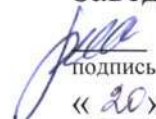


Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа
Кафедра химии и технологии природных энергоносителей и углеродных
материалов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой


подпись В. П. Твердохлебов

« 22 » июня 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

18.03.01 Химическая технология

Проект установки гидроочистки керосина НПЗ производительностью
500 тыс. тонн в год

Руководитель


подпись, дата

доцент БК ХТПЭиУМ,
К.Х.Н

Ф. А. Бурюкин

Выпускник


подпись, дата 22.06.16

Г. А. Кротова

Консультант


подпись, дата 22.06.16

Р. А. Ваганов

по технологической части

Нормоконтролер


подпись, дата

доцент БК ХТПЭиУМ,
К.Х.Н

Ф. А. Бурюкин


Красноярск 2016

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа
Кафедра химии и технологии природных энергоносителей и углеродных
материалов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 В. П. Твердохлебов

подпись

«10» мая 2016 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Кротовой Галине Андреевне

Группа НБ 12-08 Направление (специальность) 18.03.01 Химическая технология

Тема выпускной квалификационной работы: Проект установки гидроочистки керосина НПЗ производительностью 500 тыс. тонн в год

Утверждена приказом по университету № 6141/с от 10.05.2016

Руководитель ВКР Ф. А. Бурюкин, к.х.н., доцент кафедры ХТПЭиУМ

Исходные данные для ВКР Данные по физико-химическим свойствам Зольненской нефти, производительность установки гидроочистки керосина, учебная литература, методические пособия, статьи

Перечень разделов ВКР Реферат. Введение. 1 Техничо-экономическое обоснование. 2 Технологические решения. 3 Строительные решения. 4 Генеральный план и транспорт. 5 Безопасность и экологичность проекта. Заключение.

Перечень графического материала 1 Генеральный план нефтеперерабатывающего завода. 2 Технологическая схема процесса гидроочистки керосина. 3 Реактор гидроочистки керосина. 4 Поточная схема нефтеперерабатывающего завода.

Руководитель ВКР




Ф. А. Бурюкин

Задание принял к исполнению

Г. А. Кротова

« 10 » мая 2016 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Проект установки гидроочистки керосина НПЗ производительностью 500 тыс. тонн в год» содержит 61 страниц текстового документа, 1 иллюстрацию, 19 таблиц, 58 формул, 22 использованных источника, 4 листа графического материала.

ГИДРООЧИСТКА, КАТАЛИЗАТОР, СОДЕРЖАНИЕ СЕРЫ, РЕАКТОР, НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЙ ЗАВОД.

Объект проекта – установка гидроочистки.

Целью дипломного проекта является выбор и обоснование рациональной схемы переработки нефти на основе ее физико-химических свойств, расчет материального баланса предприятия; выбор и обоснование площадки строительства проектируемого предприятия; расчет основного оборудования установки гидроочистки

В результате проделанной работы была разработана поточная схема нефтеперерабатывающего завода, разработан его генеральный план, технологическая схема процесса гидроочистки, материальный расчёт производства, произведен расчёт и подбор основного и вспомогательного технологического оборудования, расчёт реактора гидроочистки.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1 Технико-экономическое обоснование	6
2 Технологические решения	6
2.1 Характеристика исходной нефти	6
2.2 Выбор варианта и технологической схемы переработки нефти.....	7
2.3 Характеристики установок по переработки нефти	9
2.3.1 Обессоливание нефти.....	9
2.3.2 Атмосферно-вакуумная перегонка.....	10
2.3.3 Каталитический риформинг	10
2.3.4 Гидроочистка топлив	11
2.3.5 Адсорбционная депарафинизация дизельного топлива.....	11
2.3.6 Газофракционирующая установка.....	12
2.3.7 Изомеризация.....	12
2.3.8 Производство битумов.....	13
2.3.9 Гидрокрекинг	13
2.3.10 Коксование	14
2.3.11 Деасфальтизация гудрона	14
2.3.12 Производство серы	15
2.3.13 Производство водорода.....	15
2.4 Материальный баланс предприятия	16
2.4.1 Материальный баланс нефтеперерабатывающего завода с глубокой переработкой нефти.....	16
2.4.2 Сводный материальный баланс нефтеперерабатывающего завода с глубокой переработкой нефти	20
2.5 Описание технологического процесса гидроочистки.....	22
2.5.1 Характеристика сырья и продуктов	22
2.5.2 Теоретические основы процесса.....	24
2.5.3 Основные химические реакции.....	26
2.5.3.1 Реакции сернистых соединений.....	26
2.5.3.2 Реакции азотоорганических соединений	27
2.5.3.3 Реакции кислородосодержащих и металлорганических соединений	28
2.5.3.4 Реакции углеводородов.....	28
2.5.4 Основные условия проведения процесса.....	29
2.5.4.1 Температура.....	29
2.5.4.2 Давление.....	30
2.5.4.3 Объемная скорость подачи сырья	30
2.5.4.4 Кратность циркуляции водородсодержащего газа к сырью.....	31
2.5.4.5 Активность катализатора	31
2.5.5 Технологическая схема.....	31
2.6 Выбор основного оборудования	33
2.6.1 Обоснование выбора типа основных аппаратов и оборудования установки	33

2.7	Расчет основного оборудования	34
2.7.1	Расчет реактора.....	34
2.7.1.1	Тепловой расчет	35
2.7.1.2	Расчет размеров реактора.....	39
2.7.2	Расчет сепаратора высокого давления	42
3	Строительные решения	45
3.1	Выбор района строительства.....	45
3.2	Объемно-планировочные и конструктивные решения зданий и сооружений	46
3.3	Размещение оборудования.....	47
4	Генеральный план и транспорт	47
4.1	Размещение установки на генеральном плане.....	48
4.2	Присоединение установки к инженерным сетям.....	48
4.3	Вертикальная планировка и водоотвод с площадки	48
4.4	Транспорт.....	49
4.5	Благоустройство и озеленение промышленной площадки.....	49
5	Безопасность и экологичность проекта.....	50
5.1	Безопасность проекта.....	50
5.1.1	Характеристика опасностей производства.....	50
5.1.2	Электробезопасность	52
5.1.3	Производственный шум и вибрация	53
5.1.4	Нормализация воздуха рабочей среды.....	53
5.1.5	Производственное освещение.....	54
5.1.6	Взрыво- и пожаробезопасность	54
5.2	Мероприятия по экологической безопасности оборудования.....	56
	Заключение	58
	Список сокращений	59
	Список использованных источников	60

ВВЕДЕНИЕ

Нефть одна из важнейших полезных ископаемых и топливно-энергетических ресурсов. Без нефтепродуктов — керосина и бензина — не могут обойтись самолеты, корабли, автомобили; нельзя представить современный быт и технику без различных пластмасс, синтетического каучука, искусственных волокон, моющих веществ, удобрений, красителей, взрывчатых веществ и множества других продуктов, получаемых при переработке нефти.

Переработку нефти проводят на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ).

НПЗ это совокупность основных нефтетехнологических процессов, вспомогательных и обслуживающих служб, которые обеспечивают нормальную работу промышленного предприятия. Производство высококачественных нефтепродуктов и сырья для нефтехимии это целевое назначение НПЗ. Проектирование нефтеперерабатывающих заводов выполняется с учетом глубины переработки нефти, от которой зависит выбор технологий, применяемых для получения желаемого ассортимента нефтепродуктов.

Данный дипломный проект установки гидроочистки керосина содержит разделы: введение; технико-экономическое обоснование; технологические решения; строительные решения; генеральный план и транспорт; безопасность и экологичность проекта; заключение; список сокращений; список использованных источников.

Графические листы содержат: технологическую схему установки гидроочистки керосина, 1 лист; реактор гидроочистки, 1 лист; генеральный план НПЗ, 1 лист; поточная схема НПЗ, 1 лист.

1 Технико-экономическое обоснование

Переработка нефти и газа, обеспечивающая производство широкой гаммы нефтепродуктов – это звено, связывающее добывающую сферу со всей массой потребителей в отраслях экономики, использующих производимую им готовую продукцию.

Технико-экономические расчеты подтвердили, что гораздо рентабельнее транспортировать сырье к местам концентрированного потребления, чем перевозить нефтепродукты с заводов, расположенных вблизи промыслов. Поэтому НПЗ строят в местах концентрированного потребления нефтепродуктов. И одно из таких мест – город Барнаул. Барнаул является административным центром Алтайского края, расположен на юге Западной Сибири. Развитая транспортная инфраструктура позволяет помимо обеспечения нефтепродуктами Алтайского края, обеспечивать и соседние районы, а так же осуществлять экспорт зарубеж.

Повышение эффективности использования нефти в нефтеперерабатывающей промышленности, обеспечение дальнейшего углубления ее переработки, сокращения потерь нефти, повешение качества выпускаемых нефтепродуктов являются основными направлениями развития нефтеперерабатывающей отрасли.

Необходимость улучшения качества моторных топлив вызвана возросшей потребностью в нефтепродуктах более лучшего качества в связи с расширяющейся механизацией, жестким требованиями к защите окружающей среды, экономией природных ресурсов нефти, которая достигается за счет сокращения удельных расходов топлив двигателями.

На основании вышеизложенного, можно сделать вывод о том, что данный проект является эффективным как с технической точки зрения, так и с экономической.

2 Технологические решения

2.1 Характеристика исходной нефти

Сырьем служит нефть Зольненского месторождения расположенного в Самарской области Российской Федерации, относится к Уральской нефтегазоносной провинции. Шифр нефти: ПТ₁.

Характеристика Зольненской нефти взята из справочника [1].

Общая физико-химическая характеристика нефти представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Физико-химическая характеристика нефти

Наименование показателей	Значение
1	2
Плотность при 20°С, г/м ³	0,8212
Молекулярная масса	204

Окончание таблицы 1

1	2
Кинематическая вязкость 20 °С 50 °С	4,8 2,35
Парафин содержание, % температура плавления, °С	4,6 50
Температура застывания с термообработкой, °С без термообработки, °С	-21 -8
Содержание, % мас. общей серы смолы сернокислотные силикагелевых смол асфальтенов азота	0,74 12 4,38 0,54 -
Кислотное число, мг КОН на 1 кг нефти	0,12
Коксусемость, % мас.	1,54
Давление насыщенных паров, мм.рт.ст при 88 °С при 50 °С	247 -
Температура вспышки в закрытом тигле	-11

Потенциальное содержание фракций в Зольненской нефти представлено в таблице 2.

Таблица 2 - Потенциальное содержание (в вес. %) фракций

Отгоняется до температуры, °С	Выход на нефть, (суммарный) %	Отгоняется до температуры, °С	Выход на нефть, %	Отгоняется до температуры, °С	Выход на нефть, %
28(газ до C ₄)	-	210	36,2	400	70,3
60	6,1	220	37,4	410	72,1
62	-	230	38,8	420	73,5
85	9,2	240	40,8	430	74,5
95	10,8	250	43,0	440	75,5
100	11,6	260	45,1	450	76,9
105	12,4	270	47,2	480	79,5
110	13,4	280	49,4	Остаток	20,5
120	15,5	290	51,4		
122	15,8	300	53,7		
130	18,0	310	55,8		
140	20,4	320	57,7		
145	21,4	330	59,2		
150	22,5	340	60,6		
160	25,4	350	62,0		
170	28,0	360	63,2		
180	30,0	370	64,7		
190	32,9	380	66,0		
200	34,9	390	68,3		

2.2 Выбор варианта и технологической схемы переработки нефти

Технологическая схема нефтеперерабатывающего завода определяется потребностью в нефтепродуктах. Она должна обеспечивать выпуск товарной

продукции высокого качества и широкого ассортимента. Необходимо также принимать во внимание возможность изменения количества и качества поступающего на завод сырья.

Существует несколько типов технологических схем переработки нефти. Одна из классификаций включает в себя 4 типа:

- топливный с неглубокой переработкой нефти;
- топливный с глубокой переработкой нефти;
- топливно-масляный;
- топливно-нефтехимический.

На заводах, работающих по первым двум типам схем, вырабатываются различные топлива – бензин, керосины, дизельное, печное и котельное топлива. При неглубокой переработке получают не более 35-40 %, светлых нефтепродуктов, а выработка котельного топлива составляет 60-65 % на исходную нефть. При глубокой переработке нефти отбор светлых нефтепродуктов составляет более 70 %, а котельное топливо вырабатывается только для обеспечения собственной потребности предприятия.

Заводы топливно-масляного типа нацелены на получение смазочных масел, парафинов и церезинов. Из побочных продуктов установок очистки масел получают битумы и нефтяной кокс.

На заводах топливно-нефтехимического типа помимо топлив вырабатываются нефтехимические продукты. На основе полученных продуктов осуществляется широкая гамма нефтехимических синтезов.

Из всех вариантов переработки нефти целесообразнее всего выбрать вариант топливный с глубокой переработкой. Глубокая переработка позволяет извлекать больше светлых нефтепродуктов, из которых в дальнейшем вырабатывается высококачественные моторные топлива. Тяжелые нефтяные остатки практически полностью перерабатываются с получением широкого спектра продуктов, таких как: бензин, керосин, дизельное топливо, битум, кокс, алкилат. Всё это позволяет увеличить эффективность производства и рентабельность предприятия.

Поточная схема представлена на рисунке 1.

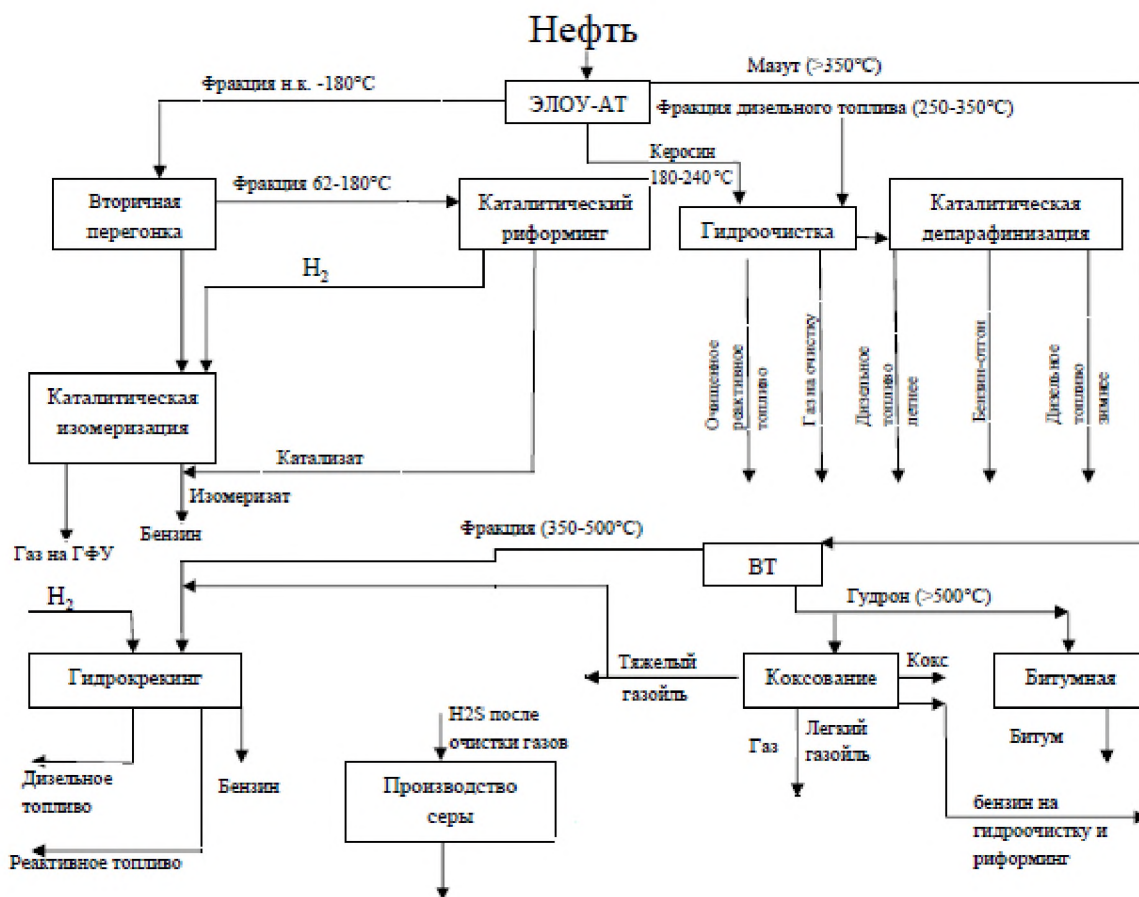


Рисунок 1 – Поточная схема

2.3 Характеристики установок по переработки нефти

2.3.1 Обессоливание нефти

Нефть, поступающая на НПЗ обычно содержит в себе около 500мг/л солей и 1% мас. воды. Для дальнейшей переработки пригодна нефть, в которой содержание солей и воды не превышает 20 мг/л и 0,1 % мас. [2] соответственно. Но и эти требования постоянно ужесточаются, так как снижение содержания солей позволяет значительно экономить на транспортировке, увеличить межремонтный пробег установок атмосферно-вакуумной перегонки (АВТ), уменьшить коррозию аппаратуры, улучшить качество нефтепродуктов.

Процесс обезвоживания и обессоливания нефтей направлен на разрушение сольватной оболочки и снижение структурно-механической прочности эмульсий. Для предотвращения адсорбции смолистых веществ, асфальтенов, органических кислот и их солей, тугоплавких парафинов, глини и ила на поверхности эмульсий в нефть вводят деэмульгаторы. Разрушая адсорбционную плёнку, деэмульгатор способствует коалесценции капелек воды в более крупные капли, которые в дальнейшем удаляются при отстое. Процесс этот ускоряют путём повышения температуры до 80-120°C. Во избежание испарения воды и снижения газообразования процесса проводят при повышенном давлении (1,8 МПа).

Более стойкие нефтяные эмульсии разрушают действием переменного электрического тока. Под действием тока капли воды поляризуются, вытягиваются и притягиваются друг к другу, укрупняясь, они осаждаются.

Основным аппаратом процесса является электродегидратор. Среди применяемых конструкций более эффективными оказались горизонтальные электродегидраторы, так как они обладают более благоприятными условиями осаждения, чем шаровые или вертикальные.

2.3.2 Атмосферно-вакуумная перегонка

Сырьем для атмосферно-вакуумной перегонки служит обессоленная нефть с блока электрообессоливающей установки (ЭЛОУ).

Блок АВТ предназначен для разделения нефти на газы, бензиновые, керосиновые, дизельные, масляные фракции и гудрон для последующей их переработки или использования в качестве товарной продукции. Установки АВТ скомбинированы с ЭЛОУ и установками вторичной переработки.

Для получения продуктов установки применяют процесс, называемый ректификацией. Ректификация это массообменный процесс многократного противоточного контактирования паров и жидкости. При взаимодействии встречных потоков пара и жидкости на каждой ступени контактирования между ними происходит тепло- и массообмен, обусловленные стремлением системы к состоянию равновесия. В результате каждого контакта компоненты перераспределяются между фазами: пар несколько обогащается низкокипящими, а жидкость – высококипящими компонентами. Процесс ректификации происходит в ректификационных колоннах.

Блок АВТ включает в себя: отбензинивающую, атмосферную и вакуумную колонны. Отбензинивающая колонна предназначена для удаления из нефти легкого бензина н.к.-120°С, тем самым снижая нагрузку на атмосферную колонну, а также предохраняет её от коррозии. Атмосферная колонна разделяет отбензиненную нефть на газы, бензиновую, керосиновую, дизельную фракции и мазут. Дальнейшая переработка мазута осуществляется в вакуумной колонне с выделением нескольких фракций вакуумного газойля и гудрона.

2.3.3 Каталитический риформинг

Назначением процесса каталитического риформинга является повышение детонационной стойкости бензинов и выделение индивидуальных ароматических углеводородов (бензола, толуола, ксилолов). Побочным, но не менее важным продуктом процесса является водородсодержащий газ (ВСГ), который используется в других гидрокаталитических процессах.

Если целью процесса является получение ароматических углеводородов, то для этого в качестве сырья используют фракции, содержащие углеводороды C₆ (62-85°С), C₇ (85-105°С) и C₈ (105-40°С). Если риформинг проводится с

целью получения высокооктанового бензина, то сырьем служит фракция 85-180°С. Выход бензина составляет 80-88% мас. с октановым числом 80-85.

В процессе каталитического риформинга применяют бифункциональные катализаторы, сочетающие кислотную и гидрирующую-дегидрирующую функции. Кислотную функцию выполняет носитель – оксид алюминия. Также для усиления кислотной функции в катализатор вводят хлор или реже фтор. Согласно [2] содержание хлора составляет от 0,4 до 2,0 % мас. Гидрирующую- дегидрирующую функции выполняют металлы VIII группы, а именно платина или палладий, промотированный добавками рения, иридия, олова, галлия, германия и др.

Риформинг осуществляют в каскаде из трех-четырех реакторов с промежуточным подогревом сырья, так как процесс сильно эндотермичен.

Установки каталитического риформинга включают следующие блоки: гидроочистки сырья, очистки ВСГ, реакторный, сепарации газа и стабилизации катализата.

2.3.4 Гидроочистка топлив

Процесс гидроочистки основан на реакции гидрогенизации, в результате которой происходит насыщение олефиновых углеводородов и деструкция сернистых, кислородных и азотных соединений с образованием парафиновых углеводородов, сероводорода, воды и аммиака. Вследствие гидроочистки топлив уменьшается содержание в них серы до 0,2 % мас. и ниже, повышается их термической стабильности и улучшаются другие свойства [3].

Гидроочистка осуществляется в присутствии водородсодержащего газа при температуре 360-425°С и давлении 2-5 МПа, в стационарном слое катализатора. Степень обессеривания и глубина гидрирования непредельных соединений повышаются с ростом температуры и давления процесса, а также с увеличением кратности циркуляции водородсодержащего газа. Катализатором процесса является алюмокобальтомолибденовый (АКМ) катализатор [4].

Технологические схемы установок гидроочистки различных топлив имеют много общего и различаются по мощности, размерам и технологическому оформлению секций сепарации и стабилизации.

Установки гидроочистки в общем виде включают в себя следующие блоки: реакторный, стабилизации гидроочищенного продукта, удаления H_2S из ВСГ, промывки от H_2S дистиллята [5].

2.3.5 Адсорбционная депарафинизация дизельного топлива

Депарафинизация нефтепродуктов предназначена для удаления парафинов и церезинов из дистиллятных и остаточных фракций нефти.

Сырьем процесса является гидроочищенное дизельное топливо. Основное назначение процесса – получение низкозастывающего компонента дизельного топлива и жидкого парафина.

Метод адсорбционной депарафинизации основан на использовании синтетических цеолитов («молекулярных сит»). Для адсорбционного извлечения n-алканов применяются цеолиты с диаметром входных «окон» (пор) около 0,5 нм. Через «окна» таких размеров проникают молекулы n-алканов, критический диаметр которых не превышает 0,49 нм. У молекул изоалканов, циклоалканов и аренов критический диаметр составляет 0,57-0,72 нм и поэтому они не могут проникнуть в полости цеолитов.

Технологический процесс включает следующие стадии: адсорбцию n-алканов цеолитом при его контакте с сырьем; промывку — удаление из адсорбционного объема неадсорбируемых цеолитом компонентов сырья; десорбцию — выделение n-алканов из полостей цеолита с помощью вытеснителей.

2.3.6 Газофракционирующая установка

Для разделения углеводородных газов применяются 2 типа газофракционирующих установок, в каждый из которых входят блоки компрессии и конденсации: ректификационный — ГФУ и абсорбционно-ректификационный — АГФУ (применяется для фракционирования непредельных газов).

Сырьем являются заводские газы и головки стабилизации АВТ, риформинга и гидрокрекинга.

Газофракционирующая установка (ГФУ) предназначена для дальнейшей переработки предельных углеводородных газов, с получением следующих узких фракций:

- метан-этановая (сухой газ);
- пропановая;
- изобутановая;
- бутановая;
- изопентановая;
- пентановая и выше.

Установка состоит из дезтанизатора, пропановой, бутановой, изобутановой, пентановой, изопентановой колонн и блока очистки продуктов.

2.3.7 Изомеризация

Целевое назначение процесса является получение высокооктановых изокомпонентов бензина и сырья нефтехимии. Сырьем служат фракции н.к. - 62°C и рафинаты каталитического риформинга, которые содержат n-пентаны и n-гексаны, а также пентановые и гексановые фракции, получаемые с ГФУ.

Реакция изомеризации или перегруппировки заключается в том, что n-алканы в среде водорода на катализаторе и при нагревании способны, путем структурного изменения углеродного скелета, превращаться в разветвленные алканы без изменения состава и молекулярной массы соединения.

Катализатором процесса чаще всего служит бифункциональный платиновый катализатор нанесенный на оксид алюминия.

Изомеризация проходит в среде водорода на бифункциональных катализаторах.

Продукт установки – изомеризат, имеет высокую детонационную стойкость, что обуславливает его высокое октановое число 88-92. Побочный продукт – сухой газ, может использоваться в качестве топливного.

Установка изомеризации состоит из блоков ректификации и изомеризации. В блоке ректификации происходит выделение изомеров из смеси исходного сырья и стабильного изомеризата. Реакторный блок состоит из двух параллельно работающих секций: в одной осуществляется изомеризация н-пентанов, а в другой — н-гексанов.

2.3.8 Производство битумов

При производстве нефтяных битумов используют следующие три основных способа:

- концентрировании тяжелых нефтяных остатков (ТНО) путем вакуумной перегонки;
- окисление кислородом воздуха различных ТНО;
- смешение остаточных и окисленных битумов и различных ТНО.

Сырьём для производства битума служат ТНО, такие как гудрон, асфальт деасфальтизации, крекинг-остаток и др. Качество битумов определяется отношением асфальтенов к смолам и содержанием твердых парафинов в нефти. Чем выше отношение А/С и чем меньше парафинов, тем лучше качество битумов и проще технология их производства. Наличие сернистых и других гетеросоединений в сырье не ухудшает товарных свойств битумов.

Битумный блок состоит из 4 трубчатых змеевиковых реакторов, по два на каждом потоке. Такая двухпоточная схема позволяет производить битумы разных марок: строительные и дорожные.

2.3.9 Гидрокрекинг

Гидрокрекинг позволяет извлекать дополнительное количество светлых нефтепродуктов практически из любого нефтяного сырья.

Сырьем установки гидрокрекинга обычно служат вакуумные газойли, газойли крекингов, деасфальтизаты, мазут, гудрон. Продуктами гидрокрекинга являются сжиженный газ, лёгкий и тяжёлый бензин, реактивное и дизельное топливо. Продукты гидрокрекинга не требуют дальнейшего облагораживания и могут сразу использоваться как товарный продукт.

Гидрокрекинг может осуществляться одно- или двухступенчато. В одноступенчатой системе совмещены в одной реакционной системе гидроочистка, гидрирование и гидрокрекинг. Такая система применяется, когда целевыми продуктами являются средний дистиллят, сжиженный газ и бензин,

полученные из лёгкого сырья. Двухступенчатая система применяется когда необходимо провести гидроочистку и гидрирование отдельно от гидрокрекинга. Такую систему используют для переработки более тяжелого сырья.

Реакции первой ступени: гидрогенолиз гетероатомных органических соединений и металлоорганических соединений. Побочными реакциями являются реакции гидрирования ароматических соединений и нафтеновых колец с их разрывом. Скорость этих реакций выше, поэтому и расход H_2 в 2-3 раза выше. Катализаторами являются алюмокобальтмолибденовые (АКМ) и алюмокобальтникелиевые (АКН) на оксиде алюминия.

На вторую ступень поступает гидроочищенное сырьё и далее с ним идут реакции глубокой деструкции углеводородов. Катализаторами на второй ступени являются биметаллические системы платины, палладия на активном оксиде алюминия.

2.3.10 Коксование

Назначением установки замедленного коксования (УЗК) является производство крупно-кускового нефтяного кокса. Побочными продуктами УЗК являются газы, бензиновую фракцию и газойлевые дистилляты, которые подвергаются дальнейшей переработке.

Сырьём УЗК является мазут, гудрон, асфальты деасфальтизации, тяжелые нефти из битуминозных песков, смола пиролиза, крекинг-остатки и др.

Главная сложность процесса состоит в том, что тяжёлое сырьё может закоксовываться прямо в трубах печи, не дойдя до коксовых камер. Для задержки коксования сырьё подают в трубы специальной конструкции с высокой скоростью, с минимальной длительностью нагрева.

Установки замедленного коксования включают в себя два блока: нагревательно-реакционно-фракционирующий, где осуществляется собственно технологический процесс коксования сырья и фракционирование его продуктов; отделение по механической обработке кокса, где осуществляется его выгрузка, сортировка и транспортировка.

2.3.11 Деасфальтизация гудрона

Деасфальтизация проводится для удаления смолисто-асфальтеновых веществ (САВ) и полициклических углеводородов с помощью избирательных растворителей. Удалять САВ и полициклические УВ необходимо из-за того, что они обладают повышенной коксуемостью и низким индексом вязкости, что ухудшает качество гудрона. В качестве растворителя обычно применяется пропан, бутан, пентан, легкие бензиновые фракции.

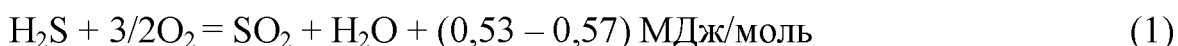
Деасфальтизация гудрона применяется также для получения деасфальтизата – сырья установок каталитического крекинга и гидрокрекинга. Ещё одним продуктом является асфальт, который служит сырьём для производства битумов или компонентом котельного топлива.

2.3.12 Производство серы

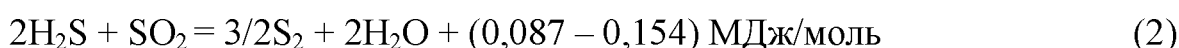
Сероводород, получаемый с гидрогенизационных процессов используют для производства элементной серы, иногда для производства серной кислоты. Производят серу методом каталитической окислительной конверсии сероводорода Клауса.

Процесс Клауса осуществляется в две стадии:

- стадия термического окисления сероводорода до диоксида серы:



- стадия каталитического превращения сероводорода и диоксида серы:



Процесс термического окисления H_2S осуществляют в основной топке, смонтированной в одном агрегате с котлом-утилизатором. Объем воздуха, который поступает в зону горения, строго дозируется, для обеспечения на второй стадии требуемое соотношение SO_2 и H_2S (1:2). Температура продуктов сгорания достигает 1100-1300°C в зависимости от концентрации H_2S и углеводородов в газе. Вывод серы из реакционной системы, образовавшейся на второй стадии, благоприятствует увеличению степени конверсии H_2S до 95 %.

Катализатором процесса является боксит или оксид алюминия.

2.3.13 Производство водорода

В настоящее время более 90% водорода, используемого в промышленности, получают методом паровой каталитической конверсии углеводородов.

Сырьем являются природные и заводские (сухие и жирные) газы, а также прямогонные бензины. Содержание серы в газах не должно превышать 100 мг/м³, в бензинах 0,3 мг/кг, так как сера отравляет катализаторы процесса.

Метод паровой каталитической конверсии углеводородов включает три стадии: подготовку сырья к конверсии, конверсию и удаление из продуктов оксидов углерода. Никелевый катализатор применяется для паровой конверсии углеводородов, цинкмедный для низкотемпературной конверсии оксида углерода. Присутствие в сырье непредельных углеводородов вызывает образование углеродистых отложений на катализаторе паровой конверсии углеводородов.

Установка состоит из следующих блоков: подготовки сырья, паровой конверсии, конверсии CO_2 в CO , очистки технологического газа от CO_2 и метанирования.

2.4 Материальный баланс предприятия

2.4.1 Материальный баланс нефтеперерабатывающего завода с глубокой переработкой нефти

Материальный баланс нефтеперерабатывающего завода по топливному варианту с глубокой переработкой Зольненской нефти представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Материальный баланс нефтеперерабатывающего завода по топливному варианту с глубокой переработкой

Процессы и продукты	% на сырье установки	% на нефть	тыс. т/г
1	2	3	4
Обессоливание нефти			
Поступило:			
нефть сырая	101	101	3129,80
Получено:			
нефть обессоленная	100	100	3098,82
вода и соли	1	1	30,99
Всего:	101	101	3129,80
Атмосферно-вакуумная перегонка			
Поступило:			
нефть обессоленная	100	100	3098,82
Получено:			
газ и головка стабилизации	-	-	
фракция н.к. -62°C	6,1	6,1	189,03
62-85°C	3,1	3,1	96,06
85-105°C	3,2	3,2	99,16
105-140°C	8	8	247,91
140-180°C	9,6	9,6	297,49
180-230°C	8,8	8,8	272,70
230-350°C	23,2	23,2	718,93
350-500°C	17,5	17,5	542,29
гудрон	19,8	19,8	613,57
потери	0,7	0,7	21,69
Всего:	100	100	3098,82
Каталитический риформинг и экстракция ароматических углеводородов			
Поступило			
фракция 62-85 °C	65,96	3,1	96,06

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
85-105 °С	34,04	1,6	49,58
Всего:	100	4,7	145,64
Получено:			
бензол	11,8	0,555	17,19
толуол	11,9	0,559	17,33
сольвент	3	0,141	4,37
рафинат	56	2,632	81,56
водородсодержащий газ	5	0,235	7,28
головка стабилизации	5	0,235	7,28
газ	6	0,282	8,74
потери	1,3	0,061	1,89
Всего:	100	4,700	145,64
Каталитический риформинг			
Поступило:			
фракция 85-105°С	11,98	1,6	49,58
105-140°С	59,91	8	247,91
140-180°С	7,49	1	30,99
тяжелый бензин гидрокрекинга	16,56	2,212	68,54
бензины-отгоны гидроочистки	4,06	0,542	16,78
Всего:	100	13,353	413,80
Получено:			
катализат	83	11,083	343,45
водородсодержащий газ	5	0,668	20,69
в том числе водород	1,1	0,147	4,55
головка стабилизации	5	0,668	20,69
газ	6	0,801	24,83
потери	1	0,134	4,14
Всего:	100	13,353	413,80
Гидроочистка керосина			
Поступило:			
фракция 140-180°С	51,81	8,6	266,50
180-230°С	48,19	8	247,91
водородсодержащий газ	1,2	0,199	6,17
в том числе водород	0,3	0,050	1,54
Всего:	101,2	16,799	520,58
Получено:			
гидроочищенный керосин	97,2	16,135	500,00
бензин-отгон	1,5	0,249	7,72
сероводород	0,1	0,017	0,51
газ	2	0,332	10,29

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
потери	0,4	0,066	2,06
Всего:	101,2	16,799	520,58
Гидроочистка дизельных фракций			
Поступило:			
фракция 180-230°C	3,01	0,8	24,79
230-350°C	87,24	23,2	718,93
легкий газойль коксования	9,75	2,592	80,32
водородсодержащий газ	1,7	0,452	14,01
в том числе водород	0,4	0,106	3,30
Всего:	101,7	27,044	838,05
Получено:			
гидроочищенное дизельное топливо	97,1	25,821	800,14
бензин-отгон	1,1	0,293	9,06
сероводород	0,8	0,213	6,59
газ	2,3	0,612	18,95
потери	0,4	0,106	3,30
Всего:	101,7	27,044	838,05
Адсорбционная депарафинизация дизельного топлива			
Поступило:			
гидроочищенное дизельное топливо	100	5,821	180,38
водород	1	0,058	1,80
Всего:	101	5,879	182,18
Получено:			
дизельное топливо зимнее	80,3	4,674	144,84
промежуточная фракция	9,1	0,530	16,41
парафин жидкий	11,2	0,652	20,20
потери	0,4	0,023	0,72
Всего:	101	5,879	182,18
Газофракционирование предельных газов			
Поступило:			
газ и головка атмосферно-вакуумной перегонки	-	-	-
головка каталитического риформинга	54,85	0,903	27,97
головка гидрокрекинга	45,15	0,743	23,03
Всего:	100	1,646	51,00
Получено:			
пропан	21,6	0,355	11,02
изобутан	16,1	0,265	8,21
н-бутан	33	0,543	16,83
изопентан	8,6	0,142	4,39
н-пентан	11	0,181	5,61
газовый бензин	1,8	0,030	0,92
газ	6,5	0,107	3,31
потери	1,4	0,023	0,71

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
Всего:	100	1,646	51,00
Изомеризация			
Поступило:			
фракция н.к. -62°C	97,12	6,1	189,03
пентан с ГФУ	2,88	0,181	5,61
водородсодержащий газ	1,1	0,069	2,14
в том числе водород	0,2	0,013	0,39
Всего:	101,1	6,350	196,78
Получено:			
изопентан	69,8	4,384	135,86
изогексан	26,3	1,652	51,19
газ	4	0,251	7,79
потери	1	0,063	1,95
Всего:	101,1	6,350	196,78
Производство битумов			
Поступило:			
гудрон	52,83	2,8	86,77
фракция 350-500°C.	47,17	2,5	77,47
поверхностно-активные вещества	3	0,159	4,93
Всего:	103	5,459	169,16
Получено:			
битумы дорожные	72,7	3,853	119,40
строительные	26,4	1,399	43,36
отгон	1,3	0,069	2,14
газы окисления	1,6	0,085	2,63
потери	1	0,053	1,64
Всего:	103	5,459	169,16
Гидрокрекинг			
Поступило:			
фракций 350-500°C	86,81	15	464,82
деасфальтизат	13,19	2,280	70,65
водород с водородной установки	3	0,518	16,06
Всего:	103	17,798	551,54
Получено:			
бензин легкий	2,6	0,449	13,92
бензин тяжелый	12,8	2,212	68,54
реактивное топливо	20,9	3,612	111,91
дизельное топливо	46	7,949	246,32
тяжелый газойль (выше 350°C)	7,9	1,365	42,30
сероводород	2,3	0,397	12,32
газ	5,2	0,899	27,84
головка стабилизации	4,3	0,743	23,03
потери	1	0,173	5,35
Всего:	103	17,798	551,54

Окончание таблицы 3

1	2	3	4
Коксование			
Поступило:			
гудрон (коксуемость 16 %)	62,50	6	185,93
асфальт с установки деасфальтизации	37,50	3,600	111,56
Всего:	100	9,600	297,49
Получено:			
газ и головка стабилизации	8,6	0,826	25,58
бензин	13	1,248	38,67
легкий газойль	27	2,592	80,32
тяжелый газойль	24,4	2,342	72,59
кокс	24	2,304	71,40
потери	3	0,288	8,92
Всего:	100	9,600	297,49
Деасфальтизация гудрона			
Поступило:			
гудрон	100	6	185,93
Получено:			
асфальт на замедленное коксование	60	3,600	111,56
деасфальтизат на гидрокрекинг	38	2,280	70,65
потери	2	0,120	3,72
Всего:	100	6,000	185,93
Производство серы			
Поступило:			
сероводород	100	0,627	19,42
Получено:			
сера элементарная	97	0,608	18,84
потери	3	0,019	0,58
Всего:	100	0,627	19,42
Производство водорода			
Поступило:			
сухой газ	32,70	0,982	30,44
хим. очищенная вода (на реакцию)	67,30	2,022	62,65
Всего:	100	3,004	93,09
Получено:			
водород технический, 96 %	18,2	0,547	16,94
двуокись углерода	77,8	2,337	72,43
потери	4	0,120	3,72
Всего:	100	3,004	93,09

2.4.2 Сводный материальный баланс нефтеперерабатывающего завода с глубокой переработкой нефти

Сводный материальный баланс НПЗ представлен в таблице 4.

Таблица 4 – Сводный материальный баланс нефтеперерабатывающего завода по топливному варианту с глубокой переработкой нефти

Компоненты	Топливный вариант с глубокой переработкой	тыс. т/г
1	2	3
Поступило:		
Нефть обессоленная	100,00	3098,82
Поверхностно-активные вещества на производство битума	0,16	4,93
Вода на производство водорода	2,02	62,65
Всего	102,18	3166,39
Получено:		
Автомобильный бензин, в т.ч.:	21,48	665,57
катализат риформинга	11,08	343,45
алкилат легкий	-	-
рафинат от производства ароматических углеводородов	2,63	81,56
бензин каталитического крекинга	-	-
изопентан	4,38	135,86
изогексан	1,65	51,19
легкий бензин гидрокрекинга	0,45	13,92
газовые бензины	0,03	0,92
бензин коксования	1,25	38,67
бутан	-	-
Керосин гидроочищенный	16,14	500,00
Дизельное топливо летнее, в т.ч.:	32,09	994,41
гидроочищенное топливо	20,00	619,76
легкий газойль гидрокрекинга	11,56	358,23
легкий газойль каталитического крекинга	-	-
тяжелый алкилат	-	-
промежуточная фракция депарафинизации	0,53	16,41
Дизельное топливо зимнее	4,67	144,84
Ароматические углеводороды, в т.ч.:	1,25	38,89
бензол	0,55	17,19
толуол	0,56	17,33
сольвент	0,14	4,37
Сжиженные газы, в т.ч.:	1,31	40,44
пропан	0,36	11,02
изобутан	0,26	8,21
<i>n</i> -бутан	0,54	16,83
пропан-пропиленовая фракция	-	-
пропан и бутан-пентаны алкилирования	-	-
изопентан	0,14	-
Жидкий парафин	0,65	20,20
Кокс нефтяной	2,30	71,40
Битумы дорожные и строительные	5,25	162,76

Окончание таблицы 4

1	2	3
Сырье для производства технического углерода	-	-
Котельное топливо, в т.ч.:	8,78	271,97
фракция выше 350°C	-	-
350-500°C	-	-
гудрон	5,00	154,94
тяжелый газойль коксования	2,34	72,59
фракция выше 420°C каталитического крекинга	-	-
фракция выше 350°C гидрокрекинга	1,37	42,30
отгоны производства битумов	0,07	2,14
Сера элементарная	0,61	18,84
Топливный газ	3,13	96,89
Диоксид углерода	2,34	72,43
Отходы (кокс выжигаемый, газы окисления)	0,08	2,63
Потери безвозвратные	1,95	60,41
Всего:	102,15	3165,67

2.5 Описание технологического процесса гидроочистки

2.5.1 Характеристика сырья и продуктов

Характеристика исходного сырья и готовой продукции приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Характеристика сырья и продуктов установки

Наименование сырья, готовой продукции	Номер ГОСТ, ТУ, СТП	Показатели качества, обязательные для проверки.	Норма по ГОСТ (заполняется при необходимости)	Область применения изготавливаемой продукции
1	2	3	4	5
Фракция керосиновая прямогонная	П1-02.02 СП-0141 ЮЛ-101	Плотность при 20°C, кг/м ³	не менее 780	Как сырье гидроочистки, на период выработки смесового топлива марки ТС-1, в качестве компонента при приготовлении дизельного топлива
		Фракционный состав, °C:		
		а) температура начала перегонки	не выше 150	
		б) 10% отгоняется при температуре	не выше 165	
		в) 50% отгоняется при температуре	не выше 195	
		г) 90% отгоняется при температуре	не выше 230	
д) 98% отгоняется при температуре	не выше 250			
е) остаток от разгонки, %	не более 1,5			
ж) потери от разгонки, %	не более 1,5			
Кинематическая вязкость, мм ² /с при 20°C	не менее 1,30			
Температура вспышки, °C	не ниже 28			
Массовая доля общей серы, %	не более 0,2			
Температура начала кристаллизации, °C	не выше - 60			
Свежий ВСГ	П1-02.02 СП-0173 ЮЛ-101	Углеводородный состав, в т.ч. содержание водорода, % об., не менее Удельный вес, кг/нм ³	65 0,2±0,4	Используется в процессе гидроочистки

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5
		Содержание H ₂ S, % об.(ppm), не более Содержание влаги после осушки	0,015 (150) -	
Гидроочищенная керосиновая фракция секции (компонент ДТ)	П1-02.02 СП-0390 ЮЛ-101	Плотность при 20 ⁰ С, кгс/см ³	не менее 775	
		Фракционный состав, °С: а) температура начала перегонки, не ниже	155	
		б) 10% отгоняется при температуре, не ниже	170	
		в) 50% отгоняется при температуре, не выше	205	
		г) 90% отгоняется при температуре, не выше	230	
		д) 98% отгоняется при температуре, не выше	250	
		е) при температуре 180 ⁰ С отгоняется, % об., не более	28	
		ж) остаток от разгонки, %, не более	1,5	
з) потери от разгонки, %, не более	1,5			
Вязкость кинематическая при 20 ⁰ С, мм ² /с	не менее 1,3			
Температура вспышки, определяемая в закрытом тигле, °С.	не ниже 50			
Массовая доля серы, %	не более 0,005			
Гидроочищенная керосиновая фракция (компонент смешанного реактивного топлива марки ТС-1)	П1-02.02 СП-0390 ЮЛ-101	Плотность при 20 ⁰ С, кгс/см ³	не менее 780	
		Фракционный состав, °С: а) температура начала перегонки	не выше 150	
		б) 10% отгоняется при температуре	не выше 165	
		в) 50% отгоняется при температуре	не выше 195	
		г) 90% отгоняется при температуре	не выше 230	
		д) 98% отгоняется при температуре	не выше 250	
		е) остаток от разгонки, %	не более 1,5	
		ж) потери от разгонки, %	не более 1,5	
Вязкость кинематическая при 20 ⁰ С, мм ² /с	не менее 1,3			
Температура вспышки, определяемая в закрытом тигле, °С.	не ниже 28			
Массовая доля серы, %	не более 0,005			
Удельная электрическая проводимость, пСм/м	не более 10			
Нестабильный бензин-отгон секции	П1-02.02 СП-0392 ЮЛ-101	Плотность при 20 ⁰ С, г/см ³ , не выше	0,720	Направляется на каталитический риформинг
		Фракционный состав, °С: Температура начала кипения	не нормируется	
		Температура конца кипения, не выше	180	
		Содержание сероводорода, г/л	не более 4,0	
		Содержание механических примесей, г/л	не более 1,0	
		Содержание тиосульфата, % вес	не более 2,0	
ВСГ	П1-02.02СП-0173 ЮЛ-101	Удельный вес, кг/м ³	0,2 ÷ 0,4	Используется на реакцию в процессе гидроочистки
		Углеводородный состав, в т.ч. содержание водорода, % (об.), не менее	65	
		Содержание сероводорода, %об (ppm), не более Содержание влаги после осушки, ppm	0,015 (150) -	

Окончание таблицы 5

1	2	3	4	5
Углеводородный газ	П1-02.02 СП-0086 ЮЛ-101	Углеводородный состав, % (об.): Водорода в пределах	40 ÷ 90	Направляется на сжигание на печи
		- метана, этана	не нормируется	
		- пропана, не более	20	
		- сумма бутанов, не более	16	
		- сумма пентанов, не более	7,0	
		Содержание сероводорода, %, не более	0,02	
		Плотность, кг/м ³ , не более	1,5	
Сероводородная вода	П1-02.02 СП-0192 ЮЛ-101	Общее солесодержание мг/л, не более	9000	Направляется на отпарку
		Содержание хлор-ионов, мг/л, не более	30	
		Показатель рН	7-9	
		Содержание Fe, мг/л	не нормируется	

2.5.2 Теоретические основы процесса

Основа процесса гидроочистки – реакции умеренной гидрогенизации, с удалением из нефтепродуктов гетероатомных, непредельных соединений и частично полициклических аренов в среде водорода на катализаторах.

Удаление гетероатомов происходит в результате разрыва связей C–S, C–N, C–O, и насыщения образующихся осколков водородом. При этом сера, азот, кислород выделяются соответственно в виде H₂S, NH₃, H₂O. Арены присоединяют водород по двойной связи. Частично гидрируются полициклические арены.

Условия процесса, физико-химические свойства сырья и катализатор регулируют относительную скорость и глубину реакций.

Используемые в промышленных гидрогенизационных процессах катализаторы являются сложными композициями, в их состав входят, как правило, следующие компоненты:

- металлы VIII группы: никель, кобальт, платина, палладий, иногда железо;
- оксиды или сульфиды VI группы: молибден, вольфрам, иногда хром;
- термостойкие носители с развитой удельной поверхностью и высокой механической прочностью, инертные или обладающие кислотными свойствами;
- модификаторы.

Никель, кобальт, платина или палладий придают катализаторам дегидрирующие свойства, но они не обладают устойчивостью по отношению к отравляющему действию контактных ядов и не могут быть использованы по отдельности в гидрогенизационных процессах.

Молибден, вольфрам и их оксиды являются р-полупроводниками (как и никель, кобальт, платина, палладий). Их каталитическая активность по

отношению к реакциям окисления-восстановления обуславливается наличием на их поверхности свободных электронов, способствующих адсорбции, хемосорбции, гомолитическому распаду органических молекул. Сульфиды молибдена и вольфрама также являются р-полупроводниками (дырочными). Дырочная их проводимость обуславливает протекание гетеролитических (ионных) реакций, в частности расщепление C-S-, C-N- и C-O-связей в гетероорганических соединениях.

Сочетание никеля или кобальта с молибденом или вольфрамом придает их смеси и сплавам бифункциональные свойства – способность осуществлять одновременно и гомолитические, и гетеролитические реакции, а также стойкость по отношению к отравляющему действию сернистых и азотистых соединений, содержащихся в нефтяном сырье.

Носители, обладающие кислотными свойствами (синтетические аморфные и кристаллические алюмосиликаты и цеолиты), обеспечивают катализаторам дополнительно изомеризирующие и расщепляющие (крекирующие) свойства.

Наряду с активными компонентами и структурообразующими компонентами катализаторы содержат различные неорганические модификаторы: кремний, фосфор, бор, магний, марганец, хром, цинк, калий, мышьяк, сурьма, титан, цирконий, редкоземельные элементы, галоиды, цеолиты и др. в количестве 1-20% в расчете на оксиды. Указанные добавки улучшают качество катализаторов: повышают их активность, селективность, стабильность, механическую прочность, улучшают формуемость катализаторной массы и термостабильность пористой структуры гранул.

Наибольшее распространение в гидрогенизационных процессах получили алюмокобальтмолибденовые (АКМ), алюмоникельмолибденовые (АНМ) и смешанные алюмоникелькобальтмолибденовые (АНКМ), а также алюмоникельмолибденсиликатные (АНМС) катализаторы.

Наиболее распространен катализатор гидроочистки АКМ, содержащий 2–4 % CoO, 9–15 % MoO₃. Суммарное содержание кобальта и молибдена – 8–13 %. Реже применяются АНМ–катализаторы.

В качестве катализатора используется отечественный катализатор марки ГКД-202. Характеристика катализатора представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Характеристика катализатор марки ГКД-202

Наименования показателя	Значение
1	2
Насыпная плотность, кг/м ³	650
Удельная поверхность, м ² /г	230
Содержание, % мас.:	
CoO, не менее	0,4
NiO, не менее	5,0
MoO ₃ , не менее	13,0
Fe ₂ O ₃ , не менее	-
Na ₂ O, не более	0,4
Носитель	алюмосиликат+цеолит
Массовая доля влаги, %, не более	3,0
Массовая доля крошки и пыли размером менее 1 мм, %, не более	2,5

Окончание таблицы 6

1	2
Диаметр гранул, мм	1,5–2,2
Индекс прочности, кг/мм	2,2
Относительная активность по обессериванию, не менее, усл.ед.	92
Межрегенерационный период, мес.	22–24
Общий срок службы, мес.	48–60

2.5.3 Основные химические реакции

2.5.3.1 Реакции сернистых соединений

Меркаптаны гидрируются в углеводород и сероводород:



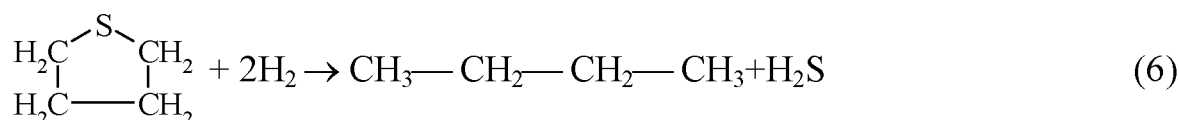
Сульфиды гидрируются через стадию образования меркаптанов:



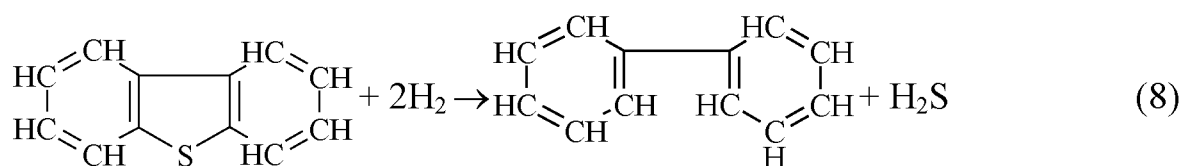
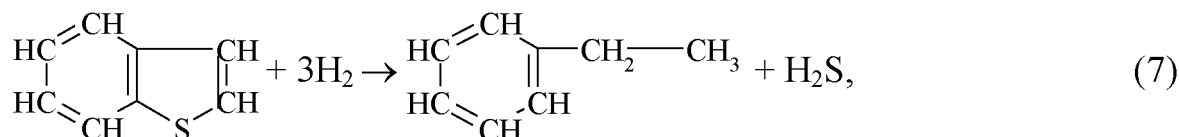
Дисульфиды превращаются в сероводород и соответствующий углеводород через стадию образования меркаптанов:



В циклических сульфидах, вначале происходит разрыв кольца, затем отщепляется сероводород и образуется соответствующий углеводород:



Тиофен, бенз- и дибензтиофен сперва гидрируются до производных тетрагидротиофена, затем превращаются в алканы и алкилпроизводные аренов:



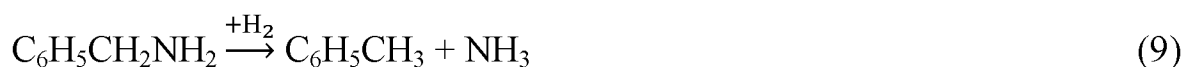
Устойчивость сернистых соединений увеличивается в следующем ряду: меркаптан – дисульфид – сульфид – тиофен.

С увеличением молекулярного веса сырья скорость гидрообессеривания уменьшается. Например, бензин очищается значительно легче, чем керосиновая фракция.

2.5.3.2 Реакции азотоорганических соединений

Азот в нефтепродуктах находится в основном в гетероциклах – в виде производных пиррола и пиридина.

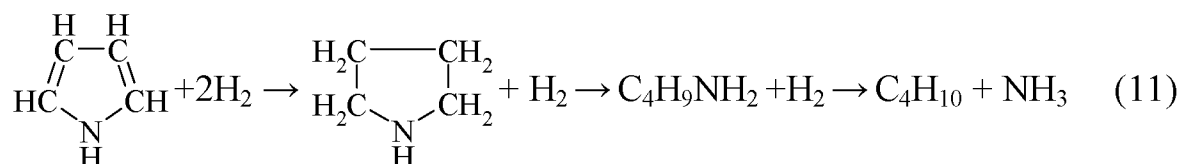
В процессе гидроочистки азот удаляется сложнее, чем сера. Это связано с тем, что гидрогенолиз связи C–N протекает труднее, чем связи C–S. Легче всего из азотоорганических соединений гидрируются амины:



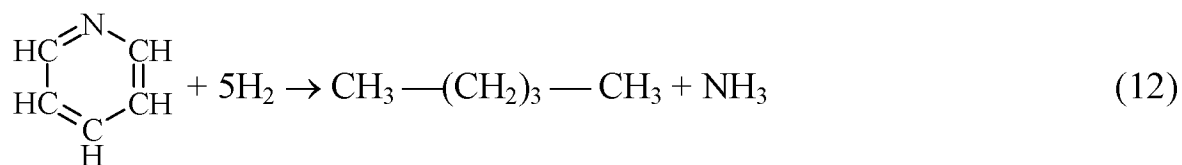
Анилин, из-за содержания аминогруппы связанной с ароматическим кольцом; гидрируется значительно труднее:



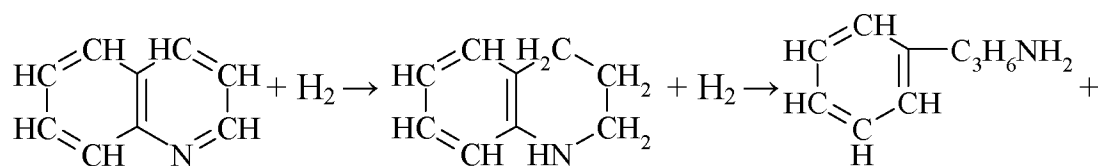
Хуже всего удаляется азот из циклических структур. Пиррол гидрируется до бутана и аммиака:

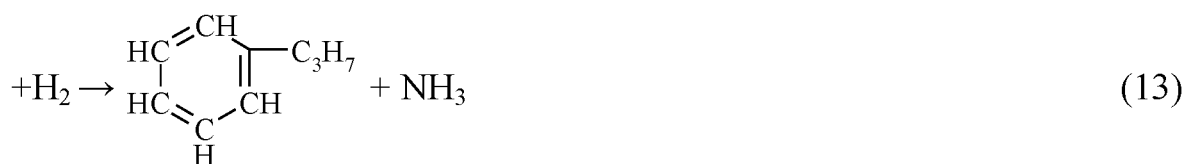


Пиридин гидрируется в пентан и аммиак по схеме:



Гидрирование бициклических и полициклических аренов начинается с кольца, содержащего гетероатом:



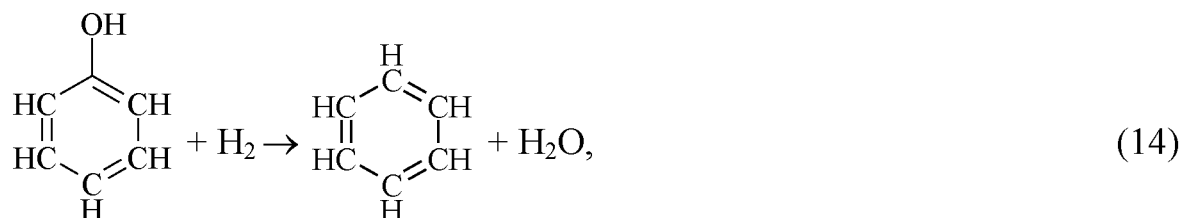


Азотсодержащие соединения практически полностью гидрируются в процессе гидроочистки.

2.5.3.3 Реакции кислородосодержащих и металлоорганических соединений

Кислород в сырье гидроочистки представлен соединениями типа спиртов, эфиров, фенолов и нафтеновых кислот. Наибольшее количество кислородосодержащих соединений наблюдается в смолах и асфальтенах.

Из кислородосодержащих соединений образуются соответствующие углеводороды и вода:

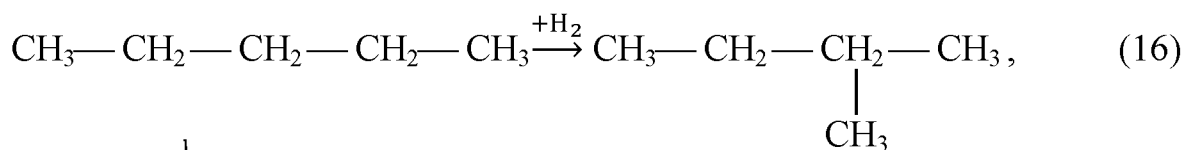


Кислородосодержащие соединения, так же как и азотсодержащие соединения, полностью удаляются во время процесса..

Металлоорганические соединения разлагаются на катализаторе с выделением свободного металла, тем самым отравляя его. Гидроочистка позволяет удалять большую часть металлоорганических соединений (75-95 %).

2.5.3.4 Реакции углеводородов

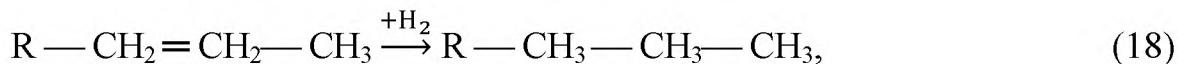
В процессе гидроочистки претерпевают изменения и углеводороды. Изомеризация парафиновых и нафтеновых углеводородов происходит при любых условиях обессеривания:



С повышением давления и температуры увеличивается интенсивность гидрокрекинга.

При более высоких температурах и низких давлениях происходит частичное дегидрирование нафтеновых и дегидроциклизация парафиновых углеводородов. Такие реакции могут являться источником водорода, который участвует в процессе автогидроочистки (собственного обессеривания).

Насыщение олефиновых и ароматических углеводородов:



При 350–450°C происходит практически полное гидрирование непредельных углеводородов при сравнительно низком парциальном давлении водорода.

Ароматические углеводороды наиболее стойкие в процессе гидрирования. Моноциклические углеводороды, такие как бензол и его гомологи, в заметном количестве гидрируются при высоком парциальном давлении водорода (200 ат и выше). Гидрирование ароматики с консервированными кольцами протекает частично с образованием моно- и бициклических ароматических углеводородов.

2.5.4 Основные условия проведения процесса

Условия проведения процесса гидроочистки зависят от фракционного и химического состава сырья, от требуемой степени обессеривания, применяемого катализатора и его состояния.

Основными параметрами, характеризующими гидроочистку, являются температура, давление, объемная скорость подачи сырья, кратность циркуляции ВСГ по отношению к сырью и активность катализатора.

2.5.4.1 Температура

Процесс гидроочистки моторных топлив лежит в интервале от 300°C до 420°C. Температура процесса зависит от его условий, исходного сырья, потери активности катализатора.

При температурах до 340°C процесс обессеривания протекает недостаточно глубоко. С увеличением температуры процесс идет в более

жестких условия, что приводит к удалению гетероатомных соединений. Когда температура процесса становится свыше 400°C, происходит нежелательный гидрокрекинг углеводородов и катализатор начинает закоксовываться, что приводит к его дезактивации. Также по мере увеличения температуры возрастает расход водорода, который может снижаться за счёт реакций дегидрирования.

Процесс следует вести при максимальной температуре не приводящей к коксообразованию. Следует учитывать и то, что гидроочистка – процесс экзотермический. Выход теплоты тем больше, чем больше сернистых и непредельных соединений в сырье.

2.5.4.2 Давление

При увеличении общего давления происходит увеличение степени обессеривания сырья, уменьшение коксообразования и вследствие этого увеличивается срок службы катализатора. Процесс гидроочистки лежит в интервале давлений от 3 до 4,9 МПа. При 4,9 МПа рост степени обессеривания практически незначителен.

Но главным фактором является не общее давление, а парциальное давление водорода в системе. С увеличением общего давления увеличивается и парциальное. Высокое парциальное давление повышает степень гидрирования гетероатомных соединений, количество ароматических углеводородов снижается, уменьшается закоксованность катализатора. Парциальное давление нужно поддерживать на максимально возможном уровне.

Но существует и отрицательный момент повышенного давления. При высоких давлениях процент жидкой фазы очень высок, водород не может проникнуть к активным центрам катализатора через жидкость и интенсивность процесса снижается. Поэтому давление стоит подбирать такое, чтобы слой жидкости позволял поддерживать достаточно высокую скорость диффузии водорода к активным центрам.

2.5.4.3 Объемная скорость подачи сырья

Объемная скорость подачи сырья это отношение объема сырья, подаваемого в реактор в час, к объему катализатора.

Чем ниже объемная скорость сырья, тем выше степень гидрообессеривания сырья, но при этом снижается производительность установки. С увеличением объемной скорости уменьшается время пребывания сырья в реакторе, что негативно сказывается на глубине обессеривания.

Объемную скорость следует подбирать опытным путем с учётом других важных факторов, таких как состав сырья, температура, парциальное давление H_2 и тип катализатора.

2.5.4.4 Кратность циркуляции водородсодержащего газа к сырью

Высокой кратностью циркуляции водородсодержащего газа поддерживается высокое парциальное давление водорода в системе, что необходимо для интенсификации и увеличения глубины обессеривания процесса гидроочистки

Относительное количество подаваемого водородсодержащего газа выражается объемом циркулирующего газа в нормальных кубометрах (нм^3), приходящихся на 1 м^3 жидкого сырья. Кратность циркуляции ВСГ определяется составом сырья и концентрацией водорода в ВСГ. Чем легче сырьё и выше концентрация H_2 , тем выше может быть кратность циркуляции.

2.5.4.5 Активность катализатора

Чем выше активность катализатора, тем с более высокой объемной скоростью можно проводить процесс и достигать большей глубины обессеривания.

Как уже указывалось, в процессе эксплуатации активность катализатора снижается. К падению активности приводит:

- повышение температуры, в результате чего снижается выход продукта, увеличивается коксо- и газообразование;
- изменение состава катализатора, например при температуре 760°C активный оксид никеля на оксиде алюминия превращается в неактивный алюминат никеля, происходит спекание катализатора, снижение его активной поверхности;
- потеря активного компонента (при температуре около 600°C оксид молибдена испаряется);
- недостаточная скорость десорбции продуктов с поверхности катализатора при снижении парциального давления водорода.

Поэтому периодически, один раз в два года, проводят регенерацию катализатора, в результате которой выжигается кокс и сера, отложившиеся на катализаторе, и активность катализатора восстанавливается.

Постепенно катализатор «стареет» за счет адсорбции на его поверхности металлоорганических и других веществ, блокирующих активные центры, каталитическая активность снижается, и катализатор меняют на новый.

2.5.5 Технологическая схема

Сырьё – прямогонная фракция керосина прямогонная подается на прием сырьевого насоса H_1 . От сырьевого насоса сырьё поступает в тройник смешения, где смешивается с циркуляционным водородсодержащим газом, поступающим от компрессора ПК.

Газосырьевая смесь поступает в межтрубное пространство теплообменников $\text{T}_1, \text{T}_2, \text{T}_3, \text{T}_4$, где нагревается потоком газопродуктовой смеси из реактора Р. Далее газосырьевая смесь поступает в печь П, где нагревается

теплом сжигаемого в печи жидкого и газообразного топлива. Нагретая газосырьевая смесь после печи П поступает в реактор Р.

Реактор Р загружен катализатором гидроочистки ГКД-202, на котором происходит гидрирование соединений, содержащих серу, азот и кислород, с образованием сероводорода, аммиака и воды.

Реакции гидрирования прямогонных фракций протекают с незначительным тепловым эффектом, в результате чего температура на выходе из реактора может повышаться на 4-60°C. Температура в реакторе Р по зонам реакции измеряется многозонными термопарами.

Газопродуктовая смесь из реактора Р поступает в трубное пространство теплообменника Т₅ стабилизационной колонны К₁, далее поток ГПС проходит последовательно трубное пространство теплообменников Т₄, Т₃, Т₂, Т₁, где отдает свое тепло на нагрев газосырьевой смеси.

Далее газопродуктовая смесь охлаждается в воздушном и водяном холодильниках ВХ₁, КХ₁ соответственно и с температурой 40°C направляется в сепаратор высокого давления С₁. В сепараторе высокого давления С₁ происходит разделение газопродуктовой смеси на водородсодержащий газ и нестабильный гидрогенизат.

Циркуляционный газ из сепаратора С₁ после очистки от сероводорода в абсорбере К₂ 15%-ным раствором МЭА через сепаратор С₄ возвращается на прием компрессора ПК. Для поддержания необходимой концентрации водорода в циркуляционном газе в него подается свежий водородсодержащий газ перед сепаратором С₄.

Нестабильный гидрогенизат из сепаратора высокого давления С₁ поступает последовательно в сепаратор низкого давления С₂, далее в теплообменники Т₆, Т₇, где нагревается теплом стабильного керосина, колонны К₁, после чего направляется на 15 тарелку колонны К₁.

В сепараторе низкого давления С₂ происходит дополнительное разделение газопродуктовой смеси, с выделением углеводородного газа и нестабильного гидрогенизата.

В колонне К₁ происходит стабилизация гидрогенизата с выделением из него растворенных сероводорода, легких углеводородов и влаги. Подвод тепла в колонну К₁ осуществляется потоком газопродуктовой смеси через ребойлер Т₅.

Стабильная керосиновая фракция из кубовой части колонны К₁ направляется в теплообменники Т₆, Т₇, где охлаждается сырьем К₁, затем охлаждается в воздушном холодильнике ВХ₂.

Легкие углеводороды из верхней части колонны К₁ конденсируются и охлаждаются в конденсатор-холодильнике КХ₂ поступают в сепаратор С₄, где происходит отделение газа от жидкой фазы и разделение жидкой фазы на бензин и воду. Часть бензина из сепаратора С₄ насосом Н₂ подается на орошение колонны К₁, а балансовое количество направляется на дальнейшую переработку.

Углеводородный газ из сепаратора С₄ направляется в абсорбер К₃ для очистки от сероводорода 15%-ным раствором МЭА. Углеводородный газ

очищенный от сероводорода из абсорбера К₃ используется в качестве топливного газа, избыточное количество выводится на факел. Насыщенный раствор МЭА из абсорберов К₂ и К₃ и сепаратора С₃ отводится для дальнейшего выделения из него газа и бензина.

2.6 Выбор основного оборудования

2.6.1 Обоснование выбора типа основных аппаратов и оборудования установки

Выбор типа основных аппаратов и оборудования установки представлен в таблице 7.

Таблица 7 – Аппараты и оборудование установки

Наименование оборудования	Количество, штук	Материал	Техническая характеристика
1	2	3	4
Реактор	1	Двухслойная сталь 12ХМ:0Х18Н10Т	Диаметр – 2000 мм Высота – 7370мм Аппарат теплоизолируется
Печь реакторного блока, трубчатая двухсекционная	1	Конвекционный змеевик 1Х8ВФ Радиантный змеевик 08Х18Н10Т	Теплопроизводительность – 8,5млн.ккал/час Конвекционная часть-152х7мм Радиантная часть-152х8мм
Стабилизационная колонна	1	Двухслойная сталь 09Г2С+0Х13	Диаметр – 1000/2200 мм Высота ц.ч. – 30930 мм Объем общий – 72,3м ³ Число тарелок – 30 шт Аппарат теплоизолируется
Абсорбер очистки циркуляционного газа	1	двухслойная сталь 09Г2С+0Х13	Диаметр – 1200 мм Высота колонны –19185 мм Объем общий – 19,7 м ³ Число тарелок – 20 шт Аппарат теплоизолируется
Абсорбер очистки углеводородного газа	1	09Г2С- + 0Х13 Опора: 09Г2С	Диаметр – 1400мм Высота – 21380 мм Объем общий – 28,3 м ³ Число тарелок – 23 шт Аппарат теплоизолируется
Теплообменники сырья	4	<u>800ТПК-64-БМх-4</u> 20-Г-6-К Двухслойная сталь 12МХ+0Х18Н10Т	Поверхность теплообмена – 221х4 м ² Диаметр - 800 Длина – 7661 Объем трубного – 0,99х4м ³ Объем межтрубного-2,1х4м ³ Аппарат теплоизолируется
Термосифонный рибойлер стабилизационной колонны	1	<u>500ТП -80/25</u> 20-Г-6-К-2 Двухслойная сталь 12ХМ+03Х13	Поверхность теплообмена – 80 м ² Диаметр - 500 Длина – 6990 Объем трубного – 0,18м ³ Объем межтрубного-1,14м ³ Аппарат теплоизолируется
Теплообменник сырья стабилизации	2	<u>800ТП-40-М4</u> 20-Г-6-К-4 Углеродистая сталь 16ГС+0Х13	Поверхность теплообмена – 200х2 м ² Диаметр - 800 Длина – 7570 Объем трубного –1,38м ³ х2

Окончание таблицы 7

1	2	3	4
			Объем межтрубного-2,5м ³ х2 Аппарат теплоизолируется
Воздушный холодильник газопродуктовой смеси	1	<u>АВГ-9-Ж-64-Б1-В3</u> 8-5-8	Поверхность теплообмена – 7200 м ² Объем секций 0,645м ³ х 18 Среда: невзрывоопасная, токсичная Аппарат теплоизолируется
Холодильник газопродуктовой смеси	1	Сталь 16ГС	Поверхность теплообмена – 79х2 м ² Диаметр – 500мм Длина – 6910мм Объем трубного – 4,5м ³ Объем межтрубного- 2,6м ³
Воздушный холодильник стабильного керосина	1	<u>АВГ-9-Ж-16-Б1-В3</u> 8-5-8	Поверхность теплообмена – 5520 м ² Объем секций-0,69м ³ х 3
Воздушный конденсатор-холодильник колонны К ₁	1	<u>АВГ-9-Ж-16-Б1-В3</u> 8-4-8 Трубки 12Х18Н10Т	Поверхность теплообмена – 7200 м ² Объем секции – 0,645м ³ х6
Сепаратор газопродуктовой смеси высокого давления.	1	Сталь 16ГС	Диаметр – 2000 мм Длина – 6785 мм Объем общий-20 м ³
Сепаратор продуктовый низкого давления блока стабилизации.	1	Сталь 16Гс	Диаметр – 2000 мм Длина – 6680 мм Объем общий-19,6м ³
Сепаратор бензина блока стабилизации.	1	Углеродистая сталь 16ГС+0Х13	Диаметр – 1600 мм Длина – 8450 мм Объем – 12,5 м ³
Сепаратор циркуляционного газа	1	Сталь 16ГС	Диаметр – 1000 мм Высота – 4315 мм Объем – 2,5 м ³
Насос сырьевой	1	Марка - 5НС-6х8 Сталь 25Л	Центробежный межопорный секционный с плоским осевым разъемом корпуса Производительность -99м ³ /ч Дифференциальный напор - 778 м.ст.ж.
Насос орошения стабилизационной колонны К ₁	1	Марка: НК-65/35-125-26 СДК Сталь 25Л	Центробежный нефтяной консольный Производительность - 10м ³ /ч Дифференциальный напор - 112м.ст.ж.
Компрессор циркуляционного газа	1	Поршневой, марки 2М16М-20/42-60 Сталь 08ГДНФ ТУ24-3-15-612-73	Электродвигатель СДКП2-18-26-16 800 квт, 375 об/мин, 6000в

2.7 Расчет основного оборудования

2.7.1 Расчет реактора

Исходные данные для расчётов приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Исходные данные

Наименование показателей	Значение
1	2
Характеристика керосиновых дистиллятов:	
Плотность при 20°С, г/м ³	0,782
Содержание общей серы % мас. в т.ч.:	0,254
меркаптановой, % мас.	0,200

Международный аэропорт Барнаула находится в 17 км к западу от города. На Оби существует пассажирский и грузовой речной порт.

3.2 Объемно-планировочные и конструктивные решения зданий и сооружений

Объемно–планировочные решения промышленного здания зависят, в первую очередь от характера технологического оборудования расположенного в нём.

Проектируем одноэтажные здания. В одноэтажных зданиях более свободно можно размещать и перемещать технологическое оборудование. В таких зданиях используется каркасная схема. В такой схеме все нагрузки, здания воспринимает несущий остов, образуемый колоннами, на которые опираются конструкции покрытия и перекрытия. Жесткость каркаса в продольном направлении обеспечивается заделкой колонн в фундаменты.

Здания выполнены прямоугольной формы с 6000 мм пролетами одного направления, с одинаковым шагом колонн – 6000 мм, без перепада высот.

В качестве строительного материала выбран железобетон. Он обладает хорошей коррозионной стойкостью и высокой жаропрочностью.

Фундамент здания принимаем исходя из местных условий. Свайный фундамент под проектируемую установку состоит из четырёх свай марки СУ-9 сечением 300х300 мм длиной 9000 мм.

Стены проектируются из железобетонных панелей 6000х1200х300 мм. Для отделки стен помещений, в которых работают с агрессивными и ядовитыми веществами, используется керамическая плитка и кислотоупорная штукатурка. Аналогичными материалами выполняют отделку пола в таких помещениях.

Полы в остальных помещениях принимают из плитки на цементном растворе, являющийся стяжкой. Покрытие укладывается по бетонному основанию, который в свою очередь укладывается на уклонный грунт.

Для проветривания предусмотрены открывающиеся створки оконных переплетов или световых фонарей. Ограждающие конструкции рассчитывают при проектировании на звукоизолирующую способность.

На НПЗ предусмотрены санитарно–бытовые помещения. Помещения для отдыха предусматривают из расчета 0,2 м² на одного работающего, но не менее 10 м². В состав санитарно–бытовых помещений входят гардеробные, душевые, умывальные, уборные, курительные, помещения для обработки, хранения и выдачи спецодежды, а также устройства питьевого водоснабжения. Стены перегородки санитарно-бытовых помещений выполнены высотой 2 м из материалов, допускающих их мытье горячей водой с примесями моющих средств.

Бытовые помещения изолированы от производственных, особенно пожаро-, взрыво- и газоопасных.

В качестве покрытия здания принимаем железобетонные панели, смонтированные под уклоном. Для отвода осадков предусмотрено

водоотведение. На железобетонных плитах покрытия укладывается неветилируемая кровля. Состав кровли снизу вверх следующий: пароизоляция; полужесткие минерало-ватные плиты; стяжка из цементного раствора; три слоя рубероида на битумной мастике; гравий, втопленный в мастику. Лестницы необходимые для эксплуатации перекрытий принимаем металлические.

Двери распашные, одно и двухпольные, деревянные, размером по ширине 1500x2000 мм. Ворота принимаются 3600x3600 мм раздвижные металлические, с калиткой.

В помещениях насосной и компрессорной применяем деревянные окна размером 1461x1764 мм.

Предусмотрены два эвакуационных выхода. Высота эвакуационной двери 1,9 м, ширина 0,8 м. Расстояние от любой точки помещения до ближайшего эвакуационного выхода 25 м. Коридоры разделены противопожарными перегородками на отсеки протяженностью 60 м.

3.3 Размещение оборудования

Технологическое оборудование располагается на железобетонном фундаменте, который снабжен закладным болтами для закрепления оборудования. Реактор гидроочистки стоит на железобетонном постаменте, установленном на свайном фундаменте.

Размещение технологического оборудования производим исходя из следующих условий:

- монтажный проезд для ремонта и обслуживания оборудования принимаем 2 м;
- служебные площадки для обслуживания колонн должны быть выполнены из металлопроката и снабжены перильными ограждениями;
- лестницы служебных площадок принимаются металлические шириной 0,9 м.

4 Генеральный план и транспорт

Проектируемый НПЗ с глубокой переработкой нефти по топливному варианту размещаем к северу от города Барнаул.

Климат Барнаула – континентальный, отличается морозной, умеренно-суровой и снежной зимой, теплым и умеренно влажным летом. Средняя температура января и июля соответственно -15,5°С и +19,9°С. Они же являются самыми холодным и тёплым месяцами. Абсолютным минимумом составляется -48°С, абсолютный максимум +38°С.

В розе ветров Барнаула наблюдается преобладание юго-западных, западных и южных ветров. Завод располагаем в соответствии с господствующими направлениями ветров.

Генеральный план представлен на графическом листе 1.

4.1 Размещение установки на генеральном плане

Генеральный план разработан по принципу последовательного размещения технологических объектов. Начиная с предзаводской зоны и головных производств и заканчивая объектами отгрузки готовых продуктов.

Вся территория НПЗ делится на следующие зоны: предзаводская, производственная, подсобная, складская, сырьевых и товарных парков.

В предзаводской зоне размещены: заводоуправление, торговый дом, пожарное депо, газоспасательный отряд.

В производственной зоне размещены технологические установки, блок оборотного водоснабжения, факельное хозяйство, лаборатория.

Подсобная зона предназначена для размещения ремонтно-механического цеха и гаражей.

В складской зоне располагаются склады оборудования, реагентное хозяйство.

Зона сырьевых и товарных парков включает в себя резервуарные парки, насосные и железнодорожные эстакады, предназначенные для приема сырья и отгрузки товарной продукции.

Установки размещаем по отношению к жилой застройке с учетом ветров преобладающего направления. Между НПЗ и городом проложены 2 км санитарно-защитной зоны.

4.2 Присоединение установки к инженерным сетям

По территории НПЗ прокладывается значительное число технологических трубопроводов и инженерных сетей (линий электропередачи, сетей водопровода и канализации, кабельных сетей автоматики и контрольно-измерительных приборов).

Технологические трубопроводы и инженерные сети размещают в полосе, расположенной между внутривозводскими автодорогами и границами установок, а также в коридорах внутри кварталов.

Подземные сети и коммуникации укладываются в одну траншею с учетом сроков ввода в эксплуатацию каждой сети и нормативно установленных расстояний между трубопроводами [9].

4.3 Вертикальная планировка и водоотвод с площадки

Действующие нормативы предусматривают, что на предприятиях с плотностью застройки более 25%, а также при большой насыщенности промышленной площадки дорогами и инженерными сетями применяется система сплошной вертикальной планировки.

Предусмотрено снятие (в насыпях и выемках), складирование и эффективное временное хранение плодородного слоя почвы, который затем, используется по усмотрению органов, предоставляющих в пользование земельные участки.

Резервуарные парки и отдельно стоящие резервуары с легковоспламеняющимися и горючими жидкостями, сжиженными газами и ядовитыми веществами располагаются, на более низких отметках по отношению к зданиям и сооружениям. В соответствии с требованиями противопожарных норм эти резервуары обнесены земляными валами или несгораемыми стенами.

Уровень полов первого этажа зданий не менее чем на 15 см, выше планировочной отметки примыкающих к зданию участков.

Для отвода поверхностных вод и аварийно разлившихся нефтепродуктов применяется смешанная система открытых ливнеотоков (лотков, кюветов, водоотводных канав) и закрытой промливневой канализации. Закрытая канализация используется на участках повышенной пожарной опасности нефтеперерабатывающих заводов. Поверхностные воды (дождевые и талые) с территории предприятий направляются в пруды-накопители.

4.4 Транспорт

НПЗ обеспечены железнодорожным и автомобильным транспортом.

На территории НПЗ проложены железнодорожные пути, которые используются для отгрузки готовых продуктов и приема реагентов, тары, сырья. Сеть железных дорог на территории предприятий сконцентрирована. Ширина колеи железнодорожного пути, такая же как и у железных дорог общероссийской сети, равна 1520 мм.

Для автомобильного транспорта на территории НПЗ устроена сеть внутризаводских автодорог. Дороги предусмотрены прямолинейные, с одной общей проезжей частью. Расстояние от дороги до сооружения 5 м. В пределах обочины внутризаводских автодорог допущена прокладка сетей противопожарного водопровода, связи, сигнализации, наружного освещения и силовых электрокабелей.

Дороги сооружаются загородного профиля. Земляное полотно приподнято над прилегающей территорией и служит в районе товарно-сырьевой базы вторым обвалованием. Планировочные отметки проезжей части автодорог не менее чем на 0,3 м выше планировочных отметок прилегающей территории.

Выбор типа дорожных покрытий осуществляется непосредственно на месте строительства и руководствуется условиями периода строительства

4.5 Благоустройство и озеленение промышленной площадки

Создание условий работы, уменьшающих влияние вредных веществ является задачей благоустройства промышленной площадки. К элементам благоустройства относятся тротуары, зеленые насаждения, архитектура малых форм.

Вдоль всех дорог и подъездов размещаем тротуары шириной 1 м, а тротуары проходящие рядом с автодорогой отделяем разделительной полосой шириной 0,8 м.

Зеленые насаждения в виде деревьев и кустарников высаживают только около предзаводской зоны и лабораторий. Между насаждениями предусмотрены разрывы для проветривания, так как в случае их разрастания снижается возможность проветривания территории.

Деревья и кустарники, используемые при озеленении, в основном лиственных пород, устойчивых к вредным выделениям. Расстояние от зданий и сооружений до зеленых насаждений составляет 5 м.

Для отдыха рабочего персонала предусматриваются благоустроенные площадки.

Предзаводская зона защищена от вредного влияния паров, газов, пыли полосой зеленых насаждений.

5 Безопасность и экологичность проекта

5.1 Безопасность проекта

5.1.1 Характеристика опасностей производства

Секция гидроочистки керосина включает в себя процесс гидроочистки прямогонной фракции керосина при высоком давлении, стабилизации керосиновой фракции, с выделением небольшого количества углеводородного газа, бензина. Включает в себя абсорбционные процессы очистки газов от сероводорода.

Процесс гидроочистки керосина является пожаро- и взрывоопасным.

ВСГ, углеводородный газ, пары бензина – продукты определяющие взрывоопасность установки, так как они могут образовывать с кислородом взрывоопасные смеси.

Процесс проводится при высоких температурах до 380°C и давлении до 4,9 МПа. Почти все обращающиеся в секции продукты являются горючими веществами.

Процесс относится к вредным для здоровья обслуживающего персонала производствам, т.к. связан с применением токсичных веществ.

Наиболее опасные места:

- помещение газовой компрессорной;
- реакторный блок;
- печи реакторного блока;
- закрытая насосная;
- блок стабилизации керосина;
- блок очистки газов;
- места отбора газообразных проб для лабораторных анализов;
- все колодцы промканализации и обратного водоснабжения, где возможны скопления углеводорода и газов.

Основными опасностями производства являются следующие:

- пожар и взрыв при разгерметизации технологического оборудования или трубопроводов, содержащих водород и углеводороды при высоких температуре и давлении;

- пожар в результате разлива горючей жидкости;

- загазованность территории при разгерметизации аппаратуры с сероводородсодержащими газами.

Характеристика по пожаро-, взрывоопасным и токсичным свойствам сырья полуфабрикатов, готовой продукции и отходов производства приведена в таблице 15.

Таблица 15 – Характеристика по пожаро-, взрывоопасным и токсичным свойствам сырья полуфабрикатов, готовой продукции и отходов производства

Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции (вещества %масс), отходов производства	Класс опасности (ГН 2.2.5.1313-03)	Возможно ли воспламенение или взрыв при воздействии на него		ПДК в воздухе рабочей зоны производственных помещений по ГН 2.2.5.1313-03 мг/м ³	Характеристика токсичности (воздействие на организм человека)
		Воды	Кислорода		
1	2	3	4	5	6
Керосиновая фракция (135-230 °С) (в пересчете на С)	4	нет	Да, при наличии источника инициирования взрыва	300	Вдыхание паров керосина вызывает отравление, приводящее к потере сознания. Раздражает слизистую оболочку и кожу человека.
ВСГ (по водороду)	4 (по углеводам)	нет	Да, при наличии источника инициирования взрыва	300 (по углеводам)	При высоких концентрациях вызывает удушье, в смеси с углеводородами действует наркотически.
Гидроочищенная керосиновая фракция	4	нет	Да, при наличии источника инициирования взрыва	300	Попадая на кожу, керосин обезжиривает кожный покров, при длительном соприкосновении, появляется сухость трещины раздражения.
Бензин-отгон	4	нет	Да, при наличии источника инициирования взрыва	100	Оказывает наркотическое действие. При высоких концентрациях паров вызывает острое отравление, потерю ства нервной системы. Раздражает слизистую оболочку и кожу.
Углеводородный газ (по С3-С4) (68476-40-4)	3	нет	Да, при наличии источника инициирования взрыва	300	Оказывает на организм наркотическое действие, действует на центральную нервную систему. При высоких концентрациях вызывает отравление с потерей сознания
Топливный газ (по С3-С4) (68476-40-4)	3	нет	Да, при наличии источника инициирования взрыва	300	Оказывает на организм наркотическое действие, действует на центральную нервную систему. При высоких концентрациях вызывает отравление с потерей сознания
Катализатор гидроочистки ГКД-202	3	нет	нет	0,05 (пыль)	При длительном воздействии пыль «катализатора г/о ГКД-202» может вызвать экземы, дерматиты

Окончание таблицы 15

1	2	3	4	5	6
					Раздражает слизистые оболочки. Вызывает одышку, кашель.

По взрывопожарной опасности установка относится к категории «А».

На секции имеются опасности, обусловленные следующими особенностями используемого оборудования и условиями его эксплуатации:

- наличие аппаратов и трубопроводов с рабочей температурой, превышающей 60°C, вызывает необходимость содержать в исправности теплоизоляцию во избежание ожогов обслуживающего персонала;
- необходимостью обслуживания оборудования и трубопроводов на высоте;
- наличие агрегатов с высокой скоростью вращения двигателей вызывает повышенный шумовой фон и необходимость контроля за наличием ограждающих и защитных устройств;
- наличие разъемных соединений, что может привести к утечкам легковоспламеняющихся жидкостей и горючих газов;
- наличие высокого напряжения на электродвигателях.

Основные опасности производства, обусловленные нарушениями правил безопасности работающими.

При несоблюдении правил безопасности работающие на установке гидроочистки керосиновой фракции подвергаются опасности отравления токсичными веществами, получения термических, химических ожогов и обморожения при работе в зимнее время года. Возможно травмирование при обслуживании вращающихся частей механизмов, поражение электрическим током, при работе на высоте, при работе с грузоподъемными механизмами и при отборе проб.

5.1.2 Электробезопасность

Из-за наличия большого количества электрооборудования существует опасность поражения током персонала. Поэтому в соответствии с [13] применяется заземляющее устройство для защиты людей от поражения электрическим током.

Заземлению подвергаются нетоковедущие части оборудования, которые могут оказаться под напряжением. В обязательном порядке заземляются щиты и пульты всех назначений.

Аппараты и катализаторная пыль могут быть источниками статического электричества, поэтому в соответствии с [14], проводятся мероприятия по защите от статического электричества, такие как обеспечение заземления оборудования, контроль за скоростью движения сырья и продуктов в аппаратах, а также необходимо следить за непрерывностью электрической цепи на всех системах, наружных установках и эстакадах и наличием заземления на них.

5.1.3 Производственный шум и вибрация

В состав технологической схемы установки входит оборудование создающее шум и вибрацию при работе. Согласно [15] уровень шума на рабочем месте должен быть менее 80 децибел. Поэтому для уменьшения влияния этих вредных факторов устанавливаем блоки насосов и компрессоров в отдельных помещениях.

В соответствии с [16], снабжаем весь рабочий персонал противошумными наушниками и касками, для снижения влияния шума и вибраций.

Необходимо также применение звукоизоляции, для уменьшения шума, проникающего через ограждения. Помимо устройства ограждающих конструкций, таких как стены, перегородки, экраны, устраняют отверстия и щели, которые являются побочными путями распространения звука.

Ослабление жесткой связи источника шума с конструктивными элементами здания и снижение проводимости шума по конструкции являются эффективными методами изоляции от шума.

При изготовлении и монтаже оборудования соблюдаются минимальные допуски в сочленениях деталей, демпфируются вибрации, путем покрытия соударяющихся деталей специальным материалом. Уменьшение вибрации кожухов электродвигателей, ограждений и других деталей, выполненных из стальных листов, достигается путём нанесения на них слоя резины, пластика, битума, которые рассеивают энергию колебания.

Фундамент под тяжелое оборудование изготовлен заглубленным и изолированным со всех сторон пробкой или другими демпфирующими материалами.

Для защиты рук работающих от вибрации применяются рукавицы со специальными вкладками или виброзащитными прокладками. А для защиты от вибрации, передаваемой через ноги, обувь со специальной подошвой [17].

5.1.4 Нормализация воздуха рабочей среды

Процессы гидроочистки относятся к вредным для здоровья обслуживающего персонала, так как обращающиеся в этих процессах вещества являются токсичными (2, 3, 4 классов опасности). Скопление вредных газов и паров в траншеях, колодцах и производственных помещениях может привести к ухудшению здоровья рабочего персонала. На установке должны быть средства нормализации воздушной среды производственных помещений и рабочих мест. Согласно [18] обеспечить механическую, естественную, смешанную вентиляцию для удаления из помещений вредных газов и создания нормальных санитарно – гигиенических условий труда.

Вентиляция используется как одно из средств по созданию наиболее благоприятных и комфортных условий труда рабочему персоналу на установке.

Необходимый воздухообмен во всех помещениях установки необходимо обеспечивать за счёт действия естественной и приточно-вытяжной вентиляции.

В операторном помещении предусмотреть гарантированную подачу приточного воздуха. Система подпора оборудована двумя вентиляторами, рабочим и резервным. На воздухопроводах приточных систем установить обратные и перекидные клапана. Все вентиляторы вытяжных и приточных систем смонтировать вне производственных помещений.

5.1.5 Производственное освещение

Для создания комфортных условий труда в помещениях установки предусмотреть естественное и искусственное освещение. Естественное освещение в дневное время должно осуществляться через оконные проемы, которые проектируются в соответствии с [19]. Искусственное освещение помещений установки должно обеспечивать нормальное ведение процесса в темное время суток и тогда, когда естественного освещения недостаточно. В операторном помещении необходима комбинированная система освещения: с общим равномерным освещением всего производственного помещения, и дополнительным освещением щитов и пультов в операторном помещении и рабочих мест в помещениях средств измерения.

Для нормальной работы обслуживающего персонала, согласно [19], обеспечить следующую освещенность:

- в производственных помещениях – 50 люкс;
- в операторной – 200 люкс;
- в насосных блоках, на наружной установке и санузлах – 30 люкс;
- в коридорах и лестничных клетках – 20 люкс.

Аварийное освещение необходимо иметь у щитов и пультов в операторном помещении, за щитом у шкафов электропитания, на лестничных площадках, у дверных проемов.

5.1.6 Взрыво- и пожаробезопасность

В таблице 16 приведены данные по категорированию зданий, помещений, объектов блока подготовки сырья установки гидроочистки керосина; наименования веществ, определяющих категорию и группу взрывоопасных смесей; а также средства ликвидации огня.

Таблица 16 – Взрывопожарная и пожарная опасность, санитарная характеристика производственных зданий, помещений и наружных установок

Наименование производственных зданий, помещений, наружных установок	Категория взрывопожарной и пожарной опасности помещений и зданий (НПБ-105-03), категория наружных установок по пожарной опасности (НПБ-105-03)	Классификация взрывоопасных зон внутри и вне помещений для выбора и установки электрооборудования по ПУЭ			Группа производственных процессов по санитарной характеристике (СНиП 2.09.04-87 изм.3)	Средства пожаротушения
		Класс взрывоопасной зоны по ГОСТ 51330.9-99 (по ПУЭ)	Категория и группа взрывоопасных смесей по ГОСТ Р 51330.11-99, ГОСТ Р 51330.19-99	Наименование веществ, определяющих категорию и группу взрывоопасных смесей		
Насосная	А	2(В-1а)	ПА-Т3	Керосин, бензин	Зб	Пенотушение, пенные огнетушители, песок
Наружная установка	Ан	2(В-1г)	ПА-Т3	Керосин	Зб	паротушение лафетный ствол №4, пенные огнетушители, песок
			ПА-Т1	Углеводородный газ		
			ПС-Т1	Водород		
Трубчатая печь	Гн	Нормальная на расстоянии и до 5 м.	ПА-Т1	Углеводородный газ	Зб	Устройство «Паровая завеса» Водопенное тушение с лафетного ствола № 4, паротушение, пенные огнетушители песок
		Более 5м – В-1г	ПС-Т1	Водород		
Компрессорный зал	А	2(В-1а)	ПС-Т1	Водород	Зб	Пенотушение
Операторная	Г	Нормально	–	–	1а	–

Для обеспечения противопожарной защиты установки предпринять следующие меры:

- установка пожарных гидрантов, подключенных к сети противопожарного водопровода;
- разместить пожарные извещатели, а в операторной установить оперативную телефонную связь с пожарной охраной;
- в помещениях компрессорных необходимо установить сигнализаторы взрывоопасной концентрации на водород.

Для обеспечения взрывобезопасности предусмотрена естественная, механическая и смешанная вентиляция. Кроме постоянно работающих систем вентиляции, в помещениях насосной с целью интенсивного проветривания помещений при внезапном поступлении большого количества взрывоопасных газов, предусмотрена аварийная вентиляция. Включение аварийной вентиляции осуществляется автоматически от сигнализаторов дозрывных концентраций, которые срабатывают при превышении содержания углеводородных газов в воздухе помещений более 20% нижнего предела взрываемости.

5.2 Мероприятия по экологической безопасности оборудования

В таблице 17 приведены данные по твердым и жидким отходам блока подготовки сырья установки и методы их утилизации.

Таблица 17 – Твердые и жидкие отходы

Наименование отходов	Место складирования, транспорт	Периодичность образования отходов	Условие (метод) и место захоронения, обезвреживания, утилизации
Катализатор гидроочистки ГКД-202	в бочки	1 раз в 5 лет	Направляется на склады и дальнейшую переработку на другие предприятия
Обтирочный материал, загрязненный нефтепродуктами	Металлические контейнеры, V=1 м ³	При техническом обслуживании насосов	Термическое обезвреживание на установке «Факел»
Мусор от бытовых помещений организаций (несортированный)	Металлические контейнеры, V=1 м ³	постоянно	Захоронение на полигоне отходов производства и потребления
Ртутные лампы, люминесцентные ртутьсодержащие трубки отработанные и брак	На специально твденной лошадке в металлических контейнерах (в коробках завода изготовителя)	постоянно	Лицензированное предприятие по демеркуризации ртутьсодержащих отходов

В таблице 18 приведены данные по сточным водам, их количество, способы ликвидации, периодичность выбросов, а также допустимые нормы содержания загрязнений в них, согласно [21].

Таблица 18 – Сточные воды

Наименование стоков	Количество образования сточных вод м ³ /час	Условия (метод) ликвидации, обезвреживания утилизации	Периодичность выбросов	Установленная норма содержания загрязнений в стоках
1	2	3	4	5
Утечка от насосов (эмульсионная вода)	1	-	постоянно	Следы нефтепродуктов
Вода после пропарки и промывки аппаратуры		-	периодически	Следы нефтепродуктов
Отработанная щелочь после регенерации катализатора	160	Направляются на очистные сооружения	1 раз в год	Na ₂ CO ₃ до NaHCO ₃ 140 г/л Na ₂ CO ₃ 5-10 г/л NaHCO ₃

Окончание таблицы 18

1	2	3	4	5
Стоки от промывки системы регенерации катализатора	200	Направляются на очистные сооружения	1 раз в год	Na ₂ CO ₃ NaHCO ₃ 60-80 г/л Na ₂ CO ₃ 3÷5 г/л NaHCO ₃

В таблице 19 приведены возможные выбросы в атмосферу при гидроочистке керосина в соответствии с [22].

Таблица 19 – Выбросы в атмосферу

Наименование Выброса	Количество образования выбросов по видам, м ³ /час	Условия(метод) ликвидации, обезвреживания, утилизации	Периодичность выбросов	Установленная норма содержания загрязнений в выбросах
Дымовые газы от сжигания в печи		Сбрасываются в дымовую трубу высотой 180м	Постоянно	Ванадий пятиокись -0,007г/с, Азота диоксид – 0,658г/с, Азота оксид – 0,1099г/с, Серы диоксид – 2,866г/с, Углерода оксид – 0,678г/с, Метан – 0,408г/с, Бенз(а)пирен-0,00000061г/с, Пыль неорг. -0,064 г/с, SiO ₂ менее20% - 0,0197г/с.
Неорганизованный выброс технологического оборудования		Неплотности оборудования	постоянно	Углеводороды предельные – 3,42г/с.
Отработанный воздух общеобменной вентиляции помещения компрессорной	-	Сбрасывается через вытяжные шахты на высоте 12÷18м.	постоянно	Углеводороды предельные - 0,003г/сек
Газы регенерации Катализатора	9701,1м ³ /час	Сбрасывается через дымовую трубу блока печей	1 раз в год	CO - 1,643 SO ₂ - 0,436г
Инертный газ при продувке перед регенерацией и после , при испытании на плотность	-	Сбрасывается в атмосферу через свечу “щита сброса” высотой 10м	1 раз в год	Углеводороды 1,5%
Газы и пары нефтепродуктов от предохранительных клапанов	-	сброс в закрытую факельную систему	в аварийных случаях	-

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе была спроектирована установка гидроочистки керосина НПЗ производительностью 500 тыс. тонн в год. В проекте были решены следующие задачи:

- выбрана нефть для переработки;
- разработана технологическая схема по топливному варианту с глубокой переработкой нефти;
- рассчитано и подобрано технологическое оборудование;
- разработаны строительные решения и генеральный план завода;
- уделено внимание безопасности и экологичности проекта.

Все расчеты изложены в пояснительной записке, а чертежи – на графических листах.

Гидроочистка моторных топлив – один из наиболее распространенных процессов нефтепереработки, так как с его помощью достигается улучшение качества топлив и появляется возможность регулировать на заводах соотношение вырабатываемых количеств различных моторных топлив. Особенно значение гидроочистки возросло с увеличением добычи сернистых и высокосернистых нефтей и ужесточением требований к содержанию гетероэлементов. Удаление сернистых соединений способствует значительному увеличению ресурса двигателей, снижению или полному устранению коррозии аппаратуры при переработке и транспортировании нефтепродуктов, а также увеличению их стабильности к смолообразованию при хранении. Кроме того, применение малосернистых топлив предотвращает загрязнение окружающей среды.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АВТ – атмосферно-вакуумная перегонка;
АГФУ – абсорбционно-газофракционирующая установка;
АКМ – алюмокобальтмолибденовый;
АНКМ – алюмоникелькобальтмолибденовый;
АНМ – алюмоникельмолибденовый;
АНМС – алюмоникельмолибденсиликатный;
ВСГ – водородсодержащий газ;
ГФУ – газифракционирующая установка;
НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;
САВ – смолисто-асфальтеновые вещества;
ТНО – тяжелые нефтяные остатки;
УЗК – установка замедленного коксования;
ЭЛОУ – электрообессоливающая установка.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Справочник Нефти СССР т.2: науч. сборник / под ред. Н. Н. Базарова. – Москва : Химия, 1972. – 392 с.
- 2 Ахметов, С. А. Технология глубокой переработки нефти и газа: учеб. пособие / С. А. Ахметов. – Москва : Химия, 2002. – 672 с.
- 3 Суханов, В. П. Каталитические процессы в нефтепереработке: учеб. пособие / В. П. Суханов. – Москва : Химия, 1979. – 344 с.
- 4 Альбом технологических схем процессов переработки нефти и газа: науч. сборник / под ред. В. И. Бондаренко. – Москва : Химия, 1983. – 128 с.
- 5 Аспель, Н. Б. Гидроочистка моторных топлив / Н. Б. Аспель, Г. Г. Демкина. – Ленинград : «Химия», 1977. – 160 с.
- 6 Солодова, Н. Л. Гидроочистка топлив: учеб. пособие / Н. Л. Солодова, Н. А. Терентьева. – Казань : Издательство КГТУ, 2008. – 63 с.
- 7 Сарданашвили, А. А. Примеры и задачи по технологии переработки нефти и газа: учеб. пособие / А. А. Сарданашвили. – Москва : Химия, 1980. – 256 с.
- 8 Рудин, М. Г. Карманный справочник нефтепереработчика / М. Г. Рудин, В. Е. Сомов, А. С. Фомин. – Москва : ЦНИИТЭнефтехим, 2004. – 336 с.
- 9 Рудин, М. Г. Проектирование нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов: учеб. пособие / М. Г. Рудин, Г. Ф. Смирнов. – Ленинград : Химия, 1984. – 256 с.
- 10 Макаров, Г. В. Охрана труда в химической промышленности. / под ред. Г. В. Макарова. – Москва : Химия, 1989. – 496 с.
- 11 СНиП II-89-80*. Нормы проектирования. Генеральные планы промышленных предприятий. Введ. 20.05.2011. – Москва : ОАО ЦПП, 2010. – 40 с.
- 12 ГОСТ 12.0.003-74 Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Введ. 18.11.74. – Москва : Стандартиформ, 1974. – 12 с.
- 13 ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. – Введ. 10.03.76. – Москва : Стандартиформ, 2007. – 44 с.
- 14 ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление. – Введ. 19.11.2005. – Москва : Стандартиформ, 2005. – 40 с.
- 15 ГОСТ 12.1.018-93 Система стандартов безопасности труда. Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования. – Введ. 01.01.1995. – Москва : Стандартиформ, 2007. – 7 с.
- 16 СН 2.24/2.1.8.562-93 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. – Введ. 31.10.1996. – Москва : Информационно-издательский центр Минздрава России, 1997. – 21 с.
- 17 ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума. Классификация. – Введ. 30.06.1981. – Москва : Стандартиформ, 1988. – 4 с.

18 ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда Вибрационная безопасность. Общие требования. - Введ. 17.01.2012. – Москва : Стандартинформ, 2012. – 20 с.

18 СНиП 41-01-2003 Отопление, вентиляция и кондиционирование. – Введ. 25.05.2003. – Москва : ОАО ЦПП, 2003. – 42 с.

19 СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение. – Введ. 20.05.2011. – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 75 с.

20 НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. – Введ. 01.08.2003.

21 ГОСТ 17.2.3.02-78 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами. – Введ. 5.05.2008. Москва : Стандартинформ, 2008. – 26 с.

22 ГОСТ 17.2.3.02-78 Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями. – Введ. 25.03.1982. – Москва : Стандартинформ, 2000. – 15 с.