

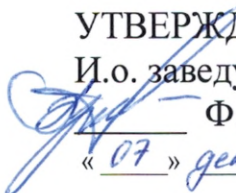
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Базовая кафедра химии и технологии природных энергоносителей и
углеродных материалов

УТВЕРЖДАЮ

И.о. заведующего кафедрой

 Ф. А. Бурюкин

« 07 » декабря 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

18.03.01 «Химическая технология»


Проект установки АТ НПЗ производительностью 7 млн. тонн в год

Научный руководитель


подпись, дата

Ф.А. Бурюкин

Выпускник


подпись, дата

К.Д. Бутаков

Консультант по
технологической части


подпись, дата

доцент, к.х.н.

Ф.А. Бурюкин

Нормоконтролер


подпись, дата

Е.И. Лесик

Красноярск 2016

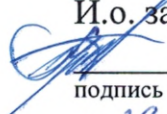
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт Нефти и Газа

Базовая кафедра химии и технологии природных энергоносителей и углерод-
ных материалов

УТВЕРЖДАЮ

И.о. заведующего кафедрой

 Ф. А. Бурюкин

подпись

« 29 » ноября 2016 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Бутакову Кириллу Денисовичу

фамилия, имя, отчество

Группа НБ 12-09 Направление (специальность) 18.03.01

номер

код

Химическая технология

наименование

Тема выпускной квалификационной работы: Проект установки АТ НПЗ
производительностью 7 млн. тонн в год

Утверждена приказом по университету № 16533/е от 29 ноября 2016 г.

Руководитель ВКР: Ф.А. Бурюкин, к.х.н., доцент Базовой кафедры ХТПЭ и УМ
ИНиГ СФУ

Исходные данные для ВКР: установка АТ для переработки Веснянской нефти,
производительностью 7 млн тонн/год

Перечень разделов ВКР: введение, общая характеристика предприятия,
технологические решения, описание технологической схемы атмосферной
трубчатой колонны, технологический расчет блока атмосферной перегонки,
строительные решения, генеральный план и транспорт, заключение, список
сокращений, список использованной литературы.

Перечень графического материала: генеральный план НПЗ, 1 лист;
принципиальная технологическая схема установки АТ, 1 лист; колонна
ректификационная, 1 лист; фундамент под колонну ректификационную, 1 лист.

Руководитель ВКР


подпись

Ф.А. Бурюкин
инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению


подпись, инициалы и фамилия студента

К. Д. Бутаков

подпись, инициалы и фамилия студента

« 29 » ноября 2016 г.

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа по теме «Проект установки АТ производительностью 7 млн. тонн в год» содержит 90 страниц текстового документа, 18 использованных источников, 28 таблиц, 115 формул, 3 иллюстрации, 4 листа графического материала.

НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЙ ЗАВОД, АТ, НЕФТЬ, РЕКТИФИКАЦИОННАЯ КОЛОННА, СТРИППИН-СЕКЦИИ, МАТЕРИАЛЬНЫЙ БАЛАНС, ТЕПЛОВОЙ БАЛАНС.

Данный дипломный проект установки АТ содержит разделы: введение; общая характеристика предприятия; технологические решения; описание технологической схемы АТ; технологический расчет; строительная часть проекта; генеральный план проекта; заключение; список сокращений; список используемой литературы.

Графические листы содержат: генеральный план нефтеперерабатывающего завода (далее – НПЗ), 1 лист; принципиальную технологическую схему установки АТ, 1 лист; колонну ректификационную, 1 лист; фундамент под колонну ректификационную, 1 лист.

В результате проделанной работы разработан проект установки АТ производительностью 7 млн. тонн в год нефти.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 Общая характеристика предприятия.....	7
2 Технологические решения	7
2.1 Характеристика исходной нефти	7
2.2 Шифр нефти и ее связь с технологией их переработки.....	8
2.3 Выбор варианта и технологической схемы переработки нефти и режима перегонки нефти.....	9
2.3.1 Выбор и обоснование схемы переработки нефти.....	10
2.4 Материальный баланс предприятия	11
2.4.1 Материальный баланс НПЗ с глубокой переработкой нефти	11
2.4.2 Сводный матбаланс НПЗ с глубокой переработкой нефти	16
2.5 Характеристики установок по переработки нефти	17
2.5.1 Электрообессоливающая установка.....	17
2.5.2 Атмосферно-вакуумная перегонка.....	18
2.5.3 Установка каталитического риформинга	19
2.5.4 Установка гидроочистки	20
2.5.5 Установка депарафинизации.....	21
2.5.6 Газофракционирующая установка	21
2.5.7 Установка изомеризации.....	22
2.5.8 Установка производства битумов.....	22
2.5.9 Установка гидрокрекинга.....	23
2.5.10 Установка коксования.....	24
2.5.11 Установка деасфальтизации гудрона.....	24
2.5.12 Установка газофракционирования непредельных газов.....	25
2.5.13 Установка производства серы.....	25
2.5.14 Установка производства водорода	26
3 Описание технологической схемы атмосферной трубчатой колонны	26

3.1 Характеристика исходного сырья, материалов, реагентов, полуфабрикатов, изготавливаемой продукции	30
3.2 Теоретические основы процесса	35
3.2.1 Физические основы дистилляции нефти на фракции.....	35
4 Технологический расчет блока атмосферной перегонки.....	37
4.1 Исходные данные для расчета.....	37
4.2 Материальный баланс	39
4.3 Описание атмосферной колонны	45
4.4. Физические характеристики по высоте колонны.....	45
4.5 Доля отгона сырья на входе в колонну.....	52
4.6 Тепловой баланс колонны.....	55
4.7 Внутренние материальные потоки в колонне.....	56
4.7.1 Материальные потоки в 4-й простой колонне	56
4.7.2 Материальные потоки в 3-й простой колонне	59
4.7.3 Материальные потоки во 2-й простой колонне	61
4.7.4 Материальные потоки в 1-й простой колонне	64
4.8 Диаметр колонны.....	65
4.9.3 Уточнение температуры вывода летнего дизельного топлива.....	70
4.10 Расчет стриппинг-секций.....	72
4.10.1 Расчет стриппинг-секции К-3/3	72
4.10.2 Расчет стриппинг-секции К-3/2	74
4.10.3 Расчет стриппинг-секции К-3/1	75
4.11 Расчет высоты колонны	77
5 Строительные решения.....	78
5.1 Выбор района строительства.....	78
5.2 Объемно планировочные решения	79
5.3 Конструктивные элементы	79
5.4 Размещение основного оборудования	81
6 Генеральный план и транспорт.....	82
6.1 Размещение установки на генеральном плане.....	83

6.2 Присоединение установки к инженерным сетям	84
6.3 Вертикальная планировка и водоотвод с площадки	84
6.4 Транспорт	85
6.5 Благоустройство и озеленение промышленной площадки	85
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	86
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	89

ВВЕДЕНИЕ

Современные требования, предъявляемые к ассортименту и уровню качества нефтепродуктов, оказали решающее влияние на технический прогресс в области производства нефтепродуктов, на создание более совершенных технологических установок и производственных комплексов. Дальнейшее углубление переработки нефти требует усиления внимания к большинству процессов по современной схеме. Для получения нефтепродуктов повышенного качества дальнейшее развитие получают процессы каталитического риформинга прямогонных бензиновых фракций, изомеризации, разделения керосиновых дистиллятов с помощью цеолитов, процессы производства пластичных смазок, присадок к топливам и смазочным материалам.

Для современной нефтепереработки характерна многоступенчатость при производстве продуктов высокого качества. Во многих случаях наряду с основными процессами проводят и подготовительные, а также завершающие. К подготовительным технологическим процессам, например, относятся: обессоливание нефтей перед их переработкой, выделение узких фракций из дистиллятов широкого фракционного состава; гидроочистка бензиновых фракций перед их каталитическим риформингом; гидрообессеривание газойлевого сырья, направляемого на каталитический крекинг; деасфальтизация гудронов; гидроочистка керосинового дистиллята перед его абсорбционным разделением и т. д.

На современных нефтеперерабатывающих заводах можно высокоэффективно перерабатывать нефтяное сырье различного состава и получать широкую гамму продуктов заданного качества. Постоянный рост числа схем и модифицирование установок нефтеперерабатывающих заводов требуют их систематизации.

Одной из приоритетных задач развития нефтеперерабатывающей промышленности является коренная реконструкция и модернизация НПЗ с опережающим строительством мощностей по углублению переработки нефти. Немаловажную роль в ее решении играет использование процессов атмосферно-вакуумной перегонки, позволяющих наиболее полно разделить на фракции тяжелые нефтяные остатки. Именно атмосферная перегонка является головным процессом переработки нефти после электрообессоливающей установки (далее – ЭЛОУ). В ходе нее отбираются топливные фракции: бензиновые, осветительного керосина, реактивного и дизельного топлив и мазут, используемый либо как компонент котельного топлива, либо как сырье для последующей глубокой переработки.

Установки первичной переработки нефти составляют основу всех нефтеперерабатывающих заводов, от работы этих установок зависят качество и выходы получаемых компонентов топлив, а также сырья для вторичных и других процессов переработки нефти.

В данном дипломном проекте стоит задача разработать принципиальную схему переработки нефти Веснянского месторождения с производительностью по установке атмосферной трубчатки (далее – АТ) в 7 млн т/год.

1 Общая характеристика предприятия

На практике, при выборе места расположения НПЗ используют два основных способа. В первом случае предприятие размещается непосредственно на нефтепромысле, где производится добыча сырья. Во втором способе НПЗ располагают в местах, где концентрируется наиболее высокий спрос и потребление нефтепродуктов.

При выборе местоположения проектируемого нами НПЗ руководствуемся вторым методом и выбираем для строительства район с высокой плотностью потребления продуктов нефтяной промышленности. Примером такой зоны является регион Поволжья, где сконцентрировано большое количество промышленных потребителей нефтепродуктов. Для места строительства НПЗ выберем город Октябрьск, расположенный в Самарской области на правом берегу Волги (Саратовского водохранилища), в 154 км от областного центра – города Самара.

Территория города занимает 21,8 кв. км. Октябрьск является крупным перевалочным узлом линии Самара-Сызрань Куйбышевской железной дороги. Автомобильные дороги областного и федерального значения удобно связывают город с населёнными пунктами Самарской, Ульяновской и Саратовской областей. Основное назначение проектируемого НПЗ – обеспечение продуктами НПЗ не только Самарской области, но и прилегающих к ней территорий чему способствует развитая транспортная инфраструктура области.

В непосредственной близости от областного центра построена крупнейшая в мире система магистральных нефтепроводов – «Дружба», проходящего по территории большинства стран Восточной Европы. Также налажены торгово-экономические отношения с Казахстаном. Нефтеперерабатывающий завод, в состав которого входит проектируемая установка атмосферной перегонки, является предприятием топливного направления, перерабатывающего Веснянскую нефть.

Атмосферная трубчатая колонна является неотъемлемой частью каждого НПЗ. Установка предназначена для получения из обессоленной и обезвоженной нефти дистиллятов бензина, керосина, дизельного топлива, фракции вакуумного газойля и гудрона. Мощность проектируемой установки составляет 7 млн. тонн/год.

Резюмируя вышесказанное, 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

В качестве сырья для проектируемого нефтеперерабатывающего завода будет использоваться Веснянская нефть. Основные физико-химические показатели, характеризующие Веснянскую нефть и входящие в ее состав фракции представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Общая физико-химическая характеристика нефти

Наименование показателей	Значение
Плотность при 20°C, кг/м ³	823,1
Кинематическая вязкость, мм ² /с при 20 °C при 50 °C	8,68 4,86
Парафин -содержание, % -температура плавления, °C	5,8 52
Давление насыщенных паров при 38°C, кПа	39,4
Содержание, % масс -общей серы -силикагелевых смол -асфальтенов -воды	1,53 6,93 1,64 0,44
Концентрация хлористых солей, мг/л	52
Коксуемость, % масс	3,20

Потенциальное содержание фракций, входящих в состав Веснянской нефти, представлено в таблице 2.

Таблица 2 – Потенциальное содержание (в вес. %) фракций в Красноярской нефти

Отгоняется до температуры, °C	Выход на нефть, %	Отгоняется до температуры, °C	Выход на нефть, %
28(газ до C ₄)	2,2	300	45,72
56	4,54	314	48,76
69	6,85	327	51,85
93	9,3	342	54,99
110	11,87	357	58,11
122	14,23	376	61,23
143	16,81	398	64,39
158	19,48	415	67,58
173	22,25	437	70,79
188	25,08	460	74,03
204	27,95	486	77,38
222	30,86	510	80,65
240	33,8	535	83,93
252	36,73	560	87,2
264	39,65	остаток	12,8
280	42,7		

2.2 Шифр нефти и ее связь с технологией их переработки

Все нефти, даже добываемые в пределах одного месторождения значительно отличаются друг от друга по химическому составу, а также по содержанию таких веществ, как смолы, сера и парафины. Издавна осуществлялись попытки создать классификацию нефтей, основанную на их химических, генетических, товарных и промышленных свойствах.

В настоящее время основной является технологическая классификация нефтей. Она основывается на содержании в нефти серы, парафинов и светлых нефтепродуктов, выходе фракций, выкипающих до 350°С, потенциальном содержании, а также индексе вязкости базовых масел. При этом, классификация разбита на классы (по содержанию серы), типы (плотность и выход светлых фракций, выкипающих до 350°С), группы (по содержанию масляных фракций), подгруппы (по индексу вязкости базовых масел) и виды (по содержанию парафинов).

При помощи данной классификации, для каждой промышленной нефти создается шифр, на основании которого можно легко составить представление о наиболее рациональных путях её переработки и о возможности замены ею нефтей, ранее применявшихся в данном технологическом процессе. Шифр Веснянской нефти представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Шифр Веснянской нефти.

Нефть	Класс	Тип	Группа	Подгруппа	Вид
Веснянская	II	1	-	-	-

Шифр нефти является, своего рода, технологическим паспортом, который определяет направление ее переработки (на топлива или масла), набор технологических процессов (сероочистка, депарафинизация) и ассортимент конечных продуктов.

2.3 Выбор варианта и технологической схемы переработки нефти и режима перегонки нефти

Выбор той или иной схемы полностью зависит от качества нефти, ее состава и свойств.

Так, например, для нефтей с небольшим содержанием растворенных газов (0,5 – 1,2%), относительно невысоким содержанием бензина (12 – 15%) и выходом фракций до 350°С не более 45% выгодно применять схему АТ с однократным испарением и последующим фракционированием образовавшихся паровой и жидкой фаз в сложной ректификационной колонне.

Для перегонки легких нефтей с высоким выходом фракций до 350°С (50-65%), повышенным содержанием растворенных газов (1,5-2,2%) и бензиновых фракций (20-30%) целесообразно применять установки АТ двукратного испарения. Предпочтительной является схема с предварительной ректификационной колонной частичного отбензинивания нефти и последующей перегонкой остатка в сложной атмосферной колонне. В таком случае, первая колонна используется для отбора из нефти большей части газа и низкокипящих бензиновых фракций. Для более полной конденсации создают повышенное абсолютное давление (3,5–5 атмосфер). За счет этого происходит понижение давления в главной атмосферной колонне до 1,4–1,6 атмосфер, что создает наиболее благоприятные условия перегонки, которые обеспечивают высокий отбор от потенциала в нефти суммы светлых нефтепродуктов.

За счет сообщаемого нефти тепла в регенеративных теплообменниках в колонне частичного отбензинивания отбирают 50-60% от потенциала бензина. Попытки осуществить больший отбор бензина за счет дополнительного подвода тепла в низ колонны или подачи водяного пара не имеют смысла, поскольку это существенно удорожает затраты на перегонку. Также, серьезно утяжеляется состав сырья атмосферной колонны, что потребует создания чрезмерно высокой температуры на питающей тарелке и, как следствие, приведет к нарушению нормального температурного режима в аппарате.

Наибольшее распространение в отечественной нефтепереработке получила схема перегонки нефти с колонной предварительного частичного отбензинивания и основной сложной ректификационной колонной. Она обладает достаточной гибкостью и универсальностью и оказалась полезной в связи с массовым переводом установок АТ и атмосферно-вакуумной трубчатки (далее – АВТ), запроектированных для перегонки тяжелой Поволжской нефти, на перегонку более легких нефтей Западной Сибири.

Разновидностью перегонки нефти с двукратным испарением является схема с предварительным испарителем и сложной атмосферной колонной. Пары из испарителя и остаток после нагрева в печи направляются в атмосферную колонну. Основные достоинства такой схемы заключаются в некотором сокращении затрат на перегонку за счет снижения гидравлического сопротивления змеевика печи и уменьшения металлоемкости колонн и конденсаторов. Схема применима для перегонки нефтей со средним уровнем содержания растворенного газа около 1% и бензина – 18-20% и в практике отечественной нефтепереработки встречается довольно редко.

2.3.1 Выбор и обоснование схемы переработки нефти

Схема нефтеперерабатывающего завода определяется потребностью в нефтепродуктах определённого ассортимента, качеством перерабатываемой нефти, стоянием разработки технологических процессов. Решающим фактором является потребность в нефтепродуктах того района, где находится предприятие. Кроме того, балансом производства и потребления нефтепродуктов предусматривается их перевозки с минимумом затрат.

Веснянская нефть по технологической классификации нефтей, согласно ГОСТ 912-66, имеет шифр 2.1., то есть относится к нефтям со средним содержанием серы, имеет высокое содержание светлых фракций – свыше 45%

По классификации Веснянской нефти видно, что она пригодна для переработки по топливному варианту. В данном случае выбрана схема завода по топливному варианту с глубокой переработкой нефти.

Проектируемый НПЗ имеет в своём составе установки первичной и вторичной переработки: из первичной – это обессоливание, обезвоживание нефти, перегонка с выделением бензиновой, керосиновой, дизельной фракций; из вторичной перегонки – каталитический риформинг, направленный на производство высокооктанового бензина. Керосиновая и дизельная фракции очищаются от сернистых соединений на установках гидроочистки; часть дизельной фрак-

ции депарафинизируется с получением жидких парафинов $C_{10}-C_{20}$ и зимнего дизельного топлива. Газовые потоки риформинга поступают на установку газофракционирования (далее – ГФУ) для получения товарных сжиженных газов – пропана, н-бутана, изобутана и т.д.

Тяжёлый остаток атмосферной перегонки – мазут, используется, как сырьё для вакуумной перегонки, при помощи которой из него отбирают фракцию $350-500^{\circ}\text{C}$ (вакуумный газойль). Остаток – гудрон, используется в качестве сырья на битумной установке, где происходит его окисление до битума. Вакуумный газойль, в свою очередь, подвергается процессу гидрокрекинга. Схема завода по топливному варианту с глубокой переработкой нефти представлена на рисунке 1.

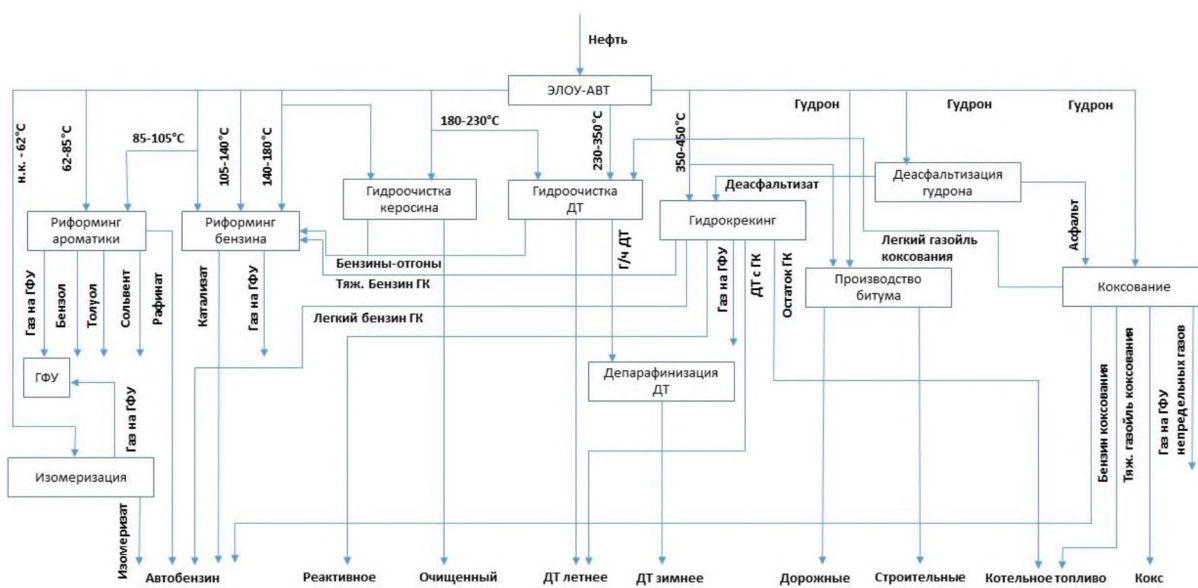


Рисунок 1 – Схема завода по топливному варианту с глубокой переработкой нефти

2.4 Материальный баланс предприятия

2.4.1 Материальный баланс НПЗ с глубокой переработкой нефти

Схему материальных потоков проектируемого завода можно составить, основываясь на данных научно-исследовательских институтов, зарубежных лицензиаров, а также типовых индивидуальных проектов технологических установок. В результате составления схемы материальных потоков определяют количество и качество отдельных компонентов вырабатываемой товарной продукции, рассчитывают качество получаемых нефтепродуктов с учетом имеющихся в наличии компонентов и, наконец, составляют сводный материальный баланс предприятия в целом.

В таблице 4 приведены результаты расчетов материальных потоков предприятия в виде материального баланса НПЗ по топливному варианту с глубокой переработкой.

Таблица 4 – Материальный баланс НПЗ по топливному варианту с глубокой переработкой

Процессы и продукты	% на сы- рье уста- новки	% на нефть	производительность (в тыс. тонн)
Обессоливание нефти			
Поступило:			
– Сырая нефть	101,0	101,000	
Получено:			
– Обессоленная нефть	100,0	100,000	
– Вода и соли	1,0	1,000	
Всего	101,0	101,000	
Атмосферно-вакуумная перегонка			
Поступило:			
– Нефть обессоленная	100,0	100,000	7000,000
Получено:			
– Газ и головка стабилизации	2,2	2,200	154,000
– Фракция н.к. -62 °С	3,4	3,400	238,000
– 62-85 °С	2,9	2,900	203,000
– 85-105 °С	2,6	2,600	182,000
– 105-140 °С	5,3	5,300	371,000
– 140-180 °С	7,1	7,100	497,000
– 180-230 °С	8,6	8,600	602,000
– 230-350 °С	24,5	24,500	1715,000
– 350-450 °С	30,6	30,600	2142,000
– Гудрон	12,1	12,100	847,000
Потери	0,7	0,700	49,000
Всего	100,0	100,0	7000,000
Каталитический риформинг и экстракция ароматических УВ			
Поступило:			
– 62-85 °С	74,4	2,900	203,000
– 85-105 °С	25,6	1,000	70,000
Всего	100,0	3,900	273,000
Получено:			
– Бензол	11,8	0,460	32,214
– Толуол	11,9	0,464	32,487
– Сольвент	3,0	0,117	8,190
– Рафинат	56	2,184	152,880
– ВСГ	5,0	0,195	13,650
(в том числе Н ₂)	(1,1)	(0,043)	(3,003)
– Головка стабилизации	5,0	0,195	13,650
– Газ	6,0	0,234	16,380
Потери	1,3	0,051	3,549
Всего	100,0	3,900	273,000
Каталитический риформинг для получения бензина			

Продолжение таблицы 4:

Процессы и продукты	% на сы- рье уста- новки	% на нефть	производительность (в тыс. тонн)
Поступило:			
– 85-105 °С	9,4	1,600	112,000
– 105-140 °С	31,1	5,300	371,000
– 140-180 °С	35,3	6,000	420,000
– Тяжелый бензин гидрокрекинга	21,7	3,699	258,944
– Бензины-отгоны гидроочистки	2,5	0,419	29,313
Всего	100,0	17,018	1191,257
Получено:			
– Катализат	83,0	14,125	988,743
– ВСГ (в том числе Н ₂)	5,0 (1,1)	0,851 (0,187)	59,563 (13,104)
– Головка стабилизации	5,0	0,851	59,563
– Газ	6,0	1,021	71,475
Потери	1,0	0,170	11,913
Всего	100,0	17,018	1191,257
Гидроочистка керосина			
Поступило:			
– 140-180 °С	23,4	1,100	77,000
– 180-230 °С	76,6	3,600	252,000
– ВСГ (в том числе Н ₂)	1,2 (0,3)	0,056 (0,014)	3,948 (0,987)
Всего	101,2	4,756	332,948
Получено:			
– Гидроочищенный керосин	97,2	4,568	319,788
– Бензин-отгон гидроочистки	1,5	0,071	4,935
– Н ₂ S	0,1	0,005	0,329
– Газ	2,0	0,094	6,580
Потери	0,4	0,019	1,316
Всего	101,2	4,756	332,948
Гидроочистка дизельного топлива			
Поступило:			
– 180-230 °С	15,8	5,000	350,000
– 230-350 °С	77,4	24,500	1715,000
– Легкий газойль коксования	6,8	2,160	151,200
– ВСГ (в том числе Н ₂)	1,7 (0,4)	0,538 (0,127)	37,675 (8,865)
Всего	101,7	32,198	2253,875
Получено:			
– Гидроочищенное дизельное топли- во	97,1	30,742	2151,930
– Бензин-отгон гидроочистки	1,1	0,348	24,378
– Н ₂ S	0,8	0,253	17,730
– Газ	2,3	0,728	50,973
Потери	0,4	0,127	8,865
Всего	101,7	32,198	2253,875

Продолжение таблицы 4:

Процессы и продукты	% на сы- рье уста- новки	% на нефть	производительность (в тыс. тонн)
Адсорбционная депарафинизация дизель- ного топлива			
Поступило:			
– Гидроочищенное дизельное топли- во	100,0	8,500	595,000
– Н ₂	1,0	0,085	5,950
Всего	101,0	8,590	600,950
Получено:			
– Дизельное топливо зимнее	80,3	6,830	477,785
– Промежуточная фракция	9,1	0,770	54,145
– Парафин жидкий	11,2	0,950	66,640
Потери	0,4	0,030	2,380
Всего	101,0	8,590	600,950
Газофракционирование предельных газов			
Поступило:			
– Газ и головка АВТ	49,0	2,200	154,000
– Головка каталитического рифор- минга	23,3	1,046	73,213
– Головка гидрокрекинга	27,7	1,243	86,989
Всего	100,0	4,489	314,202
Получено:			
– Пропан	21,6	0,970	67,868
– Изобутан	16,1	0,723	50,586
– Н-бутан	33	1,481	103,687
– Изопентан	8,6	0,386	27,021
– Н-пентан	11	0,494	34,562
– Газовый бензин	1,8	0,081	5,656
– Газ	6,5	0,292	20,423
Потери	1,4	0,063	4,399
Всего	100,0	4,489	314,202
Производство битумов			
Поступило:			
– 350-450 °С	63,2	3,600	252,000
– Гудрон	36,8	2,100	147,000
– ПАВ	3,0	0,171	11,970
Всего	103,0	5,871	410,970
Получено:			
– Битумы дорожные	72,7	4,144	290,073
– Битумы строительные	26,4	1,505	105,336
– Отгон	1,3	0,074	5,187
– Газы окисления	1,6	0,091	6,384
Потери	1,0	0,057	3,990
Всего	103,0	5,871	410,970
Гидрокрекинг			
Поступило:			
– 350-450 °С	93,4	27,000	1890,000

Продолжение таблицы 4:

Процессы и продукты	% на сы- рье уста- новки	% на нефть	производительность (в тыс. тонн)
– Деасфальтизат	6,6	1,900	133,000
– Н ₂	3,0	0,867	60,690
Всего	103,0	29,767	2083,690
Получено:			
– Бензин легкий	2,6	0,751	52,598
– Бензин тяжелый	12,8	3,699	258,944
– Реактивное топливо	20,9	6,040	422,807
– Дизельное топливо	46,0	13,294	930,580
– Тяжелый газойль (>350 °С)	7,9	2,283	159,817
– Н ₂ S	2,3	0,665	46,529
– Газ	5,2	1,503	105,196
– Головка стабилизации	4,3	1,243	86,989
Потери	1,0	0,289	20,230
Всего	103,0	29,767	2083,690
Коксование			
Поступило:			
– Гудрон (коксуемость 16%)	62,5	5,000	350,000
– Асфальт с деасфальтизации	37,5	3,000	210,000
Всего	100,0	8,000	560,000
Получено:			
– Газ и головка стабилизации	8,6	0,688	48,160
– Бензин	13,0	1,040	72,800
– Легкий газойль	27,0	2,160	151,200
– Тяжелый газойль	24,4	1,952	136,640
– Кокс	24,0	1,920	134,400
Потери	3,0	0,240	16,800
Всего	100,0	8,000	560,000
Деасфальтизация гудрона			
Поступило:			
– Гудрон	100,0	5,000	350,000
Получено:			
– Асфальт для коксования	60,0	3,000	210,000
– Деасфальтизат на гидрокрекинг	38,0	1,900	133,000
Потери	2,0	0,100	7,000
Всего:	100,0	5,000	350,000
Изомеризация			
Поступило:			
– Фракция н.к. - 62	87,3	3,400	238,000
– Н-пентан	12,7	0,494	34,562
– ВСГ	1,1	0,348	24,378
(в том числе водород)	(0,2)	(0,063)	(4,432)
Всего	101,1	4,242	296,940
Получено:			
– Изопентан	69,8	2,929	205,009
– Изогексан	26,3	1,104	77,246
– Газ	4,0	0,168	11,748

Окончание таблицы 4:

Процессы и продукты	% на сы- рье уста- новки	% на нефть	производительность (в тыс. тонн)
Потери	1,0	0,042	2,937
Всего	101,1	4,242	296,940
Газофракционирование непередельных га- зов			
Поступило:			
– Газ и головка коксования	100,0	0,688	48,160
Получено:			
– Пропан-пропиленовая фракция	24,0	0,165	11,558
– Бутан-бутиленовая фракция	33,0	0,227	15,893
– Газовый бензин	6,5	0,045	3,130
– Газ	33,5	0,230	16,134
Потери	3,0	0,021	1,445
Всего	100,0	0,688	48,160
Производство серы			
Поступило:			
– H ₂ S	100,0	0,805	56,375
Получено:			
– Сера элементарная	97,0	0,781	54,684
Потери	3,0	0,024	1,691
Всего	100,0	0,805	56,375
Производство водорода			
Поступило:			
– Сухой газ	32,7	1,664	116,458
– Химически очищенная H ₂ O	67,3	3,424	239,682
Всего	100,0	5,088	356,139
Получено:			
– H ₂ технический, 96%	18,2	0,926	64,817
– CO ₂	77,8	3,958	277,076
Потери	4,0	0,204	14,246
Всего	100,0	5,088	356,139

2.4.2 Сводный матбаланс НПЗ с глубокой переработкой нефти

Сводный материальный баланс проектируемого НПЗ представлен в таблице 5.

Таблица 5 – Сводный материальный баланс НПЗ по топливному варианту с глубокой переработкой нефти

Компоненты	% на нефть	производительность (в тыс. тонн)
Поступило:		
Нефть обессоленная	100	7000
ПАВ на производство битума	0,171	11,970
Вода на производство H ₂	3,424	239,682
Всего	103,595	7251,652

Окончание таблицы 5:

Компоненты	% на нефть	производительность (в тыс. тонн)
Получено:		
Автомобильный бензин:	24,125	1688,770
– Катализат риформинга	14,125	988,743
– Рафинат от производства ароматических УВ	2,184	152,880
– Легкий бензин гидрокрекинга	0,751	52,598
– Газовый бензин	0,126	8,786
– Бензин коксования	1,040	72,800
– Бутан	1,481	103,687
– Изопентан	3,315	232,031
– Изогексан	1,104	77,246
Керосин	4,568	319,788
Реактивное топливо	6,040	422,807
Дизельное топливо летнее:	36,309	2541,655
– Гидроочищенное дизельное топливо	22,242	1556,930
– Легкий газойль гидрокрекинга	13,294	930,580
– Промежуточная фракция депарафинизации	0,77	54,15
Дизельное топливо зимнее	6,83	477,79
Ароматические углеводороды:	1,041	72,891
– Бензол	0,460	32,214
– Толуол	0,464	32,487
– Сольвент	0,117	8,190
Сжиженные газы:	2,084	145,905
– Пропан	0,970	67,868
– Изобутан	0,723	50,586
– Пропан-пропиленовая фракция	0,165	11,558
– Бутан-бутиленовая фракция	0,227	15,893
Жидкий парафин	0,95	66,64
Кокс нефтяной	1,920	134,400
Битумы дорожные и строительные	5,649	395,409
Котельное топливо:	4,309	301,644
– Тяжелый газойль коксования	1,952	136,640
– Тяжелый газойль гидрокрекинга	2,283	159,817
– Отгон от производства битума	0,074	5,187
Сера элементарная	0,781	54,684
Топливный газ (за вычетом сухого газа)	2,606	182,452
Диоксид углерода	3,958	277,076
Отходы (газы окисления)	0,091	6,384
Потери	2,139	149,760
Всего	103,401	7238,051
Погрешность измерений	0,194	13,601

2.5 Характеристики установок по переработки нефти

2.5.1 Электрообессоливающая установка

В нефти, поступающей на установку, содержится небольшое количество воды с растворенными в ней солями, преимущественно хлоридами, что вызы-

вает сильную коррозию оборудования и ухудшает качество получаемых топлив.

Для удаления солей вся нефть подвергается обессоливанию. С этой целью нефть интенсивно смешивается со свежей водой в смесителях, а образовавшаяся эмульсия воды и нефти разрушается и расслаивается в электрическом поле высокого напряжения электродегидраторов.

Часть воды в поступающих на НПЗ нефтях находится в виде эмульсии, образованной капельками воды. На поверхности капелек из нефтяной среды адсорбируются смолистые вещества, асфальтены, органические кислоты и их соли, растворимые в нефти. С течением времени толщина адсорбционной пленки увеличивается, возрастает ее механическая прочность, происходит старение эмульсии. Для предотвращения этого явления на многих промыслах в нефть вводят деэмульгаторы. Наиболее стойкие мелкодисперсные нефтяные эмульсии разрушаются с помощью электрического тока. При воздействии электрического поля капельки воды, находящиеся в неполярной жидкости, поляризуются вытягиваются в эллипсы с противоположно заряженными концами и притягиваются друг к другу. При сближении капелек силы притяжения возрастают до величины, позволяющей сдвинуть и разорвать разделяющую их пленку. На практике используют переменный электрический ток частотой 50 Гц и напряжением 25—35 кВ.

Обессоливание нефти осуществляется в электродегидраторах по двухступенчатой схеме. Охлаждение стоков ЭЛОУ осуществляется в воздушных холодильниках до 60°C, а обессоленная и обезвоженная нефть поступает на атмосферную перегонку.

2.5.2 Атмосферно-вакуумная перегонка

Установка предназначена для получения из нефти дистиллятов бензина, керосина, дизельного топлива и гудрона. Кроме этих продуктов, на установке получают сухой и жирный газ, сжиженный газ (рефлюкс), легкий вакуумный газойль. Современные установки большой мощности состоят из следующих блоков:

- предварительного нагрева нефти в теплообменниках;
- электрообессоливания и обезвоживания нефти (блок ЭЛОУ);
- последующего нагрева в теплообменниках;
- отбензинивания нефти (колонна повышенного давления с нагревательной печью);
- атмосферная колонна (с нагревательной печью и отпарными колоннами);
- фракционирование мазута под вакуумом (с нагревательной печью, отпарными колоннами и системой создания вакуума);
- стабилизации и вторичной перегонки бензина на узкие фракции.

Перегонка нефти осуществляется с помощью двукратного испарения по двухколонной схеме. Первая колонна служит для выделения газа и наиболее легких фракций, вторая – является основной атмосферной колонной.

В атмосферной колонне, кроме верхнего и нижнего продукта (бензина и мазута), получают три боковых погона фракций 140-230°C, 180-320°, 230-360°C. Каждый боковой погон направляется в свою отгонную колонну, где происходит отпарка легких фракций. Таким образом, атмосферная колонна фактически представляет собой несколько простых колонн, соединенных в одну. На верх сложной колонны подается острое орошение.

Во II-й и III-й секциях созданы самостоятельные циркуляционные орошения. Это позволяет улучшить энергетические показатели процесса за счет использования тепла этих потоков.

Бензиновая фракция с верха колонн поступает на стабилизацию. С верха стабилизационной колонны нестабильная головка направляется на ГФУ, стабильный бензин (фракция 85-180°C) является сырьем риформинга.

2.5.3 Установка каталитического риформинга

Установка предназначена для переработки прямогонной фракции 85-180°C, получаемой на АВТ, а также фракций 62-85°C, 85-115°C и 115-150°C для получения бензола, толуола и ксилолов соответственно.

Основным оборудованием установки являются: печи, реактора, отпарная и стабилизационная колонны, теплообменная аппаратура, насосы, котел-утилизатор.

Основные продукты, получаемые на установке:

– тяжелый риформат с октановым числом 92-95 пунктов по исследовательскому методу, используемый, как основной компонент для приготовления товарных бензинов;

– легкий риформат, используемый для приготовления автомобильных бензинов.

Процесс каталитического риформинга основывается на реакциях дегидроциклизации парафиновых углеводородов (далее – УВ), дегидрирования и дегидроизомеризации нафтеновых УВ, изомеризации парафинов на платиновом катализаторе под давлением водорода. В результате указанных реакций в сырье увеличивается количество ароматических УВ.

Установка состоит из двух блоков. В первом блоке осуществляется предгидроочистка бензиновой фракции 85-180°C, а во втором – каталитический риформинг гидроочищенной фракции.

Процесс гидроочистки бензиновой фракции основывается на реакции гидрогенизации, в результате которой органические соединения, содержащие серу, кислород и азот, которые являются ядами для платинового катализатора риформинга, превращаются в углеводороды и сероводород, воду и аммиак. Процесс происходит в реакторе на катализаторе гидроочистки под давлением водорода. В процессе гидроочистки также протекают многочисленные реакции углеводородов: изомеризация парафиновых и нафтеновых УВ, насыщение непредельных УВ, гидрокрекинг с образованием низко- и высокомолекулярных УВ. При повышенных температурах идут реакции частичного дегидрирования нафтенов и дециклизации парафинов. Металлы, содержащиеся в сырье, практи-

чески полностью остаются на катализаторе. Гидроочищенная бензиновая фракция поступает на блок риформинга.

Процесс риформинга осуществляют в каскаде из 3-4 реакторов с промежуточным подогревом сырья, поскольку он является сильно эндотермичным. В 1-ом по ходу движения сырья реакторе протекают в основном сильно эндотермические реакции дегидрирования нафтенев. В последнем реакторе протекают преимущественно эндотермические реакции дегидроциклизации и экзотермические реакции гидрокрекинга парафинов.

Наибольший перепад в температуре на входе-выходе реактора наблюдается в первом реакторе (50-80°C), в последнем реакторе перепад температур (градиент) минимален. Градиент температур в первых реакторах можно снизить, ограничив глубину протекающих в них реакций ароматизации (увеличив объемную скорость подачи сырья).

В связи со всеми вышеуказанными факторами реакторный блок имеет неодинаковые типы реакторов, размеры и загрузку по объему.

Температура на входе в реактор в начале промышленного цикла должна обеспечивать заданное качество риформата, основным критерием является октановое число или концентрация ароматики. Начальная температура процесса = 480-500°C, по мере закоксовывания катализатора и снижения его активности температуру на входе постепенно повышают, чтобы обеспечить стабильность каталитической системы. Максимальная температура в конце цикла может достигать 535°C.

Основным промышленным катализатором процесса риформинга является алюмоплатиновый катализатор (0,3-0,8 % масс, платины на оксиде алюминия); в последние годы наряду с платиной на основу наносится рений. Применение более активного биметаллического платино-рениевого катализатора позволяет снизить давление в реакторе с 3-4 МПа до 0,7-1,4 Мпа. Частицы катализатор имеют цилиндрическую форму, их диаметр 2,6 мм, а высота – 4 мм.

Выход высокооктанового компонента бензина составляет 80-88% (масс.), его октановое число 80-85 (моторный метод) против 30-40 для сырья.

2.5.4 Установка гидроочистки

Фракции керосинового и дизельного топлив, получаемые в результате первичной перегонки нефти, содержат довольно высокое количество сернистых соединений, для удаления которых используется процесс гидроочистки.

Гидроочистка осуществляется в среде водорода на алюмо-кобальт-молибденовом или алюмо-кобальт-никелевом катализаторе при повышенной температуре (370-420°C) и давлении (3-4 МПа). В ходе процесса из топлив удаляется до 95% сернистых соединений, значительная часть азот- и кислородсодержащих соединений, а также смол.

В процессе гидроочистки одновременно с реакциями гидрогенизации сернистых, азотных и кислородных соединений протекают многочисленные побочные реакции: изомеризация парафинов и нафтенев, насыщение непредельных УВ, гидрокрекинг, гидрирование ароматических углеводородов и др.

2.5.5 Установка депарафинизации

Депарафинизация топлив – это процесс их очистки от высокозастывающих n-алканов с целью снижения температуры застывания топлива и одновременно с этим получения жидких парафинов.

Установка предназначена для депарафинизации и гидроочистки дизельного топлива с целью производства дизельного топлива (далее – ДТ) с низким содержанием серы и азота, высоким цетановым числом и с улучшенными низкотемпературными свойствами (так называемое, зимнее ДТ, с температурой застывания до -45°C и арктическое ДТ, с $T_3 = -60^{\circ}\text{C}$).

Сырьем для установки адсорбционной депарафинизации является предварительно гидроочищенное дизельное топливо. В качестве адсорбента используют молекулярное сито (цеолиты), которые избирательно адсорбируют n-алканы из их смесей с УВ изо- или циклического строения. Процесс протекает в среде циркулирующего ВСГ. Последующая десорбция парафинов осуществляется при помощи нагретых паров аммиака, вытесняющих адсорбированные n-алканы.

Как правило, на установке применяются три адсорбера со стационарным слоем цеолитов, из которых два работают в режиме десорбции (т.к. она протекает в два раза дольше, чем адсорбция). Обе стадии процесса являются парофазными и протекают при температуре около 380°C и давлении 0,5-1 МПа.

2.5.6 Газофракционирующая установка

ГФУ предназначена для дальнейшей переработки нестабильных головок, получаемых на установках АВТ и каталитического риформинга, а также жирных газов риформинга, с получением следующих продуктов:

- сухого газа,
- пропановой фракции,
- изобутановой фракции,
- фракции нормального бутана,
- фракции C_5 и выше.

Нестабильная головка АВТ подвергается предварительной очистке от сероводорода 15 %-ным раствором моноэтаноламина (далее – МЭА) в экстракторе сероочистки.

Установка состоит из трех блоков, в которых, соответственно, осуществляется:

- выделение углеводородов C_3 и выше из газообразного сырья конденсационно-абсорбированным методом;
- деэтанация сырья, ректификации жидких углеводородов;
- очистки сырья и готовой продукции.

На установку поступает газ, он подается на сжатие, охлаждается, и после каждой ступени конденсации, разделенный в сепараторах на газ и жидкость,

смешивается с головками стабилизации установок первичной перегонки, риформингов и гидрокрекинга, и подается на блок ректификации.

В первой колонне удаляют метан, этан (с верха колонны), деэтанализированный продукт поступает во вторую колонну (депропанатор), далее в третью (дебутанизатор), В четвертой разделяют изобутан и нормальный бутан, а остаток подается в пятую колонну на разделение смеси пентанов и фракции C_6 и выше. В шестой колонне происходит разделение пентана и изопентана.

2.5.7 Установка изомеризации

Процесс каталитической изомеризации предназначен для получения высокооктановых компонентов бензина, а также сырья для нефтехимической промышленности. Сырьем являются м-бутан, легкие прямогонные фракции н.к.-62°C, рафинаты каталитического риформинга, л-пентан и м-гексан или их смеси, выделенные при фракционировании газов. Процесс проводят в среде водородсодержащего газа.

Основными катализаторами являются: катализатор Фриделя-Крафтса, сульфид вольфрама, бифункциональные, цеолитсодержащие с благородными металлами и комплексные. Наиболее распространены в настоящее время бифункциональные катализаторы, содержащие платину или палладий на кислотном носителе (оксид алюминия, цеолит).

В зависимости от применяемого катализатора режим процесса изомеризации может меняться в широких интервалах:

- температура, °C: 0-480;
- давление, МПа: 1,4-10,5;
- объемная скорость подачи сырья, ч⁻¹: 1,0-6,0;
- мольное отношение водород: сырье: (2 - 6): 1.

Выход целевого продукта-изомеризата с октановым числом 88-92 по исследовательскому методу составляет 93-97% масс. Побочным продуктом процесса является сухой газ, используемый в качестве топлива.

Установка изомеризации состоит из двух блоков – ректификации и изомеризации. В блоке ректификации сырье предварительно разделяется на пентановые и гексановые фракции, направляемые на изомеризацию, после которой проводится стабилизация полученного продукта и выделение из него товарных изопентана и изогексана. В блоке изомеризации получают изомеризаты.

2.5.8 Установка производства битумов

Производство битумов ведется путем окисления гудрона воздухом при высокой температуре.

Сырьем служит остаток вакуумной перегонки - гудрон, фракция 350-500°C. Продуктами являются дорожные и строительные битумы, отгон, газы окисления.

Выход дорожных окисленных вязких битумов на сырье составляет около 98 % (масс.), строительных 94- 96 % (масс.).

Стадии процесса:

- подготовка сырья до требуемой температуры;
- окисление в колоннах-реакторах непрерывного действия – масла (мальтены) частично переходят в смолы, смолы – в асфальтены, кислород воздуха взаимодействует с водородом, содержащимся в сырье; возрастающая потеря водорода сопровождается полимеризацией сырья и его сгущением;
- конденсация паров нефтепродуктов, воды, низкомолекулярных альдегидов, кетонов, спиртов, кислот, и их охлаждение;
- сжигание газообразных продуктов окисления.

2.5.9 Установка гидрокрекинга

Процесс гидрокрекинга предназначен, в основном, для получения мало-сернистых топливных дистиллятов из различного сырья. Обычно гидрокрекингу подвергают вакуумные и атмосферные газойли, газойли термического и каталитического крекинга, деасфальтизаты и реже – мазуты и гудроны с целью производства автомобильных бензинов, реактивных и дизельных топлив, сырья для нефтехимического синтеза, а иногда и сжиженных углеводородных газов (из бензиновых фракций). Водорода при гидрокрекинге расходуется значительно больше, чем при гидроочистке тех же видов сырья.

Гидрокрекинг осуществляется в одну или две ступени на неподвижном (стационарном) слое катализатора при высоком парциальном давлении водорода. Температура процесса – 380-400°C, давление – от 5 (легкий ГК) до 10 (жесткий ГК) МПа. При производстве топливных дистиллятов из прямогонного сырья обычно используют одноступенчатый вариант с рециркуляцией остатка, совмещая в реакционной системе гидроочистку, гидрирование и гидрокрекинг. При двухступенчатом процессе гидроочистку и гидрирование сырья проводят в первой ступени, а гидрокрекинг — во второй. В этом случае достигается более высокая глубина превращения тяжелого сырья.

По технологическому оформлению, модификации процесса различаются преимущественно применяемыми катализаторами. Для гидрокрекинга наибольшее распространение получили алюмо-кобальт-молибденовые катализаторы, а также на первой ступени — оксиды или сульфиды никеля, кобальта, вольфрама и на второй ступени — цеолитсодержащие катализаторы с платиной.

Процесс гидрокрекинга — экзотермический, и для выравнивания температуры сырьевой смеси по высоте реактора предусмотрен ввод холодного ВСТ в зоны между слоями катализатора. Движение сырьевой смеси в реакторах нисходящее.

Технологические установки гидрокрекинга состоят обычно из двух основных блоков: реакционного, включающего один или два реактора, и блока фракционирования, имеющего разное число дистилляционных колонн (стабилизации, фракционирования жидких продуктов, вакуумную колонну, фракционирующий абсорбер и др.). Кроме того, часто имеется блок очистки газов от сероводорода.

2.5.10 Установка коксования

Процесс замедленного коксования в необогреваемых камерах предназначен для получения крупнокускового нефтяного кокса как основного целевого продукта, а также легкого и тяжелого газойлей, бензина и газа. Сырьем для коксования служат малосернистые атмосферные и вакуумные нефтяные остатки, сланцевая смола, тяжелые нефти из битуминозных песков, каменноугольный деготь и гильсонит. Эти виды сырья дают губчатый кокс. Для получения высококачественного игольчатого кокса используют более термически стойкое ароматизированное сырье, например, смолу пиролиза, крекинг-остатки и каталитические газойли. Основными показателями качества сырья являются плотность, коксуемость и содержание серы.

Процесс осуществляется при температуре 420—560°C и давлениях до 0,65 МПа. Продолжительность процесса варьируется от десятков минут до десятков часов. Сущность процесса состоит в последовательном протекании реакций крекинга, дегидрирования, циклизации, ароматизации, поликонденсации и уплотнения с образованием сплошного «коксового пирога». Выделяющиеся летучие продукты подвергают ректификации для выделения целевых фракций и их стабилизации, кубовый остаток возвращают в процесс. Готовый кокс периодически выгружают, подвергают сушке и прокаливанию.

По аппаратному оформлению различают: т. н. «замедленное» коксование в необогреваемых камерах (для получения малозольного кокса), обогреваемых кубах (для получения электродного и специальных видов кокса), коксование в «кипящем слое» порошкообразного кокса (т. н. «термоконтактный крекинг»). При сочетании последнего способа с газификацией кокса в процесс могут быть вовлечены кроме нефтяных остатков природные асфальты и битумы.

Выход кокса определяется коксуемостью сырья и практически линейно изменяется в зависимости от этого показателя. Основными показателями качества кокса являются истинная плотность, содержание серы, зольность и микроструктура.

Главным потребителем кокса является алюминиевая промышленность, где он служит восстановителем (анодная масса) при выплавке алюминия из алюминиевых руд. Кроме того, кокс используют в качестве сырья при изготовлении графитированных электродов для сталеплавильных печей, для получения карбидов (кальция, кремния) и сероуглерода.

2.5.11 Установка деасфальтизации гудрона

Процесс применяется для удаления с помощью избирательных растворителей смолисто-асфальтовых веществ и полициклических углеводородов, обладающих повышенной коксуемостью и низким индексом вязкости. В качестве растворителя обычно применяется пропан. Деасфальтизация гудрона применяется также для получения сырья установок каталитического крекинга и гидрокрекинга; в этом случае наряду с пропаном используются бутан, пентан или легкие бензиновые фракции.

Процесс проводят в тарельчатых колонных аппаратах или в роторных экстракторах, где благодаря интенсивному перемешиванию улучшается массообмен между потоками сырья и растворителя. Сырье движется в нижнюю часть аппарата и контактирует с восходящим потоком сжиженного пропана; основная часть углеводородных компонентов (деасфальтизат) растворяется в нем и выводится из верхней части аппарата. Осаждающиеся смолисто-асфальтеновые вещества образуют концентрат, который непрерывно отводят из отстойной зоны аппарата. С целью более полного извлечения ценных высоковязких углеводородных фракций, концентрат дополнительно обрабатывают пропаном.

В результате деасфальтизации снижаются вязкость, плотность и коксуемость нефтепродукта, уменьшается содержание в нем металлических примесей (Ni, V), происходит его осветление. Деасфальтизат применяют в производстве остаточных смазочных масел, как сырье для каткрекинга и гидрокрекинга. Получаемый концентрат (асфальт) используется в качестве сырья в процессе коксования.

2.5.12 Установка газодифракционирования непредельных газов

Процесс предназначен для переработки коксового газа, состоящего преимущественно из водорода и метана. Технология принципиально не отличается от ГФУ предельных газов, разница – только в количестве стадий, которых в этом процессе три (против шести – в первом случае).

В первой колонне происходит удаление легких газов (метан, этан). На второй стадии происходит отделение сверху колонны пропан-пропиленовой фракции (ППФ), которая в дальнейшем может использоваться в качестве сырья в нефтехимическом производстве. На третьей стадии отделяется бутан-бутиленовая фракция (ББФ), применяемая в процессе алкилирования для получения компонентов высокооктанового бензина. Остатком является газовый бензин, содержащий фракции C₅ и выше.

2.5.13 Установка производства серы

На нефтеперерабатывающих заводах серу получают из технического сероводорода. На отечественных НПЗ сероводород в основном выделяют с помощью 15%-го водного раствора моноэтаноламина (МЭА) из соответствующих потоков с установок гидроочистки и гидрокрекинга. Блоки регенерации сероводорода из насыщенных растворов МЭА монтируют на установках гидроочистки ДТ, керосина или бензина, гидрокрекинга, или непосредственно на установках производства серы, куда собирают растворы МЭА, содержащие сероводород, с большой группы установок. Регенерированный моноэтаноламин возвращается на установки гидроочистки, где вновь используется для извлечения сероводорода.

Процесс термического окисления протекает в основной топке, смонтированной в одном агрегате с котлом-утилизатором. Смешение и нагрев сероводорода и диоксида серы осуществляется во вспомогательных топках.

Основные стадии процесса производства серы из технического сероводорода:

- термическое окисление сероводорода кислородом воздуха с получением серы и диоксида серы;
- взаимодействие диоксида серы с сероводородом в реакторах (конвекторах), загруженных катализатором.

Получаемая жидкая сера стекает в подземное хранилище, откуда ее впоследствии откачивают насосом на открытый склад комовой серы, где она застывает и хранится до погрузки в железнодорожные вагоны. Иногда жидкую серу пропускают через специальный барабан, на котором в результате быстрого охлаждения получают чешуйчатую серу, затем ее сливают в вагоны.

2.5.14 Установка производства водорода

Водород на НПЗ необходим для процессов гидроочистки и гидрокрекинга. Для его получения используется каталитическая реакция паровой конверсии метана из сухого газа. Подаваемое сырье сжимают компрессором до давления в 2,6 МПа, разогревают до 400°C, очищают от серы и смешивают с перегретым водяным паром. Полученная парогазовая смесь поступает в реакционную печь, где на никелевом катализаторе происходит ее конверсия с образованием водорода и диоксида углерода.

Получаемый технический водород содержит до 95-98% чистого водорода по объему. Меньшая концентрация будет приводить к повышенному расходу сырья на установках гидрокрекинга и гидроочистки, а большая – требует значительных экономических затрат и поэтому нерентабельна.

3 Описание технологической схемы атмосферной трубчатой колонны

Технологическая схема установки АТ приведена на графическом листе 1. Обессоленная и обезвоженная нефть с блока ЭЛОУ двумя параллельными потоками направляется в теплообменники. Первый поток направляется в межтрубное пространство теплообменника Т-20а и трубное пространство теплообменников Т-11, Т-12, где нагревается за счет тепла фракции 290-350°C и мазута. Второй поток нефти направляется в межтрубное пространство теплообменника Т-19а и трубное пространство теплообменника Т-9, Т-10, где нагревается за счет тепла от фракции 290-350°C и мазута. Нагреваясь до температуры 200-220°C, оба потока направляются в колонну К-1 и подаются внутрь нее на 18-ю тарелку.

В отбензинивающей колонне К-1 происходит разделение фаз: жидкая фаза стекает вниз колонны, а паровая поступает в емкость Е-1 через конденсаторы-холодильники ХК-1:5а и водяной холодильник Х-30. В холодильниках-

конденсаторах паровая фаза конденсируется и охлаждается, затем доохлаждается в Х-30 и с температурой не более 60°C поступает в Е-1.

Для защиты от коррозии в шлем колонны К-1 и в линию орошения предусмотрена подача 2%-го раствора ингибитора коррозии ИКБ-2-2 насосом из емкости. Также, для подавления коррозии в шлемовую линию колонны К-1 подается 0,5% раствор аммиачной воды насосами из емкости. Обогрев Е-5-8 смонтирован наружным для удобства обслуживания и с целью уменьшения потерь реагентов.

В емкости Е-1 происходит разделение фаз: вода собирается внизу емкости и автоматически сбрасывается на секцию 300 в колонну для обезвреживания. Бензин забирается насосами Н-9 из Е-1, и подается в виде острого орошения вверху колонны К-1. Избыточное количество бензина из Е-1 перетекает в емкость Е-3. Для снижения давления в К-1 и снижения температуры продукта в Е-1 в летний период предусмотрена схема водяного орошения на ХК-1-5а.

Поддержание теплового режима внизу колонн К-1, К-2 и К-4 обеспечивается при помощи печей П-1, П-2 и П-3.

Печь П-1 состоит из 8 секций, расположенных в виде двух блоков по 4 секции друг против друга и из отдельных 9-й и 10-й секции. Две секции печи П-1 предназначены для нагрева циркулирующей струи К-1, остальные 8 секций предназначены для нагрева сырья колонны К-2. Две другие печи – П-2 и П-3 состоят из отдельных секций. Печь П-2 предназначена для поддержания постоянной температуры низа колонны К-4. Печь П-3 возможно использовать для нагрева горячей струи колонны К-1 или для нагрева сырья в колонне К-2.

Каждая секция печи имеет радиантную и конвекционную часть. Радиантная часть секции представляет собой металлическую футерованную изнутри камеру коробчатой формы, приподнятую над землей на стройках каркаса. Продуктовый змеевик состоит из вертикальных труб и расположен вдоль четырех стен камер. В полу камер располагается по 6 газо-мазутных форсунок типа ГГМ-5 на 1 и 5 секциях и ГЗВК-500 на остальных секциях с паровым распылением жидкого топлива.

Конвекционная камера представляет собой шахту прямоугольного сечения, выполненную с горизонтальными ошипованными трубами. Первые по ходу дымовых газов трубы выполнены гладкими для защиты ошипованных труб от прямой радиации. Над конвекционными змеевиками в печах П-1 и П-3 имеются пароперегреватели для нагрева пара, идущего на технологические нужды.

Горячая струя колонны К-1 насосами Н-7-8а направляется четырьмя потоками в две секции печи П-1 и двумя потоками в печь П-3 (при необходимости). Так как при нагреве нефти в печи П-1 в случае неравномерности подачи сырья возможно коксование, предусмотрено регулирование постоянства подачи в каждый поток.

Основная часть отбензиненной нефти из колонны К-1 насосами Н-4-6 направляется 16-ю потоками в восемь секций печи П-1 и при необходимости 2-мя потоками в печь П-3.

На 6-й (питающей) тарелке колонны К-2 происходит разделение фаз. Мазут – жидкая фаза, стекает в низ колонны К-2, проходя через 6 тарелок. Под

нижнюю тарелку К-2 подается перегретый пар для отпарки легких фракций из мазута, а также для улучшения испарения фракций в ректификационной колонне К-2. Пары дизельного топлива, керосина, бензина, водяного пара и газы поднимаются вверх колонны К-2. С верха колонны К-2 газы, пары бензина и водяного пара поступают в воздушные холодильники-конденсаторы ХК-6-10а и охлаждаются до температуры 70°C, доохладившись в водяном холодильнике Х-31 до температуры не более 60°C поступают в емкость Е-2. В Е-2 происходит отделение воды от бензина.

Для защиты оборудования от коррозии в шлем колонны К-2 или в линию острого орошения при помощи насосов подается 2% раствор ингибитора коррозии ИКБ-2-2, а в шлем колонны также подается 0,5% раствор аммиачной воды.

Бензин из емкости Е-2 поступает на прием насосов Н-12, 13. Часть бензина подается на 41-ю тарелку колонны К-2 в виде острого орошения, а балансовый избыток откачивается в емкость Е-3 для смешения с бензином из Е-1.

Для более качественной осушки бензина – сырья колонны К-4 и улучшения работы тарелок колонны в емкости орошения Е-1, на штуцерах входа продукта смонтированы пакеты с коалесцирующей насадкой. Также предусмотрен сброс подтоварной воды из Е-3 в Е-2. Для снижения давления в К-2 и снижения температуры бензина в Е-2 в летний период, смонтированы кольца водяного орошения на ХК-6-10а. Схема предусматривает подачу на орошение свежей воды.

С 35-й тарелки колонны К-2 керосиновая фракция 180-240°C перетекает в отпарную колонну К-3/1. Пары из колонны К-3/1 поступают под 35-ю тарелку колонны К-2.

Керосиновая фракция 180-240°C из колонны К-3/1 забирается насосами Н-14, Н-14а и прокачивается через теплообменник Т-16, где отдает часть своего тепла боковому погону из колонны К-4 и далее поступает по своей схеме в Т-26, где отдает часть своего тепла свежей воде, после этого керосиновая фракция 180-240°C поступает в воздушные холодильники Х-1, 2, работающие последовательно, и с температурой не выше 45°C через узел распределения у насосов секции 300 поступает в фильтры и далее через эстакаду №2 по перемычке между Г.О. керосином и прямогонным керосином выводится в парк 40/3 или ТСБ.

По летнему варианту работы секции полученная керосиновая фракция 180-240°C, направляется в промпарк 40/3, как сырье секции 300/2. Схема предусматривает и прямое питание секции 300/2. Керосиновая фракция 180-240°C может также выводиться в ТСБ как топливо ТС-1.

По зимнему варианту работы секции, керосиновая фракция 180-240°C и дизельная фракция 180-290°C смешиваются через лепестковый смеситель на эстакаде №1 с получением зимнего ДТ.

С 25-й тарелки колонны К-2 фракция 180-290°C перетекает в отпарную колонну К-3/2. Пары из К-3/2 поступают на 25-ю тарелку колонны К-2. Выполненная схема реконструкции С-100 предусматривает направить пары из К-3/2 совместно с парами К-3/1 в Е-28а через холодильник Х-1а. Аналогично колонне К-3/1, данная схема предусматривает работу колонны К-3/2 без подачи пара и служит для обезвоживания нефтепродукта. Фракция дизельного топлива из ко-

лонны К-3/2 забирается насосами Н-22, 23 и прокачивается через межтрубное пространство теплообменника Т-19, где отдает часть тепла обессоленной нефти и далее поступает в межтрубное пространство в теплообменник Т-2а для подогрева нестабильного бензина перед колонной К-4, идущего на стабилизацию и охладившись в воздушных холодильниках Х-12, Х-12а до 60°C направляется в узел смешения.

С 15-й тарелки колонны К-2 фракция 290-350°C перетекает в отпарную колонну К-3/3 (нижний стриппинг). В нижнюю часть колонны К-3/3 подается перегретый водяной пар. Отпаренные легкие фракции и водяной пар из колонны К-3/3 поступает под 15-ю тарелку колонны К-2. Количество подаваемого пара в отпарную колонну К-3/3 зависит от качества фракции 290-350°C.

С низа колонны К-3/3 фракция 290-350°C поступает на прием насоса Н-20 и Н-21 и прокачивается через теплообменник Т-20, где отдает тепло нефти, и воздушный холодильник Х-17. Далее фракция поступает на гидроочистку в С-300/1 или в парк накопления.

Съем избыточного тепла колонны по высоте К-2 осуществляется тремя циркуляционными орошениями. Первое циркуляционное орошение забирается с 33-й тарелки колонны К-2 и двумя параллельными потоками прокачивается по межтрубному пространству теплообменников на установке электрообессоливания, где отдает тепло сырой нефти. После чего два потока объединяются и с температурой 70–90°C возвращаются на 34-ю тарелку.

Второе циркуляционное орошение забирается из колонны К-2 с 23-й тарелки и двумя параллельными потоками направляется в теплообменники установки электрообессоливания, где отдает свое тепло сырой нефти. После чего два потока объединяются и возвращаются на 24-ю тарелку.

Третье циркуляционное орошение забирается с 13-й тарелки, проходит теплообменники установки электрообессоливания, где отдает свое тепло нефти и возвращается на 14-ю тарелку.

Мазут с низа колонны К-2 забирается насосами Н-24, 25, и двумя параллельными потоками направляется в теплообменники Т-9, 10, 11, 12, где отдает тепло обессоленной нефти. Затем он поступает в теплообменники Т-7, 8, где отдает тепло сырой нефти и далее с температурой 90°C выводится на вакуумную перегонку.

Бензин из Е-3 поступает на прием насосов Н-10, Н-11 и подается в трубное пространство теплообменника Т-15, где нагревается стабильным бензином из колонны К-4. После теплообменника Т-15 нестабильный бензин поступает в трубное пространство теплообменника Т-2а, где нагреваясь до температуры 160°C за счет тепла фракции 180-290°C поступает на 22 тарелку колонны К-4.

С 46-й тарелки колонны К-4 выводится боковой погон, который поступает в межтрубное пространство ребойлера Т-16, где нагревается до температуры 128-135°C фракцией 180-240°C. После нагрева в Т-16 боковой погон через воздушный холодильник Х-11 и водяной холодильник Х-42 выводится либо в линию стабильного катализата С-200.

С верха колонны К-4 пары нестабильной головки поступают в воздушные холодильники-конденсаторы ХК-17-19, где конденсируются и охлаждаются до

температуры 70°C и далее поступают в водяной холодильник Х-32, где охлаждается до температуры 50°C и поступают в Е-4.

Часть нестабильной головки из колонны К-4 при помощи насосов Н-31, 32 подается на орошение колонны К-4, а балансовый избыток откачивается в секцию 400. Температура в нижней части колонны К-4 поддерживается циркуляцией горячей струи, которая с низа К-4 поступает на прием насосов Н-29, 30 и двумя потоками подается в печь П-2. После печи П-2 потоки горячей струи объединяются и поступают под первую тарелку колонны К-4 с температурой 180-220°C. При прекращении расхода горячей струи в печь П-102 прекращается подача топлива к печи. Бензин с низа колонны К-4 самотеком за счет давления в К-4 проходит через межтрубное пространство теплообменника Т-15 для подогрева нестабильного бензина и поступает в воздушные холодильники Х-13-15, водяной холодильник Х-6, после которых с температурой не выше 40°C выводится в парк накопления.

3.1 Характеристика исходного сырья, материалов, реагентов, полуфабрикатов, изготавливаемой продукции

Сырье:

- нефть сырая ГОСТ 9965-76;
- нефть обессоленная СТП 019932-300113-89.

Качество сырой нефти должно соответствовать ГОСТ №9965-76 (см. таблицу б).

Давление насыщенных паров кПа (мм. рт. ст.), не более 66,7 (500).

Нефть обезвоженная и обессоленная, согласно стандарту предприятия, должна соответствовать следующим показателям:

- концентрация хлористых солей – 3÷5 мг/дм³;
- массовая доля воды – не более 0,2%.

Изготавливаемая продукция:

- сырье секции – 400 СТП 5747203-300189-98;
- фракция бензина прямогонная СТП 5747203-300175-97;
- боковой погон К-104 СТП 5747203-300177-97;
- дизельная прямогонная фракция УФС СТП 5747203-300180-97;
- прямогонная фракция дизельного топлива летнего СТП 019932-300125-90;
- фракция дизельного топлива «З» колонн К-3/1,2 СТП 5747203- 300187-97;
- фракция дизельная К-3/2 - СТП 5747203-300179-97;
- фракция керосиновая прямогонная колонны К-3/1 СТП 5747203-300185-97;
- мазут прямогонный СТП 5747203-300186-97;
- углеводородный газ АТ секции 100 СТП 5747203-300191-98;
- дистиллят прямогонный для Т-8В СТП 019932-300104-88.

Реагенты:

- раствор деэмульгатора СТП 019932-300077-87;

- раствор едкого натра СТП 019932-300080-87;
- раствор аммиачной воды СТП 5747203 -300190-98;
- раствор ингибитора коррозии СТП 5747203-300170-96.

Характеристика исходного сырья, материалов, полуфабрикатов, изготавливаемой продукции приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Характеристика исходного сырья, материалов, полуфабрикатов, изготавливаемой продукции.

Наименование сырья, материалов, полуфабрикатов, изготавливаемой продукции	Номер ГОСТ, ТУ, СТП	Показатели качества, обязательные для проверки	Норма по ГОСТ, ТУ, СТП	Область применения изготавливаемой продукции
Сырье – нефть сырая	ГОСТ 9965	1 Плотность при 20°C, кг/м ³ 2 Содержание серы, % 3 Содержание хлористых солей, мг/л, не более 4 Содержание воды, % не более	100 0,5	
Нефть обессоленная	СТП 5747203-300212-99	1 Содержание хлористых солей, мг/л, не более 2 Содержание воды, % не более 3 Плотность при 20°C, кг/м ³	2 0,1 830-860	Сырье блока АТ
Нестабильная головка - сырье С-400	СТП 5747203-300189-98	1 Углеводородный состав, % масс. СН ₄ не более С ₂ Н ₆ не более С ₃ Н ₈ не менее и-С ₄ Н ₁₀ не менее н-С ₄ Н ₁₀ не менее и,н-С ₅ Н ₁₂ не менее и,н-С ₆ Н ₁₄ и выше, не более	0,5 2,0 10,0 5,0 20,0 20,0 20,0	Используется в качестве сырья С-400

Продолжение таблицы 6:

Наименование сырья, материалов, полуфабрикатов, изготавливаемой продукции	Номер ГОСТ, ТУ, СТП	Показатели качества, обязательные для проверки	Норма по ГОСТ, ТУ, СТП	Область применения изготавливаемой продукции
Бензин стабильный прямогонный (куб колонны К-104)	СТП 5747203-300217-99	1 Плотность при 20°C, г/см ³ не более 2 Фракционный состав: Т _{НК} , °С, не ниже Т _{10%} отгона, °С, не выше Т _{50%} отгона, °С, не выше Т _{90%} отгона, °С, не выше Т _{КК} , °С, не выше 3 Содержание воды и механических примесей 4 Углеводородный состав, % масс: Ароматика, не более В том числе бензола Парафины, не менее В том числе изопарафины Нафтены, не менее 5 Содержание серы, % мас., (ппм) не более 6 Микропримеси азота, % масс, не более; 7 Цвет	0,745 85 105 114 160 180 отсутствие 8,0 0,2-0,5 55-60 25-30 35-45 0,002+-(20) 0,00015 б/цветная	Как сырье С-200 и как компонент товарного бензина
Боковой погон К-104	СТП 5747203-300177-97	1 Фракционный состав: Т _{НК} , °С, не ниже Т _{10%} отгона, °С, не выше Т _{50%} отгона, °С, не выше Т _{90%} отгона, °С, не выше Т _{КК} , °С, не выше 2 Цвет 3 Испытание на медной пластине 4 Углеводородный состав, % масс Ароматика, не более Парафины, не менее Нафтены, не более	35 60 70 90 110 б/цветная Выдерж.	Как компонент товарных бензинов

Продолжение таблицы 6:

Наименование сырья, материалов, полуфабрикатов, изготавливаемой продукции	Номер ГОСТ, ТУ, СТП	Показатели качества, обязательные для проверки	Норма по ГОСТ, ТУ, СТП	Область применения изготавливаемой продукции
Фракция керосиновая прямогонная колонны К-103/1	СТП 5747203-300185-97	1 Плотность при 20 °С, г/см ³ не менее 2 Фракционный состав: Т _{НК} , °С, в пределах Т _{10%} отгона, °С, не выше Т _{50%} отгона, °С, не выше Т _{90%} отгона, °С, не выше Т _{98%} отгона, °С, не выше 3 Кинематическая вязкость при 20 °С, сСт, не менее 4 Т вспышки в закрытом тигле, °С, не ниже 5 Массовая доля общей серы, % масс., не более	0,780 135-150 165 195 230 250 1,30 28 0,2	Как сырье С-300/2 и компонент товарного топлива ТС-1, РТ
Фракция дизельная колонны К-103/2	СТП 5747203-300179-97	1 Фракционный состав: Т _{НК} , °С, не ниже Т _{50%} отгона, °С, не выше Т _{96%} отгона, °С, не выше 2 Т вспышки в закрытом тигле, °С, не ниже 3 Т застывания, °С, не выше 4 Т помутнения, °С, не выше 5 Содержание серы, % масс., не более 6 Содержание воды 7 Цвет 8 Плотность, г/см ³ , не более	140 240 310 35 -35 -25 0,2 отсутствие св-желтый 0,825	Как компонент товарного дизельного топлива
Топливо дизельное летнего вида	СТП 5747203-300201-98	1 Фракционный состав: Т _{50%} отгона, °С, не выше Т _{96%} отгона, °С, не выше 2 Кинематическая вязкость при 20 °С, сСт, в пределах 3 Содержание мех. примесей 4 Содержание воды 5 Т вспышки в закрытом тигле, °С, не ниже для Л-0,2-62 (0,5-62) для Л-0,2-40 (0,5-40) 6 Содержание серы, % масс., не более для Л-0,2-62 (0,5-62) для Л-0,2-40 (0,5-40)	280 360 3,0-6,0 отсутствие отсутствие 62 40 0,2 0,5	Как товарное дизтопливо

Окончание таблицы 6:

Наименование сырья, материалов, полуфабрикатов, изготавливаемой продукции	Номер ГОСТ, ТУ, СТП	Показатели качества, обязательные для проверки	Норма по ГОСТ, ТУ, СТП	Область применения изготавливаемой продукции
Дизельная прямогонная фракция УФС	СТП 5747203-300180-97	1 Фракционный состав: Т _{НК} , °С, не ниже Т _{50%} отгона, °С, не выше Отгон до 360 °С, % об., не менее 2 Содержание воды 3 Т вспышки в закрытом тигле, °С, не ниже 4 Цвет 5 Содержание серы, % масс., не более 6 Плотность, г/см ³ , не более	200 345 65 отсутствие 62 желтый 0,75 0,874	Дизельная прямогонная фракция УФС
Мазут прямогонный	СТП 5747203-300186-97	1 Плотность, г/см ³ , не более 2 Т вспышки в открытом тигле, °С, не ниже 3 Фракционный состав: Т _{НК} , °С Выкипаемость до 350 °С, % об., не более 4 Т застывания, °С, не выше	0,970 110 не нормир. 5 +25	Сырье С-300/2 для получения Т-8В
Дистиллят прямогонный (для Т-8В)	СТП 019932-300104-88	1 Плотность, г/см ³ , не менее 2 Фракционный состав: Т _{НК} , °С, не ниже Т _{10%} отгона, °С, в пределах Т _{50%} отгона, °С, в пределах Т _{90%} отгона, °С Т _{98%} отгона, °С, не выше 3 Кинематическая вязкость при 20 °С, сСт, не менее 4 Т начала кристаллизации, °С, не выше 5 Т вспышки в закрытом тигле, °С, не ниже	0,797 155 175-185 195-210 не нормир. 260 1,5 -50 40	Дистиллят прямогонный (для Т-8В)

Характеристика реагентов, применяемых при ведении технологического процесса на установке АТ, представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Характеристика реагентов

Наименование реагента	Характеризующие показатели
Деэмульгатор «Кликс3398» (Геркулес)	Плотность 906 кг/м ³ (928)
Сода каустическая, NaOH	Содержание NaOH – не менее 44 % масс.

Окончание таблицы 7:

Наименование реагента	Характеризующие показатели
Нейтрализующий амин «Додикор 1830»	Жидкость от бесцветной до коричневого цвета, плотность не более 830 кг/м ³ , вязкость не более 1 мПа.с., T _{всп.} не выше 30°С, T _{заст.} не выше -45°С.
Ингибитор коррозии «Додиген 481»	Темно-коричневая жидкость, плотность не выше 940 кг/м ³ , вязкость не более 95 мПа.с., T _{всп.} не выше 85°С, T _{заст.} не выше -32°С.
Газ топливный	Содержание углеводородов С4 и выше не более 20% об, водорода не более 60% об, теплота сгорания не ниже 8500 ккал/м ³
Химически-очищенная вода	Общая жесткость – не более 10 мг-экв/кг

3.2 Теоретические основы процесса

3.2.1 Физические основы дистилляции нефти на фракции

В основе технологии первичной перегонки нефти лежит перегонка – процесс физического разделения нефти на составные части, именуемые фракциями [1, 7]. Перегонка осуществляется различными способами частичного выкипания нефти, отбора и конденсации образовавшихся паров, обогащенных легколетучими компонентами, в качестве дистиллятных фракций. По способу проведения процесса перегонка делится на простую и сложную.

Простая перегонка осуществляется путем постепенного, однократного испарения жидких смесей.

Перегонка с постепенным испарением состоит в постепенном непрерывном нагревании жидкой смеси в кубе от начальной до конечной температуры при непрерывном отводе образующихся паров, конденсации их в аппарате и сборе в приемнике целиком или выводе из него периодически отдельными фракциями.

Этот способ перегонки нефти и нефтепродуктов преимущественно применяют в лабораторной практике при определении фракционного состава нефти по ГОСТ 2177-82.

Перегонка однократным испарением происходит следующим образом: исходную жидкую смесь непрерывно подают в кипятильник, где она нагревается до определенной конечной температуры при фиксированном давлении; образовавшиеся и достигшие состояния равновесия паровая и жидкая фазы однократно разделяются в адиабатическом сепараторе. Паровая фаза, пройдя конденсатор, поступает в приемник, откуда непрерывно отводится жидкая фаза – остаток.

Отношение количества образовавшихся паров при однократном испарении к количеству исходной смеси называют долей отгона.

Перегонка с однократным испарением обеспечивает большую долю отгона, чем с постепенным при одинаковых температуре и давлении. Это важное преимущество используют в практике перегонки нефти для достижения максимального испарения при ограниченной температуре нагрева вследствие разложения отдельных компонентов нефти.

Многократное испарение заключается в последовательном повторении процесса однократного испарения при более высоких температурах или низких давлениях по отношению к остатку, полученному от предыдущего однократного испарения жидкой смеси. Остаток однократного испарения первой ступени после нагрева до более высокой температуры поступает в сепаратор второй ступени, с верхней части которого отбирают отгон второй ступени, а с нижней – остаток второй ступени.

Способы перегонки с однократным и многократным испарением имеют наибольшее значение в осуществлении промышленной переработки нефти на установках непрерывного действия. Так, примером процесса однократного испарения является изменение фазового состояния – доли отгона, нефти при нагреве в регенеративных теплообменниках и в змеевике трубчатой печи с последующим отделением паровой от жидкой фазы в секции питания ректификационной колонны.

Простая перегонка, особенно вариант с однократным испарением, не дает четкого разделения смеси на составляющие компоненты. Для повышения четкости разделения перегонку ведут с дефлегмацией.

Перегонка с дефлегмацией основана на частичной конденсации образующихся при перегонке паров и возврате конденсата навстречу потоку пара. Благодаря этому однократному и одностороннему массообмену между встречными потоками пара и жидкости уходящие из системы пары дополнительно обогащаются низкокипящими компонентами, так как при частичной конденсации из них преимущественно выделяются высококипящие составные части.

Дефлегмацию осуществляют в специальных по конструкции поверхностных конденсаторах воздушного или водяного охлаждения, размещаемых над перегонным кубом.

Перегонка с ректификацией дает более высокую четкость разделения смесей по сравнению с перегонкой с дефлегмацией. Основой процесса ректификации является многократный двусторонний массообмен между движущимися противотокам пара и жидкости перегоняемой смеси. Этот процесс осуществляют в ректификационных колоннах. Для обеспечения более тесного соприкосновения между встречными потоками пара и жидкости ректификационные колонны оборудованы контактными устройствами – тарелками или насадкой. От числа таких контактов и от количества флегмы, стекающей навстречу парам, в основном зависит четкость разделения компонентов смеси.

Современная промышленная технология первичной перегонки нефти основана на процессах одно – и многократной перегонки с последующей ректификацией образовавшихся паров и жидкой фаз. Перегонку с дефлегмацией и периодическую ректификацию, так же как перегонку с постепенным испарением, применяют в лабораторной практике.

В технологии нефтепереработки к первичной перегонке относят процессы атмосферной перегонки нефти и вакуумной перегонке мазута. Их назначение состоит в разделении нефти на фракции для последующей переработки или использования как товарных нефтепродуктов.

Эти процессы осуществляют соответственно на так называемых атмосферных трубчатых или атмосферно – вакуумных трубчатых установках.

На установках АТ осуществляют неглубокую перегонку нефти с получением бензиновых, керосиновых, дизельных фракций и мазута.

В зависимости от направления использования фракций установки первичной перегонки нефти принято именовать топливными, масляными или топливно-масляными и соответственно этому – варианты переработки нефти.

По числу ступеней испарения различают трубчатые установки одно-, двух-, трех- и четырехкратного испарения. На установках однократного испарения из нефти в одной ректификационной колонне при атмосферном давлении получают все дистилляты – от бензина до вязкого цилиндрического. Остатком перегонки является гудрон.

На установках двухкратного испарения перегонка до гудрона осуществляется в две ступени: сначала при атмосферном давлении до гудрона. Эти процессы осуществляются в двух ректификационных колоннах; в первой из них поддерживается атмосферное давление, во второй – вакуум. Двухкратное испарение нефтей до мазута может также осуществляться при атмосферном давлении в двух ректификационных колоннах; в первой отбирают только бензин и остатком перегонки является отбензиненная нефть; во второй отбензиненная нефть, нагретая до более высокой температуры, перегоняется до мазута. Подобные двухколонные установки относят к группе атмосферных.

На установках трехкратного испарения перегонка нефти осуществляется в трех колоннах: двух атмосферных и одной вакуумной. Разновидностью установки трехкратного испарения нефти является установка АВТ с одной атмосферной и двумя вакуумными колоннами. Вторая вакуумная колонна предназначена для доиспарения гудрона, в ней поддерживается более глубокий вакуум, чем в основной вакуумной колонне.

Установка четырехкратного испарения представляет собой установку АВТ с отбензинивающей атмосферной колонной в головной части и доиспарительной вакуумной колонной для гудрона к концевой части.

4 Технологический расчет блока атмосферной перегонки

4.1 Исходные данные для расчета

В колонне К-2 получаем следующие светлые фракции: бензиновую 85-180°C, керосиновую 180-230°C, дизельные 230-290°C и 290-350°C. Дизельная фракция выводится двумя потоками для равномерной разгрузки атмосферной колонны по паровой и жидкой фазе, что обеспечивает гибкость ведения технологического процесса (при необходимости, есть возможность получать керосиновую фракцию). Внизу отгонной части колонны отбирается мазут. В колонне К-2 используется три циркуляционных и одно острое орошение, поскольку это обеспечивает оптимальный температурный режим по сечению колонны и равномерную нагрузку колонны по паровой и жидкой фазе в месте отбора боковых продуктов.

где F_k – площадь поперечного сечения колонны, m^2 . $F_k = D_k^2$;
 ρ_{R1} – абсолютная плотность мазута при температуре низа колонны:

$$\rho_{4(R1)}^{325} = 0,8871 - (0,001838 - 0,00132 \cdot 0,8871) \cdot (325 - 20) \cdot 1000 = 683,61 \text{ кг/м}^3$$

$$H_6 = \frac{381991 \cdot 10}{683,61 \cdot 60 \cdot 7,5^2} = 1,66 \text{ м}$$

Штуцер отбора нижнего продукта должен находиться на отметке не ниже 4-5 м от земли, для того, чтобы обеспечить нормальную работу горячего насоса. Поэтому, высота опоры H_7 конструируется с учётом обеспечения необходимого подпора жидкости и принимается высотой не менее 4-5 м. Принимаем $H_7 = 4,0$ м.

Суммарная общая высота колонны:

$$H_K = 3,75 + 20,7 + 3 + 1,8 + 1,5 + 1,66 + 4 = 36,11 \text{ м}$$

5 Строительные решения

5.1 Выбор района строительства

Главной задачей строительного проектирования является выбор таких решений, которые дадут наибольший прирост объема производства и промышленной мощности при наименьших трудовых и материальных затратах. Современное состояние нефтепереработки в России таково, что большая часть оборудования нуждается в серьезной модернизации, что, в свою очередь, потребует, как реконструкции действующих предприятий, так и строительства новых, современных НПЗ [9]. Учитывая принцип минимизации производственных, транспортных издержек, а также затрат на хранение и реализацию готовой продукции, предприятия нефтепереработки целесообразно размещать в регионе с достаточно высоким спросом и потребностью в нефтепродукции.

Исходя из вышеприведенных соображений, проектируемый нефтеперерабатывающий завод, на котором будет осуществляться глубокая переработка нефти по топливному варианту, планируется разместить в промышленной зоне города Октябрьск, расположенного в Самарской области. Строительство нового предприятия нефтегазового комплекса позволит существенно увеличить экономическую и инвестиционную привлекательность города, позволив всей добавленной стоимости остаться в пределах города. Благодаря удобному расположению – близости от крупного магистрального нефтепровода «Дружба», на берегу важнейшей транспортной артерии – реки Волги, затраты на поставку нефтяного сырья и экспорта готовой товарной продукции будут существенно ниже. Другими достоинствами местоположения данного НПЗ являются:

- наличие железной дороги
- близкое расположение сети электроснабжения;

- наличие вблизи точки размещения НПЗ газопроводов;
- промышленная зона удалена на расстояние порядка 10-15 км от жилых микрорайонов;
- наличие трудовых ресурсов и Самарского государственного технического университета для подготовки квалифицированных кадров.

5.2 Объемно планировочные решения

В числе наиболее распространенных проектных решений, которые применяются в настоящее время, можно назвать такие моменты, как блокировка сооружений, использование универсальных типов строений, выбор наиболее эффективных монтажных и строительных конструкций и материалов.

Объемно-планировочное решение для любого промышленного здания, в конечном счете, определяется характером технологического оборудования, которое в нем будет размещаться. Для этой цели используем в проекте одноэтажные здания, благодаря чему возможно более свободное расположение технологического оборудования, что облегчит его перемещение во время модернизации процесса.

Немаловажное значение в процессе проектирования имеет выбор схемы конструкции здания. На практике известно, что для одноэтажных промышленных зданий более целесообразна каркасная схема, при которой все нагрузки, возникающие в здании, принимает на себя его несущий остов – каркас, образуемый вертикальными колоннами, на которые опираются конструкции покрытия и перекрытия. Жесткость каркаса в продольном направлении обеспечивается заделкой колонн в фундаменты.

Для проектируемого завода выберем планировку зданий прямоугольной формы, с пролетами одинаковой ширины, равной 6 м, и одного направления, с одинаковым шагом колонн в 6 м и без перепада высот.

5.3 Конструктивные элементы

Во время выбора основного строительного материала, который будет использоваться в конструкции зданий, необходимо учитывать его прочность, устойчивость к внешним и эксплуатационным воздействиям, долговечность, огнестойкость, легкость и удобство возведения. Для возведения несущих конструкций промышленных зданий в качестве основного материала используют железобетон, обладающий меньшей капиталоемкостью и большей коррозионной и огневой устойчивостью в сравнении с металлом. Последнее является одним из важнейших требований в проекте строительства производственных зданий. Также, помещения, где будут располагаться взрывоопасные производства, должны быть спроектированы с применением легкосбрасываемых наружных ограждающих конструкций.

Фундамент зданий принимается в зависимости от нескольких факторов: характера действующих на него воздействий, несущей способности и глубины промерзания грунта. Учитывая природные условия зоны Поволжья, выбираем

ленточный фундамент из четырёх рядов сборных железобетонных блоков сечением 600х600 мм, длиной 3000 мм, которые укладываются по монолитной железобетонной подушке высотой 400 мм и шириной 1200 мм. Глубина заложения фундамента составляет 2800 мм. Фундамент поднимается на 250 мм над нулевой поверхностью. Между фундаментом и стеновой панелью укладывается слой гидроизоляции

Стены выполнены из железобетонных панелей, которые обладают высокой индустриальностью, улучшают качество здания и уменьшают его вес. Размеры стен примем равными 6000х1200х300 мм.

Для защиты внутренних поверхностей конструкций от действия токсичных агрессивных веществ [3] используют покрытия, которые достаточно легко поддаются очистке: керамическая плитка, кислотоупорная штукатурка, масляная краска. Полы в помещениях, где ведется работа с агрессивными и ядовитыми веществами, изготавливают из химически устойчивых материалов, не обладающих сорбционной способностью по отношению к кислотам и щелочам.

Для проветривания помещений используют открывающиеся створки – фрамуги оконных переплетов или световых фонарей. В помещениях насосной и компрессорной устанавливаются деревянные окна, размером 1461х1764 мм [5, 14].

Ограждающие конструкции рассчитывают при проектировании на звукоизолирующую способность.

Во время проектирования предприятий нефтехимического производства необходимо учитывать группу технологических процессов, предусматривающих наличие санитарно-бытовых помещений [16]. В их состав входят гардеробные, душевые, умывальные, уборные, курительные, помещения для обработки, хранения и выдачи спецодежды, а также устройства питьевого водоснабжения.

Помещения для отдыха рассчитывают таким образом, чтобы на каждого работающего приходилось не менее 0,2 м², при этом общая площадь помещения должна быть не менее 10 м².

Стены и перегородки гардеробных спецодежды, душевых, преддушевых, умывальных, уборных, помещений для сушки, обезвреживания спецодежды выполняются на высоту в 2 м из материалов, которые допускающих их мытье горячей водой с примесями моющих средств. Стены и перегородки помещений выше отметки 2 м, а также потолки должны иметь водостойкое покрытие.

Бытовые помещения изолируют от производственных, особенно пожаро-взрыво- и газоопасных [3, 4]. Перегородки выполняются из панелей, а нестандартные перегородки – из кирпича.

Для защиты помещений от атмосферного воздействия окружающей среды используется покрытие зданий, состоящее из несущей и ограждающей частей. В качестве покрытий применяем железобетонные панели. На плитах покрытия укладывается невентилируемая кровля, включающая в себя слои (снизу-вверх) пароизоляции, полужестких минерало-ватных плит, стяжку из раствора цемента, три слоя рубероида на основе битумной мастики и гравий, втапливаемый в мастику.

Для подъема на покрытие, его эксплуатации и эвакуации при возгорании используются металлические лестницы. Двери устанавливаются распашные, одно- и двупольные, деревянные, размером по ширине 1500x2000 мм. Ворота – раздвижные деревометаллические, с калиткой для прохода людей. Размеры ворот составляют 3600x3600 мм.

Для покрытия полов использует мозаичную плитку на цементном растворе, выполняющем роль стяжки. Укладка покрытия осуществляется на бетонное основание, а сам бетон – на уклонный грунт.

Одним из важнейших аспектов на этапе проектирования производственных зданий является рациональная организация грузовых и людских потоков. Работникам предприятия должна быть обеспечена возможность перемещаться в здании по кратчайшим, удобным и безопасным путям.

Входы в производственное здание через бытовые помещения должны быть расположены на лицевой стороне застройки. Одноэтажные здания предусматривают наличие одного эвакуационного выхода, поскольку численность работающих во всех помещениях здания не превышает 50 человек. Его ширина выбирается исходя из численности эвакуируемых людей. Из расчета на 1 м ширины выхода в зданиях I, II степени огнестойкости, численность эвакуируемых не превышает 165 человек. Расстояние от любой точки помещения до ближайшего эвакуационного выхода из этого помещения должно быть не более 25 м. Коридоры разделяются противопожарными перегородками 2-го типа на отсеки, протяженность которых составляет 60 м.

5.4 Размещение основного оборудования

Наружные этажерки, на которых располагают оборудование, содержащие ЛВЖ и ГЖ, а также сжиженные горючие газы, изготавливаются из железобетона [4].

Всё технологическое оборудование: реактора, теплообменники, колонны, сепараторы, должно быть расположено на железобетонном фундаменте с учётом обвязки трубопроводами.

Фундаменты укрепляется сваями и оборудуется закладными болтами для крепления колонн. Постамент под проектируемую ректификационную колонну представлен на графическом листе 2.

Компоновка технологического оборудования выполняется исходя из следующих условий:

- ширина основных проходов по фронту обслуживания предусматриваем 2 м;
- рабочие проходы по фронту обслуживания машин: компрессоров, насосов, газодувок и т.п., и аппаратов, имеющих ручное управление шириной не менее 1,5 м;
- возможность проезда транспорта для ремонта оборудования, загрузки и выгрузки катализатора из реакторов гидроочистки и риформинга, и т.д.;
- металлические лестницы к площадкам по высоте колонн и реакторов выполнены шириной 0,9 м.

Минимальные расстояния для проходов определены между наиболее выступающими деталями оборудования, а также с учётом устройства для него фундаментов, изоляции, ограждения.

– проходы между аппаратами, а также между аппаратами и стенами помещения не менее 1 м;

– проходы у оконных проемов, доступных с уровня пола или площадки не менее 1 м.

6 Генеральный план и транспорт

В процессе создания генерального плана предприятия необходимо учитывать ряд основных требований [16]:

– отдельные производства и вспомогательные службы объединяются на основе их технологической связи, взрыво-и пожароопасности размещенных производств, а также характере создаваемых ими вредностей;

– на основе санитарной классификации и категории производства согласно взрывной и пожарной опасности определяются места безопасных разрывов, учитывающих возможное изменение производственной технологии и реконструкцию отдельных цехов установки;

– для предупреждения распространения шума, возможных вредных и опасных газовых, пылевых и паровых выделений при авариях, огня при пожаре, а также для ограничения разрушительного воздействия звуковой ударной волны при взрыве необходимо обеспечить локализацию неблагоприятных производственных факторов;

– для исключения застойных зон, создающих риск скопления в них различных опасных выделений в зависимости от рельефа местности, а также направления и скорости ветра необходимо обеспечить естественную циркуляцию воздуха на территории.

Проектируемый нефтеперерабатывающий завод с глубокой переработкой нефти по топливному варианту планируется разместить в производственной зоне г. Октябрьск, Самарской области. Генеральный план НПЗ представлен на графическом листе 3.

Климат в регионе строительства – умеренно континентальный, большую часть года преобладает антициклонный тип погоды. Разность среднемесячных летних и зимних температур достигает 31°C, а разность абсолютных экстремумов – 83°C. Максимумы выпадения осадков достигаются в июле и июне, при этом их распределение по территории области неодинаково. В западной части области, где расположен Октябрьск, количество осадков меньше, чем в центре и на востоке. Преобладающее направление ветров – южное и юго-западное, весной и летом частично сменяется на северное.

Розу ветров строим по значениям направления ветра, приведенных в таблице 28.

Таблица 28 – Распределение ветров по направлению в городе Октябрьск.

Месяц	Направление ветра								
	С	С-В	В	Ю-В	Ю	Ю-З	З	С-З	Ш
Январь	2	2	4	3	9	5	4	1	1
Февраль	2	3	4	3	7	4	3	1	1
Март	4	3	3	4	7	4	4	1	1
Апрель	4	4	2	3	6	5	4	2	1
Май	5	2	5	4	5	3	5	1	1
Июнь	6	2	4	3	5	3	4	2	1
Июль	5	3	4	4	5	2	5	2	1
Август	4	2	5	3	6	4	5	1	1
Сентябрь	3	2	5	2	7	6	3	1	1
Октябрь	2	1	4	3	8	7	4	1	1
Ноябрь	1	2	3	5	7	5	4	1	1
Декабрь	1	2	3	4	9	6	4	1	1
Ср. за год	3	2	4	2	7	5	4	1	1

6.1 Размещение установки на генеральном плане

Расположение предприятия по отношению к жилой застройке осуществляется с учетом преобладающего направления ветров. Между промышленной и селитебной территорией предусмотрена санитарно-защитная зона шириной 1000 м.

Планировка территории производится таким образом, чтобы обеспечить максимально благоприятные условия для ведения производственного процесса и труда рабочих, а также наиболее рациональное и экономное использование участка, что, в свою очередь, даст наибольшую эффективность капитальным вложениям. Технологические процессы, оборудование, товарная продукция и сырье размещаются с учетом исключения вредного воздействия на трудящихся, а также на здоровье и санитарно-бытовые условия жизни населения [11, 14].

Генеральный план НПЗ предусматривает деление территории предприятия на зоны с учетом функционального разделения отдельных объектов. Зоны сформированы таким образом, чтобы свести к минимуму встречные потоки, обеспечить выполнение норм и правил охраны труда и промышленной санитарии.

На НПЗ выделены следующие основные зоны: предзаводская, производственная, подсобная, складская, сырьевых и товарных парков.

Предзаводская зона включает в себя заводоуправление, учебный комбинат, здравпункт, общезаводская столовая, пожарная часть и газоспасательная станция.

Производственная зона занимает основную часть территории завода. Именно в ней расположены основные цеха и большинство технологических установок предприятия, узел оборотного водоснабжения, насосные станции системы канализации, трансформаторные подстанции, воздушная компрессорная, факельное хозяйство, лаборатории.

Подсобная зона предназначена для размещения ремонтно-механического и ремонтно-строительного цехов и других зданий, включает в себя водоснабжение и канализацию.

В складской зоне находятся склады оборудования, смазочных масел, реакгентное хозяйство.

В зоне сырьевых и товарных парков размещены резервуарные парки легковоспламеняющиеся и горючих жидкостей, насосные и железнодорожные эстакады, предназначенные для приема сырья и отгрузки товарной продукции.

Размещение на генеральном плане технологических установок обеспечивает поточность процесса и сводит к минимуму протяженность технологических коммуникаций, обеспечивая таким образом наиболее рациональное использование территории предприятия.

6.2 Присоединение установки к инженерным сетям

По территории НПЗ проложено значительное число трубопроводов и инженерных сетей водопровода и канализации, кабельных сетей автоматики и контрольно-измерительных приборов (далее – КИП). При разработке генерального плана проектом предусмотрено прохождение инженерных сетей по кратчайшему направлению и разделение их по назначению и способам прокладки.

Технологические трубопроводы и инженерные сети размещены в полосе, расположенной между внутривозовыми автодорогами и границами установок, а также в коридорах внутри кварталов. Подземные сети и коммуникации уложены в одну траншею с учетом сроков ввода в эксплуатацию каждой сети и нормативно установленных расстояний между трубопроводами.

6.3 Вертикальная планировка и водоотвод с площадки

Основными критериями рациональности планировки являются: обеспечение удобства технологических связей, улучшение условий строительства и заложения фундаментов.

При проведении вертикальной планировки проектом 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.

Для глинистых грунтов принимают уклоны поверхности площадки завода, равные значениям 0,003-0,05.

Резервуарные парки и отдельно стоящие резервуары с легковоспламеняющимися и горючими жидкостями, сжиженными газами и ядовитыми веществами расположены на более низких отметках по отношению к зданиям и сооружениям. В соответствии с требованиями противопожарных норм эти резервуары обнесены земляными валами [4, 11].

Для отвода поверхностных вод и аварийно разлившихся нефтепродуктов применяется смешанная система открытых ливнепроводов (лотков, кюветов, во-

доотводных канав) и закрытой промливневой канализации. Закрытая канализация используется на участках повышенной пожарной опасности.

Поверхностные воды дождевые и талые с территории предприятия направляются в пруды-накопители.

6.4 Транспорт

При разработке проекта генерального плана промышленной площадки проработаны вопросы внешнего и внутреннего транспорта. Внешним транспортом НПЗ являются железные и автомобильные дороги, связывающие предприятие с путями сообщения общего пользования; к внутреннему транспорту относятся транспортные устройства, расположенные на территории завода.

Особенностью НПЗ является полное отсутствие внутривозовских железнодорожных перевозок. Железнодорожные пути используются только для отгрузки готовой продукции и приема реагентов, тары и сырья. Поэтому сеть железных дорог на территории предприятия концентрируют, группируя на генеральном плане объекты, которые обслуживаются железной дорогой.

Чтобы создать условия без перегрузочного выхода на общероссийскую сеть железных дорог, железнодорожные пути НПЗ спроектированы с шириной колеи 1520 мм.

6.5 Благоустройство и озеленение промышленной площадки

Для создания наиболее благоприятных условий работы, которые смогут уменьшить влияние вредных веществ, используется озеленение площадки предприятия. Благоустройство территории проводится с учетом санитарно-защитных и декоративных свойств зеленых насаждений, а также их устойчивости к вредным веществам, выделяемым предприятием. Существующие древесные насаждения следует по возможности сохранять.

Площадь участков, предназначенных для озеленения в пределах ограды предприятия, определена из расчета не менее 3 м² на одного работающего в наиболее многочисленной смене. Основным элементом озеленения предприятия является газон.

Проектом предусмотрены тротуары вдоль всех магистральных и производственных дорог независимо от интенсивности пешеходного движения. Пешеходные тротуары размещают не ближе 2 м от бордюра автодороги. Тротуары отделяют от проезжей части полосой зеленых насаждений в виде газонов, кустарниковой изгороди. Ширину тротуара принимают кратной ширине полосы движения равной 0,75 м.

Размещаемые в предзаводской зоне объекты административно-хозяйственного назначения защищены от вредного влияния паров, газов, пыли полосой зеленых насаждений [3, 11].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проделанной работы, руководствуясь данными применяемых типовых индивидуальных проектов технологических установок, а также анализируя свойства Веснянской нефти, был разработан проект установки АТ, производительностью 7 млн. тонн в год. Составлен материальный баланс предприятия, в котором показана связь между выбранными установками, также представлена технологическая схема установки АТ. В результате составления схемы материальных потоков было определено количество и качество отдельных компонентов товарной продукции, рассчитано и подобрано основное технологическое оборудование (атмосферная колонна, трубчатая печь, теплообменники).

Установка АТ является головной в составе НПЗ, т.к. ее назначение состоит в отгоне светлых дистиллятных фракций: бензина, керосина, дизельного топлива, для использования их в качестве сырья для последующих процессов нефтепереработки: каталитический риформинг, каталитический крекинг, гидроочистка, коксование и т.д., либо использования в качестве товарных нефтепродуктов.

Введение в состав установки электрообессоливания, позволяет снизить затраты на ремонт оборудования от коррозии и отложений в аппаратуре, увеличить межремонтный пробег оборудования, способствует улучшению сырья для каталитических процессов, а также товарных продуктов.

Каталитический риформинг является основным процессом для производства базовых компонентов высокооктанового бензина, а также индивидуальных ароматических углеводородов.

Установка гидроочистки керосина предназначена для понижения содержания серы в сырье – керосине. Целевым продуктом процесса является гидроочищенная керосиновая фракция. Кроме того, получают небольшие количества низкооктановой бензиновой фракции.

При гидроочистке дизельного топлива происходит не только удаление сернистых соединений, но и улучшается цвет и запах топлив, повышается их стабильность и цетановое число.

Большая потребность в светлых нефтепродуктах диктует необходимость углубления нефтепереработки с получением до 85-92% масс. светлых нефтепродуктов. Этому требованию отвечает процесс гидрокрекинга, который позволяет получить суммарный выход светлых нефтепродуктов до 85-87% за счёт выработки компонентов высокооктанового бензина, дизельного топлива, бутан-бутиленовой и пропан-пропиленовой фракций, а также сухого газа, используемого в качестве топлива для нужд НПЗ.

Процесс изомеризации позволяет получить высокооктановые компоненты бензина. Октановое число легкой фракции можно повысить с помощью изомеризации на 15-20 единиц.

Процесс абсорбционной депарафинизации дизельного топлива предназначен для получения зимнего дизельного топлива с требуемыми температурами застывания. Зимнее ДТ имеет температуру застывания минус 40°С, и низко-

температурными свойствами, также процесс предназначен для получения низкоплавких парафинов.

Процесс газофракционирующей установки предельных газов предназначен для получения индивидуальных лёгких углеводородов. Очищенная смесь углеводородных газов и головка каталитического риформинга подаются на блок ректификации, где выделяются узкие углеводородные фракции: пропановая, изобутановая, бутановая, сухой газ, газовый бензин (C₅ и выше).

Данная установка спроектирована с учетом дальнейшего применения в регионах с высокой потребностью в нефтепродуктах и пригодна для размещения в областях Поволжья и Южного Урала.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

В данной бакалаврской работе использовались следующие сокращения:

- АВТ – атмосферно-вакуумная трубчатка;
- АТ – атмосферная трубчатка;
- ВСГ – водородосодержащий газ;
- ГФУ – газофракционирующая установка;
- ДТ – дизельное топливо;
- ИТК – истинная температура кипения;
- КИП – контрольно-измерительные приборы;
- МЭА – моноэтаноламин;
- НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;
- ОИ – однократное испарение;
- УВ – углеводороды;
- ЭЛОУ – электрообессоливающая установка.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ахметов, С. А. Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа: учебное пособие / С. А. Ахметов, Т. П. Сериков, И. Р. Кузеев, М. И. Баязитов; Под ред. С. А. Ахметова. – Санкт-Петербург.: Недра, 2006. – 868 с.;
2. Багатуров, С. А. Основы теории перегонки и ректификации / С. А. Багатуров – Москва: Химия, 1974. – 439 с.;
3. ГОСТ 12.0.003–99 ССБТ Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. Переиздание (сентябрь 1988г.) с изм. №1. – 14 с.;
4. ГОСТ 12.1.004–99 ССБТ Пожарная безопасность. Общие требования. – Москва: ИПК Изд-во стандартов, 2002 – 11 с.;
5. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Москва: ИПК Изд-во стандартов, 2000 – 12 с.;
6. Кузнецов, А. А. Расчеты процессов и аппаратов нефтеперерабатывающей промышленности / А. А. Кузнецов, С. М. Кагермаинов. – Ленинград: Химия, 1983. – 343 с.;
7. Лазарев, Н. В. Технологический регламент комбинированной установки ЛК-6Ус Ачинского НПЗ. Книга 2. Атмосферная перегонка нефти. Секции 100. – 2008. Вредные вещества в промышленности. Справочник / Н. В. Лазарев, Э. И. Левина – Ленинград: Химия, 1976. Том 1 – 590с., Том 2–644с.;
8. Ластовкина, Г. А. Справочник нефтепереработчика : справочник / Г. А. Ластовкина; под ред. Е. Д. Радченко, М. Г. Рудина. – Ленинград: Химия, 1986. – 648 с.;
9. Левинбук, М. И. Основные направления модернизации нефтеперерабатывающей промышленности России с учетом тенденций развития мировых рынков нефтепродуктов: учебное пособие / М. И. Левинбук, В. А. Винокуров, А. В. Боридачева. – Москва: НАКС Пресс, 2008. – 92с.;
10. Мищенко, К. П. Краткий справочник физико–химических величин /П. Мищенко – Ленинград: «Химия», 1974. – 200с.;
11. Москаленко В.Н. Охрана труда. Справочное пособие / В. Н. Москаленко, 10-е изд. Испр, доп. Красноярск, СибГТУ, 2004. – 676 с.;
12. Огородников, С. К. Справочник нефтехимика: в 2 т. / С. К. Огородников. – Ленинград: Химия, 1978. – Т.1. – 497 с.;
13. Савченков, А. Л. Технологический расчет атмосферной колонны установок перегонки нефти : Методические указания к курсовому и дипломному проектированию для студентов специальностей 250100 – «Химическая технология органических веществ» и 170500 – «Машины и аппараты химических производств» очной и заочной форм обучения / А. Л. Савченков - Тюмень: ТюмГНГУ, 2005. – 36 с.
14. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений, – Москва: Госкомсанэпиднадзор России, 1996. – 20с.;

15. Сарданашвили, А. Г. Львова А. И. Примеры и задачи по технологии переработки нефти и газа / А. Г. Сарданашвили, А. И. Львова. – Москва: Химия, 1980. – 254 с.;
16. СНиП 11-89-80. Нормы проектирования. Генеральный план предприятия. Госстрой СССР. – Москва: Стройиздат, 1981. – 32 с;
17. Судакова, Е. Н. Расчеты основных процессов и аппаратов нефтепереработки: Справочник / Е. Н. Судакова. – Москва: Химия, 1979. – 556 с.;
18. Эмирджанов, Р. Т. Основы технологических расчетов в нефтепереработке и нефтехимии: учеб. пособие для вузов / Р. Т. Эмирджанов, А. А. Лемберанский. Москва: Химия, 1989. – 192 с.