

«Engineering and Consulting PFA Alexander Gadetskiy»

<https://makston-engineering.ru/>

MASTER

Discipline: PROCESS: Dewaxing of diesel on zeolites, winter diesel fuel, Arctic diesel fuel, dewaxing of diesel without hydrogen, Catalyst KN-30

Name: Alexander.gadetskiy@inbox.lv Sign.

Date: 25.08.2020. Рев. 1 Date: 17.09.2020. Рев. 3 Date: 17.10.2020. Рев. 5

Date: 04.09.2020. Рев. 2 Date: 22.09.2020. Рев. 4 Date: 20.11.2020. Рев. 6

Обновлено 15.01.2024



Депарафинизация дизельной фракции на цеолитном катализаторе. Базовый проект, вариант 3 (сокращенный). Технологические решения, расчет оборудования.



Dipl. engineer Alexander Gadetskiy, phone: +40 (748) 148 257; e-mail: alexander.gadetskiy@inbox.lv
Certificate of registration on engineering activities and technical consultations № F4/172/17.02.2014
Certificate of registration on engineering and technical consultancy activities № J4/918/09.06.2023.
<https://makston-engineering.ru/>

Содержание

КНИГА 1.

1. Основные проектные решения.

1.1 Введение

1.2 Общая информация о проекте

1.3 Общие требования к проектированию

1.4 Энергоресурсы

1.5 Факельная установка

1.5.1 Расчеты максимальных и номинальных сбросов от ППК и площади эффективного проходного сечения по программе Pentair Pressure Relief Valve

1.5.2 Расчеты плотности продуктов при сбросе от ППК, выбор ППК на основе нормативных условных проходов входного и выходного патрубков, эффективной площади клапанов для газов

1.5.3 Расчеты диаметров трубопроводов сбросов от ППК, факельных коллекторов. Схема трубопроводов сброса на факел низкого давления.

1.5.4 Исходные данные для расчета факельной установки

1.6 Климатические условия

1.7 Стандарты и нормы

КНИГА 2.

2. Принципиальное описание процесса. BFD схема и границы проектирования. Используемое сырье

2.1 Введение

2.2 Используемое сырье, получаемые полуфабрикаты и готовая продукция

2.3 Принципиальное описание процесса

2.4 Технологические границы и границы проектирования

2.5 Принципиальная BFD схема процесса с границами проектирования

КНИГА 3, выполняется ООО «Макстон-Инжиниринг»

3. Спецификация сырья, полуфабрикатов и готовой продукции

КНИГА 4.

4. Основные принципы регулирования и управления процессом каталитической депарафинизации

4.1 Введение

4.2 Исходные данные необходимые для проектирования и поставки автоматизированной системы управления технологическим процессом и противоаварийной автоматической защиты

4.3 Основные контура регулирования процесса каталитической депарафинизации необходимые и достаточные для составление PID схем

4.4 Основные блокировки и сигнализации процесса каталитической депарафинизации необходимые и достаточные для составления PID схем

КНИГА 5.

5. Описание технологического процесса каталитической депарафинизации

5.1 Введение. Общие сведения о процессе

5.2 Блок теплообменников-рекуператоров

5.3 Секция ректификации сырья.

5.4 Реакторный блок каталитической депарафинизации

5.5 Секция сепарирования реакционной смеси каталитической депарафинизации

5.6 Секция регенерации катализатора с использование азота, как инерта для снятия тепла выжига кокса

5.7 Секция регенерации катализатора с использование водяного пара, как инерта для снятия тепла выжига кокса

5.8 Секция выделения топливных газов из продуктов каталитической депарафинизации дизельной фракции. Сепарация фракции C₅+. Детальное описание приведено в **Дополнении к базовому проекту**

КНИГА 6.

6. PFD схемы процесса с указанием перечня потоков

КНИГА 7.

7. PFD схема с указанием материала оборудования

КНИГА 8, выполняется ООО «Макстон-Инжиниринг»

8. P&ID схема процесса

КНИГА 9.

9. Симуляция процесса. Материальный и тепловой баланс

КНИГА 10.

10. Баланс потребления энергоносителей

КНИГА 11, выполняется ООО «Макстон-Инжиниринг»

11. Список катализаторов и химикатов.

КНИГА 12, выполняется ООО «Макстон-Инжиниринг»

12. Список опасных веществ. Листы безопасности (MSDS).

КНИГА 13, выполняется ООО «Макстон-Инжиниринг»

13. Отходы производства

КНИГА 14.

14. Опросные листы на технологическое оборудование

КНИГА 15.

15. Перечень механического оборудования

КНИГА 16.

16. Перечень электродвигателей

КНИГА 17, выполняется ООО «Макстон-Инжиниринг»

17. Планы расположение оборудования.

КНИГА 18, выполняется ООО «Макстон-Инжиниринг»

18. Перечень трубопроводов.

Ссылка на Вариант №3 базового проекта, расчет процесса и оборудования

<https://makston-engineering.ru/inzhenernyj-servis/post/bazovye-proekty-mogut-vypolnyat-po-trem-variantam-kotorye-sushchestvenno-razlichayutsya-po-ob-yemu-i-sledovatelno-po-trudozatratam-raznica-po-stoimosti-varianta-1-i-varianta-3-mozhet-dostigat#variant3>

Сокращения.

- КД – каталитическая депарафинизация
- сырье – летний дизель подаваемый на колонну ректификации
- сырье КД – фракция (220-250)-(320-330)°С боковой продукт колонны подаваемый на реактор депарафинизации
- ТЗ – техническое задание
- АТ атмосферная перегонка
- ГК – стабильный газовый конденсат
- ВСГ – водородсодержащий газ
- ОТ и ТБ – охрана труда и техника безопасности
- БП – базовый проект
- АВО – аппарат воздушного охлаждения
- ППК – пружинные предохранительные клапана
- АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом
- ПАЗ – противоаварийная автоматическая защита

- ЦПУ РСУ – центральный пункт управления распределенной системы управления
- PRV – Pentair Pressure Relief Valve, программа расчета ППК, количества сбросов при срабатывании
 - EF – Enviromental Factor, принимается в расчетах ППК по программе Pentair Pressure Relief Valve и зависит от наличия и качества изоляции на оборудовании
 - Vessel Wall – температура стенки аппарата при пожаре определяется в расчетах по программе Pentair Pressure Relief Valve
 - Prompt Fire-Fighting Efforts and Adequate. Drainage Exists – принимается в расчетах ППК по программе Pentair Pressure Relief Valve и зависит от наличия аварийного опорожнения, систем пожаротушения, наличия быстродействующих устройств отсечения блоков
 - Calculate Fire Sizing Factor – расчетная температура открытия ППК исходя из температуры стенки 600°C при пожаре
- ПД – документация стадии «Проект»
- РД – документация стадии «Рабочая»

Приложения.

1. Техническое задание
2. Характеристики катализатора КН-30
3. Регенерация катализатора КН-30
4. Схема загрузки катализаторов и инерттов
5. Расчеты максимальных и номинальных сбросов от ППК и площади эффективного проходного сечения по программе Pentair Pressure Relief Valve
6. Расчеты плотности продуктов при сбросе от ППК, выбор ППК на основе нормативных условных проходов входного и выходного патрубков, эффективной площади клапанов для газов
7. Расчеты: диаметров штуцеров на аппаратах для установки ППК, трубопроводов сбросов от ППК, факельных коллекторов.
8. Схема трубопроводов сброса на факел низкого давления.

Основным документом при составлении базового проекта являлись «Исходные данные пилотного процесса «Депарафинизация дизельной фракции на цеолитном катализаторе КН-30», для базового проектирования промышленной установки» <https://makston-engineering.ru/kontseptualnyy-proyekt-6-new>

КНИГА 1.

1. Основные проектные решения.

1.1 Введение

«//» имеет работающую установку атмосферной перегонки (**далее АТ**) нефти и стабильных газовых конденсатов (**далее ГК**) мощностью 150 т.т/год. Установка АТ имеет возможность для работы под вакуум на том же оборудовании.

«//» планирует к строительству установка каталитической депарафинизации (**далее КД**) летних дизельных топлив для получения зимних и арктических марок.

«//» получил аннотационный отчет «// г.

«//» получил результаты каталитической конверсии средне-дистиллятных фракций // г.

«//» получил Общую пояснительную записку. Технологические решения. «// г.

«//» получил Технологический регламент на эксплуатацию // г.

Пояснительная записка и технологический регламент на эксплуатацию установки //.

«//» понимает, что катализатор КН-30 //, что и указывалось в документе "Адаптация материалов пилотного процесса «Депарафинизация дизельной фракции на цеолитном катализаторе»".

«//» //.

В базовом проектировании предполагается использовать инжиниринговый опыт, практики и знания компетентных поставщиков и консультантов для действующих объектов с близкими процессами в дополнение к пилотным материалам, и рассмотреть ряд компенсационных мероприятий, которые показаны в п. 2.3.4 для частичного использования катализатора КН-30 в процессе депарафинизации средних дистиллятов.

В последующем «//» рассматривает варианты по изомеризации фракции бензинов и гидроочистке дизельной фракции получаемой при разгонке ГК. Рекомендуется в случае реализации проекта гидроочистки задействовать высвободившиеся

реактора депарафинизации для ароматизации бензинов коксования, визбрекинга и термического крекинга.

1.2 Общая информация о проекте «Депарафинизация дизельной фракции на цеолитном катализаторе. Технологические решения, расчет оборудования».

Основной целью базового проекта является выдача технологических решений и расчетов оборудования для промышленной установки КД летних дизельных топлив с получением зимнего дизеля всех классов включая арктический. Летние дизельные топлива предварительно разделяются на фракции: легкого дизеля имеющего низкотемпературные параметры приемлемые для зимних марок и не требующий депарафинизации, тяжелого дизеля использование которого не возможно в процессе КД в виду высокой коксуемости и средней дизельной фракции использование которой в качестве сырья КД максимально эффективно для получения компонента компаундирования с отличными низкотемпературными свойствами, цетановым числом и плотностью. Температурные интервалы указанных фракций, а также низкотемпературные характеристики, показатели плотности и цетановые числа будут указаны далее по тексту проекта.

КД дизельных фракций на цеолитных катализаторах не содержащих платиноидов относится к одному из самых дешевых процессов для улучшения низкотемпературных свойств дизельного топлива. Наличие серы в сырье не является препятствием в работе для каталитической системы. Процесс может быть реализован, как в присутствии ВСГ так и без него. Выход дизельного топлива составляет 78-88% масс. на свежее сырье подаваемое в реактор.

1.2.1 Установка КД состоит из секций или блоков:

1.2.1.1 Блок теплообменников-рекуператоров предназначен:

Для нагрева:

- сырья – летнего дизеля подаваемого на колонну ректификации (**далее сырье**),
- сырья – бокового погона колонны ректификации (**далее сырье КД**) подаваемого

на реактора каталитической депарафинизации

И охлаждения:

- продуктов реакции депарафинизации, сепаратора, а так же кубового продукта колонны – тяжелого дизеля и верхнего продукта колонны – легкого дизеля.

1.2.2.2 Секция ректификации сырья на три потока:

- фракция 180-(220-250)°С продукт верха колонны – легкий дизель имеющий низкотемпературные характеристики, плотность и цетановое число достаточные для компаундирования

- фракция (220-250)-(320-330)°С боковой продукт колонны подается на реактора депарафинизации, как сырье КД

- фракция (320-330)-360°С продукт куба колонны – тяжелый дизель отправляется на склад, как компонент печного топлива

1.2.2.3 Реакторный блок каталитической депарафинизации сырья КД.

1.2.2.4 Секция сепарирования реакционной смеси КД на газобензиновую смесь и депарафинизированный дизель.

1.2.2.5 Секция регенерации катализатора включающая в себя: подачу и нагрев азота при его использовании в качестве инерта или подачу и перегрев водяного пара при его использовании в качестве инерта, подачу воздуха, улавливание продуктов регенерации (кокс, сажа, катализаторная пыль).

Мощность секции ректификации при работе на летнем дизеле составляет 60% - 110% от проектной, т.е. от 150.000 тонн/год согласно технического задания (**далее ТЗ**).

Минимальная мощность реакторного блока депарафинизации составляет при трёх реакторной – 30% от проектной. Максимальная мощность – 110% от проектной, которая принята согласно представленных анализов сырья 90.000 тонн/год.

Мощность секции ректификации при работе на ГК в значительной степени будет зависеть от фракционного состава ГК, например:

- при содержании //////////////// т/год

- при содержании //////////////// т/год

- при содержании //////////////// т/год

Таким образом, на секции ректификации смоделированной для работы на летнем дизеле возможна переработка ГК без каких-либо изменений и дополнений по аппаратурному оформлению в указанных интервалах мощностей.

Более точная информация о работе на газовом конденсате будет представлена в **КНИГЕ 5** при наличии состава по ASTM D86 и D1160 согласно ТЗ.

1.2.2 Основным оборудованием в границах проектирования является:

Колонна С-100 для ректификации сырья – летнего дизеля на три потока: легкого дизеля имеющего низкотемпературные параметры приемлемые для зимних марок и не требующий депарафинизации, тяжелого дизеля использование которого не возможно в

процессе КД в виду высокой коксуемости и средней дизельной фракции использование которой в качестве сырья КД максимально эффективно при получении компонента компаундирования с отличными низкотемпературными свойствами, цетановым числом и плотностью.

При использовании колонны **C-100** для ректификации ГК ее работа будет ориентирована на три потока:

- фракция нк-180°C продукт верха колонны, отправляется на склад, как сырье изомеризации или прямогонная нефтя
- фракция 180-360°C боковой продукт колонны отправляется, как сырье на блок КД или как прямогонный дизель
- фракция 360+°C продукт куба колонны отправляется на склад, как компонент печного топлива или мазут М40

Емкость V-100 выполняет роль флегмовой емкости для колонны ректификации **C-100** и сепаратора для удаления фракции C₁-C₄+

Емкость V-101 выполняет роль аккумулятора для бокового погона колонны **C-100** подаваемого на печь **H-100** и далее на реактора депарафинизации **R-101,102,103**.

Реактора R-101,102,103 предназначены для каталитической депарафинизации сырья КД. Два реактора работают параллельно, один из них в начале цикла, а второй в завершении, третий реактор находится на регенерации катализатора. Работает один реактор, второй находится на регенерации и третий в резерве. Подогрев сырья на реактор печной. Разделение продуктов реакции сепарационное.

Сепаратор S-101 предназначен для разделения продуктов реакции на газобензиновую смесь подаваемую в емкость **V-100** и депарафинизированную дизельную фракцию.

Сепаратор S-102 предназначен для улавливания катализаторной пыли, кокса а при регенерации с использованием в качестве инерта водяного пара.

Теплообменники-рекуператоры E-101,102,103,104 предназначены для нагрева сырья подаваемого в колонну и охлаждения продуктов реакции после реакторов КД, депарафинизированного дизеля после сепаратора и верхнего продукта колонны.

Теплообменники-рекуператоры E-105,106 предназначены для нагрева сырья КД подаваемого на печь **H-100** и далее на реактора депарафинизации и охлаждения продуктов реакции после реакторов КД и кубового продукта колонны.

АВО АС-100, предназначен для конденсации верхнего продукта колонны

АВО АС-101, предназначен для до охлаждения легкого дизеля при откачке на склад

АВО АС-102, предназначен для до охлаждения кубового продукта колонны при откачке на склад

АВО АС-105, предназначен для до охлаждения депарафинизированного дизеля при откачке на склад

Печь Н-100 нагрева сырья КД подаваемого на реактора **R-101,102,103**.

Печь Н-102 нагрева кубового продукта колонны и подогрева азота (водяного пара) для регенерации катализатора при их использовании в качестве инерттов

Печь Н-103 нагрева азота подаваемого на регенерацию при его использовании в качестве инерта

Печь Н-103А перегрева водяного пара подаваемого на регенерацию при его использовании в качестве инерта

Насос Р-100, подачи сырья на колонну **С-100**.

Насос Р-101, подачи флегмы на колонну **С-100** и откачки балансовых количеств верхнего продукта колонны (легкого дизеля) на склад.

Насос Р-102, подачи кубового продукта колонны на печь **Н-102**.

Насос Р-1002, откачки балансовых количеств кубового продукта колонны на склад.

Насос Р-103, подачи сырья КД на реактора **R-101,102,103**.

Насос Р-104, откачки депарафинизированной дизельной фракции на склад.

Количество единиц оборудования для каждой позиции будет указано в **КНИГАХ 5 и 14**, а также на PFD и PID схемах в **КНИГАХ 6,7,8**.

1.3 Общие требования к проектированию

1.3.1 Все расчеты будут выполнены на эффективное рабочее время **8.000 часов/год**. Вся установка и все оборудование будет спроектировано, таким образом, чтобы количество непредвиденных остановок было минимизировано. Полная остановка для проведения капитального ремонта и проверки оборудования, запланирована не реже чем один раз в четыре года, но согласуется и производится в соответствии требованиями органов технического надзора страны строительства.

1.3.2 Запас мощности при проектировании оборудования рассчитывается от 150.000 т/год, согласно ТЗ. По каждой статической единице оборудования учитываются коэффициенты для нормализации к стандартам принятым в стране строительства и они не будут ниже указанного запаса.

1.3.3 Расчетное давление устанавливается:

- как минимум на 10% выше максимального рабочего давления для оборудования работающего до 17.5 бар
- как максимально рабочее давление деленное на 0.9, для оборудования работающего свыше 17.5 бар
- не менее 1 бар для оборудования работающего при атмосферном давлении
- для оборудования, которое располагается на нагнетании насосов или компрессоров равным давлению отключения насоса или компрессора.

1.3.4 Расчетная температура устанавливается, как минимум на 20°C выше максимальной рабочей температуры, но не менее 70°C для оборудования имеющего при работе температуру окружающего воздуха.

Параметры по п.1.3.3 и 1.3.4 подлежат корректировке по нормам и правилам страны строительства в документации стадии «Проект».

1.3.5 Базовое проектирование основывается на стандартах указанных по п. 1.7.

1.3.6 АВО используются для конденсации паров и охлаждения технологических потоков.

1.3.7 Теплообменники-рекуператоры предназначенного для нагрева сырья подаваемого в колонну фракционирования и бокового погона колонны подаваемого на реактора депарафинизации, и охлаждения продуктов реакции депарафинизации, сепаратора, а так же кубового и верхнего продуктов колонны\

1.3.8 Теплообменники, холодильники и конденсаторы охлаждаемые оборотной водой не применяются, согласно ТЗ.

1.3.9 Компонировка оборудования должна отвечать требованиям безопасности, удобству обслуживания при эксплуатации и ремонтах, минимально разумной длине трубопроводов и кабельных трасс. При размещении оборудования для выжиг кокса при регенерации катализатора, необходимо учитывать направление ветра. Все расстояния между оборудованием подлежат корректировке в документации стадии «Проект» выполняемой в стране строительства.

1.3.10 Все основные насосы должны быть предусмотрены с резервом. Компрессор для компримирования пропан-бутановой фракции может быть предусмотрен без резерва.

1.3.11 Для АВО и теплообменного оборудования используется байпасирование, что позволяет выводить оборудование в ремонт без остановки установки КД.

1.3.12 Для динамического оборудования используются только электродвигатели, применение паровых турбин не рассматривается.

1.3.13 Толщина изоляции для оборудования указывается в опросных листах, в **КНИГАХ 14,15**. Для трубопроводов, **КНИГА 18** изоляция указывается только на наличие или отсутствие.

1.3.14 Уточненные расчеты толщины изоляции для оборудования и полные расчеты для трубопроводов выполняются на стадии «Рабочая документация» выполняемой в стране строительства.

1.3.15 Для управления технологическим процессом будет применена дистанционная система управления АСУ ТП. Пневматические приборы КИП не могут быть использованы согласно ТЗ допускаются электронные приборы.

1.3.16 Окончательный механический расчет оборудования в соответствие с требованиями процесса указанные в документации базового проектирования входят в ответственность поставщика оборудования. Все отклонения от технологических опросных листов **КНИГА 14** должны быть согласованы с исполнителем базового проекта, если эти отклонения влекут за собой изменения в технологических параметрах или снижают безопасность процесса.

1.3.17 Все емкости под давлением должны быть изготовлены в соответствие со стандартом EN 13445 или нормой ASME. Все емкости работающие под атмосферным давлением или под давлением до 1 бар должны быть изготовлены в соответствие с API 650. Указанные стандарты приведены в п. **1.6**. Изготовитель оборудования и проектировщик выполняющий стадию «Рабочая документация» руководствуется нормами страны строительства.

1.3.18 Все материалы для оборудования указаны в технологических опросных листах, **КНИГА 14** и обобщены в **КНИГЕ 15**, а также в **КНИГЕ 7** на диаграмме материалов (PFD схема с указанием материала оборудования). Указанные материалы должны использоваться изготовителем оборудования и проектировщиком детального инжиниринга в качестве справочника для определения окончательной спецификации материалов.

Определение итоговых марок материала входят в ответственность проектировщика детального инжиниринга и поставщика оборудования. Все отклонения, по выбору материала, от технологических опросных листов **КНИГА 14** должны быть согласованы с исполнителем базового проекта, если эти отклонения влекут за собой изменения в технологических параметрах или снижают безопасность процесса.

1.3.19 Итоговые тепло-гидравлические расчеты для теплообменников, АВО и печей указаны в технологических опросных листах, **КНИГА 14** и обобщены в **КНИГЕ 15**. Указанные расчеты должны использоваться изготовителем теплообменников, АВО и печей, а

также проектировщиком детального инжиниринга в качестве справочника для определения окончательной нормализации теплообменников, печей и АВО.

Детальные тепло-гидравлические расчеты для теплообменников, АВО и печей входят в ответственность изготовителя оборудования. Все отклонения, по тепло-гидравлическим расчетам, от технологических опросных листов, **КНИГА 14** должны быть согласованы с исполнителем базового проекта, если эти отклонения влекут за собой изменения в технологических параметрах или снижают безопасность процесса.

1.3.20 Диаметры штуцеров под приборы КиП, а так же их расположение на оборудовании в технологических опросных листах, **КНИГА 14** показываются в номинальных размерах, так как в конечном итоге определяются: типом приборов КиП, требованиями по расположению внутренних устройства в аппарате.

1.3.21 Перечень сигнализация и блокировок для объектов входящих в базовый проект составляется на стадии «Проект» выполняемом в стране строительства. Основой для перечня сигнализаций и блокировок является:

- основные принципы регулирования технологическим процессом, **КНИГА 4**
- описание технологического процесса, **КНИГА 5**
- P&ID схема процесса, **КНИГА 8**.

Все без исключения отклонения от сигнализаций и блокировок указанных в **КНИГАХ 4, 5 и 8** должны быть согласованы с исполнителем базового проекта.

1.3.22 Трубопроводы и детали трубопроводов. В объем базового проекта не входят следующие пункты:

- расчет предохранительных клапанов
- выбор типа теплоносителя для обогрева трубопроводов
- расстановка и тип отсекаателей используемые для разделения на аварийные блоки, в соответствии с нормами и правилами страны строительства (отсекающие клапана, которые используются по технологическому алгоритму и для минимизации рисков показываются в базовом проекте)

Вышеперечисленные пункты составляется на стадии «Проект» выполняемой в стране строительства.

- изометрические чертежи трубопроводов, расположение воздушников и дренажей
- расчет термического расширения и напряжения
- спецификация материалов трубопроводов, запорной арматуры и т.д.
- соединительных элементов приборов КиП: бобышки, термокарманы и т.д.

- линии воздуха КиП к приборам, топливо на горелки, вода охлаждающая на пробоотборники и т.д.

Указанные пункты являются ответственностью детального проектировщик выполняющего стадию «Рабочая документация».

1.3.23 Процесс регенерации катализатора в базовом проекте выполняется в соответствии с исходными данными и рекомендациями изготовителя катализатора, а также с эксплуатационными практиками.

1.3.23.A Паровая котельная с водоподготовкой после выбора в соответствии с рекомендациями по **п.1.4.1.A** должна быть согласована с базовым проектировщиком.

1.4 Энергоресурсы

1.4.1 Водяной пар от ТЭЦ, P=10-13 бар, t=185-195°C. Расходом до 3 т/час.

1.4.2 Паровой конденсат образующийся при использовании водяного пара:

- в качестве инерта для регенерации катализатора
- при пропарке реакторов перед регенерацией катализатора
- при пропарке оборудования и трубопроводов перед ремонтом

Выводится за границу установки и передается в ответственность Заказчика

1.4.3 Обратная Вода. Не предусмотрена. Согласно ТЗ градирни не используются. Охлаждение и конденсация продуктов только с использованием АВО.

1.4.4 Азот технический от существующей азотной станции производительностью 20 м³/ч, давление азота н/б 10 бар, чистота азота 99% масс. Для обеспечения продувок при ремонтах на установке АТ.

1.4.5 Азот технический от дополнительной азотной станции производительностью 120 м³/ч, давление азота н/б 10 бар, чистота азота н/м 99% масс. Для обеспечения продувок при ремонтах на установке КД и поддержания давления в емкости 120-V-101.

1.4.6 Воздух КиП. Производство не предусмотрено. Приборы КиП электронные.

1.4.7 Воздух технический. Потребление для действующей установки АТ не предусмотрено.

1.4.8 Для выжига кокса при регенерации катализатора подача воздуха предусматривается от компрессоров находящихся в составе азотных станций.

1.4.9 Электроэнергия от модульной подстанции, 2 ввода по 1000 кВА, 6/0,4 кВ, свободная мощность 1600 кВт.

1.4.10 Природный газ. Прием со стороны не предусмотрен. Работа печей обеспечивается жидким топливом – дизельная фракция и собственным топливным газом.

1.5 Факельная установка.

1.5 Факельная установка.

Сбросы на факельную установку производятся при срабатывании ППК, от линий ручного стравливания и азотного дыхания емкостного оборудования, при подготовке катализатора к регенерации.

Расчет ППК производился по программе Pentair Pressure Relief Valve. Программа постоянно обновляется. При расчетах принимались следующие поправки и ограничения:

- EF изменяется от 1.0 до 0.3 и зависит от типа и надежности крепления изоляции. Максимальное значение 1.0 принимается для оборудования без изоляции. Для оборудования по данному проекту принята изоляция обычного типа $EF = 0.6$

- Prompt Fire-Fighting Efforts and Adequate. Drainage Exists для жидких продуктов. Фактор принимается, как надежный, если имеется аварийное опорожнение, автоматическое пожаротушение, разработаны мероприятия по ликвидации аварийной ситуации. Фактор принимался, как достоверно компенсируемый проектными решениями по аварийному освобождению, но в проекте отсутствует разделение на блоки с использованием быстродействующих отсекающих устройств, поэтому фактор принимается, как умеренно надежный.

- Prompt Fire-Fighting Efforts and Adequate. Drainage Exists для газовых продуктов. Фактор принимается, как надежный, если имеется изоляция, автоматическое пожаротушение, разработаны мероприятия по ликвидации аварийной ситуации. Фактор принимался, как не имеющий компенсируемых проектных решений, т.е. равный 0.045, так как в проекте отсутствует разделение на блоки с использованием быстродействующих отсекающих устройств.

- Calculate Fire Sizing Factor температура открытия ППК рассчитывалась исходя из температуры стенки сосуда при пожаре 600°C

1.5.1 Расчеты максимальных и номинальных сбросов от ППК и площади эффективного проходного сечения по программе PRV. Расчеты выполняются по API.

Исходные данные для расчетов приведены в **Приложении 5** и включают в себя:

- позиция аппарата
- геометрические размеры аппарата, м
- объем, м³
- площадь смоченной поверхности, м²
- давление рабочее, бар

- давление срабатывания ППК, бар
- температура для расчета плотности при открытии ППК, °С
- теплота парообразования для жидких продуктов, кДж/кг
- максимальный поток при сбросе ППК, кг/час, по программе PRV
- нормальный поток при сбросе ППК, кг/час, по программе PRV
- эффективная площадь проходного сечения, мм², по программе PRV

Реактора депарафинизации и ректификационная колонна рассчитывались для паровой фазы.

Сепараторы 120-S-101 рассчитывался, как для паровой фазы, так и для жидкости. Срабатывание ППК принято для паровой фазы.

Емкости 120-V-100 и 120-V-101 рассчитывались по жидкости.

Сепаратор 120-S-103 и буферный ресивер 120-V-102 рассчитывались по газу.

1.5.2 Расчеты плотности продуктов при сбросе от ППК, выбор ППК на основе нормативных условных проходов входного и выходного патрубков при номинальном давлении, эффективной площади клапанов для газов.

Исходные данные для расчетов приведены в **Приложении 6** и включают в себя:

- позиция аппарата и позиция ППК
- молекулярный вес продукта
- плотность продукта при срабатывании ППК, кг/м³
- максимальный поток при сбросе ППК, кг/час
- максимальный поток при сбросе ППК, м³/час
- номер потока
- давление рабочее, бар
- давление срабатывания ППК, бар
- номинальный диаметр входного и выходного патрубков ППК, мм, при номинальном давлении, бар
- эффективная площадь сечения клапанов для газа, мм², не менее

Диаметры штуцеров входа на ППК от аппаратов 120-V-100, 120-V-101 и 120-S-101 изготовитель оборудования обязан использовать из **Приложения 6**, диаметр штуцера на аппарате равен или больше диаметра входа на ППК.

ППК для колонны 120-C-101 и реакторов 120-R-101,102,103 рекомендуется устанавливать на трубопроводах. Диаметры штуцеров входа на ППК изготовитель оборудования обязан использовать из **Приложения 6**.

ППК для колонны 120-C-101 устанавливается на шлемовой трубе до конденсатора 120-E-103.

ППК для реакторов 120-R-101,102,103 устанавливаются между отсекаателями на подаче сырья в каждый реактор и соответствующим реактором

ППК на линиях подачи топлива к печам 120-H-100,102A,B и 150-H-103A находятся в ответственности изготовителя печей. При работе печей на топливном газе сбросы при срабатывании ППК производятся на факел.

Сбросы после ППК установленных на трубопроводах водяного пара производятся в атмосферу, в безопасное место исключаящие нахождение людей.

ППК на трубопроводе водяного пара подаваемом со стороны устанавливается на границе установки КД. Необходимость установки определяется на основании ТУ предоставляемого Заказчиком с указанием максимально возможного давления.

ППК на трубопроводе перегретого водяного пара устанавливается на выходе из печи 150-H-103A.

ППК на линии 129 устанавливается между теплообменником 120-E-106 и печью 120-H-100 со сбросом в коллектор жидких продуктов от ППК и далее в заглубленные емкости опорожнения Е5 и Е6, находящиеся вне границ базового проекта. ППК служит для защиты трубопровода.

ППК на линии 114 устанавливается между насосом 120-P-1002 и теплообменником 120-E-106 со сбросом в коллектор жидких продуктов от ППК и далее в заглубленные емкости опорожнения Е5 и Е6, находящиеся вне границ базового проекта. ППК служит для защиты трубопровода и трубного пучка 120-E-106

ППК на линиях откачки продуктов на склад: фракции С5+, дизельных фракций – легкой, депарафинизированной и тяжелой не входят в границы базового проекта и находятся в ответственности Заказчика.

1.5.3 Расчеты диаметров трубопроводов сбросов от ППК, факельных коллекторов. Схема трубопроводов сброса на факел низкого давления.

Исходные данные для расчетов приведены в **Приложении 7** и включают в себя:

- позиция аппарата и позиция ППК
- направление сброса
- максимальный поток при сбросе ППК, кг/час
- плотность продукта при срабатывании ППК, кг/м³
- максимальный поток при сбросе ППК, м³/час
- скорость газа принятая по норме, м/с

- диаметр трубопровода при нормативной скорости, мм
- диаметр трубопровода принятый к монтажу, мм
- скорость газа для принятого диаметра, м/с

1.5.4 Исходные данные для расчета факельной установки.

Итоговые расчеты по **Приложению 7** приведены, как:

- количество сбросов при срабатывании ППК от каждого аппарата
- количество сбросов от блока реакторов (приняты сбросы от двух реакторов одновременно)
- количество сбросов от блока включающего в себя: колонну, емкости и сепаратор
- суммарное количество сбросов на поступающее на сепаратор 170-V-01 при одновременном срабатывании всех ППК

В состав факельной установки включается:

- факел низкого давления с одним стволом
- сепаратор 170-V-01 газов сбрасываемых на факел, расчет сепаратора производится изготовителем факельной установки, если он входит в пакет поставки
- насос откачки факельного конденсата 170-P-01А,В


Поставщик факельной установки определяет тип огнепреградительного устройства – гидрозатвор или промышленный огнепреградитель. Огнепреградительное устройство предотвращает распространение пламени из факельной свечи в факельную систему и попадание воздуха в факельный ствол.

Практика эксплуатации факельных систем показывает преимущества схемы с гидрозатвором. Величина столба затворной жидкости в гидрозатворах составляет 150—250 мм, слив жидкости должен производиться через сифон с разрывом струи.

Система управления факелом включая СБ и ПАЗ входит в ответственность поставщика факельной установки. Сигналы по ключевым параметрам, таким как:

- уровень в факельном сепараторе
- работа насосов откачки факельного конденсата
- продувка факельного коллектора
- максимальное количество сбросов
- давление в факельном коллекторе
- погасание пламени

Входят в общую схему регулирования и управления технологическим процессом.

Подача топливного газа на дежурные горелки факела находится в ответственности  и будет производиться с газовой рампы имеющей пропановые баллоны, которые заменяются по мере расходования.

Для исключения попадания воздуха в факельный коллектор предусматривается постоянная подача азота или продувочного газа в самую дальнюю точку факельного коллектора. Факельный коллектор для установки КД имеет диаметр 300 мм, соответственно расход газа будет составлять не менее 100 м³/час.

Диаметры трубопроводов сбросов от ППК, а также промежуточных коллекторов и общего факельного коллектора показаны на **Схеме 1**.

Схема 1.

1.6 Климатические условия.

Республика Казахстан//////////

1.7 Стандарты и нормы. Единицы измерения.

№	Оборудование/Системы	Стандарт
1	Сосуды, работающие под давлением	Международные стандарты: AD2000 / EN 13445, ASME, а также: Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением" и Технический регламент Таможенного Союза "О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением" (ТР ТС 032/2013).
2	Кожухотрубчатые теплообменные аппараты	Международные стандарты: AD2000 / EN 13445, ASME, а также: Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением"
3	Материалы	Международные стандарты: ASME или EN, а также: СП 22.13330.2016 Основания зданий и сооружений; СП 16.13330.2017 Стальные конструкции; СП 53-102-2004; СП 24.13330.2011
4	Трубопроводы	Международные стандарты: ASME или EN, а также: Руководство по безопасности "Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов"
5	Электрические системы	Международные стандарты: CEI/EC, VDE/IEC, ISO, а также:

№	Оборудование/Системы	Стандарт
		Правила устройства электроустановок 6 и 7 издание.
6	КИП	ISA (MAC)/IEC/ATEX, ГОСТ 21.408-2013, ГОСТ 21.208-2013.
7	Механическое оборудование	API или стандарт изготовителя, ISO 2858, ISO 5199
8	Изоляция	СП 61.13330.2012 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов
9	Уровень шума	Руководство МФК по охране окружающей среды, Здоровья и труда (IFC EHS Guidelines), а также: СП 51.13330.2011 Защита от шума. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности - ИУС 9-2015
10	Безопасность	<p>Директивы ЕС 94/9/ЕС (ATEX), а также:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Федеральный закон 116-ФЗ О промышленной безопасности опасных производственных объектов; - Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности нефтегазоперерабатывающих производств"; - Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств" - Федеральный закон 69-ФЗ О пожарной безопасности; - Федеральный закон 123-ФЗ Технический регламент о требованиях пожарной безопасности; - СП 155.13130.2014 Склады нефти и нефтепродуктов. Требования пожарной безопасности; - НПБ 110-03 Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией; - НПБ 88-2001 Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования; - «Постановление 40 Об утверждении санитарных правил СП 2.2.3670-20 "Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда" «Постановление 40 Об утверждении санитарных правил СП 2.2.3670-20 "Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда" - СП 5.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автома-

№	Оборудование/Системы	Стандарт
		тические. Нормы и правила проектирования; - СП 6.13130.2013 Системы противопожарной защиты. Электрооборудование. Требования пожарной безопасности; - СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности; - СП 43.13330.2012 Сооружения промышленных предприятий; - СП 56.13330.2011. Производственные здания.
11	Единицы измерения	Международная система единиц (СИ)

КНИГА 2.**2. Принципиальное описание процесса. VFD схема и границы проектирования. Используемое сырье****2.1 Введение.**

Основной целью данной главы является утверждение всех принципиальных технологических положений необходимых для выполнения тепловых и материальных балансов, выпуске PFD и PID схем, опросных листов на оборудование, описания технологического процесса.

**2.2 Используемое сырье, получаемые полуфабрикаты и готовая продукция**

В данной главе указано сырье, вспомогательные материалы, полуфабрикаты и готовая продукция, которые использовались в моделировании материальных и тепловых потоков. Полные спецификации представлены в **КНИГЕ 3.**

2.2.1 Летнее дизельное топливо Атырауского НПЗ п. 2.2.1.1-2.2.1.4 принято в качестве исходного сырья для каталитической депарафинизации на цеолитах с целью получения зимних и арктических марок. Для расчетов материального, теплового баланса по методике D86, содержания приведены в объемных процентах.

2.2.2 Летнее дизельное топливо Павлодарского НПЗ п. 2.2.2.1-2.2.2.4 принято в качестве исходного сырья для каталитической депарафинизации на цеолитах с целью получения зимних и арктических марок. Для расчетов материального, теплового баланса и оборудования использованы анализы п. **2.2.1.1** и **2.2.1.2**, которые выполнены по методике D86, содержания приведены в объемных процентах.



Выводы по составу сырья: Павлодарский ДТ-Л-К4 содержит легкого дизеля с низкотемпературными параметрами не требующими депарафинизации, н/б 30% и тяжелого дизеля не пригодного для процесса КД, н/м 20%. Количество средней дизельной фракции используемой, как сырье КД составляет около 50%. Атырауский ДТ-3-К5 содержит легкого дизеля н/м 40%, тяжелого дизеля н/б 10% и сырья КД около 50%.

2.2.1.1 Атырау. Фракция с отгоном 40%, цетановое число для фр. 40% 46.2.



2.2.2.1 Павлодар. Фракция с отгоном 40%, цетановое число для фр. 40% 45.5

%	°C
н.к.	175
10	216
20	231
30	243
40	256
50	268
60	282
70	299
80	319
90	347

Фракция 0-40%	
t_p	-30°C
t_f	-35°C
t_z	-40°C
Цет. ч.	45,5
Плотность	0,8162 г/см ³
Цвет	Желто-коричневый, мутный

2.2.1.2 Атырау. Фракция с отгоном 50%, цетановое число для фр. 50% 46.5



2.2.2.2 Павлодар. Фракция с отгоном 50%, цетановое число для фр. 50% 45.8

Фракция 0-50%	
t_p	-28,9°C
t_f	-31°C
t_z	-36,5°C
Цет. ч.	45,8
Плотность	0,8197 г/см ³
Цвет	Темно-желтый, мутный

2.2.1.3 Атырау. Фракция с отгоном 70 и 80%, цетановое число для фр. 0-70% 47.0, для фр.90-100% 57.5



2.2.2.3 Павлодар. Фракция с отгоном 70 и 80%, цетановое число для фр. 0-70% 47.3, для фр.0-80% 48.

Фракция 0-70%	
t_p	-22,3°C
t_f	-23,5°C
t_z	-28,5°C
Цет. ч.	47,3
Плотность	0,826 г/см ³
Цвет	Желто-коричневый

Фракция 0-80%	
t_p	-18,9°C
t_f	-20°C
t_z	-24,3°C
Цет. ч.	48
Плотность	0,8285 г/см ³
Цвет	Светло-коричневый

2.2.1.4 Атырау. Фракция с отгоном 70 и 80%, цетановое число для фр. 70-90% 48.8



2.2.2.4 Павлодар. Фракция с отгоном 50-90%, цетановое число 49.4. Фракция с отгоном 90-100% цетановое число 51.0.

Фракция 50-90%	
t_p	-5,5°C
t_f	-6,6°C
t_z	-9,2°C
Цет. ч.	49,4
Плотность	0,845 г/см ³
Цвет	Желтый, прозрачный



Фракция 90-100%	
t_p	+17,7°C
t_f	+15°C
t_z	+8,6°C
Цет. ч.	51
Плотность	0,862 г/см ³
Цвет	Темно-коричневый, непрозрачный

2.2.2 Полуфабрикаты процесса*

2.2.2.1 Фракция 180-(220-250)°С легкий дизель – продукт верха колонны **C-100**. Показатели качества регламентируются 

2.2.2.2 Фракция (220-250)-(320-330)°С сырье КД – боковой продукт колонны **C-100**. Показатели качества регламентируются по началу и концу кипения.


2.2.2.3 Фракция (320-330)-360°С тяжелый дизель – продукт куба колонны **C-100**. Показатели качества не регламентируются.

2.2.2.4 Депарафинизированная фракция (220-250)-(320-330)°С . Показатели качества регламентируются числу

2.2.2.5 Фракция C₅-180°С регламентируются по концу кипения**

2.2.2.6 Газы C₁-C₄+ с верха емкости **V-100**. Показатели качества регламентируются по содержанию влаги и углеводородов C₅+

* в границах проектирования полуфабрикаты являются и готовой продукцией, компаундирование дизельных фракций не входит в базовый проект.

** количество фракции C₅-180°С масс. (См. **Таблицу 1**) при условии подачи на реактор КД сырья указанного фракционного состава, что никак не повлияет на качество легкого дизеля.

2.3 Принципиальное описание процесса.

2.3 Принципиальное описание процесса.

Принципиальное описание предназначено исключительно для общего понимания процесса и обоснования границ проектирования, и ни как не подменяет собой **КНИГУ 5**.

2.3.1 Сырье из буферной емкости, находящейся в ответственности **//////////**, подается насосом **P-100** с давлением не менее 5 бар на блок теплообменников-рекуператоров **E-101,102,103,104**. Для которых холодным агентом является сырье, а горячими агентами:

- для **//////////**на склад

- для **//////////** на склад

- для **//////////**

- для **//////////**

Нагретое сырье **//////////**.

Пары с верха колонны с температурой **//////////°C** и сливаются в емкость **V-100**. В шлемовую трубу колонны **C-100**, непосредственно перед теплообменником-рекуператором **//////////** давления.

Фракция 180-(220-250)°C из емкости **//////////°C** для оптимального режима флегмы и снижения энергозатрат по печи **H-102**, а так же это гарантированно исключает наличие в легком дизеле углеводородов C₅.

Газы C₁-C₄+ с верха **V-100** подаются на границу проектирования с дальнейшим использованием в топливной сети завода. Состав газов приведен в **Таблице 2**. Детальное описание приведено в **Дополнении к базовому проекту** «Выделение топливных газов из продуктов каталитической депарафинизации дизельной фракции. Сепарация фракции C₅+».

Сырье КД, **////////// P-103** предусматривается возможность работы емкости **V-101** под азотной подушкой 1.0-1.2 бар со стравливанием избыточного давления на факел.

Обогрев куба колонны производится циркуляцией кубового продукта насосом **P-102** через печь **H-102**. На горелки печи подается жидкое топливо – дизельная фракция.

Балансовые количества кубового продукта – **////////// склад**, как тяжелый дизель с температурой 60°C/5бар.

Колонна **C-100** работает с давлением и температурой в кубе **//////////°C**.

Сырье КД после печи **H-100** подается на реактора **R-101,102,103** с температурой **//////////** давления. На горелки печи подается жидкое топливо – дизельная фракция.

Письмом **//////////**.

Ответным письмом **//////////**

Реакционная смесь после реакторов **R-101,102,103** с температурой **//////////**.

Для которых горячим агентом является реакционная смесь **//////////являются:**

- для **//////////**

- для **//////////**

Реакционная смесь после **////////////////////** откачивается насосом **P-104** на склад через теплообменник-рекуператор **E-102** и АВО **АС-105**, как депарафинизированный дизель с температурой 60°С/5бар.

2.3.2 Материальные балансы процесса представлены в **Таблице 1**.

Представленные материалы являются основой для расчета процесса, уточненного материального и тепловой баланса **КНИГА 9** и составления опросных листов на технологическое оборудование **КНИГА 14**.

Таблица 1.

////////////////////

2.3.3 Состав газов процесса каталитической депарафинизации представлен в **Таблице 2**.

Представленные материалы являются основой для расчета процесса, уточненного материального и тепловой баланса **КНИГА 9**

Таблица 2.

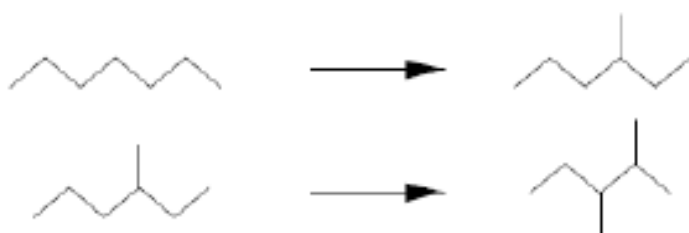
Состав газов каталитической депарафинизации дизеля ////////////////////						
Наименование	Начало цикла		Завершение цикла		Завершение цикла	
	масс. %	об.%	масс. %	об.%	масс. %	об.%
Водород	0.85	19.12	0.99	17.18	1.18	18.61
Метан	3.50	9.60	3.65	7.56	6.49	15.70
Этан	3.60	2.69	4.20	4.13	4.53	3.89
Пропан	34.51	30.06	57.36	49.52	59.41	45.34
Бутаны	57.54	38.53	33.80	21.61	28.39	16.46
Сумма	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
Письмо №780 от //////////////////// »						

2.3.4 Режим работы катализатора.

Катализатор **////////////////////** бензинов.

Катализатор **//////////////////// катализаторе»".** Но улучшение низкотемпературных свойств дизельных топлив возможно и при процессе изомеризации, например, по **Схеме 1**.

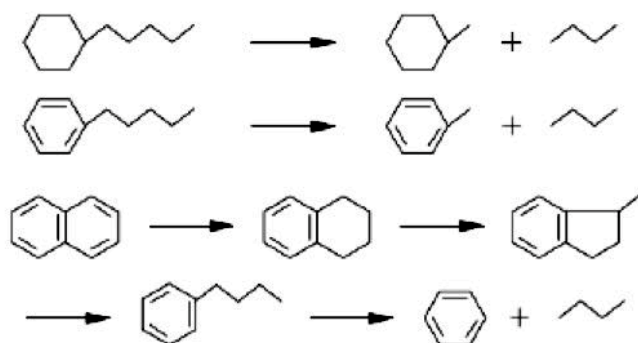
Схема 1.



Кроме n-парафинов температурные показатели средних дистиллятов ухудшают нафтеновые и ароматические углеводороды с длинными алкильными цепочками нор-

мального строения, **Схема 2**. На катализаторах с высокой кислотной активностью, **//////////** изомеризации и распаду цепей, что улучшает низкотемпературные характеристики, **но и приводит к активному коксообразованию**.

Схема 2.



Работа с катализаторами, которые **//////////**, т.е. максимальное использование активности при минимальной закоксованности, не более 0.8% масс.

В этом случае работа реакторов налаживается по схеме: **////////// НПЗ**. Детализация режима и увеличение цикла **до //////////**, что регламентируется расходами азота или водяного пара используемых в качестве инертных для снятия тепла выжигания кокса. Лабораторные испытания на время коксуемости катализатора должны проводиться при каждой смене сырья или изменениях в режиме.

Два реактора работают параллельно, один из них в начале цикла, а второй в завершении, третий реактор находится на регенерации катализатора. Работает один реактор, второй находится на регенерации и третий в резерве. Схемы эти широко используются в промышленности и не являются чем-то уникальным.

2.3.5 Регенерация катализатора с использованием азота, как инерта для снятия тепла выжигания кокса

При снижении активности катализатора ниже допустимых параметров, что определяется по температуре процесса и по аналитическим показателям получаемого продукта, реактор выводится на регенерацию, а поток сырья переводится на реактор с катализатором после регенерации. Общие положения регенерации с использованием азота в качестве инерта представлены в **Приложении 3**.

Реактор выводимый на регенерацию отсекается по схеме утвержденной в документах на эксплуатацию, избыточное давление стравливается на факел, жидкие продукты

дренируются, остатки углеводородов продуваются горячим азотом на факел. Разогрев азота от 380 до 450°C производится в печи **H-103**, а от температуры окружающей среды до 380°C в зоне конвекции печи **H-102**. При отсутствии углеводородов в сдувках, **//////////** **постепенным** увеличением. Чистота азота на продувку и регенерацию н/м 99.5% масс.

Регенерация катализатора проводится при температуре на входе в реактор до **//////////°C**. Подачу воздуха производится с минимальных расходов и контролем по термопарам реактора. Об окончании выжиги кокса ориентируются по:

- содержанию кислорода и CO₂ в газах на выходе из реактора, что определяется поточным анализатором и должно фиксироваться в течении часа

- термопары перечисленные в **Главе 5.4 НЕ УКАЗЫВАЮТ** на наличие зон горения

Перегрев катализатора при выжиге кокса приводит к снижению активности и разрушению катализатора.

Письмом ///////////////

Ответным письмом ///////////////

Катализатор **//////////°C** для снижения кислотности. Все операции по регенерации катализатора, с использованием азота, как инерта для снятия тепла при выжиге кокса, описаны в **КНИГЕ 5, Глава 5.6**.

2.3.5А Регенерация катализатора с использование водяного пара, как инерта для снятия тепла выжиги кокса

Письмом №0085 ///////////////

При снижении активности катализатора ниже допустимых параметров, что определяется по температуре процесса и по аналитическим показателям получаемого продукта, реактор выводится на регенерацию, а поток сырья переводится на реактор с катализатором после регенерации.

Реактор выводимый на регенерацию отсекается по схеме утвержденной в документах на эксплуатацию, избыточное давление стравливается на факел, жидкие продукты дренируются, остатки углеводородов удаляются пропаркой водяным паром **////////// бар**. Пропарка ведется через сепаратора **S-102** со сбросом в атмосферу и дренажем конденсата. При отсутствии углеводородов в конденсате, что определяется визуально, пропарка прекращается.

Водяной пар среднего давления 13-15 бар с температурой 185-195°C подается от границы установки. Разогрев водяного пара от 380 до 450°C производится в печи **H-103А**, а от температуры 185-195°C до 380°C в зоне конвекции печи **H-102**.

Регенерация катализатора проводится **//////////°C**. Подачу воздуха производится с минимальных расходов и контролем по термопарам реактора. Об окончании выжига кокса ориентируются по:

- содержанию кислорода и CO₂ в газах на выходе из реактора, что определяется поточным анализатором и должно фиксироваться в течении часа

- термопары перечисленные в **Главе 5.4 НЕ УКАЗЫВАЮТ** на наличие зон горения

Перегрев катализатора при выжиге кокса приводит к снижению активности и разрушению катализатора.

Все операции по регенерации катализатора, с использованием водяного пара, как инерта для снятия тепла при выжиге кокса, описаны в **КНИГЕ 5, Глава 5.7**.

2.4 Технологические границы и границы проектирования.

Технологические границы и границы проектирования в данном случае совпадают и ограничиваются:

- граница по сырью: насос **P-100** подачи сырья на колонну ректификации **C-100**
- **граница по жидким продуктам при работе на летнем дизеле:**
- для депарафинизированной дизельной фракции фланец выхода из **АВО АС-105**
- для фракции 180-(220-250)°C фланец выхода из **АВО АС-101**
- для фракции (320-330)-360C° фланец выхода из **АВО АС-102**
- граница по газовым продуктам: регулирующий клапан по газу из емкости **V-100**
- **граница по жидким продуктам при работе на ГК:**
- для фракции н.к-180°C фланец выхода из **АВО АС-101**
- для фракции 180-360°C фракции фланец выхода из **АВО АС-105**
- для фракции 360+°C фланец выхода из **АВО АС-102**
- граница по газовым продуктам: регулирующий клапан по газу из емкости **V-100**

Температура и давление при подачи на склад для легкой дизельной фракции с верха колонны н/б 40°C/5 бар, для депарафинизированного дизеля и тяжелого дизеля с куба колонны н/б 60°C/5 бар, для фракции 360+°C куба колонны при работе на ГК не более 120°C, для газовых продуктов из емкости **V-100** на границе проектирования не регламентируется.

2.5 Принципиальная BFD схема процесса с границами проектирования.

Принципиальная блок-схема и границы проектирования для установки каталитической депарафинизации летних дизельных топлив с получением зимнего дизеля всех классов включая арктический

Схема 3.



КНИГА 3.

3. Спецификация сырья, полуфабрикатов и готовой продукции.

Входит в объем проектирования ООО «Макстон-Инжиниринг».



КНИГА 4.**4. Основные принципы регулирования и управления технологическим процессом каталитической депарафинизации****4.1 Введение**

4.1.1 Управление процессом каталитической депарафинизации не возможно без использования автоматизированной системы управления технологическим процессом (**далее АСУТП**). Безопасность процесса обеспечивается противоаварийной автоматической защитой (**далее ПАЗ**).

4.1.2 Время цикла опроса модуля ЦПУ РСУ составляет 1 сек.

4.1.3 Время цикла опроса модуля ЦПУ ПАЗ составляет 250 мсек

4.1.2 Сигналы от всех полевых контрольно-измерительных приборов поступают на центральный пульт АСУТП и ПАЗ расположенный за пределами установки КД.

4.1.4 Все полевые контрольно-измерительные приборы имеют только электрическое питание, так как на площадке не предусматривается воздух КиП.

4.1.5 Регулирующие клапана прямого или обратного действия выбираются на основе выбранного алгоритма управления для минимизации погрешности между измеренным и заданным значением.

4.1.6 Отсекающие клапана (отсекатели) в базовом проекте выбираются на основе выбранного алгоритма управления для минимизации технологических рисков.

4.1.7 Отсекающие клапана (отсекатели) используемые для разделения на блоки, в соответствии с нормами и правилами страны строительства, выбираются и расставляются проектировщиком выполняющим стадию «Проект».

4.1.8 Факельная установка, производство азота имеют собственные блоки управления, но параметры влияющие на процесс каталитической депарафинизации должны быть выведены на ЦПУ.

4.1.9 Параметры по уровню со складов хранения сырья, полуфабрикатов и готовой продукции должны быть выведены на ЦПУ.

4.1.10 Параметры для газов C_1 - C_4 с верха емкости **V-100**, а также работа компрессора, сепарации и хранения должны быть выведены на ЦПУ.

4.1.11 На схемах PID в наименовании для каждого прибора добавляется префикс: 120 – основная установка КД, 150 – регенерация катализатора, 160 – компримирование воздуха и производство азота, 170 – факельное хозяйство, 180 – склады хранения задействованные для установки КД, 190 – производство водяного пара

4.1.12 Система блокировок и сигнализаций обеспечивает технологические требования безопасной эксплуатации установки каталитической депарафинизации и регенерации катализатора. Полная система блокировок и сигнализаций, включая систему обнаружения пожара и загазованности, может быть применена в соответствии со стандартами страны строительства на стадии «Проект».

4.1.13 Основные контура регулирования процесса КД приведенные в п.4.3, а также основные блокировки и сигнализации приведенные в п.4.4 являются необходимыми и достаточными для составления PID схем. Перечень документации необходимой для проектирования и поставки АСУ ТП и ПАЗ приведен в п.4.2.

4.2 Исходные данные необходимые для проектирования и поставки АСУ ТП и ПАЗ:

- Технологический регламент, описания технологических процессов (Инструкции пуска/остановка технологического оборудования)
- Альбом монтажно-технологических схем
- **Описание алгоритмов (контуров управления и регулирования) технологическим процессом включая блокировки и сигнализации**
- Логические диаграммы
- Функциональные схемы автоматизации (диаграммы P&ID, эскизы мнемосхем)
- Перечень входных и выходных сигналов
- Перечень цепей ввода-вывода с указанием позиционных обозначений, шкал, описаний, уставок, предохранительных устройств и т.д., с разбивкой на подсистемы
- Интерфейсы и протоколы обмена со смежными подсистемами, перечень данных интерфейсного обмена
- Электрические схемы подключения исполнительных механизмов, таблицы внешних соединений и подключений
- Схемы электрические принципиальные управления электроприводами, задействованными в АСУ ТП
- Схемы электрические подключения силового оборудования, требования к источникам бесперебойного электропитания, перечень оборудования, требующего бесперебойного электропитания, схемы внешних соединений и подключений этого электрооборудования
- Схемы электроснабжения АСУ ТП
- Планы аппаратной и операторной включая оборудование АСУ ТП

- Кабельный журнал от полевого оборудования до кроссовых шкафов АСУ ТП
- Требования к построению графики (цветовые, поведенческие решения)
- Скриншоты видеокадров модернизируемой системы (если применимо)
- Архитектура системы управления
- Архитектура сети (требования к IP-адресации, требования по подключению во внешнюю заводскую сеть, если применимо)
- Требования к формированию отчетов. Формы отчетов
- Перечень КИП и А
- Другие документы, описывающие дополнительные требования к построению логики, организации доступа сети и т.д.

Формирование данного пакета исходных данных не входит в состав базового проекта, за исключением предусмотренных ТЗ.

4.3 Основные контура регулирования процесса каталитической депарафинизации необходимые и достаточные для составление PID схем.

4.3.1 Контур подачи сырья.

4.3.1.1 Регулирование расхода от насоса P-100 на колонну C-100 **//////////**.

4.3.1.2 Регулирование температуры подачи сырья на колонну C-100 **//////////**.

4.3.2 Контур колонны C-100.

4.3.2.1 Регулирование температуры в кубе **////////// P-102.**

4.3.2.2 Регулирование температуры сырья **////////// потоков.**

4.3.2.3 Регулирование уровня в кубе колонны C-100 **////////// насоса.**

4.3.2.4 Регулирования уровня в буферной емкости **//////////емкости.**

4.3.2.5 Регулирование давления в колонне C-100 **////////// C₁-C₄+**.

4.3.2.6 Регулирования уровня в емкости V-100 **////////// P-101.**

4.3.2.7 Регулирование температуры фракции легкого дизеля **//////////AC-101.**

4.3.2.8 Регулирование температуры фракции тяжелого дизеля **//////////AC-102.**

4.3.3 Контур теплообменников рекуператоров E-101,102,103,104 и E-105,106.

4.3.3.1 Регулирование по теплообменникам-рекуператорам **//////////потока.**

4.3.3.2 Регулирование по теплообменникам рекуператорам **//////////потока.**

4.3.4 Контур реакторов R-101,102,103.

4.3.4.1 Регулирование расхода сырья **//////////**.

4.3.4.2 Регулирование температуры сырья **////////// P-103.**

4.3.4.3 Регулирование давления в реактора R-101,102,103 **////////// катализатора.**

4.3.5 Контур сепаратора S-101.

4.3.5.1 Регулирование температуры реакционной смеси ///.

4.3.5.2 Регулирование уровня в сепараторе ///.

4.3.5.3 Регулирование давления в сепараторе ///.

4.3.5.4 Регулирование температуры депарафинизированного ///.

4.3.6 Контур регенерации катализатора при использовании ///

4.3.6.1 Регулирование расхода азота производится по температурам ///103.

4.3.6.2 Регулирование расхода воздуха ///103.

Регулирование производительности станции генерации азота и компрессора воздуха при регенерации катализатора не входит в объем базового проектирования.

4.3.7 Контур регенерации катализатора при использовании ///

4.3.7.1 Регулирование расхода ///.

4.3.7.2 Регулирование расхода воздуха производится по температурам в слоях катализатора регулирующим клапаном установленным на линии подачи воздуха в реактора R-101,102,103.

Регулирование производительности паровой котельной и компрессора воздуха при регенерации катализатора не входит в объем базового проектирования.

4.4 Основные блокировки и сигнализации процесса каталитической депарафинизации необходимые и достаточные для составления PID схем.

Блокировки и сигнализации, которые предусматриваются изготовителем, для динамического оборудования (насосы, компрессоры, АВО), а так же для печей в данной главе и в **КНИГЕ 5** не рассматриваются, но учитываются при составлении P&ID схема процесса, **КНИГА 8**.

4.4.1 Контур подачи сырья.

4.4.1.1 Блокировка и сигнализация ///.

4.4.1.2 Сигнализация ///104.

4.4.2 Контур колонны C-100.

4.4.2.1 Блокировка на прекращение ///.

4.4.2.2 Сигнализация минимального ///.

4.4.2.3 Сигнализация минимального ///.

4.4.2.4 Сигнализация по максимальному ///.

4.4.2.5 Сигнализация минимального и максимального уровня в емкости V-100. Блокировка на останов насоса P-101 по минимальному уровню в емкости V-100.

4.4.2.6 Сигнализация по максимальной ////////////////.

4.4.2.7 Сигнализация по максимальной ////////////////.

4.4.3 Контур теплообменников-рекуператоров **E-101,102,103,104** и **E-105,106**.

4.3.3.1 Сигнализация по теплообменникам-рекуператорам ////////////////.

4.3.3.2 Сигнализация по теплообменникам-рекуператорам ////////////////.

4.4.4 Контур реакторов **R-101,102,103**.

4.4.4.1 Сигнализация ////////////////.

4.4.4.2 Сигнализация по максимальной ////////////////.

4.4.4.3 Сигнализация на максимальное ////////////////.

4.4.4.4 Сигнализация на максимальный ////////////////.

4.4.5 Контур сепаратора **S-101**.

4.4.5.1 Сигнализация по максимальной ////////////////.

4.4.5.2 Сигнализация по максимальному ////////////////.

4.4.5.3 Сигнализация минимального ////////////////.

4.4.5.4 Сигнализация по максимальной ////////////////.

4.4.6 Контур регенерации катализатора ////////////////

4.4.6.1 Сигнализация расхода ////////////////.

4.4.6.2 Сигнализация расхода ////////////////.

4.4.6.3 Сигнализация температуры ////////////////.

4.4.6.4 Сигнализация максимальной ////////////////.

4.4.6.5 Сигнализация по максимальному ////////////////.

4.4.7 Контур регенерации катализатора //////////////// кокса

4.4.7.1 Сигнализация расхода //////////////// **R-101,102,103**.

4.4.7.2 Сигнализация расхода //////////////// **R-101,102,103**.

4.4.7.3 Сигнализация //////////////// **R-101,102,103**.

4.4.7.4 Сигнализация максимальной ////////////////.

4.4.7.5 Сигнализация по максимальному ////////////////.

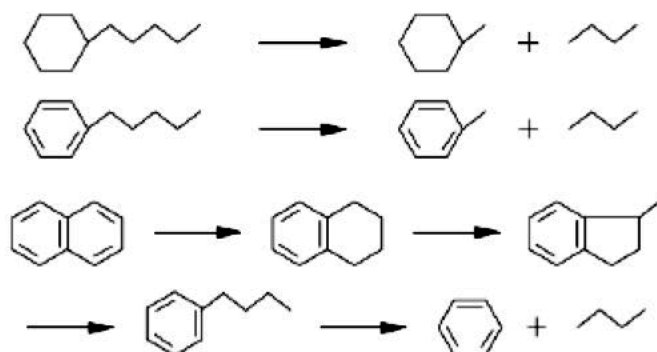
КНИГА 5 является необходимой и достаточной, как справочное руководство при детальном (рабочем проектировании) для выпуска PID схем, для составления «Руководства по эксплуатации», для выпуска «Технологического Регламента».

5. Описание технологического процесса каталитической депарафинизации

5.1 Введение. Общие сведения о процессе.

В зависимости от природы исходных нефтей среднестиллятные фракции содержат от 9 до 32% n-парафиновых углеводородов. Для получения низко застывающих средних дистиллятов содержание n-парафинов не должно превышать 2-7%. Кроме n-парафинов температурные показатели ухудшают нафтеновые и ароматические углеводороды с длинными алкильными цепочками нормального строения, **Схема 4**. Часть реакций депарафинизации была приведены на **Схемах 1,2, п.2.3.4**.

Схема 4.



Качество получаемых низко застывающих дизельных фракций зависит от исходного сырья, режима каталитической депарафинизации и типа катализатора.

//////////////////// для депарафинизации дизеля.

5.2 Блок теплообменников-рекуператоров.

Блок теплообменников-рекуператоров **Е-101,102,103,104** предназначен для нагрева сырья подаваемого на ректификационную колонну **С-100**.

//////////////////// не производится.

5.3 Секция ректификации сырья, колонна С-100 предназначена для разделения сырья ////////////////////// и на тепловую мощность печи **Н-102**.

5.4 Реакторный блок каталитической депарафинизации

//////////////////////////////////// потока реакционной массы.

5.5 Секция сепарирования реакционной смеси

//////////////////////////////////// S-101.

5.6 Секция регенерации катализатора с использование азота, как инерта для снятия тепла выжига кокса

//////////////////////////////////// со сбросом в атмосферу и дренажем конденсата.

5.7 Секция регенерации катализатора с использование водяного пара, как инерта для снятия тепла выжига кокса

//////////////////////////////////// к снижению активности и разрушению катализатора.

5.8 Секция выделения топливных газов из продуктов каталитической депарафинизации дизельной фракции. Сепарация фракции C5+. Детальное описание приведено в Дополнении к базовому проекту

КНИГА 6.

6. PFD схемы процесса с указанием перечня потоков.

Все графические материалы являются приложениями и не включаются в основную книгу базового проекта. PFD схемы процесса являются **Приложением 6.1** в редактируемом и не редактируемом форматах.

Параметры потоков в PFD схемах представлены для:

- EOR - материальные и тепловые потоки при работе катализатора **////////// пробега**
- SOR - материальные и тепловые потоки при работе катализатора **////////// пробега.**
- схемы регенерации катализатора представлены в двух вариантах при использовании в качестве инертнов: азота, водяного пара, для снятия тепла выжига кокса

При составлении PID схем являющихся графическим приложением для **КНИГИ 8** необходимо руководствоваться п. **4.1.11** при нумерации приборов КиП.

КНИГА 7.

7. PFD схема с указанием материала оборудования.

Все графические материалы являются приложениями и не включаются в основную книгу базового проекта. PFD схемы с указанием материала являются **Приложением 7.1** в редактируемом и не редактируемом форматах.

Материалы оборудования указанные на схеме рассматривается совместно с опросными листами на оборудование **КНИГА 14**, а также руководствоваться п. **1.3.16 – 1.3.18**.

КНИГА 8.

8. P&ID схема процесса.

Входит в объем проектирования ООО «Макстон-Инжиниринг».

КНИГА 9.

9. Симуляция процесса. Материальный и тепловой баланс.

Все графические материалы являются приложениями и не включаются в основную книгу базового проекта. Материальные, тепловые балансы являются **Приложением 9.1** в редактируемом формате.

Расчет **////////// от 19.08.2020**

КНИГА 10.

10.1 Баланс потребления энергоносителей при использовании азота в качестве инерта для снятия тепла выжига кокса

Таблица 10.1

ITEM No.	ITEM	Shaft Power	Nominal Power	Steam	Fuel (Diesel) (Note 3)	Demi Water	Cooling Water	Nitrogen (Note 2)
		kW	kW	kg/h	kg/h	kg/h	Flow rate t/h	Nm ³ /h
							Note 1	
							Note 1	
							Note 1	
							Note 1	
							Note 1	
							Note 1	

10.2 Баланс потребления энергоносителей при использовании водяного пара в качестве инерта для снятия тепла выжига кокса

Таблица 10.2

ITEM No.	ITEM	Shaft Power	Nominal Power	Steam	Fuel (Diesel) (Note 3)	Demi Water	Cooling Water	Superheated LP Steam (Note 4)
		kW	kW	kg/h	kg/h	kg/h	Flow rate t/h	kg/h

Примечания для таблицы баланс потребления энергоносителей:

Note 1 – система охлаждения насосов и выбор теплоносителя не входит в состав базового проекта и решается на стадии покупки насосного оборудования.

Note 2 – максимальный расход азота показан для выжига кокса при коксуемости катализатора // **Главе 5.6.**

Note 3 – расход топлива для печей основан на предполагаемом КПД 80%. Фактический КПД будет обеспечиваться поставщиком печей.

Note 4 – максимальный расход водяного пара показан для выжига кокса при коксуемости катализатора // **в Главе 5.7.**

КНИГА 11

11. Список катализаторов и химикатов.

Входит в объем проектирования ООО «Макстон-Инжиниринг».

КНИГА 12

12. Список опасных веществ. Листы безопасности (MSDS).

Входит в объем проектирования ООО «Макстон-Инжиниринг».

КНИГА 13

13. Отходы производства

Входит в объем проектирования ООО «Макстон-Инжиниринг».

КНИГА 14.

14. Опросные листы на технологическое оборудование.

Все графические материалы являются приложениями и не включаются в основную книгу базового проекта. Опросные листы на оборудование включены:

- Приложение 14.1 – емкостное оборудование
- Приложение 14.2 – насосное оборудование
- Приложение 14.3 – теплообменное оборудование
- Приложение 14.4 – аппараты воздушного охлаждения
- Приложение 14.5 – реактор депарафинизации
- Приложение 14.6 – печи

- Приложение 14.7 – колонна фракционирования

Позиции оборудования и приборов в опросных листах и на PID схемах PID должны иметь префикс: 120 – основная установка КД, 150 – регенерация катализатора, 160 – компримирование воздуха и производство азота, 170 – факельное хозяйство, 180 – склады хранения задействованные для установки КД, 190 – производство водяного пара.

Сепаратор 150-S-102 работающий при использовании в качестве инерта – азота имеет принципиальные отличия от сепаратора при работе на водяном паре, в качестве инерта.

КНИГА 15.

15. Перечень механического оборудования

Все графические материалы являются приложениями и не включаются в основную книгу базового проекта. Перечень и характеристики оборудования по **Приложениям 14.1 – 14.7** сведены общую таблицу выпущенную, как **Приложение 15.1**.

КНИГА 16

16. Перечень электродвигателей

Входит в объем проектирования ООО «Макстон-Инжиниринг».

КНИГА 17

17. Планы расположение оборудования.

Входит в объем проектирования ООО «Макстон-Инжиниринг».

КНИГА 18

18. Перечень трубопроводов.

Входит в объем проектирования ООО «Макстон-Инжиниринг».