из Е-23 в Т-4 измеряется и регулируется прибором поз. 3092, клапан "ВО" которого установлен на линии подачи нестабильного бензина в теплообменник. Температура нестабильного бензина после Т-4А измеряется и регулируется прибором поз. 127, клапан "ВЗ" которого установлен на линии байпаса Т-4А по ПЦО.

В К-4 происходит глубокая дебутанизация и частичная депентанизация бензина. Пары из К-4 направляются в конденсатор-холодильник КХ-2, откуда парожидкостная смесь с температурой 40 °С поступает в емкость разделения Е-3, где происходит разделение на газ и головку стабилизации. Температура верха К-4 регистрируется прибором поз. 120 (6). Газ стабилизации из Е-3 направляется в газовую фазу емкости Е-1.

Температура газожидкостной смеси, поступающей в Е-3, измеряется прибором поз. 135 (22). Давление в Е-3 измеряется и регулируется прибором поз. 243, клапан "ВЗ" которого установлен на выходе газа из Е-3 в линию факельных сбросов через Е-15. Из Е-3 головка стабилизации насосами Н-11, Н-11А подается на орошение К-4, балансовое количество подается в линию орошения колонны К-1.

Количество острого орошения регулируется прибором поз. 3032, клапан "ВЗ" которого установлен на линии орошения в К-4. Уровень в Е-3 регистрируется прибором поз. 318.

С низа колонны К-4 стабильный бензин поступает в кипятильник Т-3, где отпаривается легкая бензиновая фракция, за счет тепла тяжелого газойля, поступающего из отпарной колонны К-3.

Температура низа К-4 поддерживается парами легкой фракции бензина, возвращаемыми из Т-3 в К-4. Температура паров из Т-3 в К-4 измеряется и регулируется прибором поз. 126, клапан "ВЗ" которого установлен на линии байпасирующей Т-3 по тяжелому газойлю. Температура в кубе К-4 регистрируется прибором поз. 120 (7).

Стабильный бензин из Т-3 проходит через теплообменник Т-4, холодильник воздушного охлаждения Х-2, и с температурой 40 °С выводится с установки.

Уровень в Т-3 измеряется и регулируется прибором поз. 317, клапан "ВО" которого установлен на выходе бензина с установки. Количество выводимого стабильного бензина с установки регистрируется прибором поз. 3051.

Температура бензина после Х-2 измеряется прибором поз. 135 (34).

При нарушении технологического режима некондиционный бензин после Х-2 по л.45/1 направляется в резервуары Р-5, Р-6 парка 26/16.

3.4 Описание схемы очистки газа коксования.

Жирный газ коксования из емкости Е-1, через газосепаратор Е-37, холодильник Х-18 и газосепаратор Е-37А, поступает в нижнюю часть абсорбера К-8, где за счет контакта с регенерированным раствором моноэтаноламина происходит удаление сероводорода из газа.

Уровень углеводородного конденсата в Е-37 контролируется прибором поз. 371. Температура в Е-37 измеряется прибором поз. 135 (61). Регенерированный раствор МЭА поступает на установку и подается наверх колонны К-8, с УПС.

Расход раствора МЭА в колонну К-8 регулируется регулятором поз. 3058, клапан регулятора установлен на линии подачи раствора МЭА в колонну К-8. Температура в К-8 регистрируется прибором поз. 120 (9). Уровень в колонне К-8 регистрируется поз. 372. Насыщенный раствор МЭА из К-8 перетоком отводится в емкость Е-40 и далее насосом Н-46 (Н-46А) откачивается на регенерацию, на установку УПС. Температура в емкости Е-40 измеряется прибором поз. 135 (56).

Очищенный газ из К-8 поступает в емкость Е-43, которая предназначена для сбора раствора МЭА, выносимого потоком газа, затем подается в сепаратор топливного газа Е-15 и

направляется к печам УЗК, а избыток выводится на установку прокалки кокса или в топливную сеть завода.

Улавливаемый насыщенный раствор МЭА из Е-43 откачивается эжектором Н-15В назад в колонну К-8. Вместе с насыщенным раствором МЭА из Е-43 может возвращаться назад в колонну К-8 часть насыщенного раствора МЭА после насосов Н-46 (Н-46А) из Е-40. Количество насыщенного раствора МЭА, возвращаемого в колонну К-8 из Е-40, контролируется прибором поз. 3089.

3.5 Описание схемы реакторного блока.

Отделение коксования.

Вторичное сырье с низа колонны К-1 с температурой 360-400 °С поступает на прием печных насосов Н-3, Н-3А, Н-3Б, Н-3В и двумя потоками подается в печи П-1/1, П-1/2 (первый и второй потоки коксования).

Расход сырья по потокам регистрируется и регулируется приборами поз. 3002, 3003, 3006, 3007, диафрагмы и клапаны "ВЗ" которых установлены на линиях входа вторичного сырья в змеевики П-1/1, П-1/2. Давление в змеевиках печей регистрируется приборами поз. 2334, 2335, 2336, 2337.

Температура дымовых газов на перевале печей П-1/1, П-1/2 регистрируется приборами поз. 104 (1-6), 115 (1-6), термопары которых установлены в верхней части радиантной камеры П-1/1, П-1/2. Температура дымовых газов на выходе из печей П-1/1, П-1/2 регистрируется приборами поз. 104 (8, 7), 115 (8, 7), термопары которых установлены в верхней части камеры конвекции П-1/1, П-1/2. Разряжение в камере сгорания П-1/1, П-1/2 контролируется по месту приборами поз. 2357, 2358.

При снижении расходов вторичного сырья менее 10 т/ч на поток и при снижении давления топливного газа перед форсунками печей предусмотрена схема сигнализации и автоматической блокировки.

Расход топливного газа к форсункам печей П-1/1, П-1/2 измеряется и регулируется прибором поз. 3035-1, 3035-3 с коррекцией по температуре выхода вторичного сырья из П-1/1, П-1/2, поз. 100, 110 клапаны "ВО" которых расположены на линиях подвода топливного газа к форсункам печей. Кроме того, температура на выходе сырья из печей П-1/1, П-1/2 по потокам измеряется приборами поз. 106 (6, 5), 106 (7, 8).

Для предотвращения коксообразования в змеевиках печей в течение всего цикла работы установки в л. 2/1 из емкости Е-2 подается турбулизатор – химочищенная вода, которая забирается насосами Н-10, Н-10А. Расход турбулизатора регистрируется и регулируется приборами поз. 3009, 3010, 3011, 3012, диафрагмы и клапаны "ВЗ" которых установлены на линиях подачи турбулизатора в каждый поток сырья.

Нагретое до температуры 475-490 °С вторичное сырье поступает из П-1/1 через кран-переключатель Кр-1 в один из реакторов Р-1, Р-2 первого потока коксования, а из П-1/2 через Кр-2 в один из реакторов Р-3, Р-4 второго потока коксования.

Образовавшийся в процессе коксования кокс накапливается в реакторах. Уровень воды контролируется радиоизотопными уровнемерами поз. 307-1, 308-1, 309-1, 310-1, уровень кокса контролируется радиоизотопными уровнемерами поз. 307-2, 308-2, 309-2, 310-2. Пары коксования по шлемовым трубопроводам реакторов направляются в колонну К-1 на ректификацию.

Температура вторичного сырья, поступающего в реакторы, регистрируется приборами поз. 124 (1, 4), 125 (7, 10), термопары которых установлены на линии ввода сырья в Р-1÷Р-4. Температура на выходе из реакторов регистрируется приборами поз. 124 (2, 5), 125 (8, 11). Температура в шлемовых трубопроводах регистрируется приборами поз. 121 (1, 2), 122 (1, 2).

Температура поверхности стенок Р-1÷Р-4 регистрируется приборами:

1 пояс - поз. 111 (1-4), 121 (1-4), 131 (1-4), 141 (1-4)

2 пояс - поз. 112 (1-4), 122 (1-4), 132 (1-4), 142 (1-4)

3 пояс - поз. 113 (1-4), 123 (1-4), 133 (1-4), 143 (1-4)

4 пояс - поз. 114 (1-4), 124 (1-4), 134 (1-4), 144 (1-4)

5 пояс - поз. 115 (1-4), 125 (1-4), 135 (1-4), 145 (1-4)

6 пояс - поз. 116 (1-4), 126 (1-4), 136 (1-4), 146 (1-4)

Давление в Р-1÷Р-4 регистрируется приборами поз. 225, 226, 227, 228.

После заполнения реактора коксом поток горячего вторичного сырья направляется в следующий подготовленный для коксования реактор. Переключение производится посредством четырёхходовых кранов, конструкция которых обеспечивает непрерывность потока в момент переключения, а отключенный реактор готовится к гидровыгрузке.

Охлаждение отключенного от потока реактора, перед выгрузкой кокса, производится продувкой водяным паром $P=12 \text{ кгс/см}^2$ с расходом 1-3 т/час в колонну К-1 в течение 4-5 часов. При этом камера освобождается от нефтяных газов и продуктов, пропитывающих кокс.

Дальнейшее охлаждение реактора паром $P=12 \text{ кгс/см}^2$ с расходом 3-8 т/час в течение 1 часа производится в абсорбер К-5.

Жидкие продукты, отдуваемые из реакторов при пропарке, представляют конденсат тяжелых и легких углеводородов. Водяной пар с отпаренными углеводородами из реакторов коксования поступает под каскадные тарелки К-5. Режим пропарки может быть изменен в зависимости от сырья и времени коксования.

Дохлаждение массы кокса до 90°C осуществляется водой в течении 6 часов. Вода на охлаждение кокса в реакторы подается насосом Н-14 (Н-14А) из емкости Е-14 в Т-25, где нагревается до температуры 95°C и подаётся в реактор первые 2 часа. Температура в теплообменнике регулируется поз. 191, клапан "ВЗ" которого установлен на линии подачи воды в реактор. После охлаждения реактора в течение 2-х часов, вода подаётся без нагревания в теплообменник. Расход воды на охлаждение кокса, поддерживается в зависимости от давления в реакторе. Воду на охлаждение реактора необходимо подавать:

в первые 0,5 часа не более 2,5 т/час;

0,5-1 час не более 4,0 т/час;

1-1,5 часа не более 6,0 т/час;

1,5-2 часа не более 10 т/час;

2-2,5 часа не более 17,0 т/час;

2,5-3 часа не более 25 т/час;

3-3,5 часа не более 27,5 т/час;

3,5-4 часа не более 35 т/час;

4-5 часа 35-60 т/час;

5-6 часа 60-100 т/час.

При этом скорость охлаждения реактора должна быть не выше 50°C в час.

Расход воды на охлаждение кокса регистрируется и регулируется прибором поз. 3024, клапан которого установлен на линии подачи воды от Н-14, Н-14А в реакторы Р-1÷4. При охлаждении заполненных коксом реакторов водой первое время вода при соприкосновении с горячим коксом полностью испаряется, однако по мере охлаждения кокса, вода заполняет весь объем реакторов. Пары из реакторов в течение первого часа направляются в колонну К-5, а в последующие часы по байпасу в конденсатор Х-7. Оттуда конденсат направляется в Е-32, после 4-5 часов охлаждения пары выводятся в Е-8/1, затем в Е-8/2.

Вода из реакторов дренируется в яму – накопитель, откуда направляется в резервуар и насосами Н-1 (Н-2) подается в резервуарный отстойник.

Освобождение реакторов от кокса производится с помощью гидрорезки.

3.6 Описание узла абсорбции.

Жидкие нефтепродукты, отдуваемые из реакторов при пропарке, представляют конденсат тяжелых и легких углеводородов. Водяной пар с отпаренными углеводородами из реакторов коксования поступает под каскадные тарелки абсорбера К-5.

Для улавливания тяжелых углеводородов подается абсорбент – тяжелый газойль, на верхнюю тарелку К-5, после Т-3 с температурой 150°C или после Х-9 с температурой 90°C .

Количество подаваемого абсорбента регистрируется и регулируется прибором поз. 3084 с коррекцией по температуре верха К-5 поз. 192, диафрагма и клапан "ВЗ" которого установлен на линии подачи абсорбента после Т-3; после Х-9 регулируется вручную.

Во избежание охлаждения К-5 схемой предусмотрен подогрев низа колонны тяжелым газойлем, подаваемым после Т-3 через линию прогрева реакторов в низ К-5.

Уровень в К-5 регистрируется прибором поз. 357. Давление в К-5 регистрируется и регулируется прибором поз. 2230, клапан которого установлен на линии выхода паров из К-5 в Х-7. Температура в нижней части К-5 регистрируется прибором поз. 1091 (7).

Несконденсировавшиеся углеводороды и водяной пар с верха К-5 поступают в водяной холодильник Х-7, где конденсируются и с температурой 50 °С поступают в отстойник Е-32.

Температура после Х-7 регистрируется прибором поз. 1091 (6).

В Е-32 углеводороды отделяются от воды и стекают за перегородку, откуда насосом Н-35, Н-35А откачиваются в линию котельного топлива. Уровень нефтепродукта в Е-32 регистрируется прибором поз. 355.

Водяной конденсат насосом Н-40, Н-40А из Е-32 откачивается в емкость Е-36 узла обезвреживания сульфидсодержащих стоков. Раздел фаз "углеводороды - вода" в Е-32 регистрируется и регулируется прибором поз. 356, клапан "ВО" которого установлен на выкидном трубопроводе Н-40, Н-40А. Температура в Е-32 регистрируется прибором поз. 1091 (3). Газообразные продукты из Е-32 через сепаратор Е-9, где происходит отделение жидких углеводородов, выводятся в линию факельных сбросов. Жидкие углеводороды с низа Е-9 стекают в Е-32.

Схемой улавливания вредных выбросов предусмотрена работа абсорбера К-5 совместно с колонной К-1, при этом К-5 подключается по шлемовому трубопроводу с перетоком из К-1 в К-3, по которому осуществляется выход паров с К-5 в К-1. Аппараты Х-7, Е-32, Е-9 при этом отключаются и в работе не участвуют.

Давление в К-5 поддерживается давлением К-1. Пропарка реакторов ведется таким же расходом: 1 час в К-1, 4-5 часов в К-5, с последующей подачей воды на охлаждение в реакторы с выходом паров в К-5. Доохлаждение реакторов производится в Е-8/1, Е-8/2.

3.7 Гидровыгрузка и внутриустановочный транспорт кокса.

На установке применяется гидравлическая выгрузка кокса из реакторов. Выгрузка проводится в две стадии: бурение центрального ствола и резка кокса.

Для бурения и резки кокса используется режущая сила воды, подаваемой от насоса: Н-20, Н-20А, по выкидному трубопроводу насоса через вертлюг, гибкий шланг и штангу к специальному гидрорезаку. Оборудование гидроудаления кокса состоит из следующих составных частей:

- ротора с приводом
- лебедки с приводом
- устройства для гидроудаления кокса из камер
- системы подачи воды в устройство для гидроудаления кокса.

Ротор с приводом предназначен для вращения штанги. На общей раме установлены ротор Р-360-Ш14М и мотор-вариатор-редуктор МВР1-20Щ-В, валы которых соединены посредством втулочно-вальцевой муфты.

От мотор-вариатор-редуктора (имеющего бесступенчатое регулирование скорости вращения выходного вала) вращение передается ротору, через вкладыш последнего, штанге.

Лебедка с приводом предназначена для подъема и опускания штанги. Лебедка состоит из электродвигателя 4А200L8/4 УЗ, редуктора ЦУ-160-3,15-У2, тормоза ТКГ-300 с тормозным шкивом диаметром 300 мм, редуктора РМ-650-50-22М, барабана, связанного цепной передачей с блокировочным устройством.

К выходному концу вала барабана с помощью оси крепится звездочка цепной передачи, посредством которой лебедка связана с блокировочным устройством. Для предупреждения выхода гидрорезака из нижнего и верхнего люков, а также для фиксации крайних верхнего и нижнего положений, предусмотрен механизм блокировки работы лебедки - блокировочное устройство. При перемещении штанги в нижнее положение, на расстояние 1,0 м от нижней горловины реактора происходит отключение лебедки подъема опускания штанги.

При перемещении штанги в верхнее положение на расстояние 2,0 м от верхней горловины реактора происходит отключение лебедки подъема опускания штанги. Механизм блокировки имеет четыре конечных выключателя: два для отключения подачи воды в гидрорезак и переключения ее на байпас и два для фиксации устройства в крайних положениях. Включение конечных выключателей производится при помощи ползуна, движущегося по винтовому валу, которому передается вращение посредством цепной передачи от лебедки. Начальное положение ползуна на винте и положение конечных выключателей на раме согласовано с положением гидрорезака в реакторе.

Устройство для гидроудаления кокса из реакторов предназначено для гидравлического удаления кокса из реакторов. И состоит из трех сборочных единиц: вертлюга СН-200, штанги и гидрорезака ГРУ-3М. Вертлюг СН-200 соединяет талевую систему с бурильной штангой и обеспечивает свободное вращение штанги, а также подачу воды на гидрорезку и к бурильным и режущим соплам гидрорезака ГРУ-3М. Гидрорезак ГРУ – 3М служит для создания высоконапорных струй воды для бурения и резки кокса. Состоит из корпуса, разделенного перегородкой с золотником на две полости, соединенные с полостью штанги. В нижней полости гидрорезака расположены три бурильных сопла: центральное направление вертикально вниз, а два других под углом 15° к вертикальной оси гидрорезака. В верхней полости гидрорезака расположены два режущих сопла, направленных в противоположные стороны.

Принцип работы устройства для гидроудаления кокса из реакторов следующий:

В режиме "Бурение", т.е. в начальный период удаления кокса, вода под давлением подается через отвод в вертлюг и далее через штангу и гидрорезак к буровым соплам. Посредством ротора и лебедки осуществляется вращение и опускание устройства в камеру для образования центральной скважины в коксовом пироге.

После проходки центральной скважины резчик кокса переключает подачу воды на байпас и вручную переключает золотник гидрорезака в положение "резак". Вода идет через штангу и поступает на режущие сопла гидрорезака. Штанга с гидрорезаком при этом вращается от ротора, а посредством лебедки производится подъем-опускание устройства в таких пределах, чтобы гидрорезак все время находился в зоне резки кокса, на расстоянии не менее 1 м от нижней горловины и не менее 2 м от верхней горловины реактора. При выходе из этой зоны механизм блокировки работы лебедки отключает подачу воды в гидрорезак. При эвакуации штанги при гидрорезке из зоны завала допустимая нагрузка на талевую систему не более 5 тонн по прибору ГИВ, при этом происходит отключение лебедки подъема опускания штанги.

Для предотвращения закручивания талевой системы и бурового рукава предусмотрено закрепление вертлюга струной-канатом.

Кокс из реакторов коксования Р-1, Р-2, Р-3, Р-4 вместе с буровой водой по поворотной точке и криволинейной коксоприёмной рампе поступает на приреакторную бетонированную площадку, оборудованную заглубленным коксовым фильтром. Площадь приреакторной площадки – 995 м^2 . Для увеличения объема приреакторной площадки и улучшения санитарных условий установки и прилегающей территории, приреакторная площадка ограждена по периметру бетонной стеной высотой 4,2 м. Допускается высота навала кокса только до уровня стены (4,2 м). Общий объем площадки – 2500 м^3 , вместимость около 2000 тонн сырого кокса. Единоновременно выгружается до 365 тонн кокса из одного реактора, что составляет приблизительно 450 м^3 . Вместе с коксом поступает до $200 \text{ м}^3/\text{час}$ воды гидрорезки (производительность насоса гидрорезки).

Фильтрующий слой выполняется из кокса, общая толщина не менее 1 м, послойный фракционный состав следующий:

- слой № 1 (поддерживающий) – 350 мм фр. 40-25 мм
- слой № 2 – 150 мм фр. 6-25 мм
- слой № 3 (покровный, основной) – 500 мм фр. 2-6 мм.

Отфильтрованная вода гидрорезки содержит до 20 г/м^3 коксовых частиц размером до 0,1 мм, что допустимо для нормальной эксплуатации насосов гидрорезки. Выгружаемый из реактора кокс произвольно формируется в кучу над фильтрующим слоем кокса. Без участия

крана выгружается 50–60 % реактора. По мере роста кучи кокс необходимо переложить грейферным краном на свободные места приреакторной площадки, обеспечивая этим место для выгружаемого из реакторов остального объема кокса.

Обезвоженный кокс мостовым грейферным краном Г10-82 загружается в бункер-накопитель (поз. 10), наверху которого установлена решетка, пропускающая куски кокса размером не более 700 мм. Рекомендуется вести выгрузку кокса так чтобы более крупные куски кокса вообще не образовывались, а, в крайнем случае, использовать ковш для их разрушения раздавливанием на бетонном полу приреакторной площадки. Раздавливать кокс ковшом грейферного крана на решетке бункера запрещается т.к. здание и бункер не рассчитаны на такие нагрузки. Далее кокс из бункера качающимся питателем КЛ-12 (поз. 12, поз. 11) подается в дробилку ДРН-2 (поз. 13). Питатель необходимо настроить на производительность системы транспорта кокса (120 т/час по сухому коксу или меньше, в зависимости от пропускной способности грохота).

Дробилка специально сконструирована для селективного дробления только крупных кусков кокса (более 200-250 мм) и имеет возможность регулирования крупности дробления в пределах 150-250 мм путем перестановки колосников.

Колосник необходимо установить на расстояние 150-200 мм от крайнего верхнего положения. Раздробленный кокс через течку (поз. 14) поступает на конвейер системы транспорта.

Далее конвейерами КЛ-1, КЛ-2, КЛ-3 подается на инерционный наклонный грохот ГИЛ-52. Суммарная масса кокса разделяется грохотом на две фракции 0-8 мм и 8-250 мм.

Разделенные фракции конвейерами КЛ-4, КЛ-6, КЛ-7 и КЛ-5, КЛ-8, КЛ-9 догружаются в соответствующие отсеки открытого склада кокса. На складе кокс дополнительно обезвоживается до предела несмерзаемости. Фракция 8-250 мм через трое суток достигает предела несмерзаемости - влажность 7 %, а фракция 0-8 мм после 8-10 суток влажности 3-4 %.

Обезвоженный до предела несмерзаемости кокс грейферным краном отгружается в открытые железнодорожные полувагоны и отправляется потребителю.

Вода для гидрорезки забирается из резервуаров отстойников, насосами Н-1/III, Н-1/IV и подается в Е-14, откуда насосами Н-20, Н-20А подается на гидрорезку. Схемой предусмотрена подача оборотной воды из заводской сети в Е-14. Для уменьшения запыленности в камерах транспорта при включении конвейеров в работу автоматически включается аспирационная система.

3.8 Схемы вспомогательных трубопроводов.

3.8.1 Факельная система.

В факельную систему установки предусмотрен сброс газов от предохранительных клапанов, установленных на следующих трубопроводах и аппаратах:

- линия паров из К-1 (л.5/1);
- стабилизатор бензина К-4;
- абсорбер К-8;
- линия топливного газа из подогревателя Т-5;
- сборник орошения колонны К-1, Е-1;
- емкость Е-43;
- емкость для разделения бензина из Т-4;
- трубопровод топливного газа из Е-15.

Предусмотрен вывод газа из трубопровода газа стабилизации из Е-3 (л. 8), с выкидов насосов Н-11, Н-11А, трубопровода продувки линий топливного газа, трубопровода паров от пропарки и охлаждения реакторов из Е-9. Сброс газа с установки на факел осуществляется через емкость Е-13 для сброса с предохранительных клапанов на факел.

Газовый конденсат с низа Е-13 забирается насосами Н-47, Н-47А и откачивается в Е-1. Уровень в Е-13 регистрируется прибором поз. 314, температура регистрируется прибором поз. 120 (8). Расход факельного газа на факел регистрируется прибором поз. 3072.

3.8.2 Схема разводки топливного газа.

Потребность установки в газообразном топливе удовлетворяется за счет использования углеводородного газа собственной выработки. Для пуска установки используется топливный газ, поступающий из заводской сети.

Топливный газ из заводской сети л.35 поступает в сепаратор Е-15, куда также подается газ собственной выработки из К-8 через Е-43.

Из Е-15 топливный газ через теплообменник Т-5, где нагревается водяным паром 12 кгс/см² до 100 °С, направляется к форсункам печей П-1/1, П-1/2, П-2. Освобождение трубопроводов топливного газа от газового конденсата производится продувкой в факельный трубопровод. Перед приемом топливного газа на установку трубопроводы топливного газа продуваются инертным газом или паром со сбросом на свечу, после чего инертный газ вытесняется топливным газом на факел.

На трубопроводе подачи топливного газа на установку из заводской сети установлена эл.задвижка № 14, которая дистанционно закрывается со щита в операторной, и клапан поз. 2380. Постоянство давления топливного газа в системе осуществляется прибором поз. 2303, клапан "ВЗ" которого расположен на выходе газа коксования из Е-1 (при неработающем узле компремирования). Уровень газового конденсата в Е-15 регистрируется и регулируется прибором поз. 376, клапан "ВО" которого расположен на сбросе газового конденсата в Е-13.

Температура газа после Т-5 регистрируется и регулируется прибором поз. 128, клапан "ВЗ" которого расположен на подаче пара 12 кгс/см² в Т-5. Постоянство давления топливного газа к форсункам печей П-1/1, П-1/2, П-2 измеряется и регулируется прибором поз. 2110, клапан "ВО" которого расположен на трубопроводе после Т-5. Расход топливного газа к печам измеряется прибором поз. 3035. Схемой предусмотрена подача топливного газа на УПК с УЗК. Перемычка, по которой осуществляется подача газа УЗК, находится на узле ввода топливного газа. Регистрация и регулирование давления топливного газа, поступающего на установку прокалики кокса, осуществляется прибором поз. 246-1, регулирующий клапан которого установлен на линии подачи топливного газа на УПК с коррекцией давления по выходу топливного газа из Т-5.

3.8.3 Схема прокачки трубопроводов легким газойлем.

Технологической схемой предусмотрена прокачка легким газойлем отдельных, работающих периодически узлов с вязким нефтепродуктом.

3.8.3.1 Легким газойлем из К-2 насосами Н-4, Н-4А, после Х-4, прокачиваются:

- пусковые перемычки л. 56/21, 56/22
- сырьевая линия 1/1 в парк 26/16
- л. 60/1, 60/2 – линии пускового газойля
- приемы насосов Н-41, Н-41А
- л. 14/9 - тяжелый газойль с установки.

3.8.3.2 Насосами Н-15, Н-15А после ремонта опрессовываются змеевики печей П-1/1, П-1/2, П-2.

3.8.4 Схема освобождения аппаратуры и трубопроводов от нефтепродуктов.

Для освобождения от нефтепродуктов аппаратов, оборудования и трубопроводов установки предусмотрены две дренажные системы со сбросом светлых нефтепродуктов в Е-10 и темных в Е-11.

3.8.4.1 Освобождение аппаратов, оборудования и трубопроводов установки от светлых нефтепродуктов производится по л. 40:

- из колонны К-4
- конденсатора-холодильника КХ-1/1-4
- холодильников Х-1/1, Х-1/2, Х-2, Х-3
- теплообменника Т-3, Т-4

- емкостей Е-1, Е-13, Е-15, Е-37, Е-43
- насосов Н-9, Н-9А, Н-11, Н-11А.

Откачка нефтепродукта из дренажей емкости Е-10 производится автоматически, погружным насосом Н-18 (Н-18А). При достижении уровня 90 % в Е-10 автоматически включается Н-18 (Н-18А) и нефтепродукт откачивается в линию некондиционного бензина л. 45/1. При достижении уровня 20 % в Е-10 насос Н-18 (Н-18А) останавливается. Уровень нефтепродукта в Е-10 измеряется прибором поз. 328. Температура нефтепродукта после Е-10 измеряется прибором поз. 135 (36).

3.8.4.2 Освобождение аппаратов, оборудования и трубопроводов установки от темных нефтепродуктов производится по л. 41:

- колонн К-1, К-2, К-3, К-5
- холодильников Х-4, Х-8, Х-9
- теплообменников Т-3, Т-4
- емкостей Е-21, Е-21А, Е-21Б
- насосов Н-3, Н-3А, Н-3Б, Н-4, Н-4А, Н-5, Н-5А, Н-7, Н-7А, Н-29, Н-29А, Н-41, Н-41А.
- приемных и выкидных трубопроводов Н-1, Н-1А, Н-2.

Откачка нефтепродукта из дренажной емкости Е-11 производится автоматически погружным насосом Н-19 (Н-19А). При достижении уровня 90 % в Е-11 автоматически включается Н-19 (Н-19А) и нефтепродукт откачивается в линию котельного топлива л. 38/3. При достижении уровня 20 % в Е-11 насос Н-19 (Н-19А) останавливается. Уровень нефтепродукта в Е-11 измеряется прибором поз. 301.

Для создания воздушной "подушки" в емкости Н-10, Е-11 подается инертный газ по л.64.

3.9 Схема уплотнения и охлаждения сальников насосов.

Технологические насосы снабжены сальниковыми одинарными и двойными торцевыми уплотнениями. Для обеспечения нормальной работы насосов предусмотрены две системы вспомогательных трубопроводов: система охлаждения и система уплотнения.

3.9.1 Система охлаждения насосов.

Для охлаждения насосов, расположенных на открытых площадках установки, используется замкнутая система охлаждения холодной оборотной водой I системы, включающая в себя емкость Е-46, холодильник Т-11.

Уровень в Е-46 регистрируется прибором поз. 398. Вода из емкости Е-46 насосами Н-29, Н-29А подается на охлаждение насосов Н-3В, Н-4, Н-4А, Н-5, Н-5А, Н-7, Н-7А, Н-9, Н-9А, Н-11, Н-11А, Н-29, Н-29А.

"Горячая" оборотная вода I системы от насосов с температурой 40-45 °С сбрасывается в общий коллектор (л. 27) и выводится с установки.

С целью обеспечения бесперебойного охлаждения насосов предусмотрено "Аварийное включение резерва" насосов Н-29, Н-29А с автоматической работой эл. задвижек № 79, № 80 на выкиде этих насосов. Отработанная вода от насосов собирается в общий коллектор проходит водяной холодильник Т-11, где охлаждается до 40 °С и возвращается обратно в емкость Е-46. Температура возвращающейся воды измеряется прибором поз. 135 (8).

3.9.2 Система подачи масла на двойные торцевые уплотнения.

Находящиеся у насосов Н-3, Н-3А, Н-3Б бочки торцевого уплотнения (Анод) и двойное торцевое уплотнение насосов образуют автономный контур циркуляции затворной жидкости. Бочки торцевого уплотнения обеспечивают охлаждение затворной жидкости и превышение ее давления над давлением уплотняемой среды перед торцевым уплотнением. Для заполнения маслом бочков торцевого уплотнения (восполнения утечек из контура циркуляции двойного торцевого уплотнения) служит маслозаправочная станция СМ-250. К маслозаправочной станции подведено давление от импульсной линии, давление в которой поддерживается легким газойлем от насосов Н-4, Н-4А.

3.10 Схема сырьевого парка.

Парк 26-16 имеет 4 резервуара объемом по 400 м³ и предназначен для следующих продуктов:

- резервуары Р-3, Р-4 для сырья (гудрон);
- резервуары Р-5, Р-6 для некондиционного бензина, дизельного топлива.

Сырье установки замедленного коксования (гудрон с блока вакуумной перегонки мазута комплекса КТ-1 или с блока вакуумной перегонки мазута установки производства битумов) подается в резервуары Р-3, Р-4 с КТ-1 по л. 38/9, с УПБ по л. 38/15.

Из резервуаров сырье по л. 38/12 подается на прием сырьевых насосов Н-1, Н-2.

Температура сырья в резервуаре Р-3 регистрируется прибором поз. 1091 (11). При закачке уровень гудрона регулируется прибором поз. Р-3, Р-4, клапан которого установлен на л. 38/9 и 38/15 соответственно.

Гудрон или пусковой газойль поступает в резервуары Р-3, Р-4 по л. 38/15 из л. 63/1 (фр. 350-500 °С битумной установки). Из резервуаров гудрон или пусковой газойль забирается насосами Н-1, Н-1А, Н-2 по л. 38/12 в л. 60/1. Уровень при закачке регулируется прибором поз. Р-3, Р-4, регулирующие клапаны которых установлены на л. 38/15.

Некондиционный бензин по л. 3/21 выводится в резервуары Р-5, Р-6. По этой же линии бензин возвращается на установку, на переработку в л. 45/1. Уровень бензина регистрируется приборами поз. Р-5, Р-6.

Резервуар Р-1 в схему не включен, является резервным.

3.11 Схема межцеховых коммуникаций и парков готовой продукции.

Полученные на установке продукты используются следующим образом:

- Стабильный бензин л.11/5 с установки направляется в парк компонентов бензина 27-5 или на КТ-1 С-300. По л.3/26 бензин может подаваться в парк 26-2 и далее в секцию риформинга установки ЛК-6У;

- Легкий газойль с установки л.13/7 по л. 35/11 в л. 32/3 на КТ-1 или по л. 38/3 в котельное топливо;

- Тяжелый газойль (фр. 300 °С) с установки л. 14/8 по л. 38/3 направляется в котельное топливо л. 60/20-1 или по л. 35/11 на КТ-1;

Для первоначального пуска УЗК можно принять вакуумный газойль с битумной установки по л. 63/1, по л. 38/14, по л. 38/13, и подается в резервуар № 3, № 4.

- Жирный газ коксования после редуцирования и очистки в К-8 используется как топливо для собственных нужд установки. Излишек газа выводится в заводскую сеть топливного газа по л. 65/14 в л. 66/18 и на установку прокалки кокса с коллектора УЗК;

- Для очистки газа от сероводорода на установку по л. 99/6 подается регенерированный раствор МЭА. Насыщенный раствор МЭА по л. 98/6 откачивается с установки. Регенерация раствора МЭА осуществляется централизованно на блоке регенерации МЭА установки производства серы. Расход насыщенного раствора МЭА, откачиваемого на УПС регистрируется прибором поз. 3059;

- Сбросы от предохранительных клапанов через сепаратор Е-13 направляется в факельную систему по трубопроводам 69/11 и 70/8 и далее в аварийный газовый узел;

- Для прокачки аппаратов и трубопроводов от высоковязких нефтепродуктов с установки производства битумов на установку может подаваться дизельное топливо;

Для прокачки межцеховых коммуникаций (МЦК) предусмотрена подача дизельной фракции из парков Р-5, Р-6 или с установки производства битумов.

3.12 Система пароснабжения.

На установке используется водяной пар следующих параметров:

- пар 12 кгс/см² – температура 230 °С;
- пар 3 кгс/см² – температура 133 °С.

Водяной пар давлением 12 кгс/см^2 поступает по трубопроводу л. 31 Ду-200 мм. Расход водяного пара $P=12 \text{ кгс/см}^2$ регистрируется прибором поз. 3038. Давление регистрируется прибором поз. 219. Температура измеряется прибором поз. 135 (27).

Водяной пар давлением 3 кгс/см^2 поступает на установку по трубопроводу л. 30 Ду-250 мм.

Основными потребителями пара 12 кгс/см^2 являются:

- пароперегреватели П-1/1, П-1/2, П-2;
 - реакторный блок – Т-25, пароблокировки;
 - подогреватель блока очистки сульфидсодержащих стоков – Т-23;
 - паровые насосы Н-1, Н-2;
 - пароспутники обогрева технологических трубопроводов, емкостей, приборов КИП
- кроме этого пар 12 кгс/см^2 используется для пропарки реакторов Р-1÷4, для пароблокировок переводных кранов и задвижек на БКК, для паровоздушного выжига кокса из змеевиков печей П-2, П-1/1, П-1/2, для паровой защиты и паротушения.

Основным потребителем пара 3 кгс/см^2 является:

- подогреватель парового конденсата Т-24.

3.13 Водоснабжение.

Для обеспечения производственных нужд установки используется оборотная вода I и II системы, которая поступает из заводской сети с блока оборотного водоснабжения. Качество оборотной воды I и II систем должно отвечать требованиям «Отраслевого методического указания по комплексной защите металлов конденсационного холодильного оборудования, коммуникаций и градирен от коррозионного воздействия со стороны оборотной воды, снижению солеотложений и биоотрастаний», Министерство нефтепереработки и нефтехимической промышленности СССР, НПО Леннефтехим., 1985.

Также на установке используется техническая вода для пожаротушения и хозяйственная вода для бытовых нужд, которая поступает из заводской сети с блока оборотного водоснабжения.

3.13.1 Схема оборотной воды I системы.

Охлажденная оборотная вода I системы с температурой 25°C и давлением 4 кгс/см^2 поступает на установку по трубопроводу л. 26/1 Ду – 250 мм.

Расход воды на установку регистрируется приборами поз. 3019, давление измеряется по месту.

3.13.1.1 Охлажденная оборотная вода I системы используется для следующих целей:

- на охлаждение сальников и подшипников насосов, компрессоров
- на мытье полов технологических насосных
- на промывку и опрессовку аппаратов
- на охлаждение продуктов в Х-9, Т-11, Х-17 и доохлаждения в Х-1/1, Х-1/2.

Вывод с установки горячей воды I системы с температурой 40°C и давлением 3 кгс/см^2 осуществляется по трубопроводу л. 27/1 Ду – 250 мм.

3.13.2 Схема оборотной воды II системы.

Охлажденная оборотная вода II системы с температурой 25°C и давлением 4 кгс/см^2 поступает по трубопроводу л. 26а/1 Ду – 400 мм.

Расход охлажденной воды II системы на входе на установку регистрируется приборами поз.3065, давление измеряется по месту, температура измеряется прибором поз. 135 (33).

3.13.2.1 Охлажденная оборотная вода II системы используется для следующих целей:

- на охлаждение продуктов, в холодильнике Х-7 конденсаторе-холодильнике КХ-2
- на охлаждение электродвигателей воздухоохладителя насосов Н-20, Н-20А
- на охлаждение кокса в реакторах
- для подпитки резервуара воды гидрорезки Е-14
- для конденсации паров в Е-8/1, Е-8/2 периодически во время охлаждения реакторов
- периодически в период гидрорезки для маслохолодильника насосов Н-20, Н-20А.

Горячая обратная вода II системы с температурой 40 °С и давлением 3 кгс/см² выводится с установки по трубопроводу л. 27а/1 Ду – 400 мм.

3.13.3 Схема противопожарного водопровода.

Противопожарный водопровод л. 70 на установку вводится по самостоятельному трубопроводу Ду=200 мм с Р=4 кгс/см² из заводского кольца и поступает из насосной пенотушения:

- к лафетной установке № 1 расположенной возле коксовых камер;
- к лафетной установке № 2 расположенной на углу операторной;
- к лафетной установке № 3 расположенной между холодной насосной и блоком колонн;
- к лафетной установке № 4 расположенной между холодной насосной и блоком абсорбции расположенной на этажерке 3/ч.;
- к лафетной установке № 5 расположенной вдоль эстакады на углу горячей насосной северо-восточной стороны;
- к лафетной установке № 6 расположенной вдоль технической эстакады, возле горячей насосной;
- к лафетной установке № 7 расположенной между маслохозяйством и погружным холодильником Х-9;
- к лафетной установке № 8 расположенной вдоль эстакады между сырьевой насосной и компрессорной;
- к лафетной установке № 9 расположенной вдоль эстакады между насосной пенотушения и блоком №6;
- к лафетной установке № 10 расположенной между блоком № 6 и блоком МЭА;
- к лафетной установке № 11 расположенной напротив наружной установки со стороны границы установки (блок сульфидсодержащих стоков от парков);
- к дробильному отделению;
- на кольца орошения К-1, К-2, К-3, К-4, К-5.

Наружное пожаротушение осуществляется из пожарных гидрантов, расположенных на сети противопожарного водопровода завода, на границе установки.

3.13.4 Схема хозяйственно-питьевого водопровода.

Хозпитьевой водопровод Ду – 50 мм на установке используется для бытовых нужд и подводиться к санузлам.

3.14 Канализация.

3.14.1 Промливневая канализация.

Промливневая канализация I системы служит для приема и отведения стоков, образующихся в результате опорожнения и промывки теплообменной аппаратуры, емкостей, охлаждения сальников насосов, от гидравлических технологических гидрозатворов, мытья полов, ливневых стоков с неотбортованных площадок установки. Внутренние сети промливневой канализации выполнены из чугунных и стальных труб. Наружные сети – из керамических, чугунных (при глубине заложения исключающей применение керамических) и железобетонных труб.

На выпусках из аппаратов, из зданий, сооружений и с установки предусматриваются колодцы с гидравлическими затворами, с целью предотвращения распространения огня на случай загорания. На сетях канализации выполнены смотровые колодцы для возможности ее осмотра и чистки.

Отвод промливневых стоков и ливневых вод смонтирован по трем коллекторам. Вывод промливневых стоков осуществляется через концевые колодцы К-76, К-78, К-16.

3.14.2 Канализация солесодержащих стоков II системы.

Канализация солесодержащих стоков II системы предназначена для приема и отведения технологических конденсатов после окислительных колонн К-6/1, К-6/2, К-7 и выполнена напорной, из стальных труб Ду – 50 мм, с прокладкой на технологической эстакаде с по-

следующим опусканием в землю. На выпуске с установки установлена отключающая арматура.

3.14.3 Бытовая канализация.

Бытовая канализация предназначена для приема и отведения хозяйственных стоков. Канализация выполнена самотечной. Внутренняя бытовая канализация и выпуски до первых колодцев выполнены из чугунных труб, наружная - из керамических.

3.15 Схема разводки инертного газа, технического воздуха и воздуха КИПиА.

3.15.1 Схема инертного газа.

На установке используется инертный газ низкого давления до 6 кгс/см^2 . Инертный газ поступает на установку из общезаводской сети от л.2 с АКС по трубопроводу л. 36/1 ($Dy = 80 \text{ мм}$). На трубопроводе л. 36/1 установлен манометр для визуального контроля давления в трубопроводе. Инертный газ по трубопроводу л. 85 через фильтр Ф-15 поступает в приемный коллектор ПК-1÷4 для обкатки и продувки от кислорода воздуха. Инертный газ по трубопроводу л. 64 подается в Е-10, Е-11 для создания "подушки" в этих емкостях. Инертный газ по трубопроводу л. 35/53 поступает в К-1, по трубопроводу л. 35/55 в К-4 для продувки системы подлежащей заполнению в период пуска и подготовки установки к ремонту. Инертный газ по трубопроводу ($Dy = 50 \text{ мм}$) поступает к гасителям пульсации Е-21, Е-21А насосов Н-1, Н-2. По трубопроводу л. 36/2 поступает для продувки секций АВО КХ-1÷4, КХ-2, Х-5. Подается на стояки блока колонн и блока МЭА, блока абсорбции, холодную насосную № 2, насосную пенотушения, насосную гидрорезки.

3.15.2 Схема технического воздуха.

На установке используется технический воздух с давлением 6 кгс/см^2 . Технический воздух из общезаводской сети поступает на установку по трубопроводу л.37 и используется для продувки и опрессовки систем трубопроводов и аппаратов при подготовке установки к пуску, а также для проведения ремонтных работ. Технический воздух разводится по установке к следующим потребителям:

- на реакторный блок отметку 10, 38 метров, для вскрытия люков реакторов;
- на выжиг кокса из змеевиков печей П-1/1, П-1/2, П-2;
- в колонны К-6/1, К-6/2, К-7 для окисления сернистых соединений.

3.15.3 Схема воздуха КИПиА.

Осушенный и очищенный воздух для питания приборов КИПиА поступает с давлением 5 кгс/см^2 из заводской сети по трубопроводу л. 38 в ресивер Е-31 объемом 80 м^3 . Давление воздуха КИПиА контролируется по месту прибором поз. 216. Ресивер Е-31 обеспечивает аварийный часовой запас воздуха для питания приборов КИПиА. Из Е-31 воздух с давлением 6 кгс/см^2 проходит через фильтры и поступает в операторную. Давление воздуха на выходе из Е-31 регулируется приборами поз. 221, 222. Регулирующие клапана установлены на линиях выхода воздуха из Е-31 в операторную. Воздух КИПиА разводится по блокам:

- на блок холодильников;
- на реакторный блок;
- в холодильную насосную;
- в горячую насосную;
- к блоку колонн;
- к узлу очистки;
- к насосной МЭА.

3.16 Узел пожаротушения.

3.16.1 Блок пенотушения.

Для тушения пожаров в технологических насосных смонтирована пенная установка с дозированием и получением водного раствора пенообразователя на потоке насосами - доза-

торами. Пенообразователь из бочек насосами Н-52, Н-52А закачивается для хранения в емкости пенообразователя Е-39, Е-39А. Уровень в Е-39, Е-39А измеряется приборами поз. 395, 396. Приготовление раствора пенообразователя осуществляется в месте ввода пенообразователя в поток воды, путем дозирования определенного количества пенообразователя насосами - дозаторами. Пенообразователь насосами-дозаторами Н-52, Н-52А из емкости Е-39, Е-39А подается на прием насосов Н-51, Н-51А. Расход пенообразователя для приготовления раствора регистрируется и регулируется прибором поз. 3071, клапан "ВЗ" которого установлен на линии с выкида на прием Н-52, Н-52А.

Давление воды в сети пожарного водопровода на всасе насосов Н-51, Н-51А контролируется по месту прибором поз. 2295.

Готовый раствор пенообразователя насосами Н-51, Н-51А подается в напорный коллектор. Расход пенообразователя регистрируется прибором поз. 3070, давление контролируется по месту прибором поз. 2377. Перед подачей пены в защищаемое помещение подается звуковой сигнал-предупреждение обслуживающему персоналу.

Последовательность включения и отключения эл.задвижек и насосов при тушении пожаров в насосных:

1. Первичный прибор (датчик), установленный в помещении, где возник пожар, подает импульс на одновременное открытие электрозадвижки № 43 и на включение насосов Н-51, Н-51А, Н-52, Н-52А. После набора давления на нагнетании насосов автоматически открываются эл.задвижки № 39 (40), № 41 (42), 44 или (45, 46, 62, 63) в зависимости от места пожара.

2. При пожаре на открытой площадке от кнопки открывается эл.задвижка № 78 (77) и автоматически включаются насосы Н-51, Н-51А, Н-52, Н-52А. Кнопки устанавливаются у стояков на открытой площадке и предусмотрено дублирование из операторной. После набора давления открываются эл.задвижки № 39 (40), № 41 (42). Открытие эл.задвижки № 43 одновременно с открытием эл.задвижки № 78 (77).

3.16.2 Система колец орошения.

По блоку колонн выполнена система колец орошения. Подача пожарной воды осуществляется от Н-51, Н-51А по сухотрубу водопровода и имеет общую задвижку в насосной и у лафета № В2-240 (у К-1). По блоку коксовых камер и на блоке наружной установки выполнены стояки, сухотрубы диаметром 100 мм для подачи воды или пены.

3.16.3 Схема пожарного паропровода.

Пар с давлением 12 кгс/см^2 из общего коллектора пара 12 кгс/см^2 л. 31/1 для паротушения разводится по следующим блокам:

- к блоку печей;
- в насосную гидрорезки;
- в горячую насосную;
- к блоку холодильников;
- на блок наружной установки;
- в холодные насосные № 1 и № 2;
- в насосную МЭА;
- на реакторный блок отметку 10, 38 метров;
- на транспортный блок - галереи.

3.17 Система теплообеспечения.

Паровой конденсат подогревателей Т-23, Т-5 поступает в емкость Е-49. Регулирование уровня воды в Е-49 осуществляется прибором поз. 384. Клапан расположен на линии откачки воды. Температура в емкости Е-49 регистрируется прибором поз. 135 (1).

Паровой конденсат насосами Н-45, Н-45А из емкости Е-49 подается в подогреватель Т-24, где нагревается паром 3 кгс/см^2 , поступающим из линии пара 3 кгс/см^2 . Расход пара 3 кгс/см^2 регулируется клапаном поз. 196, который установлен на линии подачи пара 3

кгс/см². Температура воды после подогревателя Т-24 регистрируется прибором поз. 196. Расход воды регистрируется поз. 3088, диафрагма установлена на линии подачи воды в подогреватель Т-24.

Подогретая вода поступает на обогрев:

- приборов КИПиА;
- вентиляционной системы;
- помещения операторной.

Охлажденная вода поступает обратно в Е-49, а избыток выводится через клапан поз. 384 с установки.

4 Нормы технологического режима.

Таблица 4.1

№ п/п	Наименование стадий процесса, аппарата, оборудования, показателей режима	Номер пози- ции прибора на схеме	Единица измерения	Допускаемые пре- делы технологиче- ских параметров	Требуемый класс точности измери- тельных приборов ГОСТ 8.401-80	Примечание
1	2	3	4	5	6	7

Печи П-2, П-1/1, П-1/2

1	Загрузка по первичному сырью на один змеевик П-2	3000, 3001	т/ч	не менее 6,0	1,0	Показание, регистрация, регулирование, сигнализация, блокировка
2	Загрузка по вторичному сырью в каждый поток П-1/1, П-1/2	3002, 3003, 3006, 3007	т/ч	не менее 10,0	1,0	Показание, регистрация, регулирование, сигнализация, блокировка
3	Температура первичного сырья с Р-3 парка 26/16	135 (6)	°С	не более 110	0,25	Показание
4	Температура первичного сырья на входе в печь П-2: левый поток правый поток	135 (37) 135 (38)	°С	не более 120	0,25	Показание
5	Температура вторичного сырья на входе в печь П-1/1: левый поток правый поток	135 (53) 135 (48)	°С	не более 370	0,25	Показание
6	Температура вторичного сырья на входе в печь П-1/2:					

1	2	3	4	5	6	7
	левый поток правый поток	1091-2 1091-4	°C	не более 370	0,5	Показание, регистрация
7	Температура первичного сырья на выходе из печи П-2	105, 106-2	°C	не более 380	0,5	Показание, регистрация
	левый поток, правый поток	106-3, 106-4	°C	не более 380	0,5	Показание, регистрация, сигнализация
8	Температура вторичного сырья на выходе из печей: П-1/1	100, 106/1	°C	не более 510	0,5	Показание, регистрация
	левый поток, правый поток	106/6, 106/5	°C	не более 510	0,5	Показание, регистрация, сигнализация
	П-1/2	110, 106/9	°C	не более 510	0,5	Показание, регистрация
	левый поток, правый поток	106/7, 106/8	°C	не более 510	0,5	Показание, регистрация, сигнализация
9	Разряжение в печи: П-1/1 П-1/2	2357 2358	мм.в.ст.	20	1,0	Показание
10	Температура дымовых газов на выходе из камеры радиации печей: П-1/1 П-1/2 П-2	104 (1-6) 115 (1-6) 115 (10, 11)	°C	не более 850	1,0	Показание, регистрация, сигнализация
11	Давление на входе в змеевики вторичного сырья печей: П-1/1	2334, 2335	кгс/см ²	не более 24	1,0	Показание,

1	2	3	4	5	6	7
	П-1/2	2336, 2337				регистрация, сигнализация, блокировка
12	Разряжение в печи П-2	2360	мм.в.ст.	20	1,0	Показание
13	Расход турбулизатора в каждый поток печи: П-1/1 П-1/2	3009, 3012 3010, 3011	кг/час	300 – 600	1,0	Показание, регистрация, регулирование
14	Температура дымовых газов на выходе из печей: П-1/1 П-1/2 П-2	104 (7, 8) 115 (7, 8) 115 (12)	°С	не более 800	1,0	Показание, регистрация
15	Температура дымовых газов в дымовой трубе печей: П-1/1 П-1/2	104 (9) 115 (9)	°С	не более 500	0,5	Показание, регистрация
16	Давление турбулизатора на выкиде Н-10, Н-10А	2276	кгс/см ²	не менее 31	1,0	Показание по месту, сигнализация
17	Расход топливного газа на установку	3035	т/ч	не более 2,5	1,0	Показание, регистрация
18	Содержание кислорода в дымовых газах после печей П-1/1, П-2	407 506	% об.	не более 6	0,25	Показание, регистрация
19	Расход топливного газа к печам: П-2 П-1/1 П-1/2	3035-2 3035-1 3035-3	т/ч	не более 2,5	1,0	Показание, регистрация, регулирование
20	Давление топливного газа к печам:	2110	кгс/см ²	1 – 3	1,0	Показание, регистрация,

1	2	3	4	5	6	7
						регулирование
21	Давление топливного газа к форсункам печей: П-2 П-1/1 П-1/2	206 205 214	кгс/см ²	не менее 0,2	1,0	Показание, регистрация, сигнализация, блокировка
22	Давление первичного сырья на входе в печь П-2	207 208	кгс/см ²	не более 24	1,0	Показание, регистрация, сигнализация, блокировка
23	Давление азота на всасе насоса Н-3В	2298	кгс/см ²	не менее 5	1,0	Показание, регистрация, сигнализация
24	Давление вторичного сырья на всасе насоса Н-3В	2299	кгс/см ²	не менее 1	1,0	Показание, регистрация, сигнализация
25	Температура вторичного сырья на выкиде насоса Н-3В	1099-5	°С	не более 400	0,5	Показание, регистрация, сигнализация, блокировка
26	Температура подшипников насоса Н-3В	1099 (1-2)	°С	не более 70	0,5	Показание, регистрация, сигнализация, блокировка
27	Температура эл. двигателя насоса Н-3В	1099 (3-4)	°С	не более 70	0,5	Показание, регистрация, сигнализация,

1	2	3	4	5	6	7
						блокировка
28	Уровень масла в маслобаках насоса Н-3В	399-1, 399-2	мм	не менее 97	0,5	Показание по месту, сигнализация
29	Давление в маслобаках сырьевых насосов: Н-3 Н-3А Н-3Б	3 3А 3Б	кгс/см ²	не более 40	0,5	Показание по месту
Реакторы Р-1, Р-2, Р-3, Р-4. Режим коксования						
30	Температура поверхности: Р-1, Р-2 Р-3, Р-4	124 (3, 6) 125 (9, 12)	°С	не более 250	0,5	Показание, регистрация
31	Давление газа в реакторах Р-1÷4	225, 226 227, 228	кгс/см ²	не более 3	1,0	Показание, регистрация, сигнализация
32	Температура вторичного сырья на входе в реакторы	124 (1, 4) 125 (7, 10)	°С	460-490	0,5	Показание, регистрация
33	Температура прогрева камеры водяным паром (при опрессовке)	124 (1, 4) 125 (7, 10)	°С	95 – 120	0,5	Показание, регистрация
34	Температура прогрева реактора парами нефтепродуктов в колонну К-1	124 (1, 4) 125 (7, 10)	°С	не менее 330	0,5	Показание, регистрация
35	Продолжительность заполнения реактора коксом	-	час	не менее 12	0,5	Показание, регистрация
36	Продолжительность переключения реакторов	-	мин	не менее 20	0,5	Показание, регистрация

1	2	3	4	5	6	7
37	Продолжительность пропарки кокса водяным паром: при работе блока абсорбции	-	час	в колонну К-1 4-5ч в колонну К-5 1ч	-	Показание
	без блока абсорбции	-	час	в колонну К-1 1ч в колонну К-5 4-5ч	-	Показание
38	Продолжительность охлаждения кокса водой	-	час	6		
39	Продолжительность слива воды из реакторов	-	час	2		
40	Продолжительность съёмки крышек и выгрузка кокса из реакторов	-	час	8		
41	Продолжительность установки крышек, прогрева, опрес- совки, реакторов водяным паром и дренирование кон- денсата	-	час	2		
42	Уровень воды в реакторе	307-1, 308-1 309-1, 310-1	м	не более 23,5	1,0	Показание, регистрация, сигнализация
43	Уровень кокса в реакторе	307-2, 308-2 309-2, 310-2	м	не более 18,5	1,0	Показание, регистрация, сигнализация
44	Скорость прогрева реакторов парами н/продукта от ра- ботающих реакторов	124 (1, 4) 125 (7, 10)	°С/час	не более 50	0,5	Показание, регистрация
45	Температура паров на выходе из реакторов: Р - 1, Р-2 Р - 3, Р-4	124 (2, 5) 125 (8, 11)	°С	430 – 450	0,5	Показание, регистрация
46	Продолжительность прогрева реакторов парами нефте- продуктов в К-5, К-1	-	час	6		

1	2	3	4	5	6	7
47	Температура прогрева реакторов в К-5 парами: при работе абсорбера с К-1 при работе полной схемы	1091-5	°C	не менее 250 не менее 190	0,5 0,5	Показание, регистрация
48	Температура паров после реакторов: Р-1, Р-2 Р-3, Р-4	121 (1, 2) 122 (1, 2)	°C	не более 445	0,5	Показание, регистрация
49	Температура поверхности стенок реакторов:					
<u>Р-1</u>	1 пояс	111 (1-4)	°C	не более 485	0,5	Показание, регистрация
	2 пояс	112 (1-4)				
	3 пояс	113 (1-4)				
	4 пояс	114 (1-4)				
	5 пояс	115 (1-4)				
	6 пояс	116 (1-4)				
<u>Р-2</u>	1 пояс	121 (1-4)	°C	не более 485	0,5	Показание, регистрация
	2 пояс	122 (1-4)				
	3 пояс	123 (1-4)				
	4 пояс	124 (1-4)				
	5 пояс	125 (1-4)				
	6 пояс	126 (1-4)				
<u>Р-3</u>	1 пояс	131 (1-4)	°C	не более 485	0,5	Показание, регистрация
	2 пояс	132 (1-4)				
	3 пояс	133 (1-4)				
	4 пояс	134 (1-4)				
	5 пояс	135 (1-4)				
	6 пояс	136 (1-4)				
<u>Р-4</u>	1 пояс	141 (1-4)	°C	не более 485	0,5	Показание, регистрация
	2 пояс	142 (1-4)				
	3 пояс	143 (1-4)				
	4 пояс	144 (1-4)				
	5 пояс	145 (1-4)				

1	2	3	4	5	6	7
	6 пояс	146 (1-4)				
		Режим охлаждения				
50	Расход пара в реакторы Р-1÷4: при пропарке К-1 при пропарке К-5	3068	т/час	1,0 – 3 3 – 5	1,0	Показание, регистрация
51	Температура охлаждения кокса	124 (2, 5) 125 (8, 11)	°С	не более 90	0,5	Показание, регистрация
52	Продолжительность операций по подготовке реакторов коксования Расход воды: Продолжительность охлаждения в:	-	час	не более 35		
	0,5 часа охлаждения		т/час	не более 2,5	1,0	
	0,5-1 часа охлаждения	3024-1	т/час	не более 4,0		Показание, регистрация, регулирование
	1-1,5 часа охлаждения	3024-2	т/час	не более 6,0		
	1,5-2,0 часа охлаждения		т/час	не более 10,0		
	2-2,5 часа охлаждения		т/час	не более 17,0		
	2,5-3 часа охлаждения		т/час	не более 25,0		
	3-3,5 часа охлаждения		т/час	не более 27,5		
	3,5-4,0 часа охлаждения		т/час	не более 35,0		
	4,0-5,0 часа охлаждения		т/час	35 – 60		
	5,0-6,0 часа охлаждения	3024	т/час	60 – 100	1,0	Показание, регистрация, регулирование
		Насосная гидрорезки				
53	Натяжение тросов резаков на Р-1÷4	ГИВ (1-4)	тн	не более 5,0	1,0	Показание, блокировка

1	2	3	4	5	6	7
54	Температура подшипников на Н-20, Н-20А	1021 (1-4) 1021-1 (1-4)	°С	не более 70	1,0	Показание, регистрация, сигнализация, блокировка
55	Температура масла эл. двигателя на Н-20, Н-20А	1021 (5-7)	°С	не более 70	1,0	Показание, регистрация, сигнализация, блокировка
56	Давление воды на выкиде насосов Н-20, Н-20А	237	кгс/см ²	не менее 130	1,5	Показание, регистрация
57	Давление воды на выкиде насосов Н-20, Н-20А	241	кгс/см ²	130 – 180	1,5	Показание по месту, сигнализация, блокировка
58	Давление подачи масла на насосы Н-20, Н-20А	2160, 2160-1	кгс/см ²	не менее 0,4	1,5	Показание, сигнализация, блокировка
59	Давление подачи воды на насосы Н-20, Н-20А	2168, 2168-1	кгс/см ²	не более 4,0	1,5	Показание, сигнализация, блокировка
60	Давление воды на всасе Н-20, Н-20А	2374	кгс/см ²	не менее 1,5	1,5	Показание, блокировка
61	Уровень масла в баке Н-20, Н-20А	368, 368-1	% шкалы	не менее 20	1,0	Блокировка
Режим пуска Р-2, Р-4 без предварительного прогрева парами нефтепродуктами						
62	Температура окончания прогрева пускового реактора вторичным сырьем	124 (2, 5) 125 (8, 11)	°С	340 – 360	0,5	Показание, регистрация

1	2	3	4	5	6	7
---	---	---	---	---	---	---

Емкость конденсата Е-2

63	Расход химочищенной воды	3039	т/ч	не более 5,0	1,0	Показание, регистрация, регулирование
64	Уровень	313	% шкалы	30 – 70	1,0	Показание, регистрация, регулирование, сигнализация

Теплообменник Т-25

65	Температура воды в реактора Р-1÷4	191	°С	не более 95	0,5	Показание, регистрация, регулирование
----	-----------------------------------	-----	----	-------------	-----	---------------------------------------

Ректификационная колонна К-1

66	Расход нестабильного бензина в виде острого орошения в колонну К-1 от Н-15Б	3087	т/ч	не более 8,0	1,0	Показание, регистрация
67	Расход острого орошения в колонну К-1 при работе: - одним блоком коксования - двумя блоками коксования	3018	т/ч	5 – 15 10 – 30	1,0	Показание, регистрация, регулирование
68	Расход циркуляционного орошения в колонну К-1: - при работе одним блоком коксования - при работе двумя блоками коксования	3017	т/ч	10 – 35 20 – 60	1,0	Показание, регистрация, регулирование
69	Уровень тяжелого газойля в К-1	350	% шкалы	30 – 75	1,0	Показание, регистрация, регулирование

1	2	3	4	5	6	7
70	Расход тяжелого газойля в К-1	3083	т/ч	1,5 – 3	1,0	Показание, регистрация, регулирование
71	Расход тяжелого газойля в П-26/16	3090	т/ч	не более 6,3	1,0	Показание, регистрация, регулирование
72	Температура тяжелого газойля на 2 тарелке в К-1	120 (11)	°С	не более 350	0,5	Показание, регистрация
73	Температура вывода тяжелого газойля в колонну К-3	120 (2)	°С	290 – 370	0,5	Показание, регистрация
74	Температура циркуляционного орошения в колонну К-1 после Х-8	135 (16)	°С	не более 170	0,25	Показание
75	Температура на 9 тарелке в К-1	190	°С	не более 275	0,5	Показание, регистрация
76	Температура верха	119	°С	не более 150	0,5	Показание, регистрация
77	Температура низа	118	°С	не более 400	0,5	Показание, регистрация, регулирование
78	Давление на верху	231	кгс/см ²	не более 3,0	1,0	Показание, регистрация, сигнализация
79	Давление внизу	2115	кгс/см ²	не более 2,5	1,0	Показание, регистрация
80	Уровень в кубе колонны К-1	377	% шкалы	20 – 80	1,0	Показание,

1	2	3	4	5	6	7
						регистрация, регулирование, сигнализация
81	Температура вывода легкого газойля в колонну К-2	117	°С	150 – 260	0,5	Показание, регистрация, регулирование
82	Температура после холодильника КХ-1/1÷4	120 (12)	°С	не более 80	0,5	Показание, регистрация
83	Уровень лёгкого газойля в колонне К-1	370	% шкалы	20 – 80	1,0	Показание, регистрация
84	Расход перегретого водяного пара в колонну К-2	3015	кг/ч	300 – 500	1,0	Показание, регистрация, регулирование
85	Уровень в отпарной колонне К-2	304	% шкалы	не менее 20	1,0	Показание, регистрация, сигнализация
86	Давление легкого газойля на выкиде Н-4, Н-4А	2278	кгс/см ²	не менее 3,0	1,0	Показание по месту, сигнализация
87	Температура легкого газойля с установки	135 (20)	°С	не более 60	0,25	Показание
88	Температура нефтепродукта после Х-9	135 (13)	°С	не более 90	0,25	Показание
89	Расход легкого газойля с установки	3027-1	т/ч	не нормируется	1,0	Показание, регистрация, регулирование

1	2	3	4	5	6	7
90	Температура тяжелого газойля в К-3	120 (5)	°С	290 – 370	0,5	Показание, регистрация
91	Уровень в отпарной колонне К-3	305	% шкалы	не менее 20	1,0	Показание, регистрация, сигнализация
92	Расход перегретого водяного пара в колонну К-3	3016	кг/ч	300 – 500	1,0	Показание, регистрация, регулирование
93	Температура легкого газойля внизу К-2	120 (4)	°С	не более 220	0,5	Показание, регистрация
94	Расход тяжелого газойля с установки	3028	т/ч	не нормируется	1,0	Показание, регистрация, регулирование
95	Температура тяжелого газойля с установки	1091-8	°С	не более 90	0,5	Показание, регистрация
96	Температура пара в К-2, К-3	135 (30)	°С	не менее 290	0,25	Показание
Емкость орошения Е-1						
97	Давление	2303	кгс/см ²	не более 2,5	1,0	Показание, регистрация, регулирование
98	Температура	120 (3)	°С	не более 40	0,5	Показание, регистрация
99	Уровень бензина	311	% шкалы	20 – 80	1,0	Показание,

1	2	3	4	5	6	7
						регистрация, сигнализация
100	Уровень воды	312	% шкалы	20 – 80	1,0	Показание, регистрация, регулирование, сигнализация
101	Расход УВГ в Е-37	3080	т/ч	2 – 6	1,0	Показание, регистрация
102	Расход нестабильного бензина в К-4	3026	т/ч	3 – 9	1,0	Показание, регистрация, регулирование
Стабилизационная колонна К-4						
103	Температура ввода сырья	127	°С	не более 180	0,5	Показание, регистрация, регулирование
104	Температура паров из Т-3	126	°С	не более 220	0,5	Показание, регистрация, регулирование
105	Температура стабильного бензина после Т-4	135 (46)	°С	не более 150	0,25	Показание
106	Расход орошения в колонну	3032	т/ч	0,5 – 2,5	1,0	Показание, регистрация, регулирование
107	Температура низа	120 (7)	°С	не более 210	0,5	Показание, регистрация
108	Температура верха	120 (6)	°С	не более 80	0,5	Показание,

1	2	3	4	5	6	7
						регистрация
109	Температура стабильного бензина с установки	135 (34)	°С	не более 40	0,25	Показание
110	Расход стабильного бензина с установки	3051	т/ч	2 – 6	1,0	Показание, регистрация
111	Давление в колонне	243	кгс/см ²	не более 11	1,0	Показание, регистрация, регулирование, сигнализация
Емкость орошения Е-3						
112	Температура	135 (22)	°С	30 – 50	0,25	Показание
113	Уровень	318	% шкалы	20 – 80	1,0	Показание, регистрация, сигнализация
Кипятильник Т-3						
114	Температура тяжелого газойля в Х-9 после Т-3	135 (21)	°С	не более 250	0,25	Показание
115	Уровень	317	% шкалы	30 – 75	1,0	Показание, регистрация, регулирование
Емкость Е-23						
116	Расход бензина с КТ-1	3091	т/ч	3 – 9	1,0	Показание, регистрация
117	Давление	2385	кгс/см ²	не более 0,7	1,0	Показание, регистрация
118	Уровень	380-1	% шкалы	20 – 80	1,0	Показание,

1	2	3	4	5	6	7
119	Уровень	380	% шкалы	20 – 80	1,0	регистрация, блокировка Показание, регистрация, сигнализация
120	Температура	135 (54)	°С	не более 40	0,25	Показание
121	Расход бензина на стабилизацию	3092	т/ч	6 – 7	1,0	Показание, регистрация регулирование
Газосепаратор Е-37						
122	Уровень конденсата	371	% шкалы	20 – 80	1, 0	Показание, регистрация, сигнализация
123	Температура	135 (61)	°С	30 – 50	0,25	Показание
Газосепаратор Е-37А						
124	Уровень	382	% шкалы	20 – 80	1,0	Показание, регистрация
Холодильник Х-18						
125	Температура	135 (25)	°С	не более 40	0,25	Показание
Абсорбер К-8						
126	Расход раствора МЭА в колонну	3058	т/ч	30 – 60	1,0	Показание, регистрация, регулирование

1	2	3	4	5	6	7
127	Температура верха	120 (9)	°С	не более 50	0,5	Показание, регистрация
128	Давление верха	2301	кгс/см ²	не более 2,5	1,0	Показание, регистрация, регулирование, сигнализация
129	Уровень раствора МЭА	372	% шкалы	20 – 80	1,0	Показание, регистрация, сигнализация
Буферная емкость Е-43						
130	Давление	2315	кгс/см ²	не более 2,5	1,0	Показание, регистрация, регулирование, сигнализация
131	Температура	135 (66)	°С	30 – 50	0,25	Показание
132	Уровень	391	% шкалы	не более 30	1,0	Показание, регистрация
133	Уровень МЭА в отстойнике	391/1	% шкалы	не более 80	1,0	Показание, регистрация, регулирование
Емкость Е-40						
134	Уровень	373	% шкалы	20 – 80	1,0	Показание, регистрация
135	Расход насыщенного МЭА на УПС	3059	т/ч	30 – 45	1,0	Показание,

1	2	3	4	5	6	7
						регистрация, регулирование
136	Расход насыщенного раствора МЭА к эжектору	3089	т/ч	не более 16	1,0	Показание, регистрация
137	Температура	135 (56)	°С	не более 40	0,25	Показание
		Емкость Е-36				
138	Уровень воды	365, 366	% шкалы	20 – 80	1,0	Показание, регистрация, сигнализация
139	Температура	135 (57)	°С	не более 40	0,25	Показание
		Колонны К-6/1, К-6/2, К-7				
140	Расход технологического конденсата	3055	т/ч	не более 10	1,0	Показание, регистрация, регулирование
141	Расход воздуха в колонны К-6/1, К-6/2, К-7	3052	кг/ч	200 – 400	1,0	Показание, регистрация, регулирование, сигнализация
142	Температура конденсата после подогревателя Т-23	195	°С	90 – 95	0,5	Показание, регистрация, регулирование
		Холодильник Х-17				
143	Температура конденсата с установки	135 (60)	°С	не более 50	1,0	Показание

1	2	3	4	5	6	7
---	---	---	---	---	---	---

Емкость Е-38

144	Уровень воды	378	% шкалы	20 – 80	1,0	Показание, регистрация
-----	--------------	-----	---------	---------	-----	------------------------

145	Температура	135 (65)	°С	30 – 60	0,25	Показание
-----	-------------	----------	----	---------	------	-----------

Колонна К-5

146	Температура верха	192	°С	не более 150	0,5	Показание, регистрация
-----	-------------------	-----	----	--------------	-----	------------------------

147	Температура низа	1091-7	°С	150 – 240	0,5	Показание, регистрация
-----	------------------	--------	----	-----------	-----	------------------------

148	Температура паров после Х-7	1091-6	°С	не более 70	0,5	Показание, регистрация
-----	-----------------------------	--------	----	-------------	-----	------------------------

149	Давление паров	2230	кгс/см ²	не более 3,5	0,5	Показание, регистрация, регулирование
-----	----------------	------	---------------------	--------------	-----	---------------------------------------

150	Уровень	357	% шкалы	30 – 70	1,0	Показание, регистрация
-----	---------	-----	---------	---------	-----	------------------------

151	Давление тяжелого газойля на выкиде Н-41, Н-41А в К-1	2289	кгс/см ²	не менее 5,0	1,0	Показание по месту, сигнализация
-----	---	------	---------------------	--------------	-----	----------------------------------

152	Расход тяжелого газойля в линию котельного топлива	3045	т/ч	не более 30	1,0	Показание, регистрация
-----	--	------	-----	-------------	-----	------------------------

Емкость Е-32

[illegible]

1	2	3	4	5	6	7
160	Температура	135 (1)	°С	не более 90	0,25	Показание
161	Уровень	384	% шкалы	20 – 80	1,0	Показание, регистрация, регулирование
Подогреватель воды Т-24						
162	Расход воды в подогреватель	3088	т/час	125	1,0	Показание, регистрация
163	Температура воды на выходе из подогревателя	196	°С	не более 130	1,0	Показание, регистрация, регулирование
Емкости Е-8/І, Е-8/ІІ						
164	Температура	1091-1	°С	не более 200	1,0	Показание, регистрация
Емкость Е-46						
165	Уровень	398	% шкалы	20 – 80	1,0	Показание, регистрация, сигнализация
166	Температура химочищенной воды	135 (59)	°С	25 – 35	0,25	Показание
167	Давление химочищенной воды на выкиде Н-29, Н-29А	2038 2042	кгс/см ²	не более 4,8	1,0	Показание по месту, сигнализация
168	Давление химочищенной воды после насосов	2080	кгс/см ²	не менее 1,0	1,0	Показание, регистрация, сигнализация, блокировка

1	2	3	4	5	6	7
Холодильник Т-11						
169	Температура оборотной воды	135 (8)	°С	не более 40	0,25	Показание
Факельная емкость Е-13						
170	Давление	2334	кгс/см ²	не более 0,5	1,0	Показание по месту
171	Температура	120 (8)	°С	не более 200	0,5	Показание, регистрация
172	Уровень	314	% шкалы	20 – 80	1,0	Показание, регистрация, сигнализация
Резервуар Р-3						
173	Температура	1091-11	°С	не более 110	1,0	Показание, регистрация
174	Уровень	Р-3	% шкалы	30 – 75	1,0	Показание, регистрация, регулирование
Резервуар Р-4						
175	Уровень	Р-4	% шкалы	30 – 75	1,0	Показание, регистрация
Резервуар Р-5						
176	Уровень	Р-5	% шкалы	не более 80	1,0	Показание, регистрация
Резервуар Р-6						
177	Уровень	Р-6	% шкалы	не более 80	1,0	Показание,

1	2	3	4	5	6	7
						регистрация
		Ресивер воздуха Е-31				
178	Давление	216	кгс/см ²	не менее 4,0	1,0	Показание по месту, сигнализация
		Емкость Е-39, Е-39А				
179	Уровень	395, 396	% шкалы	20 – 80	1,0	Показание по месту, сигнализация
180	Давление воды из сети пожарного водопровода	2295	кгс/см ²	не менее 0,1	1,0	Показание по месту, сигнализация
181	Давление воды на выходе насосов Н-51, Н-51А	2377	кгс/см ²	не менее 4,0	1,0	Показание по месту, сигнализация
182	Расход воды на выкиде насосов Н-51, Н-51А	3070	т/час	0 – 250	1,0	Показание, регистрация
183	Расход пенообразователя	3071	т/ч	4 – 16	1,0	Показание, регистрация, регулирование
184	Давление пенообразователя на выкиде насосов Н-52, Н-52А	2375, 2376	кгс/см ²	не более 6,6	1,0	Показание по месту, сигнализация
185	Давление раствора на выкиде насосов Н-51, Н-51А	2293 2294	кгс/см ²	не более 10,2	1,5	Показание по месту, блокировка
		Дренажная емкость светлых нефтепродуктов Е-10				
186	Уровень	328	% шкалы	30 – 75	1,0	Показание, регистрация

1	2	3	4	5	6	7
187	Температура	135 (36)	°С	не более 40	0,25	Показание
Дренажная емкость темных нефтепродуктов Е-11						
188	Уровень	301	% шкалы	30 – 75	1,0	Показание, регистрация
Насосная воды и присадок						
189	Загазованность в насосной воды и присадок	415, 416	% от н.п.в.	5 – 20	1,0	Сигнализация
190	Загорание в насосной воды и присадок	410-1 410-2	°С	не более 70	1,0	Сигнализация, блокировка
Холодная насосная № 1, №2						
191	Загазованность в холодной насосной	412, 413, 414	% от н.п.в.	5 – 20	1,0	Сигнализация
192	Загорание в холодной насосной: № 1 № 2	408-1 408-2	°С	не более 70	1,0	Сигнализация, блокировка
Насосная конденсата компрессии						
193	Загорание в насосной конденсата компрессии	409	°С	не более 70	1,0	Сигнализация, блокировка
Насосная маслохозяйства						
194	Загорание в насосной маслохозяйства	411	°С	не более 70	1,0	Сигнализация, блокировка
Параметры продуктов на входе и выходе с установки						
195	Расход оборотной воды I системы на установку	3019	м ³ /час	не менее 315	1,0	Показание,

1	2	3	4	5	6	7
						регистрация
196	Расход оборотной воды II системы на установку	3065	м ³ /час	не менее 450	1,0	Показание, регистрация
197	Давление оборотной воды II системы	2326	кгс/см ²	не менее 2,5	1,0	Показание по месту, сигнализация
198	Расход водяного пара 12 ата на установку	3038	т/час	0 – 25	1,0	Показание, регистрация
199	Давление водяного пара 12 кгс/см ²	219	кгс/см ²	не менее 9,0	1,0	Показание, регистрация, сигнализация
200	Температура водяного пара 12 кгс/см ²	135 (27)	°С	не более 300	0,25	Показание
201	Расход водяного пара 3 ата с установки	3085	т/час	0 – 5	1,0	Показание, регистрация
202	Давление воздуха КИП	221, 222	кгс/см ²	не более 1,5	1,0	Показание, регистрация, регулирование
203	Давление технического воздуха	2046	кгс/см ²	не менее 5,0	1,0	Показание, регистрация
204	Давление топливного газа на установку	246	кгс/см ²	не менее 1,0	1,0	Показание по месту, сигнализация
205	Давление топливного газа на УПНК	2380	кгс/см ²	0 – 4	1,0	Показание, регистрация, регулирование

1	2	3	4	5	6	7
206	Давление инертного газа на установку	268	кгс/см ²	6 – 7	1,0	Показание, регистрация
207	Давление промышленной теплофикационной воды	2339	кгс/см ²	не менее 6,0	1,0	Показание, регистрация
208	Температура оборотной воды	135 (33)	°С	не более 25	0,25	Показание
209	Температура химочищенной воды	135 (5)	°С	не более 40	0,25	Показание
Измерение уровня в аппаратах						
210	Резервуар горячей оборотной воды	321	% шкалы	20-80	1,0	Показание, сигнализация
211	Резервуар-отстойник вод гидрорезки	322	% шкалы	20-80	1,0	Показание, регистрация, сигнализация
212	Емкость для воды автономной системы теплообеспечения Е-49	384	% шкалы	не более 30	1,0	Показание, регистрация, регулирование
213	Резервуар вод гидрорезки	336	% шкалы	не более 90	1,0	Показание
214	Дренажная емкость светлых нефтепродуктов Е-10	328	% шкалы	30-75	1,0	Показание, регистрация
215	Дренажная емкость темных нефтепродуктов Е-11	301	% шкалы	30-75	1,0	Показание, регистрация
216	Резервуар чистой воды Е-14	315	% шкалы	50-70	1,0	Показание,

1	2	3	4	5	6	7
----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------

регистрация,
сигнализация,
блокировка

5 Контроль технологического процесса.

5.1 Аналитический контроль технологического процесса.

Таблица 5.1

№ п/п	Наименование стадии процесса, анализируемый продукт	Место отбора пробы (место установки средства измерения)	Контролируемые показатели	Методы контроля (методика анализа, государственный стандарт)	Норма	Частота контроля	Контролёр
------------------	--	--	----------------------------------	---	--------------	-------------------------	------------------

1	2	3	4	5	6	7	8
1	Сырье – гудрон (фр. > 500 °С)	Н-1, Н-1А Н-2, Н-2А	1 Плотность при 20 °С, кг/см ³ 2 Коксуемость, % масс 3 Вязкость условная при 80 °С на ВУБ, сек. 3.1 Вязкость при 100 °С условная, градусы ВУ, не менее 4 Фракционный состав: - содержание фракции до 500 °С, % об., не более 5 Массовая доля серы, %, не более 6 Зольность, % масс, не более	ГОСТ 3900-85 ГОСТ 19932-74 ГОСТ 11503-74 ГОСТ 6258-85 Методика 39334881-011-007/02-2005 ГОСТ 1437-75 ГОСТ 1461-75	970-1000 12-18 25-45 200 17 2,5 0,1	3 раза в сутки 3 раза в сутки 3 раза в сутки по требованию 1 раз в сутки 1 раз в сутки 1 раз в декаду	контр. лаб. контр. лаб. контр. лаб. контр. лаб. контр. лаб. контр. лаб. контр. лаб.
2	Легкий газойль (фр.180-300 °С)	Из трубо- провода по- сле Х-4	1 Плотность при 20 °С, кг/см ³ , не более 2 Фракционный состав: - температура начала кипения, °С, не менее - температура конца кипения, °С, не более 3 Массовая доля серы, %, не более 4 Температура застывания, °С, не более 5 Температура вспышки в закрытом тигле, °С, не менее 6 Коррозия 6* Испытание на медной пластине	ГОСТ 3900-85 ГОСТ 2177-99 ГОСТ 1437-75 или ГОСТ 19121-73 ГОСТ 20287-91 ГОСТ 6356-75 Методика 39334881-011-021/02-2005 ГОСТ 6321-92	860 180 360 1,5 - 10 61 выдерж. при вы- воде в то- вар. парк	3 раза в сутки 3 раза в сутки 1 раз в декаду по требованию по требованию 2 раза в сутки по требованию	контр. лаб. контр. лаб. контр. лаб. иссл. лаб. иссл. лаб. контр. лаб. товар. лаб.
3	Тяжелый газойль (фр. 300-К.К.)	Из трубопро- вода после Х-9	1 Плотность при 20 °С, кг/м ³ , не более 2 Фракционный состав: - температура начала перегонки, °С, не менее - температура конца перегонки, °С, не более 3 Коксуемость, % масс, не более 4 Цвет, ед. ЦНТ, не более 5 Температура застывания, °С	ГОСТ 3900-85 Методика 39334881-011-007/02-2005 ГОСТ 19932-74 ГОСТ 20284-74 ГОСТ 20287-91	940 290 460 0,4 5,0 с/р не норм.	3 раза в сутки 3 раза в сутки 1 раз в сутки 3 раза в сутки по требованию	контр. лаб. контр. лаб. контр. лаб. контр. лаб. иссл. лаб.
4	Нестабильный бензин	Из Е-1 (Н-9)	1 Плотность при 20 °С, кг/см ³ , не более 2 Фракционный состав:	ГОСТ 3900-85 ГОСТ 2177-99	740	1 раз в сутки 1 раз в сутки	контр. лаб. контр. лаб.

1	2	3	4	5	6	7	8
			- температура начала кипения, °С - температура конца кипения, °С, не более 3 Коррозия	Методика 39334881-011-021/02-2005	не норм. 205 не норм.	1 раз в сутки	контр. лаб.
5	Бензин стабилизации	Из трубопровода после Х-3	1 Плотность при 20 °С, кг/м ³ , не более 2 Фракционный состав: - температура начала кипения, °С, не менее - температура конца кипения, °С, не более 3 Испытание на медной пластине 4 Содержание серы, % масс, не более 5 Октановое число, пункты 6 Концентрация фактических смол, мг на 100 см ³ бензина, не более 7 Содержание непредельных углеводородов	ГОСТ 3900-85 ГОСТ 2177-99 ГОСТ 6321-92 ГОСТ 19121-73 ГОСТ 511-82 ГОСТ 1567-97 ГОСТ 2070-82	740 35 205 выдерж. 0,05 не менее 48 5,0 не норм.	3 раза в сутки 3 раза в сутки 3 раза в сутки 1 раз в сутки 1 раз в сутки 3 раза в неделю 3 раза в неделю	контр. лаб. контр. лаб. контр. лаб. контр. лаб. товар. лаб. товар. лаб. контр. лаб.
6	Компонент котельного топлива	Линия 38/3	1 Плотность при 20 °С, кг/м ³ 2 Вязкость при 100 °С условная, градусы ВУ, не более 3 Температура вспышки в открытом тигле, °С, не менее 4 Содержание воды, % об., не более	ГОСТ 3900-85 ГОСТ 6258-85 ГОСТ 4333-87 ГОСТ 2477-65	не норм. 6,8 110 1,2	2 раза в сутки 2 раза в сутки 2 раза в сутки 2 раза в сутки	контр. лаб. контр. лаб. контр. лаб. контр. лаб.
7	Вторичное сырье	Прием Н-3, Н-3А (Н-3Б)	1 Плотность при 20 °С, кг/м ³ , не более 2 Коксуемость, % масс 3 Вязкость условная при 80 °С на ВУБ, сек., не более 4 Массовая доля серы, %, не более 5 Фракционный состав: - температура начала кипения, °С, не менее - выход фракции до 520 °С, % об., не более 6 Массовая доля механических примесей (в виде мелкого кокса), %, не более 7 Зольность, % масс, не более	ГОСТ 3900-85 ГОСТ 19932-99 ГОСТ 11503-74 ГОСТ 1437-75 Методика 39334881-011-007/02-2005 ГОСТ 6370-83 ГОСТ 1461-75	1000 10-14 30 2,5 320 35 0,2 0,2	1 раз в декаду 1 раз в декаду по требованию 1 раз в декаду 1 раз в декаду по требованию по требованию	контр. лаб. контр. лаб. иссл. лаб. контр. лаб. контр. лаб. иссл. лаб. иссл. лаб.

1	2	3	4	5	6	7	8	
8	Жирный газ коксования до очистки	E-1	1 Компонентный состав: - содержание суммы C ₅ и C ₆ , % масс 2 Плотность при 20 °С, кг/м ³ 3 Низшая теплота сгорания, кДж/м ³ , °С, не менее	ГОСТ 14920-79 Методика 39334881-011-026/02-2005 Методика 39334881-011-034/02-2005	не норм. не норм. не норм.	1 раз в сутки 1 раз в декаду по требованию	контр. лаб. контр. лаб. иссл. лаб.	
9	Газ коксования после очистки	E-15	1 Компонентный состав: - содержание суммы C ₅ и C ₆ , % масс, не более 2 Содержание сероводорода, % об., не более 3 Плотность при 20 °С, кг/м ³ 4 Низшая теплота сгорания, кДж/м ³	ГОСТ 14920-79 ГОСТ 11382-76 Методика 39334881-011-026/02-2005 Методика 39334881-011-034/02-2005	10 0,002 не норм. не норм.	1 раз в сутки 3 раза в неделю 1 раз в сутки по требованию	контр. лаб. иссл. лаб. иссл. лаб. иссл. лаб.	
10	Кокс суммарный из каждого реактора	При бурении с середины реактора из ямы накопителя	1 Массовая доля влаги, %, не более 2 Массовая доля летучих веществ, %, не более	ГОСТ 27588-91 ГОСТ 22898-78 п.4.9	10 12	каждый раз при бурении	товар. лаб. товар. лаб.	
11	Кокс суммарный из каждого реактора	После выгрузки из реактора, из ямы накопителя	1 Массовая доля серы, %, не более 2 Зольность, % масс, не более 3 Массовая доля мелочи, %, не более - куски размером 0-25 мм	ГОСТ 1437-75 ГОСТ 22692-77 ГОСТ 22898-78 п.4.3	3,0 0,3 55	по требованию по требованию по требованию	товар. лаб. товар. лаб. товар. лаб.	
Кокс товарный								
					Марки			
					А	Б	В	
12	Коксы нефтяные сернистые замедленного коксования ТУ	Склад кокса	1 Массовая доля общей влаги, %, не более 2 Массовая доля летучих веществ, %, не более 3 Зольность, % масс, не более 4 Массовая доля серы, %, не более	ГОСТ 27588-91 ГОСТ 22898-78 п.4.9 ГОСТ 22692-77 ГОСТ 1437-75 или	3,0 7,5 0,50 3,0	3,0 9,0 0,50 3,0	3,0 9,0 0,50 2,0	Каждую партию товар. лаб. товар. лаб. товар. лаб. товар. лаб.

1	2	3	4	5	6	7	8
38.101585-89				ГОСТ 8606-94 ГОСТ 22898-78 п.4.3			
5 Массовая доля мелочи, %, не более					10,0	-	-
- куски размеров менее 25мм,					-	10,0	10,0
- куски размером менее 8мм,							
13	Кокс электродный суммарный замедленного коксования ТУ 55 РК 39334881 ЗАО 002-2001	Склад кокса	1 Массовая доля серы, %, не более	ГОСТ 1437-75 или ГОСТ 8606-94	1,7		Каж- дую
2 Выход летучих веществ, % масс, не более			ГОСТ 22898-78 п.4.9	10		партию	
3 Зольность, % масс, не более			ГОСТ 22692-77	0,3			
4 Массовая доля фракций, %			ГОСТ 22898-78 п.4.3				
- куски размером от 0 до 25 мм, не более				55			
- куски размером 25 мм, не менее				45			
			5 Массовая доля общей влаги, %, не более	ГОСТ 27588-91	6,0		
14	Технологический конденсат до окисления	Н-44, Н-44А	1 Содержание сульфидов в пересчете на сероводород (сульфидная сера), мг/дм ³ , не более	Методика 39334881-011-050/03-2005	не норм.	1 раз в месяц	сан. лаб.
2 Содержание нефтепродуктов, мг/дм ³ , не более			Методика 39334881-011-051/03-2005	120	1 раз в месяц	товар. лаб.	
3 Значение рН, ед. рН			Методика 39334881-011-028/04-2005	7,0 – 8,5	1 раз в месяц	товар. лаб.	
4 Содержание взвешенных веществ, мг/ дм ³ , не более			Методическое руководство по анализу сточных вод нефтеперерабатывающих заводов, Уфа 1992	50	по требованию	товар. лаб.	
5 Содержание фенолов, мг/ дм ³			Методическое руководство по анализу сточных вод нефтеперерабатывающих заводов, Уфа 1992	не норм.	1 раз в квартал	товар. лаб.	

1	2	3	4	5	6	7	8
15	Технологический конденсат после окисления	Трубопровод слива в ПЛК	1 Содержание сульфидов в пересчете на сероводород (сульфидная сера), мг/ дм ³ , не более 2 Содержание нефтепродуктов, мг/ дм ³ , не более 3 Содержание сульфатов, мг/ дм ³ , не более 4 Содержание фенолов, мг/ дм ³ , не более 5 Значение pH, ед. pH	Методика 39334881-011-050/03-2005 Методика 39334881-011-051/03-2005 Методическое руководство по анализу сточных вод нефтеперерабатывающих заводов, Уфа 1992 Методическое руководство по анализу сточных вод нефтеперерабатывающих заводов, Уфа 1992 Методика 39334881-011-028/04-2005	20 120 500 20 6,5-8,5	1 раз в неделю 1 раз в неделю 1 раз в неделю 1 раз в неделю 1 раз в неделю	сан. лаб. сан. лаб. сан. лаб. сан. лаб. сан. лаб.

1	2	3	4	5	6	7	8
16	Сточная вода (с УЗК)	К-2-5	1 Содержание нефтепродуктов, мг/дм ³ , не более 2 Содержание сульфидов в пересчете на сероводород (сульфидная сера), мг/дм ³ , не более 3 Значение pH, ед. pH 4 Содержание взвешенных веществ, мг/дм ³ , не более 5 Содержание фенолов, мг/дм ³ 6 Содержание аммонийного азота, мг/дм ³	Методика 39334881-011-051/03-2005 Методика 39334881-011-050/03-2005 Методика 39334881-011-028/04-2005 Методическое руководство по анализу сточных вод нефтеперерабатывающих заводов, Уфа 1992 Методическое руководство по анализу сточных вод нефтеперерабатывающих заводов, Уфа 1992 Методическое руководство по анализу сточных вод нефтеперерабатывающих заводов, Уфа 1992	120 20 6,5-8,5 25 не норм. не норм.	2 раза в сутки 2 раза в сутки 2 раза в сутки 2 раза в месяц 2 раза в неделю 1 раз в сутки	сан. лаб. сан. лаб. сан. лаб. сан. лаб. сан. лаб. сан. лаб.
Вспомогательные материалы							
17	Азот газообразный на установку	АКС Е-1/1-6	1. Содержание кислорода (O ₂), % об., не более 2. Содержание азота (N ₂), % об., не менее	ГОСТ 14920-79 ГОСТ 14920-79	0,5 99,5	по требованию по требованию	иссл. лаб. иссл. лаб.
18	Регенерированный раствор МЭА	Трубопровод подачи раствора в К-8	1 Концентрация, % масс 2 Содержание сероводорода, мг/дм ³ , не более	Методика 39334881-011-014/02-2005 Методика 39334881-011-016/02-2005	10-15 2,5	1 раз в сутки 1 раз в сутки	контр. лаб. контр. лаб.

1	2	3	4	5	6	7	8
19	Насыщенный раствор МЭА	Н-46, Н-46А	1 Концентрация, % масс	Методика 39334881-011-014/02-2005	10-15	1 раз в сутки	контр. лаб.
			2 Содержание углеводов, мг/дм ³	Методика 39334881-011-009/02-2005	отсутствие	1 раз в сутки	контр. лаб.
			3 Содержание сероводорода, мг/ дм ³ , не более	Методика 39334881-011-016/02-2005	21,2	1 раз в сутки	контр. лаб.

5.2 Перечень сигнализаций и блокировок установки.

Таблица 5.2

№ №	Наименование оборудования	Наименование контролируемо-	Номер позиции	Величина ус- танавливаемо-	Значение установок	Операция по отключению, включению, переключению и другому воздействию
--------	------------------------------	--------------------------------	------------------	-------------------------------	--------------------	--

п/п		го параметра	прибора на схеме	го предела по технологии		Сигнализация		Блокировка		
				min	max	min	max	min	max	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Печи П-1/1, П-1/2	Расход вторично- го сырья в печи П-1/1, П-1/2	поз. 3002, поз. 3003, поз. 3006, поз. 3007	10 т/ч	-	20 т/ч	-	10 т/ч	-	При снижении расхода до 20 т/ч и ниже по одному из потоков срабатывает световая, звуковая сигнализация. При снижении расхода сырья до 10 т/ч и ниже срабатывает блокировка - отключаются насосы Н-3, Н-3А, Н-3Б, Н-3В, закрываются клапаны - отсекатели поз. 205, 214 на линии подачи топливного газа к форсункам печей П-1/1, П-1/2
2	Трубопровод на входе в печи П-1/1, П-1/2	Давление вторичного сырья на входе в печи П-1/1, П-1/2	поз. 2334, поз. 2335, поз. 2336, поз. 2337	-	24 кгс/см ²	-	22,5 кгс/см ²	-	24 кгс/см ²	При повышении давления до 22,5 кгс/см ² и выше срабатывает световая, звуковая сигнализация. При повышении давления до 24 кгс/см ² и выше срабатывает блокировка - отключаются насосы Н-3, Н-3А, Н-3Б, Н-3В, закрываются клапаны - отсекатели поз. 205, 214 на линии подачи топливного газа к форсункам печей П-1/1, П-1/2
3	Трубопровод топливного газа к печам П-2, П-1/1, П-1/2	Давление топливного газа к форсункам П-2, П-1/1, П-1/2,	поз. 205, поз. 214, поз. 206	0,2 кгс/см ²	-	0,4 кгс/см ²	-	0,2 кгс/см ²	-	При снижении давления до 0,4 кгс/см ² и ниже срабатывает световая, звуковая сигнализация. При снижении давления до 0,2 кгс/см ² и ниже срабатывает блокировка, закрываются клапаны - отсекатели поз. 205, 214, 206 на линии подачи топливного газа к форсункам печей П-1/1, П-1/2, П-2
4	Трубопровод из П-1/1	Температура вторичного сырья из П-1/1	поз. 106 (6, 5)	-	510 °С	-	510 °С	-	-	При повышении температуры до 510 °С срабатывает световая, звуковая сигнализации

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
5	Печи П-2, П-1/1, П-1/2	Температура пре- ревала П-1/1, П-1/2, П-2	поз.104 (1-6); поз.115 (1-6); поз.115 (10-11)	-	850 °С	-	850 °С	-	-	При повышении температуры до 850 °С срабатывает световая, звуковая сигнализации
6	Трубопровод из П-1/2	Температура вто- ричного сырья из П-1/2	поз. 106 (7, 8)	-	510 °С	-	510 °С	-	-	При повышении температуры до 510 °С срабатывает световая, звуковая сигнализации
7	Трубопровод из П-2	Температура пер- вичного сырья из печи П-2	поз. 106 (3, 4)	-	380 °С	-	380 °С	-	-	При повышении температуры до 380 °С срабатывает световая, звуковая сигнализации
8	Печь П-2	Расход первичного сырья в печь П-2	поз. 3000 поз. 3001	6 т/ч	-	10 т/ч	-	6 т/ч	-	При снижении расхода до 10 т/ч световая, звуковая сигнализация. При расходе 6 т/ч закрывается клапан-отсекатель поз. 206 на линии подачи топливного газа к форсункам печи П-2
9	Трубопроводы подачи сырья к печи П-2	Давление первич- ного сырья в печь П-2	поз. 207 поз. 208	-	24 кгс/см ²	-	22,5 кгс/см ²	-	24 кгс/см ²	При повышении давления до 22,5 кгс/см ² и выше срабатывает световая, звуковая сигнализация. При повышении давления до 24 кгс/см ² и выше срабатывает блокировка, закрываются клапаны - отсекатели поз. 3000, 3001 на линии подачи сырья в печь П-2
10	Реакторы Р-1÷4	Ход гидрорезака до нижней горловины реактора			1,0 м					При перемещении штанги в нижнем положении, на расстоянии 1,0 м от нижней горловины реактора происходит отключение лебедки подъема опускания штанги
11	Реакторы Р-1÷4	Ход гидрорезака до верхней горловины реактора			2,0 м					При перемещении штанги в верхнее положение на расстоянии 2,0 м от верхней горловины реактора происходит отключение лебедки подъема опускания штанги

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
12	Реакторы Р-1÷4	Давление паров коксования в Р-1-4	поз. 225, 226, поз. 227, 228	-	4 кгс/см ²	-	4 кгс/см ²	-	-	При повышении давления до 4,0 кгс/см ² срабатывает световая и звуковая сигнализации
13	Сепаратор топливного газа Е-15	Уровень	поз. 376	-	30 %	-	30 %	-	-	При повышении уровня до 30 % и выше срабатывает световая, звуковая сигнализации
14	Штанга	Подъем в верхнее положение			1,0 м				+	При перемещении штанги верхнее положение (проведение ремонтных работ осмотр) на расстоянии 1,0 м от блока полиспаста происходит отключение механизма опускания, подъема штанги
15	Р-1÷4	Натяжение тросов	ГИВ (1-4)		5 т				+	При эвакуации штанги из гидрорезака из зоны завала или заклинивания штанги подъем при усилии 5 т по прибору ГИВ
16	К-1	Давление паров в К-1	поз. 231	-	3,5 кгс/см ²	-	3,5 кгс/см ²	-	-	При повышении давления до 3,5 кгс/см ² срабатывает световая и звуковая сигнализации
17	К-1	Уровень в кубе К-1	поз. 377	20 %	80 %	20 %	80 %	-	-	При снижении уровня до 20 % и повышении до 80 % в К-1 срабатывает световая и звуковая сигнализации
18	Е-1	Уровень бензина в Е-1	поз. 311	20 %	80 %	20 %	80 %	-	-	При снижении уровня до 20 % и повышении до 80 % в Е-1 срабатывает световая и звуковая сигнализации
19	Е-1	Уровень воды в Е-1	поз. 312	20 %	80 %	20 %	80 %	-	-	При снижении уровня до 20 % и повышении до 80 % воды в Е-1 срабатывает световая и звуковая сигнализации
20	Е-2	Уровень воды в	поз. 313	30 %	70 %	30 %	-	-	-	При снижении уровня до 30 % срабатывает

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
		E-2								световая и звуковая сигнализации
21	K-2	Уровень в K-2	поз. 304	20 %	-	20 %	-	-	-	При снижении уровня до 20 % срабатывает световая и звуковая сигнализации
22	K-3	Уровень в K-3	поз. 305	20 %	-	20 %	-	-	-	При снижении уровня до 20 % срабатывает световая и звуковая сигнализации
23	K-4	Давление в K-4	поз. 243	-	11 кгс/см ²	-	11 кгс/см ²	-	-	При повышении давления до 11 кгс/см ² и выше срабатывает световая, звуковая сигнализации
24	E-3	Уровень в E-3	поз. 318	20 %	80 %	20 %	80 %	-	-	При снижении уровня до 20 % и ниже срабатывает световая, звуковая сигнализация. При повышении до 80 % и выше срабатывает световая, звуковая сигнализации
25	E-23	Уровень	380	30 %	70 %	30 %	70 %	-	-	При снижении уровня до 30 % и повышении до 70 % срабатывает световая, звуковая сигнализации
26	E-23	Уровень	380-1	20 %	80 %	-	-	20 %	80 %	При снижении уровня до 20 % и повышении до 80 % закрывается клапан - отсекабель
27	E-13	Уровень в E-13	поз. 314	20 %	80 %	20 %	80 %	-	-	При снижении уровня до 20 % и повышении до 80 % срабатывает световая и звуковая сигнализации
28	E-32	Уровень воды в E-32	поз. 356	20 %	80 %	20 %	80 %	-	-	При снижении уровня до 20 % и повышении до 80 % срабатывает световая и звуковая сигнализации
29	E-32	Уровень нефте-	поз. 355	-	80 %	-	80 %	-	-	При повышении уровня до 80 % срабатывает

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
		продуктов в Е-32								световая и звуковая сигнализации
30	Е-37	Уровень конденсата	поз. 371	20 %	80 %	20 %	80 %	-	-	При снижении уровня до 20 % и повышении до 80 % срабатывает световая, звуковая сигнализации
31	К-8	Давление углеводородного газа в К-8	поз. 2301	-	2,5 кгс/см ²	-	2,5 кгс/см ²	-	-	При повышении давления до 2,5 кгс/см ² и выше срабатывает световая, звуковая сигнализации
32	К-8	Уровень в К-8	поз. 372	20 %	80 %	20 %	80 %	-	-	При снижении уровня до 20 % и повышении до 80 % срабатывает световая, звуковая сигнализации
33	Е-43	Давление в Е-43	поз. 2315	-	2,5 кгс/см ²	-	2,5 кгс/см ²	-	-	При повышении давления до 2,5 кгс/см ² и выше срабатывает световая, звуковая сигнализации
34	Е-36	Уровень в Е-36	поз. 365 поз. 366	20 %	80 %	20 %	80 %	-	-	При снижении уровня до 20 % и повышении до 80 % срабатывает световая и звуковая сигнализации
35	Е-14	Уровень в Е-14	поз. 315	50 %	70 %	50 %	-	-	70 %	При снижении уровня до 50 % срабатывает световая и звуковая сигнализации. При достижении уровня 70 % дает разрешение на пуск Н-20 (Н-20А)
36	Резервуар П-3	Уровень в горячем резервуаре	поз. 321	20 %	80 %	20 %	80 %	-	-	При снижении уровня до 20 % и повышении до 80 % срабатывает световая и звуковая сигнализации
37	Резервуар П-4	Уровень в холодном резервуаре	поз. 322	20 %	80 %	20 %	80 %	-	-	При снижении уровня до 20 % и повышении до 80 % срабатывает световая и звуковая сигнализации
38	Е-46	Уровень в Е-46	поз. 398	20 %	80 %	20 %	80 %	-	-	При снижении уровня до 20 % и повышении

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
										до 80 % срабатывает световая и звуковая сигнализации
39	Трубопровод от Н-29, 29А	Давление на выкидном коллекторе Н-29, 29А	поз. 2080	2 кгс/см ²	-	2 кгс/см ²	-	1 кгс/см ²	-	При снижении давления до 2 кгс/см ² срабатывает световая и звуковая сигнализации. При снижении давления до 1 кгс/см ² происходит автоматическое включение резерва Н-29 на Н-29А, закрывается задвижка на нагнетании рабочего насоса
40	Трубопровод от Н-29, Н-29А	Давление на выкиде Н-29, Н-29А	поз. 2038, поз. 2042	-	4,8 кгс/см ²	-	4,8 кгс/см ²	-	-	При повышении давления до 4,8 кгс/см ² срабатывает световая и звуковая сигнализации, автоматически открывается эл. задвижки № 79, № 80
41	Трубопровод от Н-4, Н-4А	Давление легкого газойля на выкиде Н-4, Н-4А	поз. 2278	3 кгс/см ²	-	3 кгс/см ²	-	-	-	При снижении давления до 3,0 кгс/см ² срабатывает световая и звуковая сигнализация
42	Трубопровод от Н-41, Н-41А	Давление тяжелого газойля на выкиде Н-41, Н-41А	поз. 2289	5 кгс/см ²	-	5 кгс/см ²	-	-	-	При снижении давления до 5,0 кгс/см ² срабатывает световая и звуковая сигнализации
43	Трубопровод от Н-10, Н-10А	Давление воды на выкиде Н-10, Н-10А	поз. 2276	32 кгс/см ²	-	32 кгс/см ²	-	-	-	При снижении давления до 32 кгс/см ² срабатывает световая и звуковая сигнализации
44	Н-20, Н-20А	Температура подшипников эл. двигателя насосов Н-20, Н-20А	поз.1021(1-4) поз.1021-1(1-4)	-	70 °С	-	70 °С	-	75 °С	При повышении температуры до 70 °С срабатывает световая и звуковая сигнализации. При достижении температуры 75 °С происходит остановка Н-20, Н-20А

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
45	Н-20, Н-20А	Температура масла эл. двигателя насосов Н-20, Н-20А	поз.1021 (5-7)	-	70 °С	-	70 °С	-	75 °С	При повышении температуры до 70 °С срабатывает световая и звуковая сигнализации. При достижении температуры 75 °С происходит остановка Н-20, Н-20А
46	Трубопровод нагнетания насосов поз. Н-20, Н-20А	Давление воды	поз. 241	130 кгс/см ²	180 кгс/см ²	130 кгс/см ²	180 кгс/см ²	-	185 кгс/см ²	При понижении давления до 130 кгс/см ² и повышении до 180 кгс/см ² срабатывает световая и звуковая сигнализации. При повышении давления до 185 кгс/см ² блокировка - открытие эл. задвижки № 7
47	Трубопровод масла Н-20, Н-20А	Давление масла к подшипникам Н-20, Н-20А	поз. 2160, поз. 2160-1	0,4 кгс/см ²	-	0,4 кгс/см ²	-	0,3 кгс/см ²	0,7 кгс/см ²	При понижении давления до 0,4 кгс/см ² срабатывает световая и звуковая сигнализации - включение резервного маслоснасоса, при снижении давления до 0,3 кгс/см ² - отключение Н-20 (Н-20А). При достижении давления 0,7 кгс/см ² - разрешение на пуск Н-20 (Н-20А)
48	Н-20, Н-20А	Давление за гидропята Н-20, Н-20А	поз. 2168, поз. 2168-1	-	4 кгс/см ²	-	4 кгс/см ²	-	4,8 кгс/см ²	При повышении давления до 4 кгс/см ² срабатывает световая и звуковая сигнализации. При повышении давления до 4,8 кгс/см ² остановка насоса
49	Приемный трубопровод Н-20, Н-20А	Давление воды на приеме Н-20, Н-20А	поз. 2374	1,5 кгс/см ²	-	-	-	1,1 кгс/см ²	-	При снижении давления до 1,1 кгс/см ² происходит остановка насоса
50	Н-20, Н-20А Кнопка аварийной остановки Н-20, Н-20А из будки бурильщика	Уровень масла в баке	поз. 368, поз. 368-1	20 %	-	-	-	20 %	-	При снижении уровня до 20 % включение кнопки аварийной остановки – останавливается насос Н-20, Н-20А

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
51	Насос Н-20А	Выкид с насоса	№ 1	закрыта						
52	Насос Н-20	Выкид с насоса	№ 2	открыта						
53	Насос Н-20А	Байпас	№ 12	открыта						
54	Насос Н-20	Байпас	№ 13	открыта						
55	Реакторы Р-1÷4	Байпас	№ 7	закрыта						
56	Реактор Р-4	Вода на гидрорезку	№ 64	закрыта						
57	Реактор Р-3	Вода на гидрорезку	№ 66	закрыта						
58	Реактор Р-2	Вода на гидрорезку	№ 68	закрыта						
59	Реактор Р-1	Вода на гидрорезку	№ 70	закрыта						
60	Е-31	Давление воздуха КИПиА	поз. 216	4 кгс/см ²	-	4 кгс/см ²	-	-	-	При снижении давления до 4 кгс/см ² срабатывает световая, звуковая сигнализации
61	Трубопровод воды	Давление воды II системы на установку	поз. 2326	2,5 кгс/см ²	-	2,5 кгс/см ²	-	-	-	При снижении давления до 2,5 кгс/см ² срабатывает световая, звуковая сигнализации
62	Трубопровод пара	Давление пара 12 ата на установку	поз. 219	9 кгс/см ²	-	9 кгс/см ²	-	-	-	При снижении давления до 9 кгс/см ² срабатывает световая, звуковая сигнализации
63	Трубопровод топливного газа	Давление топливного газа на установку УПНК	поз. 246	1 кгс/см ²	-	1 кгс/см ²	-	-	-	При снижении давления до 1 кгс/см ² и ниже срабатывает световая, звуковая сигнализации
64	Холодная насосная № 1, № 2	Загорание в насосной	поз. 408-1 поз. 408-2	-	70 °С	-	70 °С	-	70 °С	При повышении температуры воздуха выше 70 °С срабатывает световая, звуковая сигна-

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
										лизации в операторной, открывается задвижка № 43. Включаются рабочие насосы Н-51 (Н-51А), Н-52 (Н-52А), открывается эл. задвижка № 45, 46
65	Насосная конденсата компрессии	Загорание в насосной конденсата компрессии	поз. 409	-	70 °С	-	70 °С	-	70 °С	При повышении температуры воздуха выше 70 °С срабатывает световая, звуковая сигнализация в операторной, открывается задвижка № 43. Включаются рабочие насосы Н-51 (Н-51А), Н-52 (Н-52А), открывается эл. задвижка № 44
66	Насосная МЭА	Загорание в насосной	поз. 410-1, поз. 410-2	-	70 °С	-	70 °С	-	70 °С	При повышении температуры воздуха выше 70 °С срабатывает световая, звуковая сигнализация в операторной, открывается задвижка № 43. Включаются рабочие насосы Н-51 (Н-51А), Н-52 (Н-52А), открывается эл. задвижка № 63
67	Насосная маслохозяйства	Загорание в насосной маслохозяйства	поз. 411	-	70 °С	-	70 °С	-	70 °С	При повышении температуры воздуха выше 70 °С срабатывает световая, звуковая сигнализация в операторной, открывается задвижка № 43. Включаются рабочие насосы Н-51 (Н-51А), Н-52 (Н-52А), открывается эл. задвижка № 62
68	Е-39, Е-39А	Уровень в Е-39, Е-39А	поз. 395, поз. 396	20 %	80 %	20 %	80 %	-	-	При снижении уровня до 20 % и повышении до 80 % срабатывает световая, звуковая сигнализация
69	Трубопровод на выкиде Н-52, Н-52А	Давление пенообразователь на выкиде насосов Н-52,	поз. 2375, поз. 2376	-	6,6 кгс/см ²	-	6,6 кгс/см ²	-	6,6 кгс/см ²	При повышении давления до 6,6 кгс/см ² на выкиде насосов Н-52, Н-52А срабатывает световая, звуковая сигнализация, открывается

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
		Н-52А								эл. задвижки № 41, № 42 на нагнетании насосов Н-52, Н-52А
70	Трубопровод от Н-51, Н-51А	Давление воды на всасе насосов	поз. 2295	0,1 кгс/см ²	-	0,1 кгс/см ²	-	-	-	При снижении давления до 0,1 кгс/см ² срабатывает световая, звуковая сигнализации
71	Трубопровод от Н-51, Н-51А	Давление воды на выкиде насосов Н-51, 51А	поз. 2377	4 кгс/см ²	-	4 кгс/см ²	-	4 кгс/см ²	-	При понижении давления до 4 кгс/см ² на выкиде насосов Н-51, Н-51А срабатывает световая, звуковая сигнализации, открывается эл. задвижки № 39, № 40 на нагнетании насосов Н-51, Н-51А
72	Трубопровод от Н-51, Н-51А	Давление раствора на выкиде насосов Н-51, 51А	поз. 2293 поз. 2294		10,2 кгс/см ²	-	-	-	10,2 кгс/см ²	При повышении давления до 10,2 кгс/см ² на выкиде насосов Н-51, Н-51А открывается эл. задвижки № 39, № 40 на нагнетании насосов Н-51, Н-51А
73	Холодная насосная № 1, № 2	Загазованность в холодной насосной	поз. 412 поз. 413 поз. 414	5-20 % н.п.в.	-	5-20 % н.п.в.	-	5-20 % н.п.в.	-	При достижении концентрации УВГ 5-20 % от концентрации нижнего предела взрываемости срабатывает световая, звуковая сигнализации и включается АВ-3, АВ-4
74	Насосная воды и присадок	Загазованность в насосной воды и присадок	поз. 415 поз. 416	5-20 % н.п.в.	-	5-20 % н.п.в.	-	5-20 % н.п.в.	-	При достижении концентрации УВГ 5-20 % от концентрации нижнего предела взрываемости срабатывает световая, звуковая сигнализации и включается АВ-51
75	Реакторы Р-1÷4	Уровень кокса	поз. 307-2 поз. 308-2 поз. 309-2 поз. 310-2	-	18,5 м	-	18,5 м	-	-	При достижении уровня 18,5 м срабатывает световая, звуковая сигнализации
76	Реакторы Р-1÷4	Уровень воды	поз. 307-1 поз. 308-1	-	23,5 м	-	23,5 м	-	-	При достижении уровня 23,5 м срабатывает световая, звуковая сигнализации

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
			поз. 309-1 поз. 310-1							
77	Насос Н-3В	Температура подшипников	поз. 1099 (1-2)	-	70 °С	-	70 °С	-	75 °С	При повышении температуры до 70 °С срабатывает световая, звуковая сигнализации. При достижении температуры до 75 °С срабатывает блокировка и отключается электродвигатель Н-3В
78	Насос Н-3В	Температура эл. двигателя	поз. 1099 (3-4)	-	70 °С	-	70 °С	-	75 °С	При повышении температуры до 70 °С срабатывает световая, звуковая сигнализации. При достижении температуры до 75 °С срабатывает блокировка и отключается электродвигатель Н-3В
79	Насос Н-3В	Температура вторичного сырья на выкиде насоса Н-3В	поз. 1099 (5)	-	400 °С	-	400 °С	-	400 °С	При повышении температуры до 400 °С срабатывает световая, звуковая сигнализации, срабатывает блокировка и отключается электродвигатель Н-3В
80	Насос Н-3В	Давление азота на всасе	поз. 2298	5 кгс/см ²	-	5 кгс/см ²	-	-	-	При снижении давления до 5 кг/см ² срабатывает световая, звуковая сигнализации
81	Насос Н-3В	Давление вторичного сырья на всасе	поз. 2299	1 кгс/см ²	-	1 кгс/см ²	-	-	-	При снижении давления до 1 кг/см ² срабатывает световая, звуковая сигнализации
82	Маслобаки Н-3В (2 шт.)	Уровень масла в маслобаках	поз. 399-1 поз. 399-2	97 мм от вер- ха бака	-	97 мм от верха бака	-	-	-	При понижении уровня до 97 мм от верха бачка срабатывает световая, звуковая сигнализации
83	К-6/1, К-6/2, К-7	Расход воздуха на окисление в К-6/1, К-6/2, К-7	поз. 3052	200 кг/ч	400 кг/ч	200 кг/ч	-	-	-	При снижении расхода воздуха в колонны до 200 кг/ч и ниже срабатывает световая и звуковая сигнализации

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
84	E-11	Уровень в E-11	поз. 301	20 %	80 %	20 %	80 %	-	90 %	При снижении уровня до 20 % и повышении до 80 % срабатывает световая и звуковая сигнализации. При повышении уровня до 90 % автоматически включается насос Н-19

6.1 Общие положения.

Подготовка установки к пуску заключается в тщательной проверке смонтированного оборудования на соответствие рабочей схемы, в выявлении и устранении скрытых дефектов оборудования и аппаратуры, обкатке насосно-компрессорного оборудования на обкаточных продуктах. Проверка готовности установки к пуску, прием воды, пара, инертного газа, электроэнергии и вспомогательных реагентов являются общими для всех технологических установок и производятся в соответствии с "Типовой инструкцией по подготовке к пуску объектов нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий" и "Актом о производстве подготовительных работ на установке УЗК № 1 АО "Павлодарского НХЗ".

В зависимости от конкретных условий, выполнение подготовительных работ уточняется руководителем пуска и оформляется письменным распоряжением с указанием мер безопасности выполнения работ.

Предварительные мероприятия по подготовке установки к пуску:

- Ознакомление работников с технологическим регламентом, включая изменения и дополнения, внесенные в процессе ремонта, реконструкции.
- Проверка наличия инструкций согласно перечню.
- Проверка сигнализаций и блокировок.
- Проверка канализации на проходимость.
- Проверка вентиляционных установок.
- Проверка наличия и правильности оформления технической документации на аппараты, оборудование, трубопроводы. Разрешения Комитета по государственному контролю за ЧС и промышленной безопасностью РК на эксплуатацию аппаратов, работающих под давлением.
- Проверка и наличие актов на испытание и регулировку предохранительных клапанов, в соответствии с утвержденной ведомостью.
- Контроль за уборкой территории установки от мусора и обеспечение подъездов к противопожарному оборудованию.
- Проверка работы автоматической системы пожаротушения.
- Проверка укомплектованности установки средствами пожаротушения, газозащиты, аптечкой.
- Обеспечение установки необходимыми смазочными материалами, слесарным инструментом, прокладками.
- Проверка наличия табличек на аппаратах, трубопроводах, указывающих назначение, рабочие условия, среду, направление движения и т.д.
- Наличие на видных местах плакатов, предупреждающих надписей по технике безопасности, пожарной и газовой безопасности. Принимаются на установку водяной пар, вода, топливо, воздух, инертный газ, подключается электроэнергия, принимаются необходимые реагенты.

До начала пуска установки обратить особое внимание на наличие необходимых заглушек на всех вспомогательных линиях не участвующих непосредственно в работе, и не используемых при ликвидации аварийных ситуаций. Перед установкой заглушек отглушаемые трубопроводы должны быть освобождены от воды и продуктов.

До приема пускового продукта систему, подлежащую заполнению продуктом, пропарить, продуть инертным газом. Инертный газ для продувки системы берется из линии инертного газа по временному трубопроводу.

В период продувки системы инертным газом трубопровод технического воздуха должен быть отглушен от технологической схемы. После продувки системы временные перемычки инертного газа и технического воздуха демонтировать (отглушить).

При продувке системы инертным газом необходимо учесть, что из-за низкого содержания в его составе кислорода он является опасным для человека при несоблюдении необхо-

димых мер безопасности.

На установке много электроздвижек, поэтому при пуске и остановке установки обратить особое внимание на их исправность, при необходимости перевести на ручное управление.

При заполнении аппаратов, трубопроводов холодной и горячей циркуляции включение в работу приборов для контроля расхода, уровня в аппаратах, температуры в трубопроводах и аппаратах производить по мере необходимости. При заполнении аппаратов, трубопроводов проверить закрытие всех вентилей дренажной системы, линий откачек, пробоотборных точек к анализаторам и от них.

При заполнении аппаратов, трубопроводов холодной и горячей циркуляции увеличение потока по трубопроводам, подъем температуры продукта в аппаратах производятся постепенно, не допуская резких колебаний.

При выводе установки на режим, включение в работу не участвовавших в горячей циркуляции трубопроводов, аппаратов производить осторожно, постепенно прогревая их небольшим расходом горячего продукта, предварительно убедившись в отсутствии воды в них. Включение в работу конденсаторов-холодильников воздушного охлаждения и холодильников водяного охлаждения производить по мере необходимости, постепенно увеличивая поток через них.

При пуске установки особое внимание обратить на включение в работу кожухотрубчатых теплообменников, добиваясь равномерного прогрева межтрубного и трубного пространства. Заполнение и обкатку на пусковом газойле, выпарку воды из системы производить с подключением всех печей установки. Второй блок коксования выводится на режим после налаживания устойчивой работы первого блока.

Узел улавливания углеводородов, выделяющихся при прогреве, пропарке, охлаждении реакторов, включить в работу перед началом разогрева реакторов. Узел обезвреживания сульфидсодержащих стоков включить в работу после выводов блока ректификации, стабилизации бензина и узлов реакторов на нормальный технологический режим.

Подготовка и принятие топливного газа.

1 До принятия топливного газа на установку необходимо выполнить ряд подготовительных мероприятий:

- Рабочее пространство печей, газоходов очистить от строительного мусора и посторонних предметов.

- Проверить исправность, действие всех механизмов и вспомогательного оборудования печей (регуляторы на подаче топлива, шибера, арматура, взрывные окна и т.д.).

- Установить временные и постоянные заглушки согласно перечню, утвержденному главным инженером завода.

- Выставить на топливных, технологических трубопроводах, аппаратах, включаемых в схему, предусмотренные проектом, проверенные технические манометры.

2 Пропарить паром и продуть систему топливного газа инертным газом по схеме:

л.36 → л.35 → эл. зкл. №14 (→ л.66/18 – свеча МЦК)

└─── E15 → воздушник

E15 → Т-5 → П1/1,2 → П2 → свеча

E15 → л.44/17 → E13 → воздушник

Опрессовать систему на давление 4 кгс/см².

3 Включить в работу приборы КИПиА следующих позиций: 376, 314, 128, 2110, 3035-1, 3035-2, 3035-3, 104 (1-9), 115 (1-9), 2334, 2335, 2336, 2337, 100, 105, 110.

4 Получить разрешение на прием топливного газа на установку и подключение факельной системы.

5 Принять топливный газ на установку по схеме:

л.66/18 → л.35 → E-15 → Т-5 → коллектор печей П-1/1, П-1/2, П-2.

Инертный газ вытеснить из системы через свечу на Е-8/1, Е-8/1 и далее продуть через Е-13 на факел.

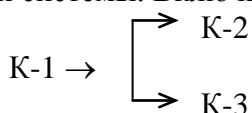
6 Подготовить подачу пара в камеры П-1/1, П-1/2, П-2.

7 Открыть шиберы на выходе дымовых газов из конвекционных камер П-1/1, П-1/2, П-2 в газоход.

8 Дать пар в камеру сгорания и продуть ее в течение 15-20 минут после появления пара из дымовой трубы (поочередно каждую печь). После этого дать пар одновременно во все печи.

9 Снять заглушку с одной форсунки и приступить к розжигу печи. Горелки розжигать при налаживании горячей циркуляции.

Перед приемом пускового газойля провести проверку правильности подготовки технологических схем и состояния трубопроводов и аппаратов, провести пропарку и опрессовку всей системы. Включить в работу уровнемеры К-1, К-2, К-3, К-5, Е-1 открыв перетоки.



Включить маслостанцию, подать уплотняющую жидкость на торцевые уплотнения насосов, к насосу поз. Н-3В подать азот. Подать воду на охлаждение насосов. Принять бензин обратным ходом с КТ в Е-1. Заполнить систему фракцией 180-360 °С с прокачкой в линию котельного топлива для удаления воды из трубопроводов и змеевиков печей по схеме:

Р-5, Р-6 → Н-1 → л. 56/12 → л. 56/13 → выкид Н-3 → л. 2/3 → П-1/1 → л. 2/4 → Кр-1 → л. 56/3 → л. 56/1 → Х-9 → котельное топливо.

После прокачки П-1/1 аналогично прокачать змеевики П-1/2 до удаления воды и опрессовать змеевики П-1/1, П-1/2.

Прокачать змеевики П-2 по схеме:

Р-5, Р-6 → Н-1 → П-2 → Х-9 → котельное топливо

После прокачки змеевики П-2 опрессовать и заполнить К-1 фракцией до уровня 80 % по схеме: Р-5, Р-6 → Н-1 → П-2 → К-1

После прокачки и заполнения системы произвести отстой и зачистку от воды К-1, К-2, К-3, К-5, Н-4, Н-4А, Н-5, Н-5А, Н-7, Н-7А, Н-3, Н-3А, Н-3Б, Н-3В, Н-41.

6.1.1 Заполнение, прокачку системы производить последовательно, поддерживая расход газойля 15-25 т/час, для чего должны быть включены в работу расходомеры каждого потока. Регулирующие клапаны по данным потокам при заполнении системы отключить, продукт направить по байпасам клапанных сборок.

6.1.2 Заполнение и прокачке систем постоянно откачивать обводненный продукт из колонны К-1, поддерживая в колонне нормальный уровень.

Обводненный продукт откачивается по схеме:

К-1 → пусковая перемычка → Х-9 → Н-1, Н-2 → линия откачки К-1 насосами Н-1, Н-2 в парк котельного топлива.

Опрессовку печей произвести поочередно насосами Н-15 на рабочее давление.

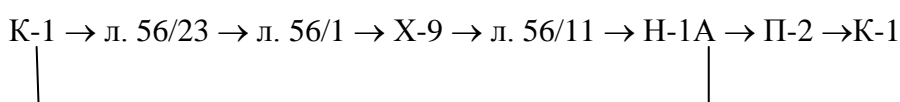
6.2 Пуск установки.

Принять гудрон в Р-3 с откачкой с установки по схеме: КТ-1 → Р-3 → Н-2 → котельное топливо.

Заполнить К-1 фракцией 180-360 °С до уровня 70 % по схеме: Р-5, Р-6 → Н-1 → П-2 → К-1.

Заполнить Е-2 водой и включить на циркуляцию Н-10.

Наладить холодную циркуляцию по схеме:



— П-1/1 ← выкид Н-3В ← л. 56/13 ← л. 56/12 ←

6.2.1 Отрегулировать потоки через печи П-1/1, П-1/2, П-2. Наладив работу оборудования на холодной циркуляции, убедившись в нормальной работе насосов, приборов КИПиА, в отсутствии пропусков продукта, перейти на горячую циркуляцию.

Горячая циркуляция производится для выпарки оставшейся воды из системы, подключения и проверки работы приборов КИПиА, не включившихся при холодной циркуляции, постепенного нагрева системы для предотвращения температурных деформаций аппаратов и трубопроводов.

Горячая циркуляция осуществляется по схеме холодной циркуляции, т.е. является ее продолжением.

Для этого: Проверить схему вывода паров из К-1 → КХ-1 → Х-1/1, Х-1/2 → Е-1.

Проверить схему вывода газойлей из К-1 в К-2 и в К-3. Подготовить печи к работе, продуть камеры сгорания паром. Разжечь горелки в П-2, П-1/1 (П-1/2) и приступить к подъему температуры до 200 °С на выходе из печей со скоростью 20 °С в час. При температуре на переделах П-1/1 (П-1/2) 160-200 °С подать пар в пароперегреватели.


6.2.2 При достижении температуры внизу К-1 140-160 °С дальнейший подъем температуры продукта на выходе из печей П-1/1, 2, П-2 прекратить и продолжать циркуляцию до полной выпарки воды из систем.

Давление в К-1 при этом минимальное. При появлении уровня воды в Е-1 наладить схему: вода из Е-1 → Е-36. Окончание выпарки воды из системы определяется снижением температуры верха колонны К-1 ниже 100 °С и прекращением выхода воды из емкости орошения Е-1 в Е-36.

6.2.3 Повысить температуру низа колонны К-1 до 200-250 °С со скоростью 15-20 °С в час. При этом периодически вести дренирование воды с приемов насосов Н-4, Н-4А, Н-5, Н-5А, Н-7, Н-7А, соблюдая необходимые меры предосторожности. Во время подъема температуры низа К-1 следить за появлением воды в Е-1. При резком увеличении количества воды подъем температуры прекратить и сделать выдержку для удаления воды из колонны. При температуре низа колонны 180-200 °С минимальным расходом прокачать линию острого орошения в колонну К-1, предварительно приняв бензин на установку из парка по линии некондиции, или с ЛК-бу обратным ходом в Е-1.

После отпарки воды из системы и при отсутствии неполадок приступить к смене сырья и дальнейшему повышению температуры в П-2 и П-1/1 (П-1/2) по схеме:

Р-3 → П-2 → К-1



К-1 ← П-1/1 ← Н-1, Н-1А ← Х-9 → Н-2 → котельное топливо

Подпитать колонну К-1 топливным газом (поднять давление до 2 кгс/см²).

При температуре низа К-1 250-280 °С пустить в работу Н-3. Прогреть паром 12 ата пусковой реактор в Е-8/1, Е-8/2, опрессовать и удалить конденсат. При устойчивой работе печных насосов соединить пусковой реактор по шлемам с К-1 и перевести циркуляцию через реактор. Выставить расходы по вторичному сырью 20-25 т/час на поток поднять температуру после П-1/1 до 360 °С и подать турбулизатор с расходом 150-300 кг/час на поток.

Постоянно следить за уровнем в К-1, регулируя его откачкой в котельное топливо. Дать пар на пароблокировку кранов Кр-1, Кр-2.

В случае отказа или плохой работы поршневых насосов по откачке колонны К-1 наладить откачку уровня через П-1/2 (резервную печь) по схеме:

К-1 → Н-3 → П-1/2 → Х-9 → котельное топливо секущая зкл с К-1 → Х-9 при этом должна быть закрыта. По мере прогрева реактора и колонны К-1 в колоннах К-2, К-3 будет появляться уровень, который необходимо сразу откачивать с установки. После прогрева пускового реактора до температуры верха 300 °С увеличить температуру на выходе из П-1/1 до 400 °С и поднять расход турбулизатора до 350 кг/час на потоке. При температуре верха 350-360 °С повторно увеличить температуру на выходе из П-1/1 до 450 °С, поднять расход турбулизатора до 450 кг/час на поток и поставить реактор на коксование, увеличить температуры, расходы до технологических норм. При температуре в К-1 соответствующей нормам технологического режима, пускать в работу Н-9, Н-9А, Н-7, Н-7А, пустить в работу холодильники воз-

душного охлаждения. При появлении из- лишка бензина, вывод бензина осуществлять в парк установки.

В разделе перечисляются основные положения пуска и остановки установки. Более подробное описание прокачки, заполнения нефтепродуктом, включения в работу трубопроводов, аппаратов, оборудования, технологических схем должны быть отражены в пусковых инструкциях, при необходимости, дополнительно к инструкциям, в письменных распоряжениях начальника установки. При переводе вторичного сырья на коксование особое внимание уделить поддержанию уровня в К-1. В случае падения уровня, увеличить подачу свежего сырья в колонну или прекратить откачку колонны в парк.

Циркуляцию продукта по второму блоку продолжать по схеме:

а) К-1 → Н-3А → П-1/2 → Кр-2 → пусковая перемычка - К-1.

Температуру циркулирующего продукта поддерживать 350-360 °С.

6.2.4 Форсировать подъем температуры продукта на выходе из печи П-1/1 до 490-500 °С со скоростью 40-50 °С/час.

Необходимо помнить, что при выводе установки на режим, по мере повышения температуры на выходе из печей до заданной, постоянно увеличивают расходы потоков через змеевики печей и турбулизатора до нормальных значений.

6.2.5 Вывод на режим колонн К-1, К-2, К-3.

6.2.5.1 Вывод на режим колонн К-1, К-2, К-3 производится по мере повышения температуры продукта на выходе из печей.

6.2.5.2 При выводе на режим, включение в работу не участвовавших в горячей циркуляции трубопроводов, аппаратов производить осторожно, постепенно прогревая их небольшим расходом горячего продукта, предварительно убедившись в отсутствии воды в них. Включение в работу конденсаторов-холодильников воздушного охлаждения и холодильников водяного охлаждения производить по мере необходимости, постепенно увеличивая поток продукта через них.

6.2.5.3 При пуске колонны К-1 следить за температурой верха колонны К-1, которая не должна превышать 140-150 °С.

Для поддержания температуры верха колонны подать орошение по схеме: Е-1 → Н-9, Н-9А → К-1. При появлении избытка, бензин направить в парк 26/16. Давление в колонне К-1 и Е-1 регулировать сбросом газа на факел. При готовности узла очистки и устойчивости давления в Е-1 газ направить на очистку.

6.2.5.4 Подготовить схему циркуляционного орошения колонны К-1, включить в работу насосы Н-7, Н-7А и подать циркуляционное орошение по схеме: акк. К-1 → Н-7, Н-7А → Т-1, Т-1А (по байпасу) → Х-8 → К-1.

Постепенно включить в работу Т-1, Т-1А. При температуре циркуляционного орошения на входе в Х-8 выше 170 °С включить вентиляторы Х-8.

6.2.5.5 С появлением уровней в колоннах К-2, К-3 приготовить схемы и приступить к откачке легкого и тяжелого газойля в линию котельного топлива:

К-2 → Н-4, Н-4А → Х-4 → с установки.

К-3 → Н-5, Н-5А → Т-3 (по байпасу) → Х-9 → с установки.

Включение теплообменника Т-3 производится при включении узла стабилизации бензина.

6.2.5.6 Заказать на анализ в лабораторию легкий и тяжелый газойли, при получении удовлетворительных результатов анализов легкий и тяжелый газойли вывести с установки.

6.2.6 Пуск узла стабилизации бензина.

6.2.6.1 Повысить давление в Е-1 до 1,5-1,6 кгс/см², соединить Е-1 с Е-3, далее в К-4, "взять" систему стабилизации бензина под давление.

6.2.6.2 Направить нестабильный бензин из Е-1 в К-4 по схеме:

Е-1 → Н-9, Н-9А → байпас Е-49 → Т-4, Т-4А → К-4 → Т-3 → Х-2 → Х-3 → Н-9, Н-9А → в линию некондиции парк 26/16 Р-5, Р-6.

6.2.6.3 Включить в работу Т-4, Т-4А, Т-3 и начать постепенный разогрев колонны К-4.

6.2.6.4 Подъем температуры низа К-4 вести со скоростью 5-10 °С/час.

6.2.6.5 При появлении воды в Е-3 дренировать воду в канализацию.

6.2.6.6 При появлении уровня головки стабилизации в Е-3 дать орошение в К-4 по схеме: Е-3 → Н-11, Н-11А → К-4. Довести температуру и давление в К-4 до режимных значений. При получении хороших результатов анализов бензина, вывести стабильный бензин с установки.

6.2.7 Вывод на режим второго реакторного блока установки при работающем первом.

6.2.7.1 Второй блок находится в режиме горячей циркуляции. Установить расходы по вторичному сырью 25 т/час на поток. Поднять температуру на выходе из П-1/2 до 370 °С и подать турбулизатор с расходом 200 кг/час на поток. Довести температуру печи П-1/2 до 450 °С, увеличить расход турбулизатора до 350 кг/час и перевести поток в подготовленный реактор II-го блока, т.е. опрессованный и прогретый до 360 °С парами нефтепродукта от работающих камер (Р-1, Р-2). Температуру вторичного сырья на выходе из П-1/2 довести до значений, указанных в технологической карте.

Интервал между коксованием Р-2 (Р-1) и Р-4 регулировать в соответствии с графиком по подготовке камер к выгрузке и транспортировке кокса. Все расходные температурные показатели и давление в аппаратах довести до значений, указанных в технологической карте.

6.2.8 Порядок подготовки и переключения коксовых камер.

6.2.8.1 Подготовка и переключение коксовых камер являются ответственными операциями. От правильного переключения коксовых камер зависит нормальное ведение всего технологического режима установки и качество получаемого кокса и нефтепродуктов.

6.2.8.2 Подготовка коксовых камер к коксованию.

Проверить готовность коксовых камер к заполнению.

1 После окончания бурения оператор по бурению обязан произвести контрольную проходку резаком по всему реактору для удаления остатков кокса из реактора.

2 Оператор реакторного блока совместно с оператором по открытию люков обязаны:

- Проверить проходимость линии прогрева в колонну К-5, подавая водяной пар по линии 50, "водяной" пар в линию прогрева. При этом задвижка подачи пара в трансферную линию (в камеру) закрыта.

Проподимость линии определяется по изменению температуры трубопровода и режима колонны К-5;

- Проверить проходимость от линии прогрева до коксовой камеры.

Задвижка на трубопроводе прогрева в колонну К-5 закрыта.

Проподимость линии определяется визуально;

- Очистить кокс с нижней крышки и входного патрубка и закрыть нижний люк. Одновременно подсоединить входной патрубок.

Закрыть верхний люк реактора.

Прогреть и опрессовать коксовую камеру водяным паром на рабочее давление. Обнаруженные пропуски устранить, опрессовать повторно. Конденсат из коксовой камеры сдренировать. Водяным паром набрать давление на 0,1-0,2 кгс/см² больше, чем в работающей камере и плавно соединить их по шлемам. Прогрев камеры производится газом коксования из работающей камеры с направлением греющего потока сверху вниз нагреваемой камеры в К-5 до температуры 250 °С по низу реактора, после чего переводим прогрев в К-1 и продолжаем прогрев до температуры 350-360 °С. При достижении температуры 350-360 °С низа камеры прогреваемая камера переводится на сырье.

6.2.8.3 Переключение прогретой камеры на поток производится в следующем порядке:

Открыть общую шлемовую задвижку на коллекторе "пары" из Р-1÷4 в колонну К-1 (отм 17 м). Закрыть задвижку ЗКЛ в линию прогрева на прогретом реакторе.

Открыть проходную задвижку между подключаемым реактором и четырёхходовым краном. Подать пар на блокировку проходной задвижки. (Медленным поворотом четырёхходового крана Кр-1, Кр-2 поток смеси вторичного сырья из П-1/1, П-1/2 постепенно в течение 1 часа полностью перевести в прогретый реактор). Подать пар на блокировку ППК и шлемовую задвижку.

6.2.8.4 Немедленно, после подключения реактора, подать водяной пар в трансферную линию отключенного реактора с целью предотвращения возможного коксования трубопро-

вода и дальнейшей пропарки и охлаждения кокса в колонну К-1 в течение 4 часов и далее в колонну К-5 в течение 1 часа. Расход водяного пара при пропарке в колонну К-1 – не более 3 т/час, а в колонну К-5 – не более 5 т/час.

6.2.8.5 Проверить схему и подать воду на охлаждение кокса, охлаждение водой вести в течение 6 часов до температуры 90 °С (верха реактора). Количество воды, подаваемой на охлаждение кокса регулировать в зависимости от скорости охлаждения, но давление в реакторе не должно превышать 3 кгс/см². Расход воды должен быть в соответствии с нормами технологического режима. При получении сигнала о повышении уровня воды в реакторах до нижней отметки, охлаждение реактора перевести в Е-8.

6.2.8.6 После получения сигнала повышения уровня воды в реакторе до верхней отметки и достижения температуры верха реактора не выше 90 °С, подачу воды в реактор прекратить. Воду из реактора дренировать в яму-накопитель. Открыть верхний люк реактора.

6.2.8.7 После окончания дренирования воды приступить к открытию нижней крышки реактора и далее к операциям по выгрузке кокса из реактора.

6.2.9 Включение в работу узла улавливания тяжелых углеводородов.

6.2.9.1 Принять в колонну К-5 газойль до нормального уровня и наладить циркуляцию по схеме:

└─── линия котельного топлива

Н-5 → Т3 → линия прогрева реактора → К-5 → Н-41, Н-41А → К-1

6.2.9.2 Собрать схему К-5 → Х-7 → Е-32 → Е-9 → Е-13.

Подать тяжелый газойль по линии прогрева в К-5 и поднять температуру циркулирующего газойля со скоростью 5-15 °С в час до температуры низа колонны К-5 105-116 °С. При этой температуре сделать выдержку для выпарки воды, воду из Е-32 откачивать в Е-36.

6.2.9.3 Поднять температуру низа К-5 до 200-240 °С, чтобы температуру верха К-5 поддержать в пределах 110-160 °С.

6.2.9.4 При достижении температуры паров 200 °С, поступающих в К-5, пары перевести через Х-7 в Е-32, т.е. открыть задвижку № 8, закрыть задвижку № 9 по линии в К-5.

6.2.10 Включение в работу узла очистки газа коксования.

6.2.10.1 Принять 15 %-й раствор МЭА в К-8.

6.2.10.2 Наладить циркуляцию раствора МЭА по схеме: Регенерированный раствор МЭА на установку → К-8 → Е-40 → Н-46, Н-46А → раствор МЭА с установки на регенерацию.

6.2.10.3 Наладив устойчивую циркуляцию раствора МЭА в колонну К-8, направить газ коксования по схеме: Е-1 → Е-37 → К-8 → Е-15. Избыток газа сбрасывается на факел с Е-43.

6.2.10.4 При появлении газового конденсата в Е-37 наладить его откачку по схеме:

Е-37 → Е-13 → Н-47, Н-47А → Е-1.

6.2.10.5 Включение в работу колонны К-8 произвести осторожно, не допуская переброса раствора МЭА через верх колонны в трубопровод газа и в емкость Е-15.

6.2.11 Пуск узла обезвреживания сульфидсодержащего конденсата.

6.2.11.1 Пуск колонн К-6/1, К-6/2. Подготовить схему подачи конденсата в К-6/1, К-6/2, Е-2 → Н-10, Н-10А → Е-36 → Н-44, Н-44А → Т-23 → К-6/1 → К-6/2 → К-7 - канализация. Заполнить систему конденсатом с выходом в канализацию. Подать воздух в К-6/1. Направить воздух по схеме: К-6/1 → К-6/2 → К-7 → П-2.

Дать пар в Т-23 и со скоростью 5-10 °С в час довести температуру конденсата из Т-23 до 95 °С. Довести температурные и расходные показатели до значений, предусмотренных технологической картой.

6.2.11.2 При включении в работу и дальнейшей эксплуатации колонн К-6/1, К-6/2 не допускать попадания конденсата в печи.

6.2.12 Включение в работу насосов перекачки воды Н-1-I и Н-1-II. При первоначальном пуске вода в емкость Е-14 поступает из системы оборотной воды. В дальнейшем из этой линии производится только пополнение системы. Для подачи воды из приемного резервуара в Е-14 необходимо:

а) проверить наличие уровня воды в приемном резервуаре. Включить в работу приборы показателя уровня и сигнализации максимального и минимального значений уровня;

б) подготовить схему: вода из приемного резервуара → насос для перекачки воды Н-1-I, Н-1-II → накопитель отстойник → Н-1-III, Н-1-IV → Е-14;

в) включить в работу насос Н-1-1, Н-1-2 и после набора давления открыть задвижку на выкиде работающего насоса и подать воду в отстойник. Пустить Н-1-III, Н-1-IV для подачи воды в Е-14. После набора нормального уровня в Е-14 можно приступить к бурению. В дальнейшем включение в работу насосов Н-1-I, Н-1-II, Н-1-III, Н-1-IV производится по мере необходимости: для пополнения уровня в Е-14, который не должен быть ниже 20 %, для промывки дренажной системы ямы-накопителя, а также при откачке воды из резервуаров в сеть промканализации при опорожнении гидравлической части сооружений и откачке в сеть горячей воды I системы.

6.3 Пуск и остановка гидровыгрузки и внутриустановочной транспортировки кокса.

После сообщения старшего оператора о том, что коксовый реактор подготовлен для выгрузки кокса (кокс охлажден, вода спущена, люки открыты), необходимо снять верхний люк, разболтлить и отвести крышку нижнего люка.

После этого необходимо состыковать выдвижной фланец поворотной течи с фланцем горловины реактора. Подключить электропитание механизмов подъема и вращения штанги и проверить их нормальную работу. Замерить высоту кокса в реакторе по отметкам на штанге и сделать об этом запись в журнале. Установить золотник переключения гидрорезака на режим бурения. Спустить квадратную штангу с гидрорезаком в реактор настолько, чтобы гидрорезак не дошел до уровня кокса порядка 0,5 м.

Выполнив все перечисленные подготовительные операции, резчик кокса подает сигнал машинисту насосов гидрорезки о готовности к гидрорезке. Пуск насоса осуществляется по указанию старшего оператора. Проверив по манометру давление воды в напорном стояке, резчик кокса с пульта включает в работу ротор и лебедку и начинает проходку скважины в коксе. Первый ход вниз штанги с гидрорезаком рекомендуется вести со скоростью 0,5–1 м/мин., вращение ротора 6 об/мин. При прохождении начальной скважины в коксе необходимо следить, чтобы скорость вертикальной подачи штанги не превышала скорости выработки скважины в коксе, что легко обнаружить по ослаблению каната талевой системы над барабаном лебедки. Пробуривав начальную скважину на всю глубину кокса в реакторе, о чем нужно убедиться по выбросу кокса и воды, следует начать подъем штанги с той же скоростью вверх.

Гидрорезку кокса струями воды из трех нижних сопел гидрорезака произвести в течение 2-3 двойных ходов (вниз, вверх). При переводе золотника, переключение гидрорезака в режим резки кокса, необходимо перевести подачу воды по верхнему байпасу в Е-14. Поднять резак выше горловины реактора и переключить золотник. Затем опустить штангу до уровня кокса и возобновить бурение. Если по каким-то причинам бурение будет остановлено, необходимо поднять штангу и закрыть верхний люк реактора во избежание загорания кокса. Только после того, как штанга с гидрорезаком займет исходное положение для возобновления процесса обрушения кокса в реакторе, резчик кокса должен дать указание машинисту насосов гидрорезки о подаче воды на гидрорезку. Режим резания кокса (число оборотов и скорость вертикальной подачи резака) подбираются в зависимости от физико-механических свойств кокса:

- давление воды перед соплами, кгс/см² – 160-170
- число оборотов ствола ротора, об/мин – 6-8
- скорость вертикального перемещения гидрорезака, м/мин – 1-3.

Во время гидрорезки необходимо следить, чтобы гидрорезак, двигаясь в реакторе снизу вверх, доходил до верха кокса, поскольку обрушение кокса верхней части может вызвать завал.

Когда выгрузка кокса закончится, необходимо зачистить стенки реакторов от остатков кокса, для чего необходимо пройти еще один раз по всей высоте реактора гидрорезаком при минимальных подачах и вращении штанги.

После зачистки стенок реактора резчик кокса должен остановить работу ротора и лебедки и сообщить машинисту гидрорезки, чтобы он прекратил подачу воды на гидрорезку. Когда подача воды прекращена, и вода из штанги стечет в реактор, следует поднять штангу с гидрорезаком и убедиться в отсутствии воды, что особенно важно в зимнее время. Спустив воду из гидрорезака, необходимо поднять штангу с гидрорезаком в верхнее крайнее положение. Далее резчик кокса делает просветку реактора, чтобы убедиться в полном удалении кокса из нее. После прекращения работы насоса гидрорезки, машинист должен спустить воду из напорных трубопроводов. Очистив входной трубопровод от кокса в нижнем люке реактора, присоединяют и заболчивают нижний люк реактора. Отгрузка кокса на склад осуществляется после его обезвоживания в течение 8-10 час на приреакторной площадке мостовым грейферным краном в бункер дробильного отделения, затем дробление и подача питателем на конвейер. Во время эксплуатации транспортного оборудования необходимо следить за его работой, не допускать его перегрузки. После окончания транспортных операций по отгрузке кокса на склад остановить и обесточить электроприводы мостового грейферного крана.

6.4 Нормальная эксплуатация установки.

Переход от рабочих условий конца пуска к условиям нормальной эксплуатации установки заключается в выравнивании постоянства потоков сырья, получаемых продуктов, реагентов, в стабилизации температур, давлений, уровней в аппаратах в пределах технологической карты. Нормальная работа установки обеспечивается высокой технологической дисциплиной обслуживающего персонала, бесперебойным снабжением установки сырьем, электроэнергией, водой, паром, воздухом КИП, топливом, надежной работой оборудования и аппаратуры, приборов контроля и автоматики.

Нормальная эксплуатация установки предусматривает:

- строгое соблюдение технологической карты, правил обслуживания аппаратов и оборудования, приборов контроля и автоматики, своевременный лабораторный контроль получаемых продуктов и принятие своевременных мер по улучшению их качества, контроль за работой вентиляционной системы, промканализации, факельного хозяйства и других объектов установки, строгое соблюдение производственных инструкций безопасной эксплуатации приборов с радиоизотопными источниками, правил техники безопасности, газопожаробезопасности. Нормальный режим работы установки контролируется и регулируется при помощи контрольно-измерительных приборов, автоматических регуляторов, лабораторных анализов, а также визуального наблюдения за работой оборудования;

- особо важное значение при эксплуатации блока коксования имеет температура нагрева вторичного сырья на выходе из печей П-1/1, П-1/2, сырья из П-2. Завышенная температура на выходе из печей П-1/1, П-1/2 приводит к преждевременному закоксовыванию змеевиков печей. Для обеспечения постоянства температуры на выходе из змеевиков печей необходимо поддерживать постоянство расхода потоков продукта через печи, давление и температуру топливного газа к печам;

- особое значение имеет температура низа колонны К-1. В случае занижения температуры низа колонны К-1 увеличивается коэффициент рециркуляции, облегчается продукт загрузки печей П-1, 2, что влечет за собой снижение производительности секции по сырью, чрезмерно высокая температура влечет за собой коксование низа колонны и утяжеление вторичного сырья, что в свою очередь приводит к сокращению цикла работы реакционных змеевиков печи;

- четкость ректификации продуктов в колонне К-1 зависит от стабильности температурного режима и давления. Изменение расхода подачи острого орошения в колонну К-1 приводит к изменению температуры верха колонны и изменению качества бензина. Колебания давления в колонне К-1 могут быть в случае попадания воды в колонну с острым орошением, в связи с этим необходимо строго следить за уровнем раздела фаз в емкости орошения

Е-1, не допуская попадания воды в колонну с острым орошением;

- изменение расхода циркуляционного орошения приводит к изменению качества легкого и тяжелого газойля. Качество легкого и тяжелого газойля регулируется температурой их вывода из колонны К-1;

- качество стабильного бензина и газа зависит от давления и температуры режима узла стабилизации бензина. Повышение температуры верха и низкое давление в стабилизаторе вызывает занос тяжелых компонентов в газ;

- особенностью работы установки является периодическая работа коксовых камер. Переключение коксовых камер - ответственная операция, от которой зависит режим работы ректификационной колонны К-1 и печей.

Нормальная работа коксовых камер зависит от исправного и безотказного действия кранов и задвижек при переключении, от нормальной высоты заполнения камер коксом, что достигается путем строгого контроля за температурой, качеством и расходом вторичного сырья, временем заполнения и надежной работой радиоактивных уровнемеров, в правильном охлаждении реакторов после коксования, в своевременной подготовке к разгрузке и безотказного действия механизмов по выгрузке кокса.

Основными условиями нормальной эксплуатации узла обезвреживания сульфидсодержащего конденсата являются: поддержание постоянства расхода конденсата, технологического воздуха в колонны К-6/1, К-6/2, К-7 и водяного пара в Т-23, поддержание температуры обезвреженного конденсата в пределах нормы.

6.5 Нормальная остановка установки.

6.5.1 Нормальная остановка установки производится по письменному распоряжению начальника установки.

Нормальная остановка установки осуществляется технологическим персоналом бригад, при личном участии начальника установки. О начале остановки установки ставятся в известность диспетчер завода, взаимосвязанные с установкой службы завода, также службы СО-2 и ВАГСО.

6.5.2 Остановка установки при нормальных условиях.

6.5.2.1 Постепенно, в несколько приёмов, в течение 40-60 минут снизить производительность установки по первичному и вторичному сырью до 50-60 % от нормальной. Снизить температуру первичного сырья до 300 °С.

6.5.2.2 Снизить температуру продукта на выходе из П-1/1 и при достижении 450 °С коксовые реакторы Р-1, Р-2 снять с коксования. Блок перевести на циркуляцию. В снятые с коксования реакторы подать пар и готовить к гидровыгрузке. Продолжать снижение температуры продукта на выходе из П-1/1, при температуре 380 °С уменьшить подачу турбулизатора на 50 %.

6.5.2.3 Снизить температуру продукта на выходе из печи П-1/2 и при 450 °С снять коксовые реакторы второго блока с коксования и перевести второй блок на циркуляцию, продолжая равномерное снижение температуры на выходе из печей, в отключенный коксовый реактор подать пар. Снятие с коксования реакторов первого и второго блока произвести так, чтобы была возможность подготовки реакторов к гидровыгрузке (пропарка, охлаждение).

6.5.2.4 При температуре продукта на выходе из печей 350 °С прекратить подачу пара на пароблокировку кранов, при температуре 310-330 °С прекратить подачу турбулизатора в змеевики печей.

6.5.2.5 При снижении производительности установки и переводе на циркуляцию, постоянно следить за режимом колонны К-1, производя корректировку.

6.5.2.6 Продолжать подачу циркуляционного и острого орошения до сброса насосов.

6.5.2.7 Принять легкий газойль для прокачки из парка и прокачать все трубопроводы с продуктами, застывающими при высокой температуре.

6.5.2.8 При необходимости, дать пар по ходу змеевиков печей и освободить от продукта в колонну К-1. Откачать продукты из колонны К-2, К-3 в парк. Остаток из колонн,

трубопроводов дренировать в загубленные емкости Е-10, Е-11. По мере повышения уровня в емкостях, производить откачку продукта из емкостей. Температуру верха К-1 при этом поддерживать не ниже 110 °С (для отпарки воды).

После остановки реакторного блока, наладить откачку из К-1 по схеме К-1 → Х-9 → Н-1, Н-2 → с установки.

После разбавления тяжелого газойля легким, откачку тяжелого газойля прекратить, откачку вести только с низа К-1, поддерживая минимальный уровень в колонне. Принять легкий газойль и прокачать все схемы, поддерживая при этом температуру циркуляции 120-150 °С. После прокачки системы потушить и прекратить все циркуляции, откачать остаток в К-1 до сброса насоса.

6.5.2.9 Остановка колонны стабилизации бензина производится одновременно с остановкой колонны К-1:

а) прекратить подачу теплоносителя в кипятильник колонны Т-3 и теплообменник Т-4. Нестабильный бензин направить в линию некондиции. Орошение в К-4 подавать до сброса насоса Н-11, Н-11А

б) отключить Е-49, нестабильный бензин направить помимо Е-49. Оставшийся в Е-49 бензин откачать в Е-1 и далее в парк. Бензин из системы К-4 откачать в парк. Газ из системы стабилизации и очистки газа сбросить на факел.

6.5.2.10 Нормальная остановка узла обезвреживания сульфидсодержащего конденсата:

а) конденсат из Е-32 полностью откачать в Е-36, а из емкости Е-36 полностью (до сброса насоса Н-44) откачать в колонну К-6/1, К-6/2. Остановить насос Н-44. Прекратить подачу водяного пара в Т-23. Конденсат из системы сдренировать. Продуть линию отработанного воздуха в печь, затем подачу воздуха прекратить.

6.5.2.11 Нормальная остановка колонны очистки газа К-8:

а) остановка колонны очистки газа производится при полной остановке установки.

б) прекратить подачу газа в колонну К-8. Газ направить на факел.

в) прекратить прием на установку и подачу в К-8 регенерированного раствора МЭА. Насыщенный раствор откачать полностью с установки на регенерацию.

г) газ из системы очистки газа сбросить на факел. Оставшийся в аппаратах и трубопроводах раствор МЭА сдренировать.

6.6 Особенности пуска и остановки установки в зимнее время.

При пуске, остановке и эксплуатации установки в зимних условиях имеются определенные трудности, связанные с переработкой высоковязкого сырья, применением воды для охлаждения продуктов и выгрузки кокса, теплофикационной воды, водяного пара.

В связи с этим при пуске, остановке и эксплуатации установки необходимо вести постоянное наблюдение за паровыми, водяными трубопроводами, обеспечить в них постоянное движение жидкости, а в случае прекращения подачи воды и пара принять меры, не допускающие скопления воды и парового конденсата в трубопроводах, следить за дренажными вентилями. Все коммуникации, не участвующие в работе при нормальном режиме, должны быть прокачаны легким газойлем. При остановке установки, все трубопроводы и насосы, находящиеся под вязким нефтепродуктом, прокачать легким газойлем, через холодильники и конденсаторы вести непрерывный ток воды.

При обнаружении замороженных трубопроводов, принять срочные меры к их отогреванию, предварительно отключив их от системы. По окончании выгрузки коксовых реакторов, сдренировать воду с выкидной линии насосов высокого давления Н-20, Н-20А, дренаж оставить открытым. Систематически проверять работу манометров, регуляторов и указателей по первичным приборам.

Содержать в постоянной готовности линии паротушения и первичные средства пожаротушения. Содержать в чистоте установку, своевременно очищать ото льда и снега лестничные марши, площадки, проходы, рельсовые пути, не допускать образования сосулек на трубопроводах и крышах зданий и сооружений. Следить за исправным состоянием канализа-

ционных систем установки. При пуске и остановке установки руководствоваться регламентом проведения в зимнее время пуска, остановки и испытания на плотность аппаратуры химических, нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов, а также газовых промыслов и газобензиновых заводов, утв. Минхиммашем 8 июля 1972 года и согласованным Комитет по государственному контролю за ЧС и промышленной безопасностью РК.

7 Основные правила безопасного ведения технологического процесса.

7.1 Общие требования безопасности к технологическому процессу. Основные мероприятия, обеспечивающие безопасность ведения процесса.

В соответствии с ГОСТ 12.3.002-75 безопасность производственного процесса обеспечивается выбором режима работы технологического процесса, оборудования, размещением производственного оборудования.

Процесс осуществляется по непрерывной (кроме реакторов) схеме в герметичных ап-

паратах. Вся основная аппаратура расположена на открытой площадке. Для обеспечения условий безопасной и безаварийной эксплуатации установки проектом предусмотрен ряд необходимых мер в соответствии с существующими правилами и нормами техники безопасности.

1 Управление технологическим процессом осуществляется автоматически и дистанционно, с помощью пневматических регуляторов, расположенных на щите управления, установленных в операторной.

2 Применяемые в проекте приборы, установленные во взрывоопасных зонах, имеют взрывозащищенное исполнение. Приборы, используемые для контроля уровня кокса в реакторах, имеют радиоактивные источники.

В конструкции блоков предусмотрен ряд мер по обеспечению радиационной безопасности: используются стандартные закрытые источники излучения, устройство которых исключает попадание радиоактивных веществ в окружающую среду при эксплуатации; примененные источники гамма-излучения не создают радиоактивность в контролируемом материале; в нерабочем положении блока общая мощность поглощенной дозы в биологической ткани, создаваемая ионизирующим излучением на расстоянии 1 м от поверхности блоков, не превышает допустимой.

В местах установки блоков с радиоизотопными источниками и у датчиков, принимающих радиоизотопные сигналы, должны быть вывешены знаки радиационной опасности, хорошо видимые с расстояния не менее 3-х метров.

3 Выполнена световая и звуковая сигнализация по опасным нарушениям технологического режима, которые могут привести к потере качества продуктов, создать аварийные ситуации и поломке агрегатов и машин.

Выполнена сигнализация нарушения электроснабжения установки: по снижению давления пара, промышленной воды, инертного газа, воздуха для приборов КИПиА.

Сигнализация отключения параметров выведена на мнемосхему над щитом оператора и подается оператору в виде мигающего света, что облегчает обнаружение места неисправности и принятие срочных мер по ликвидации нарушений.

4 Разработана схема безопасной эксплуатации системы гидрорезки, включающая блокировку насосов высокого давления в соответствии с технологическими условиями завода-изготовителя. При выходе гидрорезака из установленных зон происходит автоматическое закрытие электрозадвижки на подаче воды в гидрорезак и открытие байпасной задвижки.

5 Для нормального обеспечения питания приборов воздухом КИП установлен ресивер с часовым запасом воздуха. Одновременно ресивер воздуха является дополнительным узлом очистки воздуха от масла, влаги и механических примесей путем их осаждения, удаление которых из ресивера необходимо производить не реже одного раза в сутки. Для тонкой очистки воздуха перед датчиком установлены индивидуальные фильтры и редукторы, в операторной предусмотрен общий узел подготовки воздуха с фильтром и регулятором давления для питания вторичных приборов и регуляторов.

6 Для предотвращения закоксовывания труб, арматуры, в змеевики печей подается турбулизатор - вода. На блокировку 4-х ходовых кранов, проходных кранов предусмотрена подача водяного пара (пароблокировки).

7 Во избежание распространения огня по сети производственной канализации на всех присоединениях к ней, а также на выпуске промканализации с установки, предусмотрены колодцы с гидравлическим затвором.

8 Перед пуском установки предусмотрена продувка всех газовых линий печи инертным газом на свечу с последующим вытеснением инертного газа топливным газом на факел.

9 Для защиты оборудования, аппаратов, трубопроводов и запорной арматуры от повышения давления на емкостных и колонных аппаратах, работающих под давлением, на поршневых насосах установлены предохранительные клапаны.

10 Колонны, емкостная аппаратура при подготовке установки к ремонту или при аварийном положении освобождаются от продукта откачкой по основной схеме до сброса насоса. Остатки жидких нефтепродуктов из аппаратов дренируются в заглубленные емкости Е-10 и Е-11.

11 Выполнены схема подключения системы паровой защиты печей к паропроводной сети завода и система эвакуации продукции из змеевиков печи при остановках или аварии (при прогаре труб).

12 В закрытых и открытых насосных выполнена система пенотушения пожара.

13 По гидровыгрузке и внутриустановочной транспортировке кокса предусмотрены следующие мероприятия:

- а) отвод нижней крышки, предварительно разболоченной пневмогайковертами, производится силовым гидроцилиндром двухстороннего действия с пульта управления;
- б) включение и выключение дробилки, питателя производится с пульта управления;
- в) все вращающиеся части закрыты кожухами;
- г) подача воды на гидрорезку разрешается только при условии, что гидрорезак находится в коксовом реакторе в зоне резки кокса (от линии перехода шарового днища в цилиндрический корпус реактора до линии перехода конического днища в цилиндрическую обечайку нижней горловины реактора). При выходе гидрорезака из зоны резки кокса подача воды на гидрорезку прекращается с переключением ее на байпас;
- д) механизация, предусмотренная на установке, исключает ручной труд и создает безопасные условия труда на установке в период выгрузки кокса из камер и внутри установочной его транспортировки.

7.2 Характеристика технологического процесса с точки зрения его взрывоопасности и вредности, наиболее опасные места на установке.

Технологический процесс замедленного коксования тяжелых остатков нефти идет при высоких температурах с переработкой в больших количествах легковоспламеняющихся, горючих жидкостей, взрывоопасных газов и нефтяного кокса, поэтому вся установка относится к категории пожаро- и взрывоопасных.

Санитарно-гигиеническая характеристика производственного процесса на установке определяется применением и получением на ней веществ наркотического действия (углеводороды C_1 - C_5 , бензин), а также наличием сероводорода, являющегося сильным ядом, и кокса.

По взрывоопасности технологического процесса производство нефтяного кокса в необогреваемых камерах относится к категории "А" (СНиП 2.09.02-85), а по санитарной характеристике - к группе Пд, Ша, Шб (СНиП 2.09.04-87).

Основными моментами, определяющими опасность на установке, являются:

- 1 Токсичность и взрывоопасность продуктов, получаемых на установке (газ, головка стабилизации, бензин с температурой вспышки ниже 28°C). Наличие нефтепродуктов с температурой выше температуры самовоспламенения.
- 2 Наличие коксовых камер, работающих при высоких температурах (450 - 500°C).
- 3 Наличие огневых нагревательных печей.
- 4 Наличие в процессе высоких температур (до 515°C) и давлений (до 46 кгс/см^2).
- 5 Образование статического электричества при движении газов и жидкостей по трубопроводам и в аппаратах, движении конвейерных лент.
- 6 Гидрорезка кокса водой с давлением до 190 кгс/см^2 .
- 7 Наличие насосов, перекачивающих головку стабилизации, бензин, легкий и тяжелый газойль.
- 8 Возможность получения ожогов и травм при снятии нижней и верхней крышек коксовых камер.
- 9 Применение движущихся механизмов для отсева и транспортировки кокса (запыление установки в местах отсева кокса на фракции, шум и вибрация).
- 10 Наиболее опасными в токсикологическом и пожарном отношении являются следующие узлы установки:
 - а) блок колонн
 - б) блок реакторов
 - в) насосные

г) блок печей

д) компрессорная.

11 Наличие радиоактивных источников во всех приборах контроля уровня продукта в коксовых камерах Р-1÷4.

7.3 Взрывопожароопасные, токсичные свойства сырья,
полуфабрикатов, готовой продукции и отходов производства.

Таблица 7.1

№ п/п	Наименование	Агре- гатное состоя- ние	Класс опас- ности	Температура, °С			Концентрацион- ный предел вос- пламенения % об. ГОСТ 12.1.004-76		Характеристика токсичности (воздей- ствие на организм человека) ГОСТ 12.1.007-76	Предельно допус- тимая concentra- ция в воздухе ра- бочей зоны произв. помещений ГОСТ 12.1.005-88, мг/м ³
				вспыш- ки	воспла- менения	само- воспла- менения	нижний предел	верхний предел		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Газ коксования, % масс H ₂ S-7,3 H ₂ -0,5 CH ₄ -26,8 C—18,9 C ₃ -17,9 C ₄ H ₁₀ -9,0 C ₅ H ₁₂ -4,6 Фр. 56-70°С-2,5 Фр. 70°С и выше – 10,1	П	4	-	-	400-450	3,21	-	Оказывает наркотическое действие	300
2	Газ стабилизации, %масс CH ₄ -5,1 H ₂ S-1,2 C ₂ H ₆ -16,4 C ₃ H ₈ -38,0 C ₄ H ₁₀ -35,8 C ₅ и выше – 3,5	П	4	-	-	400-500	-	-	Оказывает наркотическое действие	
3	Головка стабилизации, % масс CH ₄ -0,2	П+А	4	-	-	400-500	1,93	-	Оказывает наркотическое действие	300

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	H_2S -0,5 C_2H_6 -3,1 C_3H_8 -21,7 C_4H_{10} -60,5 C_5H_{12} -13,8 Фр. 56-70°C-0,2									
4	Бензиновая фракция (фр. НК-180°C)	П	4	-36	-	300	1,08	-	Слабый наркотик, хроническое отравление выражается в различного рода функциональных нервных расстройствах, при очень высоких концентрациях бензина острые отравления могут происходить почти молниеносно	300
5	Легкая газойлевая фракция (фр. 180-300°C)	А	4	72	-	300-320	0,61	-	Обладает слабым наркотическим действием, раздражает кожу	300
6	Тяжелый газойль (фр. 300-КК)	А	4	126	-	200-300	-	-	Обладает слабым наркотическим действием, раздражает кожу	300
7	Вторичное сырье (тяж. газойль + гудрон)	А	4	150	-	320-403	-	-	Обладает слабым наркотическим действием, раздражает кожу	300
8	Антифриз (керосин)	А	4	40	-	240	1,4	7,5	Обладает слабым наркотическим действием, раздражает слизистые оболочки и кожу	300
9	Масло смазочное	А	3	181	-	355	0,43	-	Вызывает раздражение кожи	5 аэрозоль

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
10	Моноэтаноламин (водный раствор 8-15 %)	А+П	2	Трудно горю- чая жид- кость					Вызывает хронический бронхит, измене- ние функции печени, вегетативно- сосудистую дистонию, при попадании на кожу вызывает дерматит	0,5
11	Сероводород	П	2	-	-	246	4,3	46	Сильный нервный яд, раздражающе дей- ствует на глаза и дыхательные пути, вы- зывает смерть от остановки дыхания	10
12	Сероводород в смеси с углеводородами C ₁ -C ₅	П	3	-	-	246	4,3	46	Сильный нервный яд, раздражающе дей- ствует на глаза и дыхательные пути, вы- зывает смерть от остановки дыхания	3
13	Нефтяной кокс*	П (пыль)	4	-	535-625	-	-	-	Вызывает пневмокониозы, притупление перкуторного звука, выявляется эмфизе- ма	6 (пыль)
14	Гудрон	А	4	320	-	403	-	-	Обладает раздражающим действием	300

* Температура тления при самовозгорании 205-235 °С

7.4 Индивидуальные средства защиты работающих, которые используются в конкретных условиях данного производства.

Обслуживающий персонал установки обеспечивается спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты в соответствии с "Типовыми отраслевыми нормами бесплатной выдачи рабочим и служащим специальной одежды, обуви и других средств индивидуальной защиты", утвержденными постановлением Государственного комитета СССР по труду и социальным вопросам и ВЦСПС от 23 сентября 1980 г. № 296/П-10.

Старший оператор, операторы обеспечиваются спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты в соответствии с п. 539 вышеуказанных норм, машинисты насосов по п. 629, машинист компрессоров по п. 630, лица, работающие по загрузке, выгрузке и транспорту кокса по п. 553.

Для обслуживающего персонала, находящегося в зоне высокого уровня шума при обслуживании оборудования, рекомендуются защитные наушники типа ВЦНИИОТ-2М по ТУ 400-2 № 76-70 (защита от высокочастотного производственного шума с уровнем 120 дб.) или защитные фибровые каски с противοшумными наушниками ВЦНИИОТ-2 по ТУ 60-02-67. Для защиты от практически несорбирующихся веществ (например, метана, этана, бутана, этилена и др.), содержащихся в воздухе производственных помещений, и при высоких концентрациях этих веществ в атмосферном воздухе, а также при недостатке кислорода должны применяться только изолирующие средства защиты органов дыхания (шланговые противогазы или автономные изолирующие аппараты). Для защиты от пыли необходимо пользоваться противопыльными респираторами.

7.5 Группа и категория взрывопожароопасности, применяемых продуктов.

7.5.1 Взрывопожарная и пожарная опасность, санитарная характеристика производственных зданий, помещений и наружных установок.

Таблица 7.2

№ п/п	Наименование производственных зданий, помещений, наружных установок	Категория взрывопожарной и пожарной опасности помещений, зданий и сооружений (РНТП 01-94)	Квалификация помещений и наружных установок		Группа производственных процессов по санитарной характеристике (СНиП 2.09.04-87)
			Класс взрывоопасной или пожароопасной зоны помещения по ПУЭ	Категория и группа взрывоопасных смесей по ПУЭ	
1	2	3	4	5	6
1	Блок печей				
1.1	Печи П-1/1, П-1/2; П-2	Гн (в радиусе 5 м)	нормируется	-	Шб
1.2	Анализаторная	Г	нормируется	-	Шб
2	Блок коксовых реакторов				
2.1	Коксовые реакторы	Ан	В-1г	ПВ ТЗ	Шб
2.2	Насосная гидрорезки	Д	нормируется	-	Ів
3	Блок колонн	Ан	В-1г	ПВ ТЗ	Шб
4	Горячая насосная	Ан	В-1г	ПВ ТЗ	Шб
5	Холодная насосная	А	В-1г	ПВ ТЗ	Шб
5.1	Здание холодной насосной № 1, № 2	А	В-1г	ПВ ТЗ	Шб
5.2	Этажерка, емкости	Ан	В-1г	ПВ ТЗ	Шб
6	Теплообменники и холодильники	Ан	В-1г	ПВ ТЗ	Шб
7	Компрессорная				
7.1	Компрессорная	А	В-1а	ПВ ТЗ	Шб
7.2	Маслохозяйство	В-2	П-1	-	Шб
8	Блок подготовки воды				
8.1	Яма-накопитель	В-3	П-III	-	Шб
8.2	Водяная насосная	А	В-1а	-	Шб

1	2	3	4	5	6
9	Операторная	Д	нормируется		
10	Внутрицеховая эстакада (ВЦЭ) и каналы	Ан	В-1г	ПВ ТЗ	Шб
11	Очистка газа и обезвреживание стоков				
11.1	Насосная МЭА, воды и присадок	А	В-1а	ПВ ТЗ	Ша, Шб
11.2	Насосная конденсата компрессии	А	В-1а	ПВ ТЗ	Шб
11.3	Насосная пенотушения	Д	нормируется	-	Ив
11.4	Наружная установка	Ан	В-1г	ПВ ТЗ	Шб
12	Транспорт и склад кокса	В-2	П-П	-	Шб

7.5.2 Классификация технологических блоков по взрывоопасности.

Таблица 7.3

№ п/п	Номер блока	Номера позиций аппаратуры, оборудования по технологической схеме, составляющих технологический блок	Относительный энергетический потенциал технологического блока	Категория взрывоопасности	Класс зоны по уровню опасности возможных разрушений, травмирования персонала
1	2	3	4	5	6
1	Блок № 1 Блок ректификации	К-1, К-2, К-3, Н-1, Н-2, Н-1А, Н-2А, Е-21, Е-21А, Н-4, Н-4А, Н-5, Н-5А, Н-7, Н-7А, Е-1, Х-1, КХ-1/1÷4, Х-4, Х-8, Х-9, П-2	41	I	2
2	Блок № 2 Блок коксовых реакторов	Р-1, Р-2, Р-3, Р-4, Е-8/1, Е-8/2, Т-25, П-1/1, П-1/2, Н-3, Н-3А, Н-3Б, Н-3В, Н-10, Н-10А	108,1	I	1
3	Блок № 3 Узел улавливания вредных выбросов и охлаждения реакторов	Е-32, К-5, Е-9, Н-35, Н-35А, Н-41, Н-41А, Х-7, Н-40, Н-40А	14,1	III	3

1	2	3	4	5	6
4	Блок № 4 Блок очистки газа коксования	К-8, Е-37, Е-37А, Е-40, Е-43, Х-18, Н-42, Н-42А, Н-46, Н-46А, Н-47, Н-47А	19	III	3
5	Блок № 5 Блок стабилизации бензина	К-4, Т-3, Т-4, Т-4А, Н-11, Н-11А, Н-9, Н-9А, Н-53, Н-53А, КХ-2, Е-23, Х-2, Х-3	32,5	II	2
6	Блок № 6 Топливного газа	Е-15, Т-5, трубопроводы: л.35, л.31	14,8	III	3

7.5.3 Перечень оборудования, продуваемого инертным газом перед заполнением ЛВЖ, ГЖ и ГГ.

Таблица 7.4

№ п/п	Наименование и номер технологического блока	Давление инерт- ного газа на ли- нии перед аппа- ратом, МПа	Минимально необходимое время про- дувки	Максимально допус- тимая концентрация кислорода в отходя- щих газах, % об.	Средства контроля за параметрами инертной среды	Управле- ние пода- чей инертного газа
1	2	3	4	5	6	7
1	Блок ректификации: К-1, К-2, К-3, Е-1, Х-1/1, Х-1/2, КХ-1/1÷4	0,25	2 часа	0,5	манометр по месту (узел ввода №2)	ручное
2	Блок абсорбции: К-5, Х-7, Е-32, Е-9	0,25	1 час	0,5		
3	Блок очистки газов: К-8, Е-40, Е-37, Е-37А, Х-18	0,25	1,5 часа	0,5		
4	Блок стабилизации бензина: К-4, Е-3, Т-3, Т-4, Т-4А, КХ-2	0,25	1,5 часа	0,5		
5	Блок подачи топливного газа: Е-43, Е-15, Т-5, трубопроводы газа к печам	0,25	1 час	0,5		
6	Факельная система: Е-13, трубопроводы л.44/1, л.47, л.81, л.44	0,25	1 час	0,5		

При попадании тяжелых нефтепродуктов на площадку, это место посыпается песком, затем загрязненный песок вывозится в отвал.

7.7 Защита от статического электричества.

Для предотвращения возникновения опасных потенциалов, образующихся вследствие перемещения взрывоопасных жидкостей (диэлектриков) внутри аппаратов и трубопроводов, а также в результате прямых ударов и вторичных проявлений молнии, все аппараты (в необходимых случаях) и взрывоопасные помещения имеют соответственно защиту от статического электричества и защиту от прямых ударов и вторичных проявлений молний. Все устройства защиты присоединены к специальным контурам заземления. Защита от статического электричества и молниезащита выполнена в соответствии со (СН-305-77) "Правила защиты от статического электричества в производствах химической и нефтехимической промышленности".

7.8 Способы и необходимые средства пожаротушения.

Для обеспечения противопожарной защиты установки предусмотрено следующее:

- наружная паровая завеса печей;
- внутреннее пожаротушение в камерах сгорания печей;
- по блоку коксовых реакторов стояки сухотрубы с вентилями и штуцерами для присоединения шланга на отметках 2, 8, 10, 14, 17, 21, 30, 32, 38, 42, 45 метров;
- паровая завеса у нижней горловины реактора;
- кольца орошения на колоннах К-1, К-2, К-3, К-4, К-5;
- по колонне К-1, на этажерке и на других блоках предусмотрены паровые стояки с кранами и штуцерами;
- лафетные стволы - всего 11 шт;
- в горячей насосной - полустационарная система пенотушения пожара;
- в холодной насосной, в маслохозяйстве компрессорной - стационарная автоматическая система пенотушения пожара;
- предусмотрена сеть противопожарного водопровода;
- предусмотрены первичные средства пожаротушения (углекислотные и порошковые огнетушители, войлок, кошма, ящики с песком, лопаты). Предусмотрены автоматические и ручные извещатели о пожаре.

7.9 Средства коллективной защиты работающих от воздействия опасных и вредных производственных факторов.

7.9.1 Во всех основных производственных помещениях (холодная насосная, компрессорная, насосная МЭА) предусмотрена приточно-вытяжная вентиляция с механическим или естественным побуждением. А также аварийная вентиляция, которая включается автоматически при загазованности в помещении.

В операторной, комплектной трансформаторной подстанции (КТП), компрессорной, насосных, венткамерах предусмотрено воздушное отопление, совмещенное с вентиляцией. Количество подаваемого воздуха в эти помещения принято из расчета создания гарантированного подпора.

Воздухозабор осуществляется с высоты не менее 15 м от земли, а для операторной, водяной насосной, насосной гидрорезки, КТП, приточной венткамеры (ПВК), насосной пенотушения

с высоты 20 м.

Выброс загрязненного воздуха осуществляется выше конька крыши на 1 м, а в холодной насосной - выше площадок наружной этажерки на 3 м. В складе кокса, пересыпке и в дробильном отделении воздух от пыли очищается в циклонах и фильтрах. Для обеспечения нормальных санитарных условий труда выполняются требования СНиП П-33-75, СН-245-71, СНиП П-12-77. Предусмотрен отсос из горловин коксовых реакторов во время открытия люков.

7.9.2 Во взрывоопасных помещениях и наружных взрывоопасных установках принято электрооборудование во взрывозащищенном исполнении для соответствующих категорий и групп взрывоопасных смесей.

Для защиты обслуживающего персонала от попадания под опасное для жизни напряжение во всех производственных помещениях и наружных установках, где устанавливается электрооборудование, предусмотрена система защитного заземления. Для предотвращения возникновения опасных потенциалов, образующихся в результате перемещения взрывоопасных продуктов внутри аппаратов и трубопроводов, а также в результате прямых ударов и вторичных проявлений молнии, все аппараты (в необходимых случаях) и взрывоопасные помещения имеют соответственно защиту от статического электричества и защиту от прямых ударов и вторичных проявлений молнии. Все устройства защиты присоединены к специальным контурам заземления.

В распределительных устройствах предусмотрены комплекты специальных приспособлений (диэлектрические коврики и перчатки, огнетушители, ящики с песком). Насосы, установленные под этажерки, аппараты воздушного охлаждения, насосы, перекачивающие горючую жидкость с температурой выше температуры самовоспламенения, отключаются из операторной. Выполнено светоограждение высотных сооружений высотой более 50 м. Освещенность рабочих мест в помещениях и наружных установок выполнена в соответствии с нормами.

7.9.3 В насосной гидрорезки и в компрессорной, где организовано постоянное рабочее место, предусмотрена звукоизолирующая кабина для дистанционного управления и наблюдения за работой насосов и компрессоров, при работе которых уровень шума превышает допустимую норму.

7.9.4 Все аппараты с высокой температурой изолируются, что предотвращает ожоги. Толщина изоляционного слоя обеспечивает температуру на поверхности изоляции для объектов, находящихся на открытом воздухе, не более 60 °С.

7.9.5 По транспорту и складу кокса предусмотрены следующие мероприятия:

Для исключения запыления окружающей среды при транспортировке, рассеиве и дроблении кокса, на блоке смонтирована аспирационная система с отсосом пыли, что улучшает санитарные условия окружающей среды.

Основные линии ленточных конвейеров расположены в крытых галереях.

Все вращающиеся детали закрыты кожухами или имеют ограждения. Уровень механизации, предусмотренный на установке, исключает ручной труд и создает безопасные условия труда на установке в период выгрузки кокса из реакторов и транспортировки его на складах.

7.9.6 Установка обеспечена следующими видами связи и сигнализации:

Административно-хозяйственная связь с АТС завода, связь главного диспетчера, связь диспетчера производства, связь диспетчера электроснабжения, электрочасификация, пожарная сигнализация, внутренняя оперативная связь оператора с рабочими местами установки, громкоговорящая связь, радиофикация.

7.9.7 Здания установки запроектированы II степени огнестойкости. Предел огнестойкости несущих конструкций этажерок и зданий принят не менее 2 часов. Для эвакуации работников установки из помещения предусмотрено не менее двух выходов наружу. Для наружных этажерок лестницы запроектированы с таким расчетом, чтобы от наиболее удаленного рабочего места до эвакуационного выхода было не более 25 м.

7.10 Применяемые средства автоматического включения пожарной техники и сигнализации загораний.

В помещениях насосной МЭА, в насосной конденсата компрессии установлены автоматические извещатели, подающие сигналы на автоматическое включение системы пенотушения пожара.

7.11 Меры безопасности, вытекающие из специфики технологического процесса.

Для обеспечения безопасного ведения технологического процесса необходимо соблюдать следующее:

1 Перед пуском в работу необходимо проверить герметичность оборудования, предохранительной арматуры, фланцевых соединений. При обнаружении негерметичности немедленно принять меры к ее устранению.

2 Все аппараты и оборудование должны эксплуатироваться в соответствии с техническими условиями завода-изготовителя, а подведомственные Комитета по государственному контролю за ЧС и промышленной безопасностью в соответствии с правилами Комитета по государственному контролю за ЧС и промышленной безопасностью РК.

3 Категорически запрещается устранение пропусков в резьбовых, фланцевых соединениях на работающих насосах, действующих трубопроводах, колоннах без их отключения и освобождения от продуктов и газов.

4 Для надежного отключения реактора, подготавливаемого к выгрузке кокса от действующего реактора, на шлемовой линии реакторов установлены две задвижки между которыми имеется спускная линия (воздушник или свидетель).

Необходимо при проверке герметичности арматуры - не реже одного раза в смену (при открытии - закрытии крышек люков реактора - обязательно) - на отключенном реакторе закрыть на шлеме обе задвижки, перекрыть подачу пара к спускнику и при открытом спускнике визуально определить наличие утечек в арматуре.

Нормальное положение воздушника (при случае, когда обе задвижки, отключающие трубопровод, закрыты), открытое, что гарантирует разобщённость системы.

5 Неправильная эксплуатация аппаратуры и оборудования (резкое снижение или понижение давлений, температур и производительности установки, особенно при переключении коксовых реакторов) может привести к раскрытию фланцевых соединений и загоранию, подрыву предохранительных клапанов, пропуску, разгерметизации трубопроводов, арматуры.

Поэтому, соблюдение правил переключения, прогрева реакторов и охлаждения кокса в реакторах имеет большое значение в предотвращении аварийных ситуаций на установке.

6 Попадание воды в аппараты, содержащие жидкие нефтепродукты с температурой выше 100 °С, может привести к резкому повышению давления в аппаратах или вспениванию и перебросу нефтепродуктов. При пуске и выводе на режим одного блока при работающем другом блоке особенно тщательно нужно удалять воду из системы, не допуская ее попадания в колонну и прогреваемый реактор.

7 Ошибочное или несвоевременное переключение четырёхходовых кранов и другой запорной арматуры может привести к взрыву в реакторах, закоксовыванию и прогару труб печей, нарушению герметичности или разрыву отключающей арматуры. Поэтому операцию по переключению реакторов, а также по подаче пара или воды в отключенный реактор с пароводяного коллектора нужно производить крайне внимательно и осторожно.

8 Некачественная установка крышек люков реакторов ведет к пропуску нефтепродуктов

и загоранию. Необходимо тщательно зачищать зеркало фланцев люка и крышки от остатков кокса и окалины, не допускать закусывания и перекоса при постановке прокладки и крепления крышки люка реактора. Перерыв бурения и открытие люков реакционной камеры на длительное время может привести к самовоспламенению кокса, оставшегося в реакторе, под действием тяги воздуха. Поэтому перерыв бурения должен исключаться, а в случае длительного перерыва бурения необходимо закрыть верхний люк, предотвращая самовоспламенения кокса в реакторе.

9 Неполная гидровыгрузка кокса может привести при открытых люках реактора к выделению газов, образующих с воздухом взрывоопасные смеси. Поэтому оператор бурения должен тщательно проверить и при необходимости пройти повторно гидрорезаком для удаления возможных остатков кокса со стенок реактора.

10 При включении аппаратов в работу без их предварительной продувки инертным газом (пропарки паром) может образоваться внутри аппаратов взрывоопасная концентрация.

11 Отсутствие подачи пара на блокировку кранов и задвижек может привести к их коксованию и аварийной остановке установки. Поэтому нужно тщательно следить за постоянством подачи пара на блокировку кранов, задвижек.

12 В связи со спецификой работы установки постоянно производится переключение потоков с одного реактора на другой, прогрев реакторов и другие операции. Поэтому обслуживающий персонал должен постоянно и строго следить за показаниями КИПиА в операторной. Оставлять щит КИПиА без надзора запрещается.

13 Все работы, проводимые на установке по разбурированию кокса и его транспорту, должны производиться в строгом соответствии с требованиями:

а) открытие крышек горловин реакторов должно производиться только после продувки его водяным паром для удаления нефтепродуктов и охлаждения коксовой массы водой до температуры 90 °С вверху реактора. Вода после охлаждения должна быть удалена;

б) перед началом разбурирования кокса оператору необходимо проверить:

- механизмы буровой установки и исправность их ограждений;

- работу вытяжной вентиляции реакторного блока;

- подготовленность камеры к вскрытию, а именно: температуру стенок, отключение реактора от остальной системы задвижками, отсутствие воды, исправность связи и сигнализации. При обнаружении каких-либо неисправностей, к работе приступать запрещается;

в) гибкий шланг для подачи воды высокого давления должен быть надежно укреплен. Во время гидрорезки находиться под шлангом запрещается;

г) разрубать кокс при большой загазованности на рабочих площадках реактора не разрешается;

д) независимо от наличия блокировки при работе лебедки или ротора, бурильщик должен находиться у поста управления;

е) стояки, подающие воду от насосов высокого давления на гидрорезку кокса, в зимнее время следует освободить от воды после каждой гидрорезки;

ж) оставлять на верхней обслуживающей площадке посторонние неукрепленные предметы запрещается;

з) применять для включения "звездочек" цепной передачи штанги, кувалду, лом и другие предметы не допускается;

и) талевой канат направлять вручную не разрешается;

к) пуск насоса высокого давления для гидрорезки кокса при неработающей блокировке, запрещается.

14 Запрещается длительное пребывание в местах установки радиоизотопных источников и датчиков-приемников радиоизотопных сигналов. Производство ремонтных работ в пределах 1 м от указанных мест, а также присутствие людей разрешаются только при наличии письменного подтверждения ответственных лиц службы КИПиА о нахождении этих источников в положении "закрыто".

7.12 Факторы производственных опасностей для профессионального отбора и контроля состояния здоровья работающих.

Ограничение возможности труда женщин и подростков.

Таблица 7.5

Наименование профессий	Производственные опасности и вредности
1	2
1 Старший оператор, оператор	<p>Производственные опасности и вредности по ГОСТ 12.0.003-74 для работающих характеризуются по природе действия на работающих двумя группами: физические и химические</p> <p>Физическая группа:</p> <ul style="list-style-type: none"> - движущиеся механизмы, вращающиеся части насосов, выбросы (обвалы) кокса с горячей водой на рампу при бурении; - повышенная температура поверхностей оборудования, трубопроводов. <p>Химическая группа:</p> <ul style="list-style-type: none"> - токсические. Жирный газ коксования оказывает наркотическое воздействие на организм, сырье коксования (гудрон), а также бензин, газойль коксования – наркотическое воздействие, раздражают кожу; - раствор МЭА вызывает хронический бронхит, изменение функции печени, вегетативно-сосудистую дистонию, при попадании на кожу. Вызывает дерматит. <p>При приеме на работу операторы проходят предварительный медосмотр, периодические повторные медосмотры проводятся 1 раз через 12 месяцев работы. Труд женщин не запрещается, но должен быть ограничен от производственных опасностей и вредностей. Труд подростков до 18 лет не допускается.</p>
2 Оператор по бурению	<p>Физическая группа:</p> <ul style="list-style-type: none"> - вращающиеся части бурового оборудования (штанги, вертлюги); - повышенная температура поверхностей оборудования (крышки люков реакторов, фланцевые соединения). <p>При приеме на работу проходит предварительный медосмотр, периодические повторные медосмотры – 1 раз через 12 месяцев работы. Труд женщин не допускается. Труд подростков до 18 лет не допускается.</p>
3 Крановщик мостового грейферного крана	<p>Физическая группа:</p> <ul style="list-style-type: none"> - движущаяся кабина и мост крана; - повышенная температура и влажность воздуха рабочей зоны (при выгрузке кокса); - работа на высоте более 6 м от поверхности земли; - повышенная запыленность воздуха рабочей зоны; - повышенный уровень шума (при выгрузке кокса на рампу). <p>При приеме на работу проходит предварительный медосмотр, периодические повторные медосмотры 1 раз через 12 месяцев работы. Труд женщин разрешается. Труд подростков до 18 лет – не допускается.</p>

1	2
4 Машинисты технологических насосов, компрессоров	<p>Физическая группа:</p> <ul style="list-style-type: none"> - движущиеся части механизмов центробежных и поршневых насосов; - повышенная температура поверхностей насосов и трубопроводов. <p>Химическая группа:</p> <ul style="list-style-type: none"> - токсические – жирный газ коксования оказывает наркотическое воздействие на организм, сырье коксования (гудрон), а также продукты коксования – бензин, газойль оказывают наркотическое воздействие, раздражают кожу; - раствор МЭА – вызывает хронический бронхит, изменение функции печени, вегетативно-сосудистую дистонию, при попадании на кожу вызывает дерматит. <p>При приеме на работу проходят предварительный медосмотр, периодические медосмотры – через 12 месяцев работы. Труд женщин разрешается, но должен быть ограничен от производственных опасностей и вредностей. Труд подростков до 18 лет не допускается.</p>
5 Оператор по монтажу и демонтажу крышек люков коксовых камер	<p>Физическая группа:</p> <ul style="list-style-type: none"> - повышенная температура поверхностей оборудования; - повышенная температура и влажность воздуха (под реактором); - повышенная запыленность рабочей зоны. <p>При приеме на работу проходят предварительный медосмотр, периодические повторные медосмотры 1 раз через 12 месяцев работы. Труд женщин не разрешается. Труд подростков до 18 лет не допускается.</p>

Применение труда женщин не допускается в качестве коксоразгрузчика, коксоочистителя и рабочих, занятых по очистке емкостей, резервуаров, мерников, цистерн и т.п. из-под сернистой нефти, продуктов ее переработки и серосодержащего нефтяного газа.

При применении труда женщин должны соблюдаться нормы предельно допустимых нагрузок для женщин при подъеме и перемещении тяжестей вручную, утв. постановлением Государственного комитета СССР по труду и социальным вопросам и Президиума ВЦСПС от 27 января 1982 года.

8.1 Возможные неполадки технологического процесса или оборудования, причины и способы их устранения.

Таблица 8.1

№ п/п	Вид аварийного состояния производства	Причины возникновения	Способы устранения неполадок
1	2	3	4
1	Высокая температура начала кипения бензина из Е-1	1 Бензин в Е-1 поступает с высокой температурой	1 Включить вентиляторы КХ-1 2 Добавить расход воды в Х-1
2	Низкая температура кипения бензина из Е-1	1 Низкая температура верха колонны К-1	1 Уменьшить подачу орошения в колонну К-1
3	Высокая температура конца кипения легкого газойля	1 Малый расход циркуляционного орошения	1 Увеличить расход циркуляционного орошения
4	Низкая температура конца кипения легкого газойля	1 Большой расход циркуляционного орошения 2 Низкая температура верха колонны К-1	1 Уменьшить расход циркуляционного орошения. Увеличить вывод легкого газойля из колонны К-1 2 Увеличить температуру верха колонны К-1
5	Низкая температура вспышки легкого газойля	1 Недостаточно выводится бензина	1 Увеличить вывод бензина с установки
6	Низкая температура начала кипения тяжелого газойля	1 Недостаточно выводится легкий газойль из К-1 2 Большой расход циркуляционного орошения	1 Увеличить вывод легкого газойля 2 Уменьшить расход циркуляционного орошения
7	Много летучих веществ в коксе, низкая механическая прочность	1 Заниженная температура вторичного сырья из П-1/1, П-1/2	1 Повысить температуру вторичного сырья на выходе из П-1/1, П-1/2
8	Много мелочи в коксе	1 Заниженная температура вторичного сырья из П-1/1, П-1/2	1 Повысить температуру вторичного сырья на выходе из П-1/1, П-1/2
9	Высокое содержание золы в коксе	1 Повышение содержания минеральных солей в сырье для коксования	1 Улучшить подготовку нефтей на установках первичной переработки нефти

1	2	3	4
10	Насосы Н-3, Н-3Б, Н-3А, Н-3В не обеспечивают достаточного расхода, работают на «сбросе»	1 Низкий уровень продукта внизу колонны К-1	1 Увеличить загрузку печей П-1/1 и П-1/2 по первичному сырью. 2 Держать нормальный уровень в К-1
11	Высокое давление в рабочем реакторе	1 Уменьшилось сечение шлемовых трубопроводов из-за коксовых отложений. Закоксована горловина реактора	1 Понизить загрузку печей до окончания полного цикла или переходить на другой реактор
12	Высокое давление на выходе в змееви-ке печей вторичного и первичного сырья	1 Образовались коксовые отложения на стенках труб	1 Понизить производительность печей до окончания полного цикла коксования и остановить коксовую секцию для очистки закоксовавшихся печных труб
13	Резкое повышение давления в колонне К-1	1 Попала вода наверх колонны К-1 вместе с продуктом орошения (бензином)	1 Сдренировать накопившуюся в емкости Е-1 воду. Проверить работу межфазового уровнемера в Е-1
14	Высокое содержание сероводорода в газе из колонны К-8	1 Малый расход МЭА в колонну К-8 2 Низкая концентрация МЭА в растворе. Раствор недостаточно регенерирован	1 Довести расход МЭА, подаваемый в К-8, до нормы, предусмотренной технологической картой 2 Заменить раствор МЭА на свежий раствор.
15	Температура циркуляционного орошения в К-1 выше 170 °С	1 Отключены один или все аппараты Х-8, открыт байпас Х-8	1 Включить в работу Х-8, закрыть байпас Х-8
16	Отсутствие проходимости паров коксования при прогреве реактора	1 Забивание трубопровода подачи вторичного сырья в реактор	1 Подать пар от пароводяной гребенки (ПВГ) для продувки трубопровода подачи вторичного сырья в реактор. 1.1 При появлении проходимости пара в трубопровод подачи вторичного сырья в реактор, повторить операцию постановки реактора на прогрев парами коксования, поднять давление в коксующихся реакторах до 3,5 кгс/см ² , прикрыв общую задвижку на шлемовом трубопроводе из Р-1÷4 на отметке – 17 м. 1.2 При плохой проходимости паров коксования в реактор, о чем будет свидетельствовать слабый рост или даже падение температуры в реакторе выполнить следующие - операции:

1	2	3	4
			<ul style="list-style-type: none"> - открыть общую шлемовую задвижку на линии паров коксования из Р-1÷4 в К-1 отм. -17 м - перекрыть арматуру на линии прогрева у реактора отм. -10 м - подать пар от ПВГ в реактор на отм. 10 м - перекрыть арматуру на шлемовом трубопроводе в К-1 (отм.-21 м) - открыть арматуру на линии паров в К-5 (отм. -21 м) - пропарить реактор в течение 2-х часов - не снимая подачи пара, перевести пропарку в Е-8/1, Е-8/2 - сбросить давление на реакторы, продолжить пропарку в течение 1 часа - по окончании пропарки закрыть пар на ПВГ, сдренировать конденсат из реакторов в К-5 или яму-накопитель, при отсутствии нефтепродукта - вскрыть верхний люк, перекрыть арматуру на линии паров в Е-8/1, Е-8/2 - вскрыть нижний люк - прочистить входной патрубок, проверить наличие кокса на стенках реактора, при необходимости, провести зачистку стенок реактора от кокса, пустив в работу буровое оборудование - не закрывая нижний люк, добиться хорошей проходимости водяного пара от ПВГ до реактора. При визуальной проверке проходимости продуваемых паром линий, наблюдение осуществлять от паровой гребенки и исключить пребывание обслуживающего персонала при выходе паров из продуваемого трубопровода - закрыть нижний и верхний люки, приступить к опрессовке и постановке реактора на прогрев согласно технологическому регламенту. <p>В случае выхода из графика коксования, на работающем реакторе закончить цикл коксования, блок перевести на циркуляцию согласно регламенту.</p>

8.2 Возможные аварийные ситуации и правила остановки установки.

Причинами аварийных положений на установке являются: прекращение подачи сырья, отключение электроэнергии, воды, воздуха, пара, топлива, нарушение в системе канализации и оборотных системах водоснабжения, прекращение приема продуктов с установки, а также прогар печных труб, нарушение герметичности аппаратов, трубопроводов и оборудования сопровождающееся выбросами нефтепродуктов, пожаром, загазованностью, взрывом или другими явлениями, создающими опасность для дальнейшей эксплуатации установки.

К аварийным ситуациям относятся также отказ в работе основного оборудования, не имеющего резерва, отказ КИПиА, при которой необходима аварийная остановка.

На установке должен быть план ликвидации аварий, где указываются возможные аварии, действия обслуживающего персонала и руководства во время аварийных случаев.

Таблица 8.2

№ п/п	Вид аварийного состояния производства	Причины возникновения неполадок	Действия персонала по устранению аварийного состояния
1	2	3	4
1	Прекращение подачи сырья.	1 Аварийная ситуация на С-001 КТ-1, УПБ 2 Разгерметизация линии сырья 3 Обрыв клина задвижки или самопроизвольное закрытие клапанов поз. 3000, 3001 по схеме подачи сырья 4 Сброс давления насосов Н-1-2А из-за попадания облегченного продукта с гудроном на приём насосов.	При внезапном прекращении поступления сырья на установку создается опасность закоксовывания змеевиков печей. При этом необходимо, установку перевести на циркуляцию с прекращением вывода продуктов с установки. Одновременно снизить температуру на выходе из печей П-1/1, П-1/2 до 380-390 °С. В реакторы подать пар для отпарки легких нефтепродуктов. Следить за давлением и температурой в работающих аппаратах, за уровнем продукта в них. Выявить причину отсутствия сырья. При длительном отсутствии сырья, установку остановить по правилам нормальной остановки.
2	Прекращение подачи электроэнергии.	1 Прекращение подачи электроэнергии на силовые подстанции 2 Неисправности, аварийная ситуация на ТЭЦ-3	- потушить печи П-1/1, П-1/2, П-2. В камеру сгорания дать водяной пар; - продукт из печей выдуть паром в реакторы и в колонну К-1; - перекрыть задвижки на выкиде центробежных насосов; - давление в системе поддерживать сбросом на факел. Контроль давления в системе вести по манометрам, установленным на аппаратах, трубопроводах;

1	2	3	4
			<ul style="list-style-type: none"> - закрыть дренажи на емкостях орошения; - открыть окна и двери производственных помещений для проветривания; - при длительной остановке, прокачать легким газойлем трубопроводы с высоковязкими продуктами.
3	Прекращение подачи оборотной воды на установку	1 Разрыв трубопровода оборотной воды на установку. 2 Остановка насосов в цехе № 6	<ul style="list-style-type: none"> - потушить печи П-1/1, П-1/2. В камеры сгорания дать пар; - остановить все компрессоры и насосы. Закрывать задвижки на выкидных линиях насосов; - открыть пар в змеевики печей для выдавливания из них продукта в реакторы и колонну. <p>Следить за давлением в аппаратах, при повышении давления выше допустимого, газ из системы сбросить на факел.</p>
4	Прогар печной трубы П-1/1, П-1/2, П-2		<p>1 При обнаружении небольшого прогара печной трубы (свищ, небольшой факел) П-2 приступить к ускоренной остановке установки. При прогаре в П-1/1 или П-1/2, сначала остановить соответствующий блок, затем установку.</p> <p>2 При большом прогаре труб (горение продукта в камере сгорания, большой факел или факел "лизет" соседние трубы и др.), приступить к аварийной остановке установки.</p> <p>а) прогар в печи П-1/1 или П-1/2:</p> <ul style="list-style-type: none"> - потушить горелки печи, в камеру сгорания дать водяной пар; - остановить насосы Н-3, Н-3А, Н-3Б, Н-3В, подающие вторичное сырье через печи П-1/1 или П-1/2; - выдавить водяным паром продукт из прогоревшего змеевика печи в реакторы Р-1 (Р-2, Р-3, Р-4). Затем отключить печь от реактора, от колонны К-1 и от насоса, подающего продукт в печь, чтобы не было поступления продукта в прогоревший змеевик. <p>б) прогар в печи П-2:</p> <ul style="list-style-type: none"> - потушить горелки печи, в камеру сгорания дать пар; - остановить насос Н-1,2, подающий продукт через змеевик печи П-2; - выдавить паром продукт из змеевика печи в ректификационную колонну К-1. Отключить печь П-2 от К-1 и от насоса Н-1,2.

1	2	3	4
5	Нарушение герметичности аппаратов, трубопроводов и оборудования (например, разрыв трубопроводов)	1 Повышенное содержание механических примесей в перекачиваемом продукте. 2 Агрессивная среда.	<ul style="list-style-type: none"> - потушить все печи, в камеры сгорания дать водяной пар; - отключить поврежденный участок (аппарат); - прекратить прием сырья на установку; - сбросить давление из аппарата на факел; - приступить к освобождению аппаратов от продукта. Необходимость и последовательность освобождения аппаратов определяет старший оператор, в зависимости от создавшейся обстановки и вида аварии; - при пропуске бензиновых и газовых трубопроводов, предупредить ближайшие установки, вызвать пожарную и газоспасательную службы.
6	Прекращение подачи воздуха КИП	1 Остановка компрессоров в цехе № 16. 2 Разрыв трубопровода, нарушение герметичности ресивера воздуха Е-31.	При отсутствии воздуха КИП перевести регулирующие клапана на байпас. Установку перевести на горячую циркуляцию.
7	Прекращение поступления на установку водяного пара $P=12$ кгс/см ²	1 Прекращение подачи пара с ТЭЦ-3 2 Разрыв паропровода Обрыв клина задвижки по схеме пара на установку	<p>При прекращении поступления на установку водяного пара необходимо снизить температуру продуктов на выходе из печей П-1/1, П-1/2, П-2. Установку перевести на горячую циркуляцию.</p> <p>Выяснить причину отсутствия водяного пара. При длительном отсутствии водяного пара установку остановить.</p>

**9 Отходы при производстве продукции, сточные воды,
выбросы в атмосферу, методы их утилизации, переработки.**

9.1 Твердые и жидкие отходы.

Таблица 9.1

№ п/п	Наименование отхода	Периодич- ность образова- ния	Удельная норма выбросов на еди- ницу сырья	Кол-во, тн/год (кг/сут)	Место складирования, транспортировка	Условие (метод) и место захоронения, обезвре- живания, утилизации	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8
<i>Неиспользуемые</i>							
1	Теплоизоляция	в период капремонта	-	20	контейнеры на бетонированной площадке установки, вывозится автотранспортом	захоронение в накопите- ле твердых отходов	Принято из практи- ческих данных, со- гласно графику ППР
2	Лом торкретштукатурки	в период капремонта	-	10,0	контейнеры на бетонированной площадке установки, вывозится автотранспортом	захоронение в накопите- ле твердых отходов	Принято из практи- ческих данных, со- гласно графику ППР
3	Отработанный бельтинг хлопчатобумажный марки БФ	постоянно	На аспирационных системах–1 мес., на приточной и вытяжной венти- ляциях–3 мес.	0,062 (0,17)	контейнеры на бетонированной площадке установки, вывозится автотранспортом	захоронение в накопите- ле твердых отходов	Площадь материа- ла–56 м ² , Поверхно- стная плотность – 930 г/м ²
<i>Используемые</i>							
4	Отработанные масла	при замене масла	-	5,0	бочки на складе установки, вы- возится автотранспортом	собирается в реагентном хозяйстве для реализа- ции потребителю	Принято из практи- ческих данных, со- гласно графику ППР
5	Коксовая мелочь (при транспортировке)	постоянно при транс- портировке	-	0,026	контейнеры на бетонированной площадке установки, вывозится автотранспортом	резервный склад кокса, реализация потребителю	Из проектных дан- ных
6	Коксовая мелочь (при погрузочно-разгруз. работах)	постоянно	-	6,775	контейнеры на бетонированной площадке установки, вывозится автотранспортом	резервный склад кокса, реализация потребителю	Из проектных дан- ных

1	2	3	4	5	6	7	8
7	Нефтешлам от зачистки оборудования	в период капремонта	-	10,0	вывозится специализированным автотранспортом	в шламонакопитель, переработка со сточными водами	Принято из практических данных
8	Осадок из водного бассейна (дренирование и бурение реакторов)	1 раз в 2 года в период капремонта	-	25,0	вывозится специализированным автотранспортом	в шламонакопитель, переработка со сточными водами	Принято из расчета проектной производительности

9.2 Сточные воды.

Таблица 9.2

№ п/п	Наименование стока	Количество образования сточных вод, м ³ /час	Условия (метод) ликвидации, обезвреживания, утилизации	Периодичность сбросов	Место сброса	Установленная норма содержания загрязнения в стоках	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8
1	И-я система канализации	4,1	На установке не обезвреживается	Постоянно	Цех № 8 К 2-865	1 Содержание нефтепродукта, мг/дм ³ , не более 120 2 Содержание взвешенных веществ, мг/дм ³ , не более 25 3 Содержание сульфидов в пересчете на сероводород, мг/дм ³ , не более 20	
2	И-я система канализации	85,0	На установке не обезвреживается	Эпизодически в течение 5 часов при аварии	Цех № 8 К 2-865	4 Значение pH, ед. pH 6,5 – 8,5 5 Содержание фенолов, мг/дм ³ не норм. 6 Содержание аммонийного азота, мг/дм ³ не норм.	
3	II-я система канализации	10,0	На установке окисляется воздухом	Постоянно с узла обезвреживания технологических конденсатов	после X-17 Цех № 8 К 2-865	1 Содержание нефтепродукта, мг/дм ³ , не более 120 2 Содержание взвешенных веществ, мг/дм ³ , не более 25 3 Содержание сульфидов в пересчете на сероводород, мг/дм ³ , не более 20 4 Значение pH, ед. pH 6,5 – 8,5 5 Содержание фенолов, мг/дм ³ не норм. 6 Содержание аммонийного азота, мг/дм ³ не норм.	

9.3 Выбросы в атмосферу.

Таблица 9.3

№ п/п	Наименование выброса	Количество образова- ния выбро- сов по ви- дам, т/год	Условие (метод) ли- квидации, обезвре- живания и утилиза- ции	Периодичность выбросов	Установлен- ная норма содержания загрязнений в выбросах, г/сек	Примечание
1	2	3	4	5	6	7

Организованные выбросы:

1	Дымовые газы:					
	- серы диоксид	74,011	Выброс дымовых газов	Постоянно	2,677	Количество выбросов рас- считано при условии ра- боты установки на пол- ную производительность
	- углерода оксид	4,782	через дымовую трубу	(при работе установки)	0,173	
	- метан	2,590	высотой 90 м		0,094	
	- азот (IV) оксид (азота двуокись)	2,391			0,086	Нормативными требова- ниями РК трансформация оксида азота в диоксид азота не предусмотрена
	- бенз(а)пирен	0,000009			0,0000003	
	- азот (II) оксид (азота окись)	42,241			1,528	
2	Вентиляционные выбросы от насосной МЭА:		Выбросы в атмосферу	Постоянно		
	-углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉ в пересчете на углерод	7,385	не обезвреживаются	(при работе установки)	1,359	
	-сероводород	0,025			0,009	
3	Вентиляционные выбросы от холодной насос- ной:		Выбросы в атмосферу	Постоянно		
	-углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉ в пересчете на углерод	5,474	не обезвреживаются	(при работе установки)	0,198	

1	2	3	4	5	6	7
4	Вентиляционные выбросы от сырьевой насосной: -углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉ в пересчете на углерод -сероводород	2,794 0,025	Выбросы в атмосферу не обезвреживаются	Постоянно (при работе установки)	0,326 0,013	
5	Выбросы от блока транспорта кокса: -пыль неорганическая, содержащая SiO ₂ > 70%: АУ-1 Дробильное отделение АУ-2 Узел пересыпки № 1 АУ-3 Узел пересыпки № 2 АУ-4 Отделение грохочения АУ-5 Узел пересыпки № 3 АУ-6 Узел пересыпки № 4 АУ-7 Узел пересыпки № 5	0,051 0,252 0,021 0,054 0,006 0,047 1,359 1,396	Аспирационные системы. Степень очистки, %: 87,05 84,85 86,72 96,46 99,7 93,09 78,5 77,5	Постоянно (при транспортировке кокса)	0,003 0,013 0,001 0,003 0,0003 0,002 0,07 0,072	
<i>Неорганизованные выбросы:</i>						
6	Неорганизованные выбросы от технологического оборудования: -углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉ в пересчете на углерод	1159,877	Выбросы в атмосферу не обезвреживаются	Постоянно (при работе установки)	41,952	
7	Склад кокса, пересыпка в бункера: -пыль неорганическая, содержащая, SiO ₂ > 70%	0,013	Выбросы в атмосферу не обезвреживаются	Постоянно (при транспортировке)	0,0005	
8	Склад кокса, погрузка в вагоны: -пыль неорганическая, содержащая, SiO ₂ > 70%	0,008	Выбросы в атмосферу не обезвреживаются	Постоянно (при транспортировке)	0,0003	
9	Склад остаточного кокса:		Выбросы в атмосферу	Постоянно		

1	2	3	4	5	6	7
	-пыль неорганическая, содержащая, SiO_2 > 70%	6,775	не обезвреживаются	(при транспортировке)	0,22	
10	Резервуары гудрона:					
	- углеводороды предельные C_{12} - C_{19} в пересчете на углерод	24,746			1,361	

Примечание: данные граф 3, 6 взяты на основании «Корректировки проекта нормативов предельно-допустимых выбросов для АО «ПНХЗ», утвержденного начальником Павлодарского областного территориального управления охраны окружающей среды 17.08.2007 г., сроком действия до 01.01.2012 г., выполненный ТОО фирма «Экосистема» (г. Павлодар)

10 Перечень минимальных средств контроля и регулирования, при отказе работы которых необходима аварийная остановка или перевод на циркуляцию.

Таблица 10.1

№ п/п	Наименование приборов измерения	Номер позиции	Примечание
1	2	3	4
1	Уровень колонны К-1	377	Установка переводится на циркуляцию
2	Уровень колонны К-4 (Т-3)	317	Отключение блока стабилизации
3	Уровень в емкости Е-1	311	Перевод установки на циркуляцию
4	Температура продукта на выходе из печи П-1/1, П-1/2 и П-2	100, 110, 106 (2), 106 (1), 105, 106 (7)	Отключить подачу топлива в печь с неработающими приборами измерения температуры. Печь перевести на циркуляцию по нагреваемому продукту

11 Перечень обязательных инструкций и нормативной документации для работников установки.

11.1 Перечень обязательных инструкций для работников установки.

Таблица 11.1

№ п/п	Наименование инструкций	№ инст- рукции
1	2	3

I РАЗДЕЛ Общезаводские инструкции

1	Инструкция по обслуживанию и эксплуатации установок, участков в зимнее время	I-1
2	Инструкция по производству земляных работ на территории АО «ПНХЗ»	I-2
3	Инструкция о текущих и капитальных ремонтах технологических установок АО «ПНХЗ»	I-3
4	Инструкция по приему, сдаче вахт, заполнению вахтового журнала и режимного листа оператора	I-4
5	Инструкция по защите зданий, сооружений и производственных установок, от проявлений молнии, статического электричества	I-7
6	Инструкция по надзору, обслуживанию, ремонту, ревизии, отбраковке сосудов, работающих под давлением	I-8
7	Инструкция по дополнительному освидетельствованию коксовых камер установки УЗК цеха №4	I-11
8	Положение об инструкциях на АО «ПНХЗ»	I-12
9	Инструкция по содержанию шкафов с аварийным инструментом	I-15
10	Инструкция по надзору, технической эксплуатации промышленных зданий и сооружений	I-19
11	Инструкция о взаимоотношении цеха АСУ с другими подразделениями завода. Границы зон обслуживания, распределение обязанностей в части обеспечения работы АСУ	I-2 I
12	Инструкция о порядке взаимодействия руководителей технологических и вспомогательных цехов с электроцехом при производстве ремонтов, реконструкций и текущей эксплуатации установок	I-22
13	Инструкция о взаимоотношениях службы главного метролога с другими подразделениями предприятия. Границы зон обслуживания и распределения обязанностей в части обеспечения работы средств КИПиА	I-28
14	Инструкция о расследовании и учёте некатегорийных аварий и производственных неполадок, не повлекших за собой несчастных случаев	I-29

1	2	3
---	---	---

II РАЗДЕЛ

Производственные инструкции

15	Технологические регламенты и инструкции по эксплуатации установок цеха	II-1
16	Инструкция по эксплуатации, ремонту, ревизии и регулировке предохранительных клапанов	II-4
17	Инструкция о порядке и технологии взвешивания грузов, содержании и техническом обслуживании автомобильных весов на АО «ПНХЗ» в цехе № 4	II-5
18	Инструкция по технической эксплуатации вентиляционных установок	II-6
19	Инструкция о приеме кислородных манометров на ремонт и выдачи их после ремонта	II-7
20	Инструкция по пуску и эксплуатации паровых, поршневых насосов	II-9
21	Инструкция по технической эксплуатации аппаратов воздушного охлаждения	II-17
22	Инструкция по эксплуатации поршневых и плунжерных насосов с приводом от электродвигателя	II-23
23	Инструкция по эксплуатации и ремонту торцевых уплотнений	II-25
24	Инструкция по паспортизации технологических трубопроводов	II-27
25	Инструкция по эксплуатации и ремонту центробежных электронасосных агрегатов	II-28
26	Инструкция по эксплуатации факельных систем	II-29
27	Инструкция о порядке отгрузки и оформления нефтепродуктов в цехе № 4	II-33
28	Инструкция о порядке оформления документов для получения нефтепродуктов самовывозом	II-34
29	Инструкция по работе с паяльной лампой	II-40
30	Положение о системе планово-предупредительного ремонта насосно-компрессорного оборудования на Павлодарском нефтехимическом заводе	II-41
31	Инструкция по эксплуатации и ремонту вертикальных цилиндрических стальных резервуаров	II-42
32	Инструкция по осмотру и ремонту тары на АО «ПНХЗ»	II-43
33	Инструкция о порядке пользования ключом индивидуального контактного замка защитной панели грузоподъемных кранов	II-44
34	Инструкция о порядке обслуживания подъездного пути АО «ПНХЗ», примыкающего к станции Павлодар, «Северный» парк «В»	II-52

1	2	3
35	Основные положения по текущему содержанию и использованию внутризаводских железнодорожных путей	II-53
36	Инструкция по пуску и эксплуатации маслозаправочной станции СМ-250 (СМЗ-0,25)	II-54
37	Инструкция по пуску, эксплуатации и остановки центробежного насоса типа «Баррель», марки 4 «S AC-5 STAGES» (поз. Н-3 на УЗК) фирмы «Интерсолл Дрессер Пампе» (Франция)	II-64
38	Инструкция по эксплуатации сетей водоснабжения и канализации	II-70
39	Положение об организации ремонта регулирующих клапанов на установках завода	II-75
40	Инструкция по проведению пневматических испытаний на прочность, плотность, герметичность сосудов и трубопроводов	II-76
41	Инструкция о порядке присвоения статуса и эксплуатации «индикаторов	II-81
42	Инструкция по эксплуатации и обслуживанию систем сигнализации, блокировки и противоаварийной защиты технологического оборудования завода	II-82
43	Инструкция по обслуживанию и ремонту электрооборудования технологических установок завода	II-85
44	Положение о порядке обслуживания и использования автоматических сигнализаторов опасной концентрации горючих газов (паров)	II-89
45	Инструкция о взаимодействии между оперативным персоналом цеха № 16 и цехами-потребителями пара 40, 12, 3 ата сантехнической и промышленной теплофикации, конденсата и химочищенной воды	II-97
46	Инструкция по эксплуатации систем водяного, парового отопления и горячего водоснабжения	II-99
47	Инструкция по эксплуатации высоковольтных двигателей серии ВАО 250-400 кВт	II-100
48	Система планово-предупредительного ремонта грузоподъемных машин	II-104
49	Инструкция по эксплуатации взрывозащищённого электрооборудования	II-120
50	Инструкция по безопасному ведению работ для стропальщиков (зацепщиков), обслуживающих грузоподъемные краны	II-130
51	Инструкция по системе согласования документов и документообороту	II-179
52	Инструкция по электронной проходной	II-180
53	Инструкция по обслуживанию блока пенотушения на УЗК	II-182

1	2	3
54	Инструкция по обработке полувагонов антипримерзином при отгрузке кокса в зимнее время	П-183
55	Инструкция по надзору, ревизии и отбраковке элементов трубчатых печей	П-189
56	Инструкция о порядке взвешивания прочих нестандартных, крупногабаритных грузов на автомобильных весах модели 7560S производства фирмы «Mettler Toledo» в цехе № 2	П-190
57	Инструкция по ведению технической документации на изготовление и ремонт технологического оборудования	П-191
58	Инструкция оперативных действий при неблагоприятных условиях погоды (шторм-предупреждение) по АО «ПНХЗ»	П-213
59	Типовое положение об инженерно-техническом работнике, ответственном за исправное состояние и безопасное действие сосудов, работающих под давлением	П-215
60	Типовое положение об инженерно-техническом работнике, ответственном за содержание грузоподъемных машин в исправном состоянии	П-217
61	Типовое положение о лице, ответственном за безопасное производство работ кранами	П-218
62	Инструкция по эксплуатации железнодорожных весов модели 7260 фирмы «Mettler Toledo» в цехе № 4	П-224
63	Инструкция по эксплуатации бурового оборудования	П-238
64	Инструкция по эксплуатации насосов типа ПЭ-270-150 (Н-20, Н-20А)	П-242
65	Инструкция для крановщика электрических кранов мостового типа	П-243
66	Инструкция по паровоздушной очистке змеевика печей УЗК П-1/1, П-1/2, П-2 от отложений кокса	П-244
67	Инструкция по эксплуатации электрических (мостовых грузоподъемных до 10 тонн, кран-балок, тельферов), ручных кранов и других грузоподъемных механизмов, управляемых с пола	П-245
68	Инструкция по эксплуатации гидравлической схемы механизма нижних крышек коксовых камер	П-247
69	Инструкция об организации и проведении акустико-эмиссионного метода контроля технического состояния технологического оборудования	П-251
70	Инструкция по эксплуатации специализированного оборудования, транспортного блока УЗК и УПК	П-252
71	Инструкция по эксплуатации и ремонту трубопроводов пара и горячей воды	П-259

1	2	3
72	Инструкция по вулканизации конвейерных лент	II-260
73	Инструкция по работе с пневматическим инструментом	II-262
74	Инструкция по эксплуатации и обслуживанию трубчатых печей УЗК	II-264

III РАЗДЕЛ Инструкции по технике безопасности

75	Система управления охраной труда на Павлодарском нефтехимическом заводе	III-1
76	Инструкция по охране труда и технике безопасности при выполнении работ на высоте	III-3
77	Инструкция по охране труда и технике безопасности при производстве погрузо-разгрузочных работ	III-4
78	Инструкция (правила) безопасного поведения при нахождении на территории завода	III-10
79	Инструкция по охране труда и технике безопасности при отборе проб н/продуктов с установок и резервуаров товарного парка, из в/цистерн, сточных вод из канализационных колодцев и доставка их в лабораторию.	III-11
80	Инструкция по общим правилам газобезопасности и средствам газозащиты на АО «ПНХЗ»	III-12
81	Инструкция о порядке обеспечения рабочих и служащих спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты	III-13
82	Инструкция по организации безопасного движения транспортных средств и пешеходов на территории завода	III-36
83	Инструкция по борьбе с пирофорными соединениями при эксплуатации и ремонту нефтезаводского оборудования	III-38
84	Инструкция по организации безопасного проведения газоопасных работ на АО «ПНХЗ».	III-39
85	Инструкция по охране труда и технике безопасности при проведении анализов воздушной среды в местах производства газоопасных, огневых, ремонтных работ и производственной зоне в АО «ПНХЗ»	III-46
86	Правила расследования и учёта несчастных случаев и иных повреждений здоровья работников, связанных с трудовой деятельностью	III-54
87	Инструкция по охране труда и технике безопасности при работе с переносным электроинструментом и ручными электромашинами	III-55
88	Инструкция по оказанию доврачебной помощи при несчастных случаях	III-56
89	Инструкция по организации и безопасному производству ремонтных работ на объектах завода	III-64

1	2	3
90	Инструкция о порядке обеспечения, хранения и использования средств индивидуальной защиты органов дыхания на АО «ПНХЗ»	III-77
91	Инструкция по охране труда и безопасному проведению работ электрической сенокосилкой	III-80
92	Инструкция по охране труда и технике безопасности для машиниста компрессорной установки	III-100
93	Инструкция по охране труда и технике безопасности для уборщика производственных помещений	III-107
94	Инструкция по охране труда и технике безопасности для машиниста мостового крана	III-108
95	Инструкция по охране труда для слесаря-сантехника	III-112
96	Инструкция по охране труда для машиниста технологических насосов	III-114
97	Инструкция по охране труда для кладовщика	III-142
98	Инструкция по охране труда для оператора технологических установок	III-169
99	Инструкция по охране труда и технике безопасности при работе с персональными компьютерами	III-174
100	Инструкция по охране труда для товарного оператора цеха № 4.	III-179
101	Инструкция по безопасности и охране труда при работе с ручными мотокосами (триммерами), бензопилами, пилами для стрижки кустарников, серпами и ручными косами	III-183

IV РАЗДЕЛ Должностные инструкции

102	Должностная инструкция начальнику установки замедленного коксования	IV-03-04-04
103	Должностная инструкция заместителю начальника установки замедленного коксования	IV-03-04-05
104	Должностная инструкция старшему мастеру установки замедленного коксования	IV-03-04-06
105	Должностная инструкция механику установки замедленного коксования	IV-03-04-10
106	Должностная инструкция табельщика	IV-03-04-11
107	Должностная инструкция для оператора технологической установки 6 разряда	IV-03-04-12
108	Должностная инструкция для оператора технологической установки 5 разряда	IV-03-04-16
109	Должностная инструкция для оператора технологической установки 4 разряда	IV-03-04-17
110	Должностная инструкция машинисту технологических насосов 5 разряда	IV-03-04-21

1	2	3
111	Должностная инструкция машинисту технологических насосов 4 разряда	IV-03-04-22
112	Должностная инструкция машинисту компрессорных установок 5 разряда	IV-03-04-23
113	Должностная инструкция оператору товарному по отгрузке кокса 5 разряда	IV-03-04-24
114	Должностная инструкция оператору товарному по отгрузке кокса 4 разряда	IV-03-04-25
115	Должностная инструкция слесаря-сантехника	IV-03-04-30
116	Должностная инструкция для водителя-погрузчика	IV-03-04-31
117	Должностная инструкция для кладовщика	IV-03-04-32
118	Должностная инструкция для уборщика производственных помещений	IV-03-04-33

V РАЗДЕЛ

Инструкции по пожарной безопасности

119	Инструкция по общим правилам пожарной безопасности на АО «ПНХЗ»	V-1
120	Инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на территории завода	V-12
121	Инструкция по хранению пожарного инвентаря	V-16
122	Инструкция взаимодействия противопожарной службы с другими службами объекта при ликвидации пожаров и аварий на территории АО «ПНХЗ»	V-20
123	Инструкция по пожарной безопасности на технологической установке УЗК	V-32
124	Инструкция, правила пожарной безопасности для бани, сауны. Содержание зданий, помещений и территорий в зоне отдыха АО «ПНХЗ»	V-44

11.2 Перечень нормативной документации для работников установки.

Таблица 11.2

№ п/п	Используемая литература	Кем утверждена
1	2	3
1	Правила пожарной безопасности при эксплуатации предприятий нефтепродуктообеспечения РК (ППБС-02-95)	Государственная акционерная компания «Мунай өнім-дері» от 06.02.1995 г.
2	Правила пожарной безопасности Республики Казахстан (ППБ РК -2006 г.)	Приказ Министра по ЧС РК: № 35 от 08.02.2006 г.
3	Правила устройства электроустановок (ПУЭ РК-2003)	Министерство энергетики и минеральных ресурсов РК, г. Астана, 2003 г.
4	СНиП 2.02-05-2002 г. Пожарная безопасность зданий и	Приказ Комитета по делам

1	2	3
	сооружений	строительства МИИТ РК № 288 от 15.07.2003 г.
5	СНиП 3.02.-04-2002. Административные и бытовые здания	Комитет по делам строительства МИИТ РК, г. Астана, 2002 г.
6	ГОСТ 12.3.002-75 ССБТ. Процессы производственные. Общие требования безопасности	
7	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны	
8	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности	
9	ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования	
10	ГОСТ 12.1.011-78 ССБТ. Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний	
11	ГОСТ 12.1.044-89 ССБТ. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения	
12	ГОСТ 17433-80. Промышленная чистота. Сжатый воздух. Классы загрязненности	
13	ГОСТ 8.401-80 ГСН. Классы точности средств измерений. Общие требования	
14	ГОСТ 3.1129-93 ЕСТД. Общие правила записи технологической информации в технологических документах на технологические процессы и операции.	
15	ГОСТ 3.1130-93 ЕСТД. Общие требования к формам, бланкам и документам	
16	ГОСТ 2.301-68 ЕСКД. Форматы	
17	ГОСТ 2.105-95 ЕСКД. Общие требования к текстовым документам	
18	ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования	
19	ГОСТ 12.1.009-76 ССБТ. Электробезопасность. Термины и определения	
20	ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация	
21	ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация	

1	2	3
22	Положение о технологическом регламенте производства, нормативно-технических требованиях к оборудованию и процессу производства нефтепродуктов	Министерство энергетики и минеральных ресурсов РК, Астана, 2004 г.
23	СНиП 2.04-05-2002. Естественное и искусственное освещение	
24	СНиП 4.02.-05-2001. Отопление, вентиляция и кондиционирование	Приказ Комитета по делам строительства МЭиТ РК № 44 от 28.02.2002 г.
25	ПБ-10-115-96. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением	
26	СН 512-78. Инструкция по проектированию зданий и помещений для электронных вычислительных машин	
27	ПБ 03-108-96. Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов	
28	ПБ 09-310-99. Правила промышленной безопасности для нефтеперерабатывающих производств	
29	СН РК 3.02-15-2003. Нормы технологического проектирования. Склады нефти и нефтепродуктов.	Приказ Комитета по делам строительства МИиТ РК № 270 от 07.07.2003 г.
30	СНиП РК 4.01-02-2001. Водоснабжение наружные сети и сооружения.	Приказ Комитета по делам строительства МЭиТ РК, г Астана, 2002 г..
31	СНиП РК 2.02-15-2003. Пожарная автоматика зданий и сооружений	Приказ Комитета по делам строительства МИиТ РК № 467 от 24.12.2003 г.
32	СН РК 2.02-11-2002. Нормы оборудования зданий, помещений и сооружений системами автоматической пожарной сигнализации, автоматическими установками пожаротушения и оповещения людей о пожаре.	Приказ Комитета по делам строительства МИиТ РК № 11 от 17.01.2003 г.
33	СНиП РК 3.02-02-2001. Общественные здания и сооружения.	Приказ Комитета по делам строительства МЭиТ РК, № 44 от 28.02.2002 г.
34	СНиП РК 3.02-06-2002. Крыши и кровли.	Приказ Комитета по делам строительства МИиТ РК № 16 от 20.01.2003 г.
35	СТ РК ГОСТ Р 12.4.026-2002. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная.	Приказ комитета по стандартизации и сертификации МЭиТ РК № 181 от 23.05.2002 г.
36	СН РК 3.05-25-2004. Рекомендации по проектированию автоматических систем подслоного пожароту-	Приказ комитета по делам строительства ЖКХ МИиТ РК,

1	2	3
	шения нефти и нефтепродуктов в железобетонных и стальных вертикальных резервуарах со стационарной и плавающей крышей.	г. Астана, 2005 г.
37	Ведомственные указания по противопожарному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности (ВУПП-88).	Министерство нефтехимической промышленности ССр, 1988 г.

**12 Краткая характеристика технологического оборудования,
регулирующих и предохранительных клапанов.**

12.1 Краткая характеристика технологического оборудования.

Таблица 12.1

№ п/п	Наименование оборудования (тип, наименование аппарата, назначение и т.д.)	Номер позиции по схеме, индекс (заполняется при необходимости)	Кол-во, шт.	Материал	Методы защиты металла оборудо- вания от коррозии (заполняется по необходимости)	Техническая характеристика
1	2	3	4	5	6	7
1	Печь для нагрева вторичного сырья черт. ПУ 076.00.00.000ВО	П-1/1, 2	2	Сборный	-	Тип ГС1 475/23. Теплопроизводительность - 15,8 млн.ккал/час
2	Печь для нагрева первичного сырья черт. ПУ 062.00.00.000ТП	П-2	1	Сборный	-	Тип ГС 1215/11. Теплопроизводительность - 7,7 млн. кал/час
3	Камера коксования черт. БКК 10.0000.000ТП изм. 1, 2, 3, 4, 6	Р-1-Р-4	4	16ГС-08Х13 12МХ-08Х13 16ГС, 15ХМ 10Г2	-	Диаметр – 5,5 м Высота – 27,84 м Объем – 540 м ³ Давление вверху - 6 кгс/см ² Давление внизу - 8 кгс/см ² Температура стенки - 475 °С Температура стенки вблизи ввода сырья – 510 °С
4	Ректификационная колонна черт. УК 235.00.000ТП	К-1	1	Сборный Сталь 16ГС+08Х13	-	Диаметр – 2,6/3,8 м Высота – 39,82 м Давление расчетное - 5 кгс/см ² Температура – 430 °С Тип и число тарелок: а) тарелки по ОСТ 26-02-1401-76 в количестве 25 шт. б) тарелки ТР-3000-6-10-08х13-П ОСТ26-666-72 - 2 шт

1	2	3	4	5	6	7
5	Отпарная колонная черт. ER 236.00.000ТП (две колонны в одном корпусе)	К-2, К-3	2	Сталь углеродистая Сталь 08Х13 Сталь вст3сп5 + 08Х13		Диаметр – 1,0 м Высота – 22,69 м Давление расчетное – 5 кгс/см ² Температура – 375 °С Тип и число тарелок: а) тарелки по ОСТ 26-02-1401-76 в количестве: К-2 – 6 шт. К-3 – 6 шт.
6	Стабилизатор бензина черт. УК 237.00.000ТП	К-4	1	Сталь 09Г2С Углеродистая сталь Сталь 08Х13		Диаметр – 1,2 м Высота – 25,8 м Давление расчетное - 13,5 кг/см ² Температура – 250 °С Тип и число тарелок: а) тарелки по ОСТ 26-02-1401-76 - 40 шт.
7	Абсорбер охлаждения паров от пропарки кокса У-II-54-402 ТП	К-5	1	Сталь вст5+08Х13		Диаметр – 2,4 м Высота – 13,7 м Давление расчетное - 5,5 кг/см ² Температура – 400 °С Тип и число тарелок: а) тарелки каскадные - 6шт
8	Окислительная колонна СМ31.1380.159.0000СБ черт. 56-156-ТП V-II-2190-8 V-II-54-449ТП	К-6/1, К-6/2 К-7	2 1	Сталь углеродистая, низколегированная сталь		Диаметр – 1,2 м Высота – 8,705 м Давление расчетное – 10 кг/см ² Температура – 150 °С Среда: углеводороды, воздух, вода Насадка – титановые кольца «Паля», вес – 500 кг
9	Абсорбер МЭА – очистки газа	К-8	1	Сталь угле-		Диаметр – 1,4 м

1	2	3	4	5	6	7
	черт. УК 238.00.000ТП			родистая Сталь 08X13		Высота – 20,42 м Давление расчетное – 6 кгс/см ² Температура – 50 °С Тип и число тарелок: а) тарелки по ОСТ 26-02-1401-76 - 20 шт.
10	Сборник орошения К-1 черт. УК-II-51-16300ТП Подогреватель: черт. УК-II-51-1355-ТП	Е-1	1	09Г2С Сталь угле- родистая		Диаметр – 3,0 м Длина – 11,85 м Давление расчетное – 6 кгс/см ² Температура – 100 °С Среда – бензин, вода, Н ₂ S в газе Подогреватели наружные: поверхность теплообмена – 9 м ² отстойника – 1,6 м ²
11	Емкость конденсата, тип 1-8, 0-1600-1, ОСТ 26-02-1496-76	Е-2	1	Вст3сп5		Объем – 8 м ³ Диаметр – 1,6 м Длина – 4,3 м Среда: вода, следы бензина, Н ₂ S Температура – 200 °С Давление - 9,6 кгс/см ²
12	Емкость орошения стабилизатора К-4, тип 1-8, 0-1600-1, 6-1-2-1-0, ОСТ 26-02-1496-76, изм.1	Е-3	1	Вст3сп5		Объем – 8 м ³ Диаметр – 1,6 м Длина – 4,31 м Среда: углеводородный газ, головка стабилизации Температура – 100 °С Давление - 16,0 кгс/см ²
13	Емкость для сбора парового конденсата	Е-6	1	Вст3сп5		Объем – 16 м ³ Диаметр – 2,6 м

1	2	3	4	5	6	7
						Высота – 3,4 м Давление - атмосферное Температура – 100 °С Среда: паровой конденсат
14	Емкость для вывода паров при охлаждении водой коксовых камер черт УК 239.00.000 ВО	Е-8/1, Е-8/2	2	Сталь 16ГС Сталь 08Х13		Поверхность теплообменника – 3 м ² Объем - 101,5 м ³ Диаметр – 2,8 м Высота – 24,462 м Давление – атм. Температура – 450 °С Среда: углеводороды C ₁ -C ₄ , вода с содержанием Н ₂ S – 120 мг/л
15	Емкость - каплеотбойник	Е-9	1	Вст3сп5		Объем – 16 м ³ Диаметр – 2,0 м Высота – 6,28 м Температура – 80 °С Давление – 4 кг/см ² Среда: углеводороды, пар, вода
16	Дренажная емкость светлых нефтепродуктов тип ЕП-25-2000-1-1У ОСТ 26-02-556-72 изм.3 (в комплекте насос Н-18)	Е-10	1	Вст3пс4		Объем – 25 м ³ Диаметр – 2,0 м Длина – 8,406 м Давление - 0,7 кгс/см ² Температура – 100 °С Среда: бензин, легкий газойль
17	Дренажная емкость темных нефтепродуктов тип ЕПП-25-2000-1-1У	Е-11	1	Вст3сп4		Поверхность - 4,85 м ² Объем – 25 м ³ Диаметр – 2,0 м

1	2	3	4	5	6	7
	ОСТ 26-02-556-75 изм.3 Подогреватель					Длина – 8,406 м Давление - 0,7 кгс/см ² Температура – 100 °С Среда: тяжелый газойль, гудрон
18	Емкость для сброса с предохранительных клапанов на факел тип 2-26-2000-1,0-1-1-1Т ОСТ 26-02-1496-76 изм.1 черт. У-11-2190-7	Е-13	1	Вст3сп5		Объем – 16 м ³ Диаметр – 2,0 м Высота – 5,84 м Давление - 9,6 кгс/см ² Температура – 200 °С Среда: газ коксования, бензин, Н ₂
19	Резервуар чистой воды типовой проект 704-1 49 черт. У-11-2190-5	Е-14	1	Сборн.		Объем – 100 м ³ Диаметр – 4,73 м Высота – 5,98 м Давление - атм. Температура – 50 °С Среда: вода
20	Газосепаратор топливного газа тип ГС-2,5-160 ОСТ 26-02-2059-79	Е-15	1	09Г2С		Объем – 8 м ³ Диаметр – 1,6 м Высота – 5,275 м Давление – 25 кгс/см ² Температура – 100 °С Среда: топливный газ, конденсат
21	Гаситель пульсации на насосы Н-1, Н-2 черт. У-11-51-1628ТП	Е-21, Е-21Б	3	161С+08Х13 углеродистая сталь 16ГС		Объем - 0,16 м ³ Диаметр – 0,4 м Высота – 2,985 м Давление – 42 кг/см ² Температура – 200 °С Среда: тяжелый газойль

1	2	3	4	5	6	7
22	Емкость нестабильного бензина № 2583-24-0/А	Е-23	1	09Г2С		Объем – 40 м ³ Диаметр – 2,4 м Длина – 9,312 м Давление – 16 кгс/см ² Температура – 150 °С Среда: бензин
23	Ресивер воздуха КИПиА тип 3-80-3000-1,0-1-2-2 ОСТ 26-02-1496-76 изм.1	Е-31	1	16ГС		Объем – 80 м ³ Диаметр – 3,0 м Длина – 12,41 м Давление – 10 кгс/см ² Температура – 100 °С Среда: воздух
24	Отстойник воды от пропарки кокса паром и охлаждения водой черт. У-11-51-162980	Е-32	1	Сталь угле- родистая		Объем – 50 м ³ Диаметр – 2,4 м Длина – 11,3 м Температура – 100 °С среда: сода, нефтепродукты тяжёлые, газ С ₁ -С ₄
25	Гидрозатвор черт. У-11-51-1572ТП изм.1	Е-33	1	Вст3сп3		Объем - 0,2 м ³ Диаметр – 0,5 м Длина – 1,2 м Давление – атмосферное Температура – 150 °С
26	Емкость сбора конденсата от пропарки и охлаждения кокса тип 1-100-3000-0,6-1-2-2-0 ОСТ 26-02-1496-76 изм.1 В комплекте с подогревателем: 5-3000-14,4-1 ОСТ 26-02-1192-75	Е-36	1	16ГС		Поверхность теплообмена - 14,4 м ² Объем – 100 м ³ Диаметр – 3,0 м Длина – 14,62 м Давление – 6 кгс/см ² Температура – 100 °С

1	2	3	4	5	6	7
	изм.1					Среда: вода
27	Газосепаратор ГС 2-16-1600-1-Т ОСТ 26-02-2059-79	Е-37	1	09Г2С		Объем – 8 м ³ Диаметр – 1,6 м Длина – 5,08 м Давление – 16 кгс/см ² Температура – 100 °С Среда: пары бензина, Н ₂ S
28	Газосепаратор	Е-37А	1	09Г2С		Объем – 40 м ³ Диаметр – 2,4 м Длина – 9,312 м Давление – 16 кгс/см ² Температура – 150 °С Среда: углеводородный газ, пары бензина, Н ₂ S
29	Емкость сульфидсодержащих стоков. черт. У-2-III-10	Е-38	1	09Г2С		Объем – 20 м ³ Диаметр – 2,0 м Длина – 6,595 м Давление – 5,3 кгс/см ² Температура - 300 °С Среда: сульфидсодержащие стоки
30	Емкость пенообразователя ин- декс 04.26.03. Каталог «Емкост- ные стальные сварные аппараты» ЦИНТИХм нефтемаш, 1976г.	Е-39, Е-39А	2	вст3сп5		Объем – 10 м ³ Диаметр – 2,0 м Длина – 3,95 м Давление – атмосферное Температура – 100 °С Среда: раствор пенообразователя
31	Емкость насыщенного раствора моноэтаноламина тип 1-4, 0-1200-1, 0-1-2-1-ОТ ОСТ 26-02-196-76 изм.1	Е-40	1	Вст3сп5		Объем – 4 м ³ Диаметр – 1,2 м Длина – 3,7 м Давление – 10 кгс/см ²

1	2	3	4	5	6	7
	В комплекте поставляется подогреватель 5-1200-1,5 ОСТ26-02-1192-75 изм.1					Температура – 200 °С Среда: раствор моноэтаноламина, H ₂ S Поверхность теплообмена - 1,5 м ²
32	Емкость отделения раствора моноэтаноламина тип 1-100-3000-0,6-1-20Т ОСТ 26-02-1496-76 изм.1 черт. У-П-2190-2	Е-43	1	09Г2С		Объем – 100 м ³ Диаметр – 3,0 м Длина – 14,62 м Давление – 6 кгс/см ² Температура – 100 °С Среда: углеводородный газ C ₁ -C ₅ , H ₂ S
33	Емкость для антифриза 1-8; 0-1600-1, 0-2-1-0 СТ 26-02-1496-76 изм.1	Е-46	1	Вст3сп5		Объем – 8 м ³ Диаметр – 1,6 м Длина – 4,3 м Давление – 10 кгс/см ² Температура – 100 °С Среда: вода
34	Емкость для воды автономной системы теплообеспечения УЗК черт. У-П-51-1632ТП	Е-49	1	09Г2С		Объем – 40 м ³ Диаметр – 2,4 м Длина – 8,0 м Давление – 17 атм Температура – 100 °С Среда: вода
35	Кипятильник стабилизатора тип 800-ИП1-40 25-М4-В гр.Б ГОСТ 14248-79	Т-3	1	Материальное оформление М-4		Поверхность – 38 м ² Среда в тр.пространстве: тяжелый газойль Давление – 26 кгс/см ² Температура – 350 °С Среда в м/тр. пространстве: стабильный бензин Давление - 22,5 кгс/см ² Температура – 250 °С

1	2	3	4	5	6	7
36	Теплообменник нестабильный бензин - стабильный бензин тип <u>426ТП-25-М1-С</u> 25-6К-2 гр.Б ГОСТ 14246-79	Т-4	1	Материаль- ное оформле- ние М-4		Поверхность – 38 м ² Трубки - 25х2х6000 мм Среда в тр. пространстве: тяжелый газойль Давление - 19,2 кгс/см ² Температура – 300 °С Среда в м/тр. пространстве: нестабильный бензин Давление - 20,8 кгс/см ² Температура – 200 °С
37	Теплообменник «нестабильный бензин ПЦО от Т-1А/1» тип <u>426ТП-25-М1</u> 25Г6К2 ГОСТ 1424Б-79	Т-4А	1	Материаль- ное оформле- ние М-4		Поверхность - 40,7 м ² Трубки - 25-2,5х4000 мм Среда в тр. пространстве: легкий газойль Давление - 19 кгс/см ² Температура – 240 °С Среда в м/тр. пространстве: нестабильный бензин Давление - 20,8 кгс/см ² Температура – 240 °С
38	Подогреватель топливного газа тип <u>600ТУ-25-М1-С</u> 20-6-Ж-2гр.1 ГОСТ 26-291-87	Т-5	1	Материаль- ное оформле- ние М-4		Поверхность – 117 м ² Среда в тр. пространстве: водяной пар Давление – 19 кгс/см ² Температура – 300 °С Среда в м/тр. пространстве: топливный газ Давление - 2,5 кгс/см ² Температура – 100 °С
39	Холодильник для антифриза тип <u>600ТП-25-М-1</u> 25-Г6-К-4 ГОСТ 121007-76	Т-11	1	Материаль- ное оформле- ние М-1		Поверхность – 86 м ² Трубки - 25х2х6000 мм Среда в тр. пространстве: вода Давление – 25 кгс/см ² Температура – 300 °С Среда в м/тр. пространстве: вода

1	2	3	4	5	6	7
						Давление – 25 кгс/см ² Температура – 300 °С
40	Подогреватель сульфидсодержащего конденсата тип <u>600 ТП-25-М12-С</u> 20-6-К-4ГР1	Т-23	1	Материал Корпус: Сталь – 16ГС Трубный пучок: Сталь 12Х8		Поверхность – 84 м ² Трубки 25х2,5х6000 мм Среда в тр. пространстве: пар Давление – 12 кг/см ² Температура – 300 °С Среда в м/тр. пространстве: вода Давление - 4,5 кг/см ² Температура – 95 °С
41	Подогреватель парового конденсата тип <u>600ТП-25М1-С</u> 20-6-Ж-2гр1 ГОСТ 26-291-87	Т-24	1	Материальное оформление М-1		Поверхность – 117 м ² Среда в тр. пространстве: водяной пар Давление – 19 кг/см ² Температура – 300 °С Среда в м/тр. пространстве: вода Давление – 2,5 кг/см ² Температура – 100 °С
42	Подогреватель воды в реактора тип <u>600ХНГ-6-16-М1-6</u> 25-3-4 гр.Б	Т-25	1	Материальное оформление М-1		Поверхность – 38х2 м ² Трубки – 25х2 Среда в тр. пространстве: вода Давление – 10 кгс/см ² Температура – 300 °С Среда в м/тр. пространстве: углеводородный газ, конденсат Давление – 40 кгс/см ² Температура – 300 °С
43	Концевой холодильник паров	Х-1	2	Материаль-		Поверхность - 173х2 м ²

1	2	3	4	5	6	7
	колонны К-1 тип <u>800ХП-1-М3-0</u> 25К6Т-4 гр.Б ГОСТ 14244-79			ное оформле- ние М-3		Трубки - 25х2х6000 мм Среда в тр. пространстве: вода Давление – 6 кгс/см ² Температура – 60 °С Среда в м/тр. пространстве: газ, нестабильный бензин, вода Давление – 3,5 кгс/см ² Температура – 200 °С
44	Холодильник стабильного бен- зина тип <u>АВГ-9-Ж-25-Б1-В3</u> 4-4-4 ОСТ 26-02-1522-77	Х-2	1	Материаль- ное оформле- ние Б-1		Поверхность – 875 м ² Среда: стабильный бензин Давление – 19 кгс/см ² Температура – 250 °С
45	Доохладитель стабильного бен- зина тип <u>426ХП-40-М1</u> 25-6К-2 гр.Б	Х-3	1	Материаль- ное оформле- ние М-1		Поверхность – 38х2 м ² Трубки 25х2,5х6000 мм Среда в тр. пространстве: вода Давление - 6,0 кг/см ² Температура – 40 °С Среда в м/тр. пространстве: стабильный бензин Давление – 10 кг/см ² Температура – 160 °С
46	Холодильник легкого газойля тип <u>АВГ-9-Ж-16-Б1-В3</u> 6-6-8 ОСТ 26-02-152-77 В комплекте электродвигатель тип ВАСО2-30-14У	Х-4	1	Материаль- ное оформле- ние Б-1		Поверхность – 2640 м ² Среда: легкий газойль Давление - 12,5 кгс/см ² Температура – 200 °С Мощность – 30 кВт n - 422,2 об/мин Исполнение: ВЗГ

1	2	3	4	5	6	7
47	Холодильник паров из коксовых камер тип КОМБИ RWQ комбинированный теплообменник изготовлен в ГДР г. Магдебург В комплекте электродвигатель тип ВАСО2-30-14У	Х-7	1	Корпус Сталь 13 CrMo 4.4 Грубый пучок Сталь Cr8, N1, Ti 18.10 R22		Поверхность - 2х286 м ² Трубки - 25х2х6000 мм Среда в тр. пространстве: вода Давление – 10 кгс/см ² Температура – 60 °С Среда в м/тр. пространстве: газ, бензин, газойль, вода. Давление -10 кгс/см ² Температура -300 °С Мощность – 30 кВт n - 422,2 об/мин Исполнение: ВЗГ
48	Холодильник циркуляционного орошения тип АВГ-9-Ж-16-Б1-ВЗ 6-6-8 ОСТ 26-02-1522-77 В комплекте электродвигатель тип ВАСО2-30-14У	Х-8	1	Материальное оформление Б-1		Поверхность – 2640 м ² Среда: газойль коксования Давление - 11,5 кгс/см ² Температура – 300 °С Мощность – 30 кВт n - 422,2 об/мин Исполнение: ВЗГ
49	Холодильник для охлаждения газойля (погружной) черт. У-11-59-885-ООТП изм.1	Х-9	1	Сборный		Поверхность – 560 м ² Среда в трубном пространстве: тяжелый газойль Давление – 40 кгс/см ² Температура – 400 °С Среда в м/тр. пространстве: вода Давление - налив Температура – 50 °С
50	Холодильник Х-17 концевой тип <u>325Т-25-М1С</u> 25-3-К-2	Х-17	-	Сборка		Поверхность – 9 м ² трубки 25х2х2000 мм Среда в тр. пространстве: вода оборотная

1	2	3	4	5	6	7
						Давление – 6,0 кг/см ² Температура – 280 °С Среда в м/тр. пространстве: вода, после блока ОССС Давление – 7,5 кг/см ² Температура – 100 °С
51	Холодильник для охлаждения жирного газа коксования	X-18	1	Сборный		Поверхность – 640 м ² Среда в тр. пространстве: вода Давление – 10 кгс/см ² Температура – 100 °С Среда в м/тр. пространстве: жирный газ коксования Давление – 16 кгс/см ² Температура – 100 °С
52	Холодильник для химочищенной воды тип <u>426 ХП-40-М1</u> <u>25-6К-2 гр.А</u>	X-19	1	Материаль- ное оформле- ние М-1		Поверхность - 38,6 м ² Трубки - 25х2х6000 мм Среда в тр. пространстве: вода Давление - 6,0 кг/см ² Температура – 40 °С Среда в м/тр. пространстве: химочищенная вода Давление – 8 кг/см ² Температура – 80 °С
53	Насос подачи сырья в печь П-2 ПД2-125/32НГ НК-200/370В-2АСОТ	Н-1, Н-2	2	Сборный		Производительность - 50 м ³ /ч Давление – 32 кгс/см ² Производительность – 90 м ³ /ч Диф. напор - 342 м.ст.ж. Мощность – 132 кВт n – 3000 об/мин Исполнение: ВЗГ
	Электродвигатель ВАО 315-5-2У2-5	Н-1А, Н-2А	2	Сборный		
54	Насос подачи сырья в печь П-1/1,	Н-3,	1	Сборный		Производительность – 346 м ³ /ч, Напор - 152 м.ст.ж.

1	2	3	4	5	6	7
	П-1/2. НК-560/300 ДГ-2А НК-560/300В-1м-ДНГ НКВ-360/320-Г Электродвигатель ВАО2-450L В-242	Н-3Б, Н-3А	1 1	Сборный Сборный		Производительность – 560 м ³ /ч, Напор - 300 м.ст.ж. Производительность – 360 м ³ /ч, Напор - 320 м.ст.ж. Мощность – 400 кВт n - 2950 об/мин Исполнение: ВЗГ
55	Насос подачи сырья в печь П-1/1, П-1/2 Марка U SAC-5ST SUPLIER ABB-MEDS 355 LA2	Н-3В	1	Сборный		Производительность – 170 м ³ /ч, Напор - 286 м.ст.ж. Мощность – 200 кВт n - 2980 об/мин. Исполнение: ВЗГ
56	Насос откачки легкого газойля из К-2 НК65/35-125-2BCOT Электродвигатель ВАО71-2	Н-4, Н-4А	2	Сборный		Производительность – 32 м ³ /ч Диф. напор - 92 м.ст.ж. Мощность - 22 кВт n – 3000 об/мин Исполнение: ВЗГ
57	Насос откачки тяжелого газойля из К-3 марка НК65/35-125- 2BCDT Электродвигатель ВАО 71-2	Н-5, Н-5А	2	Сборный		Производительность - 31,5 м ³ /ч Диф. напор – 109 м.ст.ж. Мощность – 22 кВт n – 3000 об/мин Исполнение: ВЗГ
58	Насос подачи циркуляционного орошения в К-1 марка НК200/120-70-16 COT Электродвигатель ВАО 82-2	Н-7, Н-7А	2	Сборный		Производительность – 168 м ³ /ч Диф. напор – 77 м.ст.ж. Мощность – 55 кВт n – 3000 об/мин Исполнение: ВЗГ
59	Насос подачи нестабильного бензина на орошение в К-1 и за-	Н-9, Н-9А	2	Сборный		Производительность – 84 м ³ /ч Диф. напор 230 м.ст.ж.

1	2	3	4	5	6	7
	грузку К-4 Марка НК 200/120-210-2аСДК. Электродвигатель В 250М-2У2-5					Мощность – 90 кВт n - 3000 об/мин Исполнение: ВЗТЧ-В
60	Насос подачи турбулизатора в линию вторичного сырья и циркулирующего газойля Марка НПС 65/35-500-СО80 Электродвигатель В 250М-2У2-5	Н-10, Н-10А	2	Сборный		Производительность – 15 м3/ч Диф. напор - 420 м.ст.ж. Мощность - 90 кВт n – 3000 об/мин Исполнение ВЗТЧ-В
61	Насос подачи орошения в К-4 Марка НК 65/35-125-2аСДК Электродвигатель ВАО 62-2	Н-11, Н-11А	2	Сборный		Производительность - 13,2 м3/ч Диф. напор - 130 м.ст.ж. Мощность - 17 кВт n - 3000 об/мин Исполнение: ВЗГ
62	Насос повысительный (на охл-е кокса), марка К-90/85 (4К-6У) Электродвигатель АО 2-82-2	Н-14, Н-14А	2	Сборный		Производительность - 90 м3/ч Диф. напор - 85 м.ст.ж. Мощность - 55 кВт n - 3000 об/мин Исполнение: обдуваемое
63	Насос опрессовки печей и прокачки приборов КИПиА марка ЭНА-ПТ1-4/100 (2Д4)АВ ГОСТ 19028-73 Электродвигатель ВАО 71-6У2	Н-15, Н-15А	2	Сборный		Производительность - 4 м3/ч Давление нагнетания - 95 кгс/см ² Мощность - 17 кВт n - 1000 об/мин Исполнение: ВЗГ
64	Насос откачки емкости Е-10 (в комплекте с емкостью) марки АХП 45/31-А-1-П. Вариант ис-	Н-18	1	Сборный		Производительность - 30 м3/ч Напор - 38 м.ст.ж. Мощность - 13 кВт

1	2	3	4	5	6	7
	полнения 1У Электродвигатель ВАО 61-4					n - 1460 об/мин Исполнение: ВЗГ
65	Насос откачки емкости Е-11 (в комплекте с емкостью) марки АХП 45/31-А-1-П. Вариант исполнения 1У Электродвигатель ВАО-61-4	Н-19	1	Сборный		Производительность - 30 м3/ч Напор - 47 м.ст.ж. Мощность - 13 кВт n - 1460 об/мин Исполнение: ВЗГ
66	Насос подачи воды для гидро-резки кокса, марка ПЭ 270-150-3 Электродвигатель 4АЗМ-2000/6000-УХЛ-4	Н-20, Н-20А	2	Сборный		Производительность - 180 м3/ч Диф. напор - 1800 м.ст.ж. Мощность - 2000 кВт n - 2980 об/мин
67	Насос антифриза марка НК 65/35-70-1ВСОП Электродвигатель ВАО 62-2	Н-29, Н-29А	2	Сборный		Производительность - 41 м3/ч Диф. напор - 60 м.ст.ж. Мощность - 17 кВт n - 3000 об/мин Исполнение ВЗГ
68	Маслозаправочная станция в комплекте: насос марки НШ10 СТУ 36-364-67 Электродвигатель ВАО 32-6	СМ-250 Н-32, Н-32А	2 2	Сборный		Объем – 250 дм ³ Давление - 60 кгс/см ² Мощность - 2,2 кВт n - 950 об/мин Исполнение: ВЗГ
69	Насос откачки Е-32 Насос марки НК-65/35-70 Электродвигатель ВАО 52-2	Н-35А	1	Сборный		Производительность - 18 м3/час Диф. напор - 45 м.ст.ж. Мощность - 23 кВт n - 3000 об/мин Исполнение: ВЗГ
70	Насос откачки н/п из Е-32 марки НК 65/125ГС-2МОП	Н-35	1	Сборный		Производительность - 37 м3/ч Напор - 157 м.ст.ж.

1	2	3	4	5	6	7
	Электродвигатель ВАО 52-2					Мощность - 30 кВт n - 2950 об/мин
71	Насос откачки технологического конденсата из Е-32 в узел окисления марка НК 65/35-70-2ГССО Электродвигатель ВАО-51-2	Н-40, Н-40А	2	Сборный		Производительность - 22 м ³ /ч Диф. напор - 45 м.ст.ж. Мощность - 10 кВт n - 3000 об/мин Исполнение: ВЗГ
72	Насос подачи абсорбента в К-5 и откачка уловленного нефтепродукта в К-1 марка НК 65/35-125-2аСОТ Электродвигатель ВАО-72-2	Н-41, Н-41А	2	Сборный		Производительность – 22,3 м ³ /ч Диф. напор - 130 м.ст.ж. Мощность - 30 кВт n - 3000 об/мин Исполнение: ВЗГ
73	Насос для откачки газового конденсата Марка НК 12/40 – 1А Электродвигатель ВАО 52- 2У2 13/3000	Н-42, Н-42А	2	Сборный		Производительность - 15 м ³ /ч Диф. напор - 41 м.ст.ж. Мощность – 5,5 кВт n – 2840 об/мин
74	Насос подачи конденсата от пропарки и охлаждения кокса в К-6 марка ХОЕ 8/60К-2Г	Н-44, Н-44А	2	Сборный		Производительность - 5,5 м ³ /ч Диф. напор - 63 м.ст.ж.
75	Электродвигатель ВАО 52-2					Мощность - 13 кВт n - 2900 об/мин Исполнение: ВЗГ
76	Насос откачки парового конденсата марка 65/35-70-1а СОНТ Электродвигатель ВАО-72-2	Н-45, Н-45А	2	Сборный		Производительность – 55 м ³ /ч Диф. напор - 82 м.ст.ж. Мощность – 30 кВт n – 3000 об/мин

1	2	3	4	5	6	7
						Исполнение: ВЗГ
77	Насос откачки насыщенного раствора МЭА из Е-40 марка НК 65/35-70-1аСОНТ Электродвигатель ВАО 72-2	Н-46, Н-46А	2	Сборный		Производительность - 45,1 м ³ /ч Диф. напор - 82 м.ст.ж. Мощность - 30 кВт n - 3000 об/мин Исполнение: ВЗГ
78	Насос откачки конденсата из газосепараторов Е-37, Е-13 марка НК 12/40-а СДНТ Электродвигатель В100L2	Н-47, Н-47А	2	Сборный		Производительность – 8 м ³ /ч Диф. напор - 40 м.ст.ж. Мощность - 5,5 кВт n - 3000 об/мин Исполнение: ВЗГЧ-В
79	Насос перекачки воды на пено-тушение марка НК 200/120-70-16ССО Электродвигатель ВАО 82-2	Н-51, Н-51А	2	Сборный		Производительность – 194 м ³ /ч Диф. напор - 61 м.ст.ж. Мощность - 55 кВт n – 3000 об/мин Исполнение: обдуваемое закрытое
80	Насос для подачи пенообразователя марка ВКС 4/24 Электродвигатель 4А132М4	Н-52, Н-52А	2	Сборный		Производительность – 16 м ³ /ч Диф. напор - 35 м.ст.ж. Мощность - 11 кВт n – 1500 об/мин Исполнение: ВЗГ
81	Насос для подачи нестабильного гидроочищенного бензина на стабилизацию. Марка НGUIR-5016140В-601	Н-53, Н-53А	2	Сборный		Производительность - 10 м ³ /ч Диф. напор - 203 м.ст.ж.

1	2	3	4	5	6	7
82	Насос для перекачки воды марка Д320-50 (6НДВ) Электродвигатель ВАО 82-4	Н-1/I, Н-1/II	2	Сборка		Производительность – 36 м ³ /ч Напор - 50 м.ст.ж. Мощность - 55 кВт n – 1450 об/мин
83	Насос для перекачки воды марка 1Д315-50а-УХЛ4 Электродвигатель марка 4АМУ225М242	Н-1/III, Н-1/IV	2	Сборка		Производительность – 30 м ³ /ч Напор - 42 м.ст.ж. Мощность – 55 кВт n – 1490 об/мин
84	Фильтр для отделения коксовой мелочи тип ФС-2-300-16-2Т-1	Ф-1	3	Вст3пс5		Диаметр – 0,63х0,01 м Высота – 1,715 м Давление – 6 кг/см ² Среда: водяной пар, бензин, газойль коксования
85	Эжектор	Н-15В	1			Производительность - 45,1 м ³ /ч Диф. напор - 82 м.ст.ж.
Буровое оборудование						
86	Кранблоки		8	Сборка		
87	Штанга бурильная квадратная		4	Сборка		
88	Рампа коксоприемная для выгруз- ки кокса из камеры		4	Сталь угле- родистая		У-II-2088-8,9
89	Ротор Р360 Ш14М с приводом (мотор-вариатор-редуктор МВР-1- 20Ц-В) Для вращения штанги с гидроре- заком при бурении		4	Сборка		Мощность привода – 7,5кВт Передаточное число – 3,3

1	2	3	4	5	6	7
90	Лебедка с приводом и электрогидравлическим тормозом ТКГ-300 Тип лебедки ТЛ-7А-1 Тип электродвигателя 4А200 8/4У3 Предназначена для вертикального перемещения штанги		4	Сборка		Мощность эл/двигателя – 28 кВт Грузоподъемность лебедки – 5 тс
91	Вертлюг тип ШВ14-170 Предназначен для гидровыгрузки из камер		5	Сборка		
92	Гидрорезак тип ГРУ-3Р-170 Предназначен для гидровыгрузки кокса из камер		4	Сборка		Р - 170 кгс/см ²
93	Кран мостовой электрический грейферный тип Г-10-75 Предназначен для отгрузки кокса с приреакторной площадки на склад		4	Сборка		Г/п – 10 тс Vковша – 3 м ³

12.2 Краткая характеристика регулирующих клапанов.

Таблица 12.2

№ п/п	Номер позиции по схеме	Место установки клапана	Назначение клапана	Тип установочного клапана	Обоснование выбора клапана
1	2	3	4	5	6
1	117	Трубопровод подачи легкого газойля из колонны К-1 в колонну К-2	Регулирование температуры вывода легкого газойля из колонны К-1	ВЗ	При падении давления воздуха КИПиА клапан открывается, чтобы исключить перелив глухой тарелки и падение легкого газойля в нижнюю часть колонны К-1

1	2	3	4	5	6
2	118	Трубопровод подачи гудрона в колонну К-1	Регулирование температуры низа колонны К-1	ВО	При падении давления воздуха КИПиА клапан закрывается для прекращения подачи гудрона в низ колонны К-1
3	126	Байпас тяжелого газойля кипятильника Т-3	Регулирование температуры ввода паров из кипятильника Т-3 в стабилизационную колонну К-4	ВЗ	При падении давления воздуха КИПиА клапан открывается, чтобы избежать превышения температуры низа в стабилизационной колонне К-4
4	127	Байпас ПЦО теплообменника Т-4А	Регулирование температуры ввода бензина из теплообменника Т-4А в стабилизационную колонну К-4	ВЗ	При падении давления воздуха КИПиА клапан открывается, чтобы избежать превышения температуры в стабилизационной колонне К-4
5	128	Трубопровод подачи водяного пара в подогреватель Т-5	Регулирование температуры топливного газа из подогревателя Т-5	ВЗ	При падении давления воздуха КИПиА клапан открывается, во избежание размораживания трубопроводов в зимнее время и исключить попадания углеводородного конденсата на форсунки печей
6	191	Трубопровод подачи воды в коксовые камеры Р-1, Р-2, Р-3, Р-4	Регулирование температуры воды на охлаждение коксовых камер Р-1, Р-2, Р-3, Р-4	ВЗ	При падении давления воздуха КИПиА клапан открывается, во избежание перепада температуры в коксовых камерах
7	195	Трубопровод подачи водяного пара в подогреватель Т-23	Регулирование температуры конденсата из подогревателя Т-23 в колонну К-6/1	ВО	При падении давления воздуха КИПиА клапан закрывается, чтобы избежать вскипания конденсата в подогревателе Т-23
8	199	Трубопровод прогрева коксовых камер Р-1, Р-2, Р-3, Р-4	Дистанционное управление процессом прогрева коксовых камер Р-1, Р-2, Р-3, Р-4	ВЗ	При падении давления воздуха КИПиА клапан открывается, чтобы исключить превышения давления в коксовых камерах и обеспечить разогрев коксовой камеры
9	221 222	Трубопровод воздуха КИПиА в операторной	Регулирование давления воздуха КИПиА	ВЗ	При падении давления воздуха КИПиА клапан открывается, чтобы обеспечить работоспособность приборов КИПиА

1	2	3	4	5	6
10	243	Трубопровод подачи газа стабилизации из емкости разделения Е-3 в емкость Е-1	Регулирование давления в стабилизационной колонне К-4	ВЗ	При падении давления воздуха КИПиА клапан открывается, чтобы избежать превышения давления в стабилизационной колонне К-4
11	246-1	Трубопровод топливного газа после сепаратора Е-15	Регулирование давления топливного газа в сепараторе Е-15 со сбросом на УПНК	ВО	При падении давления воздуха КИПиА клапан закрывается, чтобы поддерживать давление в сепараторе Е-15
12	2110	Трубопровод топливного газа к печам П-1/1, П-1/2 и П-2	Регулирование давления топливного газа к печам	ВО	При падении давления воздуха КИПиА клапан закрывается, чтобы прекратить подачу топливного газа к печам П-1/1, П-1/2; П-2
13	2230	Трубопровод подачи водяного пара и легких углеводородов из абсорбера К-5 в холодильник Х-7	Регулирование давления в абсорбере К-5	ВЗ	При падении давления воздуха КИПиА клапан открывается, чтобы избежать превышения давления в абсорбере К-5
14	2301	Трубопровод подачи газа из абсорбера К-8 в емкость Е-43	Регулирование давления в абсорбере К-8	ВЗ	При падении давления воздуха КИПиА клапан открывается, чтобы избежать превышения давления в абсорбере К-8
15	2303	Трубопровод сброса жирного газа из емкости Е-1 на факел	Регулирование давления жирного газа в емкости Е-1	ВЗ	При падении давления воздуха КИПиА клапан открывается, чтобы избежать превышения давления в емкости Е-1
16	2315	Трубопровод сброса газа из емкости Е-43 в емкость Е-13	Регулирование давления углеводородного газа в емкости Е-43	ВЗ	При падении давления воздуха КИПиА клапан открывается, во избежание превышения давления в Е-43
17	2380	Трубопровод топливного газа из топливной сети завода на УПНК	Регулирование давления топливного газа на УПНК	ВЗ	При падении давления воздуха КИПиА клапан открывается, чтобы обеспечить подачу топливного газа на УПНК
18	312	Трубопровод воды после емкости Е-1	Регулирование уровня раздела фаз в	ВЗ	При падении давления воздуха КИПиА клапан откры-

1	2	3	4	5	6
			емкости Е-1		вается, чтобы избежать переполнения емкости Е-1
19	313	Трубопровод воды в емкость Е-2	Регулирование уровня воды в емкости Е-2	ВО	При падении давления воздуха КИПиА клапан закрывается, чтобы избежать переполнения емкости Е-2
20	317	Трубопровод вывода бензина с установки	Регулирование уровня бензина в кипятильнике Т-3	ВО	При падении давления воздуха КИПиА клапан закрывается, чтобы избежать попадания паров газа из колонны К-4 в кипятильник Т-3 и с установки
21	350	Трубопровод подачи тяжелого газойля из колонны К-1 в отпарную колонну К-3	Регулирование уровня тяжелого газойля в нижнем аккумуляторе К-1	ВЗ	При падении давления воздуха КИПиА клапан открывается, чтобы избежать перелив глухой тарелки и падение тяжелого газойля в нижнюю часть колонны
22	356	Трубопровод воды из отстойника Е-32 в емкость Е-36	Регулирование уровня раздела фаз в отстойнике Е-32	ВО	При падении давления воздуха КИПиА клапан закрывается, чтобы избежать попадания нефтепродукта в емкость Е-36
23	376	Трубопровод сброса углеводородного конденсата топливного газа из сепаратора Е-15 в емкость Е-13	Регулирование уровня углеводородного конденсата топливного газа в сепараторе Е-15	ВЗ	При падении давления воздуха КИПиА клапан открывается, для исключения переполнения сепаратора Е-15 и попадание конденсата к форсункам печей
24	384	Трубопровод воды из Е-49 с установки	Регулирование уровня воды в Е-49	ВЗ	При падении давления воздуха КИПиА клапан открывается для исключения переполнения емкости Е-49
25	391/1	Трубопровод подачи раствора МЭА из емкости Е-43 в абсорбер К-8	Регулирование уровня раствора МЭА в емкости Е-43	ВЗ	При падении давления воздуха КИПиА клапан открывается, чтобы избежать переполнения емкости Е-43
26	3000 3001	Трубопровод подачи первичного сырья в печь П-2	Регулирование расхода первичного сырья в печь П-2 по потокам	ВЗ	При падении давления воздуха КИПиА клапан открывается, чтобы избежать прекращения потока первичного сырья в П-2
27	3002	Трубопровод подачи вторичного сы-	Регулирование расхода вторичного	ВЗ	При падении давления воздуха КИПиА клапан откры-

1	2	3	4	5	6
	3003	рья в печь П-1/1	сырья в печь П-1/1		вается, чтобы избежать прекращения потока вторичного сырья в печь П-1/1
28	3006 3007	Трубопровод подачи вторичного сырья в печь П-1/2	Регулирование расхода вторичного сырья в печь П-1/2	ВЗ	При падении давления воздуха КИПиА клапан открывается, чтобы избежать прекращения потока вторичного сырья в печь П-1/2
29	3009 3010 3011 3012	Трубопровод подачи турбулизатора после насоса Н-10 (Н-10А)	Регулирование расхода турбулизатора в потоки вторичного сырья	ВЗ	При падении давления воздуха КИПиА клапан открывается, чтобы избежать прекращения подачи турбулизатора в потоки вторичного сырья
30	3015	Трубопровод подачи перегретого водяного пара в отпарную колонну К-2	Регулирование расхода перегретого водяного пара в отпарную колонну К-2	ВЗ	При падении давления воздуха КИПиА клапан открывается, чтобы избежать прекращения потока пара в отпарную колонну К-2
31	3016	Трубопровод подачи перегретого водяного пара в отпарную колонну К-3	Регулирование расхода перегретого водяного пара в отпарную колонну К-3	ВЗ	При падении давления воздуха КИПиА клапан открывается, чтобы избежать прекращения потока пара в К-3
32	3017	Трубопровод подачи ПЦО от теплообменника Т-4А в холодильник Х-8	Регулирование расхода ПЦО в колонну К-1 с коррекцией по температуре на 9-ой тарелке колонны К-1	ВЗ	При падении давления воздуха КИПиА клапан открывается, чтобы избежать повышения температуры в колонне К-1
33	3018	Трубопровод подачи бензина на орошение колонны К-1	Регулирование расхода бензина в колонну К-1 с коррекцией по температуре верха	ВЗ	При падении давления воздуха КИПиА клапан открывается, чтобы избежать повышения температуры вверху К-1
34	3024, 3024-1, 3024-2	Трубопровод подачи воды на охлаждение реакторов Р-1, Р-2, Р-3, Р-4	Регулирование расхода воды на охлаждение реакторов Р-1, Р-2, Р-3, Р-4	ВО	При падении давления воздуха КИПиА клапана закрываются, чтобы обеспечить охлаждение реакторов в соответствии с графиком: избежать резкого охлаждения реакторов

1	2	3	4	5	6
35	3026	Трубопровод подачи бензина от насоса Н-9 (Н-9А) в теплообменник Т-4	Регулирование расхода бензина из емкости Е-1 с коррекцией по уровню бензина в емкости Е-1	ВЗ	При падении давления воздуха КИПиА клапан открывается, чтобы избежать переполнения емкости Е-1
36	3027-1	Трубопровод вывода легкого газойля с установки	Регулирование расхода легкого газойля с установки с коррекцией по уровню легкого газойля в отпарной колонне К-2	ВО	При падении давления воздуха КИПиА клапан закрывается, чтобы избежать попадание паров из К-2 в парки
37	3028	Трубопровод вывода тяжелого газойля с установки	Регулирование расхода тяжелого газойля с установки, с коррекцией по уровню тяжелого газойля в отпарной колонне К-3	ВЗ	При падении давления воздуха КИПиА клапан открывается, чтобы исключить прекращение подачи тяжелого газойля в кипятильник блока стабилизации бензина, а также переполнения отпарной колонны К-3
38	3032	Трубопровод подачи орошения в стабилизационную колонну К-4	Регулирование расхода орошения в стабилизационную колонну К-4	ВЗ	При падении давления воздуха КИПиА клапан открывается, чтобы избежать повышения температуры верха в стабилизационной колонне К-4
39	3035-1 3035-3	Трубопровод подачи топливного газа к форсункам печей П-1/1, П-1/2	Регулирование расхода топливного газа к печи П-1/1, П-1/2 с коррекцией по температуре вторичного сырья на выходе из печей	ВО	При падении давления воздуха КИПиА клапан закрывается, чтобы прекратить подачу топливного газа к форсункам печей
40	3035-2	Трубопровод подачи топливного газа к форсункам печи П-2	Регулирование расхода топливного газа к печи П-2 с коррекцией по температуре первичного сырья на выходе из печи	ВО	При падении давления воздуха КИПиА клапан закрывается, чтобы прекратить подачу топливного газа форсункам печи П-2
41	3055	Трубопровод подачи технологического конденсата в колонну К-6/1	Регулирование расхода воды в колонну К-6/1 с коррекцией по уровню в емкости Е-36	ВЗ	При падении давления воздуха КИПиА клапан открывается, чтобы исключить перелив емкости Е-36
42	3039	Трубопровод подачи ХОВ в емкость	Регулирование расхода ХОВ с кор-	ВЗ	При падении давления воздуха КИПиА клапан открыв-

1	2	3	4	5	6
		E-2	рекцией по уровню в емкости E-2		вается, чтобы предотвратить коксование сырья в змеевиках печей П-1/1, П-1/2
43	3052	Трубопровод подачи технологического воздуха в колонны К-6/1, К-6/2, К-7	Регулирование расхода воздуха в колонны К-6/1, К-6/2, К-7	ВЗ	При падении давления воздуха КИПиА клапан открывается, чтобы обеспечить окисление сульфидов в технологическом конденсате
44	3058	Трубопровод подачи регенерированного раствора моноэтаноламина на установку	Регулирование расхода регенерированного раствора моноэтаноламина на установку	ВЗ	При падении давления воздуха КИПиА клапан открывается, чтобы обеспечить подачу регенерированного раствора МЭА
45	3059	Трубопровод насыщенного раствора моноэтаноламина с установки	Регулирование уровня раствора моноэтаноламина в абсорбере К-8	ВЗ	При падении давления воздуха КИПиА клапан открывается, чтобы исключить переполнение абсорбера К-8
46	3071	Трубопровод пенообразователя с выкида Н-52, Н-52А	Регулирование расхода пенообразователя для пенотушения	ВЗ	При падении давления воздуха КИПиА клапан открывается, чтобы обеспечить подачу пенообразователя на прием пожарных насосов
47	3083	Трубопровод подачи тяжелого газойля в колонну К-1 из абсорбера К-5	Регулирование расхода тяжелого газойля в К-1	ВЗ	При падении давления воздуха КИПиА клапан открывается, чтобы исключить повышение температуры в колонне К-1
48	3090	Трубопровод подачи тяжелого газойля в парк 26/16	Регулирование расхода тяжелого газойля	ВЗ	При падении давления воздуха КИПиА клапан открывается, чтобы исключить прекращение подачи тяжелого газойля в кипятильник блока стабилизации бензина, а также переполнения отпарной колонны К-3
49	3092	Трубопровод подачи нестабильного бензина из емкости E-23 в стабилизационную колонну К-4	Регулирование расхода нестабильного бензина	ВО	При падении давления воздуха КИПиА клапан открывается, чтобы избежать прекращения подачи нестабильного бензина
50	P-3	Трубопровод подачи сырья на уста-	Регулирование уровня сырья в ре-	ВО	При падении давления воздуха КИПиА клапан закры-

1	2	3	4	5	6
	новку с КТ-1		зервуаре Р-3		вается, чтобы избежать переполнение сырьевого резервуара Р-3

12.3 Краткая характеристика предохранительных клапанов.

Таблица 12.3

№ п/п	Место установки клапана (индекс защищаемого аппарата)	Расчетное давление за- щищаемого аппарата, кг/см ²	Оперативное (технологиче- ское) давление в аппарате, кг/см ²	Установочное давление кон- трольного кла- пана, кг/см ²	Установочное давление ра- бочего клапа- на, кг/см ²	Направление сброса контрольного клапана и рабочего клапанов
1	2	3	4	5	6	7

1 Коксовые реакторы

6

3,0

-

3,7

в К-1

2 Ректификационная колонна

5

1,8

-

4,5

на факел

1	2	3	4	5	6	7
3	Стабилизатор К-4	13,5	10,0	-	13,0	-
4	Окислительные колонны К-6/1, К-6/2, К-7	10	4,0	-	10,0	в атмосферу
5	Абсорбер К-8	5	1,0	-	4,5	на факел
6	Сборник орошения Е-1	6	1,8	-	5,5	на факел
7	Рефлюксная емкость Е-3	16	10,0	-	15,5	-
8	Ресивер воздуха КИПиА Е-31	10	6,0	-	10	в атмосферу
9	Емкость Е-49	17	14,0	-	16,5	на факел
10	Подогреватель топливного газа Т-5	25,0	3,0	-	16,0	на факел
11	Теплообменник для нагрева нестабильного бензина Т-4	20,8	18,2	-	20,3	на факел
12	Насос Н-1, Н-2	32	26	-	31,6	на прием Н-1, Н-2
13	Насос Н-15, Н-15А трубопровод опрессовки печей	100	95	-	99,8	на прием Н-15, Н-15А
14	Насос Н-15, Н-15А трубопровод прокачки диафрагм	63	62,5	-	63	на прием Н-15 15А
15	Насос Н-15, Н-15А трубопровод подачи воды	16	15,0	-	15,8	на прием Н-15, 15А
16	Трубопровод подачи инертного газа на прием ручного компрессора Е-1	1,0	0,05	-	1,0	в атмосферу
17	Емкость Е-46	10	4,5	-	9,5	на факел

1	2	3	4	5	6	7
18	Емкость Е-43	6,0	2,5	-	5,5	на факел
19	Емкость Е-15	16	5,0	-	15,5	на факел
20	Трубопровод от пропарки и охлаждения кокса	3,8	1,5	-	3,8	в Е-8/1,2
21	Окислительная колонна К-7	10	4,0	-	10,0	в атмосферу

Лист регистрации изменений

[illegible]