


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

Заведующий кафедрой

 В. П. Твердохлебов

подпись

« 22 » 06 2016 г.

БАКАЛАВАРСКАЯ РАБОТА

18.03.01 «Химическая технология»

Проект установки АТ производительностью 6 млн. тонн в год

Руководитель



профессор, д. х. н.,

В. П. Твердохлебов

подпись, дата

Выпускник



Д. Н. Кармацкий

подпись, дата

Консультант по

технологической части



Н. В. Дерягина

подпись, дата

Нормоконтролер



профессор, д. х. н.,

В. П. Твердохлебов

подпись, дата

Красноярск 2016


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

Институт Нефти и Газа

Кафедра Химии и технологии природных энергоносителей и углеродных
материалов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 В. П. Твердохлебов

подпись

« 10 » мая 2016г.

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы**

Студенту Кармацкому Дмитрию Николаевичу
Группа НБ 12-08 Направление (специальность) 18.03.01
Химическая технология природных энергоносителей и углеродных
материалов

Тема выпускной квалификационной работы: «Проект установки АТ
производительностью 6 млн. тонн в год»

Утверждена приказом по университету № 6141/с от 10.05.2016г.

Руководитель ВКР В. П. Твердохлебов, д.х.н., профессор кафедры ХТПЭиУМ
Исходные данные для ВКР Данные по физико-химическим свойствам
Красноярской нефти, производительность установки АТ, учебная литература,
методические пособия.

Перечень разделов ВКР Реферат. Введение. 1 Общая характеристика
предприятия. 2 Технологические решения. 3 Описание технологической
схемы атмосферной трубчатки. 4 Технологический расчет блока
атмосферной трубчатки. 5 Строительные решения. 6 Безопасность и
экологичность проекта. Заключение.

Перечень графического материала Представлено 4 графических листа
формата А1.

Руководитель ВКР



В. П. Твердохлебов

Задание принял к исполнению



Д. Н. Кармацкий

« 10 » май 2016 г.

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа по теме «Проект установки АТ производительностью 6 млн. тонн в год» содержит 111 страниц текстового документа, 39 использованных источников, 4 листа графического материала.

НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЙ ЗАВОД, АТ, НЕФТЬ, РЕКТИФИКАЦИОННАЯ КОЛОННА, СТРИППИНГ-СЕКЦИИ, ОКРУЖАЮЩАЯ СРЕДА.

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; безопасность и экологичность проекта; заключение; список сокращений; список используемой литературы.

Графические листы содержат: генеральный план НПЗ, 1 лист; принципиальную технологическую схему установки АТ, 1 лист; колонну ректификационную, 1 лист; постамент под колонну ректификационную, 1 лист.

В результате проделанной работы разработан проект установки АТ производительностью 6 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	9
2.3 Выбор варианта и технологической схемы переработки нефти и режима перегонки нефти	9
2.3.1 Выбор и обоснование схемы переработки нефти.....	11
2.4 Материальный баланс предприятия.....	12
2.4.1 Материальный баланс НПЗ с глубокой переработкой нефти	12
2.4.2 Сводный материальный баланс НПЗ с глубокой переработкой нефти	16
2.5 Характеристики установок по переработки нефти	18
2.5.1 Электрообессоливающая установка.....	18
2.5.2 Атмосферно-вакуумная перегонка.....	19
2.5.3 Установка каталитического риформинга.....	20
2.5.4 Установка гидроочистки.....	21
2.5.5 Установка депарафинизации	21
2.5.6 Газофракционирующая установка	22
2.5.7 Установка изомеризации	23
2.5.8 Установка производства битумов	23
2.5.9 Установки гидрокрекинга.....	24
2.5.10 Установка коксования.....	25
2.5.11 Установка деасфальтизации гудрона	26
2.5.12 Установка производства серы	27
2.5.13 Установка производства водорода	27
3 Описание технологической схемы атмосферной трубчатки	28
3.1 Характеристика исходного сырья, материалов, реагентов, полуфабрикатов, изготавливаемой продукции	32
3.2 Теоретические основы процесса	37

3.2.1	Физические основы дистилляции нефти на фракции	37
4	Технологический расчет блока атмосферной перегонки	40
4.1	Исходные данные для расчета	40
4.2	Материальный баланс	41
4.3	Описание атмосферной колонны	44
4.4.	Давление и температура в колонне	45
4.5	Доля отгона сырья на входе в колонну	50
4.6	Тепловой баланс колонны	52
4.7	Внутренние материальные потоки в колонне	54
4.8	Диаметр колонны	62
4.9	Уточнение температур вывода боковых фракций	64
4.10	Расчет стриппинг-секций	70
4.11	Расчет высоты колонны	75
5	Строительные решения	76
5.1	Выбор района строительства	76
5.2	Объемно планировочные решения	77
5.3	Конструктивные элементы	78
5.4	Размещение основного оборудования	80
6	Генеральный план и транспорт	80
6.1	Размещение установки на генеральном плане	82
6.2	Присоединение установки к инженерным сетям	82
6.3	Вертикальная планировка и водоотвод с площадки	83
6.4	Транспорт	83
6.5	Благоустройство и озеленение промышленной площадки	84
7	Безопасность и экологичность проекта	85
7.1	Общая характеристика проектируемого объекта с точки зрения безопасности труда	85
7.1.1	Общая характеристика опасности проектируемого производства	88
7.1.2	Производственная безопасность	90
7.1.3	Производственная санитария	93
7.1.4	Пожарная безопасность	97

7.2 Экологическая безопасность	98
7.2.1 Охрана естественных водоёмов и рациональное использование водных ресурсов	98
7.2.2 Охрана атмосферного воздуха.....	100
7.2.3 Утилизация отходов, защита почвы от загрязнения	102
7.2.4 Благоустройство и озеленение санитарно-защитной зоны и территории предприятия.....	102
7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	103
Список сокращений	106
Заключение	107
Список использованных источников	109

ВВЕДЕНИЕ

Современные высокопроизводительные нефтеперерабатывающие производства оснащены сложными по конструкции аппаратами и машинами, способными функционировать в условиях низких температур, глубокого вакуума и высоких давлений и часто в агрессивных средах. Промышленная переработка нефти на современных НПЗ осуществляется путем сложной многоступенчатой физической и химической переработки на технологических установках, предназначенных для получения большого ассортимента нефтепродуктов.

Технологические процессы НПЗ подразделяются на физические и химические. Физическими процессами достигается разделение нефти на составляющие компоненты (топливные и масляные фракции) или удаление из фракций или остатков нефти нежелательных групповых химических компонентов. В химических процессах переработка нефтяного сырья осуществляется путем химических превращений с получением новых продуктов.

Выбор направления переработки нефти и ассортимента получаемых нефтепродуктов определяется физико-химическими свойствами нефти, уровнем технологии нефтеперерабатывающего завода и настоящей потребности хозяйств в товарных нефтепродуктах.

Главным процессом переработки нефти после ЭЛОУ является атмосферная перегонка, на которой 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 курсовом проекте стоит задача разработать принципиальную схему переработки нефти Красноярского месторождения с производительностью по установке АТ 6 млн т/год

1 Общая характеристика предприятия

Существует два способа расположения НПЗ. Первый – непосредственное расположение на нефтепромысле и второй – у места концентрирования потребления нефтепродуктов. Наш нефтеперерабатывающий завод располагаем непосредственно в районах с высокой плотностью потребления нефтепродуктов. Самарская область – это развитая промышленная зона, нуждающаяся в нефтепродуктах. Город Кинель находится на реке Большой Кинель около её впадения в реку Самара, в 41 км от областного центра - города Самара. Территория города занимает 36,75 кв.км. Кинель - крупная узловая станция Куйбышевской железной дороги, крупнейшая сортировочная станция сетевого значения, имеющая две механизированные сортировочные горки. Автомобильные дороги областного и федерального значения удобно связывают город с населёнными пунктами Самарской, Ульяновской, Оренбургской областями. 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». Маршрут нефтепровода проходит от Самары до Брянска затем до Мозыря, затем разветвляется на 2 участка: северный, по территории Беларуси, Польши, Германии, Латвии и Литвы, и южный, по территории Украины, Чехии, Словакии, Венгрии и Хорватии.

Налажены торгово-экономические отношения с Казахстаном.

Нефтеперерабатывающий завод, в состав которого входит проектируемая установка атмосферной перегонки, является предприятием топливного направления, перерабатывающий Красноярскую нефть.

Установка атмосферной трубчатки относится к установкам, являющаяся неотъемлемой частью НПЗ. Установка предназначена для получения из обессоленной и обезвоженной нефти дистиллятов бензина, керосина, дизельного топлива, трёх масляных фракций разной вязкости и гудрона. Мощность установки 6 млн. тонн/год.

Резюмируя выше сказанное, можно сделать вывод о том, что данный проект является эффективным как с технической точки зрения, так и с экономической.

2 Технологические решения

2.1 Характеристика исходной нефти

Сырьем для нефтеперерабатывающего завода является нефть Красноярского месторождения.

Показатели, характеризующие Красноярскую нефть и её фракции, представлены в виде таблиц взятых из пособия. В таблице 1 представлена общая физико-химическая характеристика нефти.

Таблица 1 – Общая физико-химическая характеристика нефти

Наименование показателей	Значение
Плотность при 20°C кг/м ³	0,8454
Кинематическая вязкость 20 °С 50 °С	10,83 4,73
Парафин -содержание, % -температура плавления, °С	5,7 55
Температура застывания С термообработкой, °С Без термообработки, °С	<-60 -
Содержание, % масс -общей серы -смолы сернокислотные -силикагелевых смол -асфальтенов -азота	2,01 18 10,06 1,09 0,17
Кислотное число, мг КОН на 1 кг нефти	0,18
Коксуемость, % масс	3,50
Температура вспышки в закрытом тигле	-18

В таблице 2 представлено потенциальное содержание (в вес. %) фракций в Красноярской нефти.

В характеристике приводятся: разгонка и физико-химические свойства нефти, а также характеристика полученных из нее фракций и их потенциальное содержание.

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

Отгоняется до температуры, °С	Выход на нефть, (суммарный) %	Отгоняется до температуры, °С	Выход на нефть, %	Отгоняется до температуры, °С	Выход на нефть, %
28 (газ до С ₄)	2,7	200	26,0	380	55,5
60	5,0	210	28,0	390	57,0
62	5,3	220	29,0	400	59,0
85	7,8	230	31,0	410	60,4
95	8,9	240	32,5	420	62,0
100	10,0	250	34,3	430	64,0
105	10,4	260	36,2	440	66,0
110	11,0	270	38,0	450	67,5
120	12,3	280	39,3	500	69
122	12,6	290	41,0	Остаток	31,0
130	14,0	300	42,4		

Окончание таблицы 2

Отгоняется до температуры, °С	Выход на нефть, (суммарный) %	Отгоняется до температуры, °С	Выход на нефть, %	Отгоняется до температуры, °С	Выход на нефть, %
140	15,7	310	44,1		
145	16,2	320	46,0		
150	16,7	330	47,3		
160	18,3	340	49,0		
170	20,6	350	50,8		
180	22,2	360	52,2		
190	24,2	370	53,8		

2.2 Шифр нефти и ее связь с технологией их переработки

Нефти различных месторождений даже в пределах одного месторождения значительно отличаются друг от друга по химическому составу, а также по содержанию смол, серы и парафина.

В разное время предлагались различные химические, генетические, промышленные и товарные классификации нефтей. В настоящее время действует технологическая классификация нефтей.

В основу ее положено содержание серы в нефтях и светлых нефтепродуктах, выход фракций, выкипающих до 350°С, потенциальное содержание, а также индекс вязкости базовых масел и содержание парафина в нефтях.

Используя эту классификацию, для любой промышленной нефти можно составить шифр. По шифру нефти легко составить представление о наиболее рациональных путях её переработки и о возможности замены ею ранее применявшейся в данном технологическом процессе.

Таблица 3 – Шифр Красноярской нефти.

Нефть	Шифр нефти				
	Класс	Тип	Группа	Подгруппа	Вид
Красноярская	III	T ₁	-	-	-

Шифр нефти является как бы ее технологическим паспортом, определяющим 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.

Перегонку нефтей с небольшим количеством растворенных газов 0,5 – 1,2% по C_4 включительно, относительно невысоким содержанием бензина 12 – 15% фракций до 180°C и выходом фракций до 350°C не более 45%, нефти типа 3 – Мангышлакская, Усть-Балыкская, Арланская, выгодно осуществлять на установках АТ по схеме с однократным испарением и последующим фракционированием образовавшихся паровой и жидкой фаз в сложной ректификационной колонне.

Для перегонки легких нефтей, типов 1 и 2 – Самотлорская, Шаимская, Туймазинская, с высоким выходом фракций до 350°C – 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 первой колонне из нефти отбирают большую часть газа и низкокипящих бензиновых фракций. Чтобы более полно сконденсировать их, поддерживают повышенное давление – $P_{абс}=0,35-0,5$ МПа. Благодаря этому становится возможным понизить давление в атмосферной колонне до $P_{абс}=0,14-0,16$ МПа и тем самым реализовать условия перегонки – температуру питания и расход водяного пара в отгонную часть атмосферной колонны, обеспечивающие 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. Стремиться к большему отбору бензина за счет дополнительного подвода тепла в низ колонны или подачи водяного пара не следует, так как это повышает затраты на перегонку. Кроме того, состав сырья атмосферной колонны настолько утяжеляется, что требуется чрезмерно высокая температура питания, которая оказывается выше максимально допустимой.

Схема перегонки нефти с колонной предварительного частичного отбензинивания и основной сложной ректификационной колонной получила наибольшее применение в отечественной нефтепереработке. Она обладает достаточной гибкостью и универсальностью и оказалась полезной в связи с массовым переводом установок АТ и АВТ, запроектированных для перегонки Ромашкинской 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%, в практике отечественной нефтепереработки встречается редко.

2.3.1 Выбор и обоснование схемы переработки нефти

Схема нефтеперерабатывающего завода определяется потребностью в нефтепродуктах определённого ассортимента, качеством перерабатываемой нефти, состоянием 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.

Красноярская нефть по технологической классификации нефтей, согласно ГОСТ 912-66, имеет шифр: 3.1., то есть относится к высокосернистым, имеет содержание светлых фракций – 30-45%

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

Завод 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 – риформинг, в режиме производства высокооктанового бензина. Керосиновая и дизельная фракции очищаются от сернистых соединений на установке гидроочистки; часть дизельной фракции депарафинизируется с получением жидких парафинов $C_{10}-C_{20}$ и зимнего дизельного топлива. Газовые потоки риформинга поступают на ГФУ для получения товарных сжиженных газов - пропана, н-бутана, изо-бутана и т.д.

Тяжёлый остаток АТ – мазут, который выпускается как сырьё для битумной установки – для получения гудрона, который далее окисляется до битума. Схема завода по топливному варианту с глубокой переработкой нефти представлена на рисунке 1.

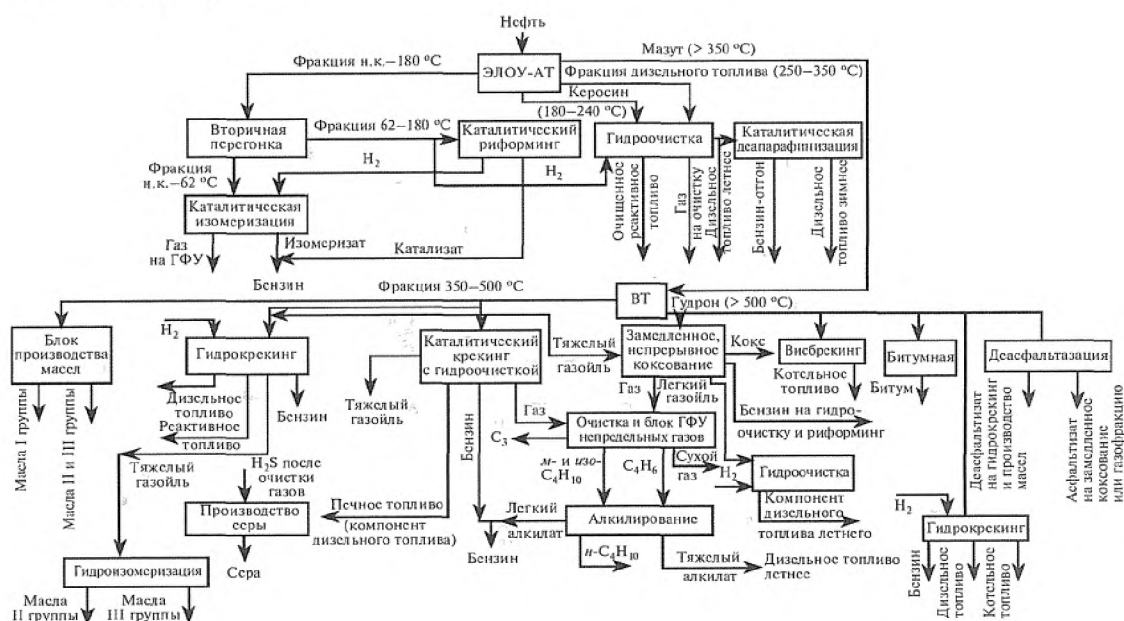


Рисунок 1 – Схема завода по топливному варианту с глубокой переработкой нефти

2.4 Материальный баланс предприятия

2.4.1 Материальный баланс НПЗ с глубокой переработкой нефти

Используя данные научно-исследовательских институтов и зарубежных фирм лицензиаров, можно составить схему материальных потоков предприятия. В результате составления схемы материальных потоков определяют количество и качество отдельных компонентов товарной продукции, рассчитывают качество товарных продуктов с учетом имеющихся в наличии компонентов и, наконец, составляют сводный материальный баланс предприятия в целом.

В таблице 4 приведен Материальный баланс НПЗ по топливному варианту с глубокой переработкой.

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

Процессы и продукты	% на сырьё установки	% на нефть	т/г
1 Обессоивание нефти			
Поступило:			
Нефть сырая	101	101	6060000
Получено:			
Нефть обессоленная	100	100	6000000,0
Вода и соли	1	1	60000,0
Всего:	101	101	6060000,0
2 Атм.-вакуум-я перегонка			
Поступило:			
Нефть обессоленная	100	100	6000000,0
Получено:			
Газ и головка стабилизации	2,7	2,7	162000,0
Фракция н.к.-62°С	2,6	2,6	156000,0
62-85°С	2,5	2,5	150000,0
85-105°С	2,6	2,6	156000,0
105-140°С	5,3	5,3	318000,0
140-180°С	6,5	6,5	390000,0
180-230°С	8,8	8,8	528000,0
230-350°С	19,8	19,8	1188000,0
350-500°С	18,2	18,2	1092000,0
Гудрон	30,3	30,3	1818000,0
Потери	0,7	0,7	42000,0
Всего:	100	100	6000000,0
3 Кат. Риформинг и экстракция Ар. УВ			
Поступило:			
Фракция 62-85°С	65,8	2,5	150000,0
85-105°С	34,2	1,3	78000,0
Всего:	100	3,8	228000,0
Получено:			
Бензол	11,8	0,45	26904,0
Толуол	11,9	0,45	27132,0

Продолжение таблицы 4

Процессы и продукты	% на сырьё установки	% на нефть	т/г
Сольвент	3	0,11	6840,0
Рафинат	56	2,13	127680,0
ВСГ	5	0,19	11400,0
Головка стабилизации	5	0,19	11400,0
Газ	6	0,228	13680,0
Потери	1,3	0,0494	2964,0
Всего:	100	3,8	228000,0
4 Кат. риформинг			
Поступило:			
Фракция 85-105°C	10,8	1,3	78000,0
105-140°C	44,2	5,3	318000,0
140-180°C	23,3	2,8	168000,0
Тяж. Бензин гидрокрекинга	17,8	2,13	127937,6
Бензины-отгоны гидроочистки	3,9	0,46	27875,0
Всего:	100	12,00	719812,6
Получено:			
Катализат	83	9,96	597444,4
ВСГ	5	0,60	35990,6
В т.ч. Водород	1,1	0,13	7917,9
Головка стабилизации	5	0,60	35990,6
Газ	6	0,72	43188,8
Потери	1	0,12	7198,1
Всего:	100	12,00	719812,6
5 Гидроочистка керосина			
Поступило:			
Фракция 140-180°C	45,12	3,70	222000,0
180-230°C	75,61	6,20	372000,0
ВСГ	1,20	0,10	5904,0
В т.ч. Водород	0,30	0,02	1476,0
Всего:	101,2	10,00	599904,0
Получено:			
Гидроочищенный керосин	97,2	9,60	576284,6
Бензин-отгон	1,5	0,15	8893,3
Сероводород	0,1	0,01	592,9
Газ	2	0,20	11857,7
Потери	0,4	0,04	2371,5
Всего:	101,2	10,00	600000,0
6 Гидроочистка дизельных фракций			
Поступило:			
Фракция 180-230°C	9,77	2,6	156000,0
230-350°C	74,44	19,8	1188000,0
Легкий газойль коксования	24,06	6,4	383940,0
ВСГ	1,8	0,48	28728,0
(В т.ч. Водород)	0,4	0,11	6384,0
Всего:	110,1	29,28	1756668,0
Получено:			
Гидроочищенное ДТ	97,1	27,93	1675564,5
Бензин-отгон	1,1	0,32	18981,7

Продолжение таблицы 4

Процессы и продукты	% на сырьё	% на	т/Г
Сероводород	0,8	0,23	13804,9
Газ	2,3	0,66	39689,0
Потери	0,4	0,12	6902,4
Всего:	101,8	29,28	1756668,
7 Адсорбционная депарафинизация ДТ			
Поступило:			
Гидроочищенное ДТ	100	7,93	475564,5
Водород	1	0,08	4755,6
Всего:	101	8,01	480320,1
Получено:			
ДТ Зимнее	80,3	6,36	381878,3
Промежуточная фракция	9,1	0,72	43276,4
Парафин жидкий	11,2	0,89	53263,2
Потери	0,4	0,03	1902,3
Всего:	101	8,01	480320,1
8 Газофракционирование предельных газов			
Поступило:			
Газ и головка АВТ	64,19	2,70	162000,0
Головка каталитического риформинга	18,78	0,79	47390,6
Головка гидрокрекинга	17,03	0,72	42979,0
Всего:	100	4,21	252369,7
Получено:			
Пропан	21,6	0,91	54511,8
Изобутан	16,1	0,68	40631,5
н-Бутан	33	1,39	83282,0
Изопентан	8,6	0,36	21703,8
н-Пентан	11	0,46	27760,7
Газовый бензин	1,8	0,08	4542,7
Газ	6,5	0,27	16404,0
Потери	1,4	0,06	3533,2
Всего:	100	4,21	252369,7
9 Изомеризация			
Поступило:			
Фракция н.к. -62°С	73,9	2,6	156000,0
Пентан с ГФУ	13,1	0,46	27760,7
ВСГ	1,1	0,04	2323,2
в т.ч. Водород	0,2	0,007	422,4
Всего:	101,1	3,10	186083,9
Получено:			
Изопентан	69,8	2,14	128473,3
Изогексан	26,3	0,81	48407,6
Газ	4	0,12	7362,4
Потери	1	0,031	1840,6
Всего:	101,1	3,10	186083,9
10 Производство битумов			
Поступило:			
Гудрон	50,0	5,7	342000,0
Фракция 350-500°С	42,1	4,8	288000,0

Продолжение таблицы 4

Процессы и продукты	% на сырьё установки	% на нефть	т/г
ПАВ	3	0,34	20520,0
Всего:	103,0	11,742	704520,0
Получено:			
Битумы дорожные	72,7	8,29	497268,0
Битумы стойкие	26,4	3,01	180576,0
Отгон	1,3	0,15	8892,0
Газы окисления	1,6	0,18	10944,0
Потери	1,0	0,11	6840,0
Всего:	103,0	11,742	704520,0
11 Гидрокрекинг дистиллята			
Поступило:			
Фракция 350-500°С	76,1	13,4	804000,0
Деасфальтизат	18,3	3,23	193800,0
Водород с водородной установки	3	0,53	31698,0
Всего:	103	17,16	1029498,0
Получено:			
Бензин легкий	2,6	0,43	25987,3
Бензин тяжелый	12,8	2,13	127937,6
Реактивное топливо	20,9	3,48	208898,1
Дизельное топливо	46	7,66	459775,8
Тяжелый газойль (выше 350°С)	7,9	1,32	78961,5
Сероводород	2,3	0,38	22988,8
Газ	5,2	0,87	51974,7
Головка стабилизации	4,3	0,72	42979,0
Потери	1	0,17	9995,1
Всего:	103	17,16	1029498,0
12 Коксование			
Поступило:			
Гудрон	67,9	16,1	966000,0
Асфальт с установки деасфальтизации	21,5	5,1	306000,0
Всего:	100	23,7	1422000,0
Получено:			
Газ и головка стабилизации	8,6	2,04	122292,0
Бензин	13	3,08	184860,0
Легкий газойль	27	6,40	383940,0
Тяжелый газойль	24,4	5,78	346968,0
Кокс	24	5,69	341280,0
Потери	3	0,71	42660,0
Всего:	100	23,7	1422000,0
13 Деасфальтизация гудрона			
Поступило:			
Гудрон	100	8,5	510000,0
Всего:	100	8,5	510000,0
Получено:			
Асфальт на замедленное коксование	60	5,1	306000,0
Деасфальтизат на гидрокрекинг	38	3,23	193800,0
Потери	2	0,17	10200,0
Всего:	100	8,5	510000,0

Окончание таблицы 4

Процессы и продукты	% на сырьё установки	% на нефть	т/г
14 Производство серы			
Поступило:			
Сероводород	100	0,62	37386,5
Всего:	100	0,62	37386,5
Получено:			
Сера элементарная	97	0,60	36264,9
Потери	3	0,02	1121,6
Всего:	100	0,62	37386,5
15 Производство водорода			
Поступило:			
Сухой газ	32,7	1,027	61645,1
Химочищенная вода (на реакцию)	67,3	2,11	126872,0
Всего:	100,0	3,142	188517,1
Получено:			
Водород технический	18,2	0,572	34310,1
Двуокись углерода	77,8	2,44	146666,3
Потери	4,0	0,126	7540,7
Всего:	100,0	3,142	188517,1

2.4.2 Сводный материальный баланс НПЗ с глубокой переработкой нефти

Сводный материальный баланс НПЗ представлен в таблице 5.

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

Поступило	% на нефть	т/г
Нефть обессоленная	100,00	6000000,00
ПАВ на производство битума	0,34	20520,00
Вода на производство водорода	2,11	126871,99
Всего	102,46	6147391,99
Получено		
Автомобильный бензин	19,43	1165921,99
В т.ч.:		
катализат риформинга	9,96	597444,44
алкилат легкий		
Рафинат от производства ароматических УВ	2,13	127680,00
Бензин кат крекинга		
изопентан	2,01	120600,00
изогексан	0,81	48407,57
Легкий бензин гидрокрекинга	0,43	25987,33
Газовые бензины	0,08	4542,65
бензин коксования	3,08	184860,00

Продолжение таблицы 5

Поступило	% на нефть	т/г
бутан	0,94	56400,00
Керосин ГО	9,60	576284,58
Реактивное топливо	3,48	208898,14
ДТ летнее	28,38	1703052,17
В т.ч.:		
Гидроочищенное топливо	20,00	1200000,00
Легкий газоль гидрокрекинга	7,66	459775,81
ЛГ КК		
Тяжелый алкилат		
Промежуточная фракция депарафинизации	0,72	43276,37
ДТ зимнее	6,36	381878,27
АУВ	1,01	60876,00
В т.ч.:		
бензол	0,45	26904,00
толуол	0,45	27132,00
сольвент	0,11	6840,00
сжиженные газы	4,56	273835,37
В т.ч.:		
пропан	0,91	54511,85
изобутан	0,68	40631,52
н-бутан	0,45	27000,00
газ и головка стабилизации	2,04	122292,00
пропан и бутан-пентаны алкилирования		
изопентан	0,49	29400,00
жидкий парафин	0,89	53263,22
кокс нефтяной	5,69	341280,00
битумы дорожные и строительные	11,30	677844,00
котельное топливо	7,25	434821,50
В т.ч.:		
Фракция выше 350		
350-500		
гудрон		
тяжелый газойль коксования	5,78	346968,00
фракция выше 420 КК		
фракция выше 350 ГК	1,32	78961,50
отгоны пр-ва битумов и ГО масел	0,15	8892,00
Сера элементная	0,60	36264,94
топливный газ	2,04	122511,40
Двуокись углерода	2,44	146666,28

Окончание таблицы 5

Поступило	% на нефть	т/г
отходы (кокс выжигаемый, газы окисления)	0,18	10944,00
потери безвозвратные	2,45	147069,53
Всего	105,69	6341411,38

2.5 Характеристики установок по переработки нефти

2.5.1 Электрообессоливающая установка

Содержание солей в нефтях, поступающих на нефтеперерабатывающие заводы, обычно составляет 500 мг/л, а воды – в пределах 1% масс. На переработку же допускаются нефти, в которых содержание солей не превышает 20 мг/л и воды 0,1 % масс. Требования к ограничению содержания солей и воды в нефтях постоянно возрастают, так как только снижение содержания солей с 20 до 5 мг/л дает значительную экономию – примерно вдвое увеличивается межремонтный пробег атмосферно-вакуумных установок, сокращается расход топлива, уменьшается коррозия аппаратуры, снижаются расходы катализаторов, улучшается качество газотурбинных и котельных топлив, коксов и битумов.

Часть воды в поступающих на НПЗ нефтях находится в виде эмульсии, образованной капельками воды с преобладающим диаметром 2-5 мкм. На поверхности капелек из нефтяной среды адсорбируются смолистые вещества, асфальтены, органические кислоты и их соли, растворимые в нефти, а также высокодисперсные частицы тугоплавких парафинов, ила и глины, хорошо смачиваемых нефтью. С течением времени толщина адсорбционной пленки увеличивается, растет ее механическая прочность, происходит старение эмульсии. Для предотвращения этого явления на многих промыслах в нефть вводят деэмульгаторы. Деэмульгаторы используют и при термохимическом, и при электрохимическом обезвоживании нефтей. Расход деэмульгаторов для каждой нефти определяется экспериментально – колеблется от 0,002 до 0,005 % масс. на 1 т нефти.

Разрушая поверхностную адсорбционную пленку, деэмульгаторы способствуют слиянию капелек воды в более крупные капли, которые при отстое эмульсии отделяются быстрее. Этот процесс ускоряется при повышенных температурах, обычно 80-120°C, так как при этом размягчается адсорбционная пленка и повышается ее растворимость в нефти, увеличивается скорость движения капелек и снижается вязкость нефти, т. е. улучшаются условия для слияния и оседания капель.

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. Процессу электрообезвоживания способствуют деэмульгаторы и повышенная температура. Во избежание испарения воды, а также в целях снижения газообразования электродегидраторы – аппараты, в которых проводится электрическое обезвоживание и обессоливание нефти – работают при повышенном давлении.

2.5.2 Атмосферно-вакуумная перегонка

Установка предназначена для получения из нефти дистиллятов бензина, керосина, дизельного топлива, трёх масляных фракций разной вязкости 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;
- 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 двухкратного 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°C, 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 газофракционирование, 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 фракции 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, рефлюксные емкости, 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, используемая для приготовления автомобильных бензинов;

- процесс каталитического риформинга основывается на реакциях дегидроциклизации парафиновых углеводородов, дегидрирования и дегидроизомеризации нафтеновых, изомеризации парафинов на платиновом катализаторе под давлением водорода. В результате указанных реакций в сырье увеличивается количество ароматических углеводородов.

Установка состоит из двух блоков:

- предгидроочистка бензиновой фракции 85-180°C;

- 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, насыщение непредельных, гидрокрекинг. При повышенных температурах идут реакции частично дегидрирования нафтенов и дециклизации парафиновых. Металлы, содержащиеся в сырье, практически полностью отлагаются на катализаторе. Гидроочищенная бензиновая фракция поступает на блок риформинга.

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

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 до 0,70-1,4 Мпа. Катализатор имеет форму цилиндров диаметром 2,6 мм и высотой 4 мм.

2.5.4 Установка гидроочистки

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, насыщение непредельных, гидрокрекинг. При повышенных температурах идут реакции частично дегидрирования нафтенов и дециклизации парафиновых. Металлы, содержащиеся в сырье, практически полностью отлагаются на катализаторе.

Гидроочистка дизельного топлива производится от сернистых соединений на катализаторе гидроочистки в реакторах под давлением водорода. В процессе гидроочистки одновременно с реакциями сернистых, азотных и кислородных соединений протекают многочисленные реакции углеводородов: изомеризация парафиновых и нафтеновых, насыщение непредельных, гидрокрекинг, гидрирование ароматических углеводородов и др.

2.5.5 Установка депарафинизации

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

Установка адсорбционной депарафинизации перерабатывает фракцию дизельного топлива 200-320°C. Для получения такой фракции исходное дизельное топливо подвергают вторичной перегонке на три фракции: 180-200, 200-320 и 320-360°C.

Кроме того, адсорбционный процесс очень чувствителен к содержанию серы в сырье, поэтому в составе адсорбционной установки имеется блок гидроочистки для глубокого обессеривания сырья до содержания серы не более 0,01%.

Сущность адсорбционной депарафинизации состоит в следующем. Сырье – глубоко гидроочищенная и осушенная фракция 200-320°C смешивается с водородсодержащим газом с содержанием водорода не менее 85 об. % в соотношении 1:5 по объему, нагревается вначале в теплообменниках и потом в трубчатой печи до температуры около 380°C и поступает в один из адсорберов с неподвижным слоем цеолита типа СаА – таблетки размером 3x3 или 4x4 мм. Адсорберы работают по сменно-циклическому графику в режимах адсорбции, продувки и десорбции. При адсорбции цеолиты избирательно поглощают из паров дизельной фракции нормальные алканы C10-C18, а депарафинизированная дизельная фракция конденсируется, охлаждается и в колонне отделения ВСГ разделяется на нижний продукт и очищенный ВСГ,

промытый водой в верхней секции колонны от примесей десорбента–аммиака. ВСГ с верха колонны компрессором направляется на смешение с сырьем.

Десорбция н-алканов из цеолита осуществляется при температуре 300-350°С десорбентом аммиаком, который, сам, адсорбируясь на цеолите, вытесняет из пор цеолита ранее поглощенные н-алканы.

Смесь десорбированных н-алканов и аммиака охлаждается, потом в конденсаторе предпочтительно конденсируются н-алканы, отделяемые далее в сепараторе от газообразного аммиака.

Аммиак компрессором направляется в трубчатую печь для нагрева и использования вновь в качестве десорбента. Адсорбция и десорбция протекают при давлении 0,8-1,0 МПа.

Циркулирующий ВСГ необходим для уменьшения коксообразования в активных порах цеолита и увеличения его межрегенерационного периода работы. Через каждые 1000-1200 ч цеолит подвергается окислительной регенерации для выжигания кокса горячим воздухом.

2.5.6 Газофракционирующая установка

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

- сухого газа;
- пропановой фракции;
- изобутановой фракции;
- фракции нормального бутана;
- фракции C₅ и выше.

Нестабильная головка АТ подвергается предварительной очистке от сероводорода 15%-ным раствором моноэтаноламина в экстракторе сероочистки. Регенерация насыщенного раствора МЭА производится централизованно в цехе.

Установка состоит из блоков:

- выделение углеводородов C₃ и выше из газообразного сырья конденсационно-абсорбированным методом,
- деэтанализация сырья, ректификации жидких углеводородов,
- очистки сырья и готовой продукции.

На установку поступает газ, он подается на сжатие компрессором охлаждается и, после каждой ступени конденсации, разделенный в сепараторах на газ и жидкость, смешивается с головками стабилизации установок первичной перегонки, риформингов, гидрокрекинга, подается на блок ректификации.

В К-1 удаляют метан, этан с верха колонны, деэтанализированный продукт поступает в К-2 (депропанализатор), далее в К-3 дебутанизатор, В К-4 разделяют изо-бутан и нормальный бутан, а остаток подается в К-5 на разделение смеси

пентанов и фракции C_6 и выше. В К-6 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 как топливный.

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 битумы дорожные, строительные, 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 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.

Для производства битумов используются 4 трубчатых змеевиковых реактора с вертикальным расположением труб, по два на каждом потоке. Технологическая схема битумного блока – двухпоточная, что дает возможность одновременно получать разные марки битумов: строительные и дорожные.

2.5.9 Установки гидрокрекинга

Назначение процесса гидрокрекинга заключается в получении дополнительных количеств светлых нефтепродуктов из тяжелого нефтяного сырья посредством глубоких каталитических превращений при наличии высокопарциального давления водорода.

Этот процесс предназначен в основном для получения малосернистых топливных дистиллятов. 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. Реактивное топливо, получаемое в процессе гидрокрекинга, характеризуется низкими температурами кристаллизации, высокой теплотой сгорания, малым содержанием серы, большой высотой некопящего пламени. Топливо не требует дополнительного облагораживания и может быть использовано как товарный продукт.

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.

Реакции I-ой степени ступени: гидрогенолиз гетероатомных органических соединений, содержащих S, N, O – тиофена, фурана. А так же металлоограники.

Кроме основных реакций гидрогенолиза на I-ой ступени идут побочные реакции:

– гидрирование ароматических соединений.

– гидрирование нафтеновых колец с их разрывом.

Скорость этих реакций выше, поэтому и расход H_2 в 2-3 раза выше.

Катализаторами являются алюмокобальтмолибденовые и алюмокобальтникелиевые на окиси алюминия.

На вторую стадию поступает глубоко гидроочищенное сырье. На этой стадии происходит глубокая диструкция углеводородов:

- деалкилирование замещенных циклических соединений;
- расщепление парафинов;
- изомеризация образующихся в процессе осколков углеводородных соединений;
- насыщение водородом разрушенных связей.

Побочные реакции полимеризации и конденсации с образованием кокса затруднены.

Катализаторами на II-ой ступени являются биметаллические системы платины, палладия на активной окиси алюминия.

Обычно катализаторы не регенерируются из-за высокой вероятности дезактивации тяжелыми металлами сырья.

Процесс гидрокрекинга – экзотермический. Поэтому катализатор в реакторе размещают слоями, в межслойное пространство вводят холодный ВСГ, тем самым поддерживают температуру на оптимальном уровне. Окислительная регенерация катализатора осуществляется в токе инертного газа при давлении 3-5 мПа и температуре 480-520 С.

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 по Конрадсону и содержание серы. Выход кокса определяется коксуемостью сырья и практически линейно изменяется в зависимости от этого показателя. При коксовании в необогреваемых камерах остаточного сырья выход кокса составляет 1,5-1,6 от коксуемости сырья. При коксовании дистиллятного сырья выход кокса не соответствует коксуемости сырья, поэтому составлять материальный баланс расчетным методом для такого сырья нельзя. Главным потребителем кокса является алюминиевая промышленность, где кокс 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 и сероуглерода.

Основными показателями качества кокса являются истинная плотность, содержание серы, зольность и микроструктура.

Кокс из камер выгружается гидравлическим способом – посредством гидрорезаков с использованием воды давлением 10-15 МПа.

2.5.11 Установка деасфальтизации гудрона

Назначение процесса – удаление из нефтяных остатков смолисто-асфальтовых веществ и полициклических ароматических углеводородов с повышенной коксуемостью и низким индексом вязкости. Традиционным сырьем процессов деасфальтизации является остаток вакуумной перегонки нефтей – гудрон.

Целевым продуктом являются деасфальтизаты, используемые для выработки остаточных масел, и побочным – асфальты, служащие сырьем для производства битумов или компонентами котельных топлив. В зависимости от вида сырья и условий деасфальтизации температура размягчения по КиШ асфальтов составляет от 27-30 до 39-45°C. При использовании двухступенчатой деасфальтизации и применении в качестве сырья гудронов глубоковакуумной перегонки этот показатель составит 50-64°C.

Процесс деасфальтизации гудронов в мировой нефтепереработке применяют при производстве не только высоковязких остаточных масел, но и компонентов сырья для каталитического крекинга и гидрокрекинга. Растворители. На большинстве промышленных установок масляных производств применяют пропан 95-96%-ной чистоты. В состав технического пропана, получаемого обычно из установок алкилирования, входят примеси этана и бутанов. Допускается содержание этана не выше 2% масс, и бутанов не более 4% масс. При повышенных концентрациях этана в техническом пропане, хотя и улучшаются избирательные свойства растворителей, повышается давление в экстракционной колонне и системе регенерации. При избыточном содержании бутанов за счет повышения растворяющей способности растворителя ухудшается качество деасфальтизата: возрастают коксуемость и вязкость, ухудшается цвет. Особенно нежелательно присутствие в пропане олефинов (пропилена и бутиленов), снижающих его селективность, вследствие чего возрастает содержание смол и полициклических ароматических углеводородов в деасфальтизате.

В последние годы в связи с внедрением в производстве масел процессов гидрокрекинга, в которых происходит снижение вязкости остатка, возникла необходимость в получении деасфальтизатов повышенной вязкости – 30 сСт и более при 100°C. Для получения таких деасфальтизатов применяют растворитель с повышенной растворяющей способностью – смесь пропана и до 15% бутана или изобутана, последний предпочтительнее в силу более высокой избирательности.

2.5.12 Установка производства серы

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.

Сырьё – сероводородсодержащий газ – технический сероводород освобождается от увлечённого моноэтаноламина и воды в приёмнике и нагревается до 45-50°C в пароподогревателе. Затем 89% масс. от общего количества сероводородсодержащего газа вводится через направляющую форсунку в основную топку. Затем газ охлаждается последовательно внутри первого, а затем второго конвективного пучка котла-утилизатора основной топки. Сконденсированная в котле-утилизаторе сера стекает в подземное хранилище. Обогащённый диоксидом серы технологический газ из котла утилизатора направляется в камеру смешения вспомогательной топки 1.

Смесь продуктов сгорания из камеры смешения вспомогательной топки вступает сверху вниз в вертикальный реактор 1. В реакторе на перфорированную решётку загружен катализатор – активный оксид алюминия. Технологический газ из реактора направляется в отдельную секцию конденсатора-генератора. Сконденсировавшая сера стекает в подземное хранилище серы, а газ направляется в камеру смешения вспомогательной топки 2. Смесь продуктов сгорания сероводородсодержащего и технологического газов из камеры смешения вспомогательной топки 2 поступает в реактор 2, в который уже загружен активный оксид алюминия. Из реактора газ поступает во вторую секцию конденсатора-генератора, где сера конденсируется и стекает в подземное хранилище.

Технологический газ проходит сероуловитель, в котором механически унесённые капли серы задерживаются слоем насадки из керамических колец. Сера стекает в хранилище, а газ направляется в печь дожига, где нагревается до 580-600°C. Жидкая сера из подземного хранилища откачивается насосом на открытый склад комовой серы, где она застывает и хранится до погрузки в железнодорожные вагоны.

2.5.13 Установка производства водорода

Водород можно получать разной чистоты: 95-98% или особо чистый. В зависимости от дальнейшего использования водород получают под различным давлением: от 1,0 до 4,2 МПа. Сырьё – природный газ или легкие нефтяные фракции, подогревается до 350-400°C в конвективной печи или теплообменнике и поступает в аппарат десульфирования.

Конвертированный газ из печи охлаждается в печи-утилизаторе, где вырабатывается пар требуемых параметров. После ступеней

высокотемпературной и низкотемпературной конверсии СО газ поступает на адсорбцию СО₂ и затем на метанирование остаточных оксидов. В результате получается водород 95-98,5% чистоты с содержанием в нем 1-5% метана и следов СО и СО₂. В том случае, если требуется получать особо чистый водород, установка дополняется секцией адсорбционного разделения конвертированного газа. В отличие от предыдущей схемы конверсия СО здесь одноступенчатая.

Газовая смесь, содержащая Н₂, СО₂, СН₄, Н₂О и небольшое количество СО, охлаждается для удаления воды и направляется в адсорбционные аппараты, заполненные цеолитами.

Все примеси адсорбируются в одну ступень при температуре окружающей среды. В результате получают водород со степенью чистоты 99,99%. Давление получаемого водорода составляет 1,5-2,0 МПа.

3 Описание технологической схемы атмосферной трубчатки

Технологическая схема установки 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°С 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 фр. 290-350°С и мазута. Нагреваясь до температуры 200-220°С, оба потока направляются в колонну К-1 на 18-ю тарелку – средний ввод.

В 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, с температурой не более 60°С поступает в Е-1.

Для защиты от коррозии в шлем К-1 и в линию орошения предусмотрена подача 2% раствора ингибитора коррозии ИКБ-2-2 насосом из емкости.

В шлемовую линию К-1 для подавления коррозии 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 в 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 смонтирована схема водяного орошения на ХК-1:5а.

Поддержание теплового режима внизу колонн К-1, К-2, К-4 достигается с помощью печей П-1, П-2, П-3.

Печь П-1 состоит из 8 секций, расположенных в виде двух блоков по 4 секции друг против друга и из отдельностоящих 9-й и 10-й секции. Печи П-2 и П-3 состоят из отдельностоящих секций. Две секции печи П-1 предназначены для нагрева циркулирующей струи К-1, остальные 8 секций предназначены для нагрева сырья колонны К-2.

Печь П-2 предназначена для поддержания постоянной температуры низа К-4. Печь П-3 возможно использовать для нагрева горячей струи К-1 или для нагрева сырья 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 П-3.

На 6 тарелке К-2 происходит разделение фаз. Мазут – жидкая фаза, стекает вниз колонны К-2, пройдя 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 дизтоплива, керосина, бензина, водяного пара и газ поднимаются вверх колонны К-2. С верха колонны К-2 газ, 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 подается 2% раствор ингибитора коррозии ИКБ-2-2 насосами.

Для подавления коррозии в шлем колонны К-102 подается 0,5% раствор аммиачной воды.

Бензин из емкости Е-2 поступает на прием насосов Н-12, 13 часть которого подается на 41-ю тарелку колонны К-2 в виде острого орошения, а балансый избыток откачивается в емкость Е-3 для смешения с бензином 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. Смонтирована схема сброса 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 тарелки колонны К-2 керосиновая фракция 180-240°С перетекает в К-3/1. Пары из К-3/1 поступают под 35-ю тарелку колонны К-2.

Керосиновая фракция 180-240°С из К-3/1 забирается насосами Н-14, Н-14а и прокачивается через Т-16, где отдает часть своего тепла боковому погону из К-4 и далее поступает по своей схеме в Т-26, где отдает часть своего тепла свежей воде, после этого керосиновая фракция 180-240°С. поступает в воздушные холодильники Х-1, 2, работающие последовательно и с температурой не выше 45°С 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°С, направляется в промпарк 40/3, как сырье секции 300/2. Схема предусматривает и прямое питание секции 300/2. Керосиновая фракция 180-240°С может также выводиться в ТСБ как топливо ТС-1.

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

С 25 тарелки колонны К-2 фракция 180-290°С 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 К-3/1 схема предусматривает работу К-3/2 без подачи пара и служит для обезвоживания нефтепродукта. Фракция дизельного топлива из К-3/2 забирается насосами Н-22, 23 и прокачивается через межтрубное пространство Т-19, где отдает часть тепла обессоленной нефти и далее поступает в межтрубное пространство в Т-2а для подогрева нестабильного бензина перед К-4, идущего на стабилизацию и охладившись в воздушных холодильниках Х-12, Х-12а до 60°С направляется в узел смешения.

С 15 тарелки колонны К-2 фракция 290-350°С перетекает в К-3/3 (нижний стриппинг). В нижнюю часть К-3/3 подается перегретый водяной пар. Отпаренные легкие фракции и водяной пар из 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°С.

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

Съем избыточного тепла колонны 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°С 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 тарелку К-2.

Третье циркуляционное орошение забирается с 13 тарелки, проходит теплообменники установки электрообессоливания, где отдает свое тепло нефти и возвращается на 14-ю тарелку К-2.

С низа К-2 мазут забирается насосами Н-24, 25, и двумя параллельными потоками направляется в Т-9, 10, 11, 12, где отдает тепло обессоленной нефти.

Затем мазут поступает в теплообменники Т-7, Т-8, где отдает тепло сырой нефти и далее с температурой 90°С 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 К-4. После теплообменника Т-15 нестабильный бензин поступает в трубное пространство Т-2а, где нагреваясь до температуры 160°С за счет тепла фракции 180-290°С 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°С фракцией 180-240°С. 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 К-4 пары нестабильной головки поступают в воздушные холодильники-конденсаторы ХК-17:19, где конденсируются и охлаждаются до температуры 70°С и далее поступают в водяной холодильник Х-32, где охлаждается до температуры 50°С и поступают в Е-4.

Часть нестабильной головки из К-4 насосами Н-31, Н-32 подается на орошение колонны К-4, а балансовый избыток откачивается в секцию 400. Температура в нижней части К-4 поддерживается циркуляцией горячей струи, которая с низа К-4 поступает на прием насосов Н-29, Н-30 и двумя потоками

подается в печь П-2. После печи П-2 потоки горячей струи объединяются и поступают под первую тарелку К-4 с температурой 180-220°C. При прекращении расхода горячей струи в печь П-102 прекращается подача топлива к печи. Бензин с низа К-4 самотеком за счет давления в К-4 проходит через межтрубное пространство теплообменника Т-15 для подогрева нестабильного бензина поступает в воздушные холодильники Х-13, Х-14, Х-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 6).

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

Нефть обезвоженная и обессоленная согласно стандарта 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 ⁰ С, 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 ⁰ С, 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 ⁰ С, г/см ³ не более 2 Фракционный состав: -температура НК, ⁰ С, не ниже -10% перегоняется, ⁰ С, не выше -50% перегоняется, ⁰ С, не выше -90% перегоняется, ⁰ С, не выше -конец кипения, ⁰ С, не выше 3 Содержание воды и мехпримесей 4 Углеводородный состав, % масс -содержание ароматических, не более в том числе бензола; -содержание парафиновых, в том числе изопарафинов; -содержание нафтеновых. 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 Плотность при 20 ⁰ С, г/см ³ не более 2 Фракционный состав: -температура НК, ⁰ С, не ниже -10% перегоняется, ⁰ С, не выше -50% перегоняется, ⁰ С, не выше -90% перегоняется, ⁰ С, не выше -конец кипения, ⁰ С, не выше 3 Цвет 4 Испытание на медной пластине 5 Углеводородный состав, % масс -содержание ароматических, не более -содержание парафиновых не менее -содержание нафтеновых не более	35 60 70 90 110 б/цветная Выдерж. 2,0 55 35	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 ⁰ С, кг/м ³ не менее 2 Фракционный состав: -температура НК, ⁰ С, в пределах -10% перегоняется, ⁰ С, не выше -50% перегоняется, ⁰ С, не выше -90% перегоняется, ⁰ С, не выше -98% перегоняется, ⁰ С, не выше 3 Кинематическая вязкость при 20 ⁰ С, сСт, не менее 4 Температура вспышки в закрытом тигле, ⁰ С, не ниже 5 Массовая доля общей серы, % масс., не более	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: -температура НК, ⁰ С, не ниже -50% перегоняется, ⁰ С, не выше -96% перегоняется, ⁰ С, не выше 2 Температура вспышки в закрытом тигле, ⁰ С, не ниже 3 Температура застывания, ⁰ С, не выше 4 Температура помутнения, ⁰ 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 светложелтый 0,825	Как компонент товарного дизельного топлива

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
Топливо дизельное летнего вида	СТП 5747203-300201-98	1 Фракционный состав: -50% перегоняется, °С, не выше -96% перегоняется, °С, не выше 2 Кинематическая вязкость при 20°С, сСт, в пределах 3 Содержание мех. примесей 4 Содержание воды 5 Температура 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 «Л»
Дизельная прямогонная фракция УФС	СТП 5747203-300180-97	1 Фракционный состав: -температура НК, °С, не ниже -50% перегоняется, °С, не выше -до 360°С перегоняется, % об., не менее 2 Содержание воды 3 Температура 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	
Мазут прямогонный	СТП 5747203-300186-97	1 Плотность, кг/м ³ , не более 2 Температура вспышки в открытом тигле, °С, не ниже 3 Фракционный состав: -температура НК, °С -выкипаемость до 350°С, % об., не более 4 Температура застывания, °С, не выше	970 110 не нормир. 5 +25	Сырье С-300/2 для получения Т-8В

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
Дистиллят прямогонный (для Т-8В)	СТП 019932-300104-88	1 Плотность, кг/м ³ , не менее	797	
		2 Фракционный состав: -температура НК, °С, не ниже	155	
		-10% перегоняется при температуре, °С	175-185	
		-50% перегоняется при температуре, °С	195-210	
		-90% перегоняется при температуре, °С	не нормир.	
-98% перегоняется при температуре, °С, не выше	260			
3 Кинематическая вязкость при 20°С, сСт, не менее	1,5			
4 Температура начала кристаллизации, °С, не выше	-50			
5 Температура вспышки в закрытом тигле, °С, не ниже	40			

Характеристика реагентов 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, % масс., не менее 44
Нейтрализующий амин «Додикор 1830»	Жидкость от бесцветной до коричневого цвета, плотность не более 830 кг/м ³ , вязкость не более 1 мПа.с., Твсп. не выше 30°С, Тзаст. не выше - 45 °С.
Ингибитор коррозии «Додиген 481»	Темно-коричневая жидкость, плотность не выше 940 кг/м ³ , вязкость не более 95 мПа.с., Твсп. не выше 85°С, Тзаст. не выше -32°С.
Газ топливный	Содержание углеводородов C ₄ и выше не более 20% об, водорода не более 60% об, теплота сгорания не ниже 8500 ккал/м ³
Химически-очищенная вода	Общая жесткость, мг-экв/кг не более 10

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. 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.

производимой продукции. Российская нефтепереработка нуждается в существенной модернизации, предусматривающей реконструкцию действующих предприятий, а также в строительстве новых высокотехнологичных региональных НПЗ. Исходя из принципа минимизации затрат на производство, транспортировку, хранение и реализацию нефтепродуктов, нефтеперерабатывающие предприятия целесообразно размещать в регионах с высокой потребностью в нефтепродуктах.

На основании вышесказанного проектируемый нефтеперерабатывающий завод с глубокой переработкой нефти по топливному варианту планируется разместить в Самарской области, в промышленной зоне города Кинель. Появление нового объекта значительно увеличит инвестиционную привлекательность г. Кинель, позволит всей добавленной стоимости оставаться на территории города, что дает огромные перспективы и создает совершенно иную экономику. Близкое расположение магистрального нефтепровода – «Дружба», реки Самара, впадающую в крупную водную артерию – реку Волга позволит значительно сократить затраты на поставку сырой нефти и экспорт готовой продукции. Достоинствами расположения проектируемого НПЗ также являются:

- наличие железной дороги и автомагистрали;
- наличие вблизи точки размещения НПЗ газопроводов;
- близкое расположение сети электроснабжения;
- промышленная зона удалена на 10 км от жилых микрорайонов;
- наличие трудовых ресурсов и Самарского государственного технического университета для подготовки квалифицированных кадров.

5.2 Объемно планировочные решения

В настоящее время широко применяются такие прогрессивные проектные решения, как блокировка зданий и сооружений различного назначения; применение универсальных и других типов зданий использование эффективных строительных конструкций и материалов.

Объемно-планировочное решение любого промышленного здания зависит, прежде всего, от характера располагаемого в нем технологического оборудования.

Для размещения оборудования проектируем одноэтажные здания. В одноэтажных зданиях возможно более свободное размещение технологического оборудования и перемещение его при модернизации технологического процесса.

Большое значение при проектировании имеет выбор конструктивной схемы здания. Практика показала, что для одноэтажных промышленных зданий более целесообразна каркасная схема, при которой все нагрузки, возникающие в здании, воспринимает его несущий остов – каркас, образуемый вертикальными элементами – колоннами, на которые опираются конструкции

покрытия и перекрытия. Жесткость каркаса в продольном направлении обеспечивается заделкой колонн в фундаменты.

Здания спроектированы прямоугольной формы в плане, с пролетами одинаковой ширины бм и одного направления, с одинаковым шагом колонн бм, без перепада высот.

5.3 Конструктивные элементы

При выборе строительного материала для конструкций здания руководствуются требованиями прочности, долговечности, удобства возведения, стойкости к воздействиям атмосферной среды, эксплуатационным воздействиям, огнестойкости. Основным материалом несущих конструкций промышленных зданий – железобетон. Железобетонные конструкции менее капиталоемкие, чем металлические. В условиях эксплуатации железобетонные конструкции также имеют преимущества перед металлическими, поскольку железобетон более устойчив к коррозии, хорошо сопротивляется действию огня при пожаре.

При проектировании производственных зданий следует обращать внимание на огнестойкость строительных конструкций.

Здания и помещения взрывоопасных производств должны проектироваться с применением легко сбрасываемых наружных ограждающих конструкций.

Фундамент здания принимаем в зависимости от характера действующих на фундамент усилий, несущей способности и глубины промерзания грунтов. Исходя из местных условий, принимаем ленточный фундамент из четырёх рядов сборных железобетонных блоков сечением 600х600 мм длиной 3000 мм, которые укладываются по монолитной железобетонной подушке высотой 400 мм, шириной 1200 мм. Глубина заложения фундамента 2800 мм. Фундамент поднимается на 250 мм над нулевой поверхностью. Между фундаментом и стеновой панелью укладывается гидроизоляционный слой.

Стены выполнены из железобетонных панелей 6000х1200х300 мм. Стены из железобетонных панелей обладают высокой индустриальностью, улучшают качество и снижают вес здания.

Для защиты внутренних поверхностей конструкций от действия токсичных агрессивных веществ необходимо применять керамические плитки, кислотоупорные штукатурки, масляные краски и тому подобные покрытия, легко поддающиеся чистке.

В помещениях, в которых работают с агрессивными и ядовитыми веществами: кислотами, щелочами. Полы выполняют из химически стойких материалов, не способных сорбировать агрессивные вещества.

В производственном помещении предусматривают для проветривания открывающиеся створки – фрамуги оконных переплетов или световых фонарей.

Ограждающие конструкции рассчитывают при проектировании на звукоизолирующую способность.

При проектировании нефтехимических предприятий с учетом группы производственных процессов предусматривают санитарно-бытовые помещения. Помещения для отдыха предусматривают из расчета 0,2 м² на одного работающего, но не менее 10 м². В состав санитарно-бытовых помещений входят гардеробные, душевые, умывальные, уборные, курительные, помещения для обработки, хранения и выдачи спецодежды, а также устройства питьевого водоснабжения.

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

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

Перегородки выполняем также из панелей, а нестандартные перегородки – кирпичные.

Покрытие зданий предназначено для защиты помещений от атмосферных воздействий. Покрытие состоит из несущей и ограждающей частей. В качестве покрытий применяем железобетонные панели. На плитах покрытия укладываем невентилируемую кровлю, включающую в себя послойно снизу вверх:

- пароизоляция;
- полужесткие минерало-ватные плиты;
- стяжку из цементного раствора;
- три слоя рубероида на битумной мастике;
- гравий, втопленный в мастику.

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

Полы имеют покрытия из мозаичной плитки на цементном растворе, который является стяжкой. Покрытие укладывается по бетонному основанию. Бетон – на уклонный грунт.

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

Одним из важнейших аспектов проектирования производственных зданий – организация грузовых и людских потоков. Работающим на предприятии должна быть обеспечена возможность перемещаться в здании по кратчайшим, удобным и безопасным путям.

Входы в производственное здание через бытовые помещения расположены на лицевой стороне застройки.

Проектом предусмотрен один эвакуационный выход из одноэтажного здания т.к. численность работающих во всех помещениях здания не превышает 50 человек.

Ширина эвакуационного выхода из помещения установлена в зависимости от числа эвакуируемых через выход из расчета на 1 м ширины выхода в зданиях степени огнестойкости: I, II – не более 165 человек. Расстояние от любой точки помещения до ближайшего эвакуационного выхода из этого помещения в зданиях степеней огнестойкости I, II – 25 м. Коридоры разделены противопожарными перегородками 2-го типа на отсеки протяженностью 60 м.

5.4 Размещение основного оборудования

Наружные этажерки, на которых располагают оборудование, содержащие ЛВЖ и ГЖ и сжиженные горючие газы, должны быть железобетонными.

Всё технологическое оборудование: реактора, теплообменники, колонны, сепараторы, и т.д. расположено на железобетонном фундаменте с учётом обвязки трубопроводами.

Фундаменты укреплены сваями и оборудованы закладными болтами для крепления колонн. Постамент под колонну ректификационную представлен на графическом листе 2.

Компоновку технологического оборудования выполняем 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

При разработке генерального плана учитываются следующие основные требования:

- объединение отдельных производств и вспомогательных служб с учетом их технологической связи, взрыво-и пожароопасности производств и характера выделяемых ими вредностей;

– определение безопасных разрывов на основе санитарной классификации и категории производства по взрывной и пожарной опасности с учетом возможного изменения технологии и реконструкции отдельных цехов и установок;

– локализации неблагоприятных производственных факторов, для предупреждения распространения шума, вредных и опасных пыли- паров- и газовых выделениях при авариях, а также огня при пожаре и ограничения разрушающего действия воздушной ударной волны при взрывах.

– обеспечение естественного проветривания территории и исключение застойных зон и скопления в них вредных и опасных выделений с учетом рельефа местности, направлении и скорости ветра;

Проектируемый нефтеперерабатывающий завод с глубокой переработкой нефти по топливному варианту планируется разместить в производственной зоне г. Кинель, Самарской области.

Генеральный план представлен на графическом листе 3.

Климат региона строительства – умеренно континентальный. От севера к югу городского округа более выражено проявляются черты континентального засушливого климата, что обусловлено различным влиянием речного воздушного потока Волги. Разность среднемесячных летних и зимних температур достигает 31°C, а разность абсолютных экстремумов – 83°C. Максимумы выпадения осадков достигаются в июле и июне. Зимой преобладает южный ветер, весной и летом – северный, осенью – юго-западный и южный. Среднегодовая температура +5,7°C, среднегодовая скорость ветра – 3,3 м/с, среднегодовая влажность воздуха – 74 %. Господствующее направление ветра – западное.

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

Таблица 28 – Распределение ветров по направлению за 2015г.

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

6.1 Размещение установки на генеральном плане

Установка размещена по отношению к жилой застройке с учетом ветров преобладающего направления.

Между промышленной и селитебной территорией предусмотрена санитарно-защитная зона шириной 1000 м.

Планировка площадки предприятия обеспечивает наиболее благоприятные условия для производственного процесса и труда, рациональное и экономное использование участка и наибольшую эффективность капитальных вложений. На площадке предприятия технологические процессы, сырье, оборудование и продукция размещены с учетом исключения вредного воздействия на трудящихся, а также на здоровье и санитарно-бытовые условия жизни населения.

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 зоны: предзаводская, производственная, подсобная, складская, сырьевых и товарных парков.

В предзаводской зоне размещены: заводууправление, учебный комбинат, здравпункт, общезаводская столовая, пожарная часть, газоспасательная станция.

Производственная зона занимает большую часть общей площади завода. Включает основные цеха. В ней размещено 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 водоснабжение, канализацию.

В складской зоне находятся склады оборудования, смазочных масел, реагентное 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, сводит к минимуму протяженность технологических коммуникаций.

6.2 Присоединение установки к инженерным сетям

По территории НПЗ проложено значительное число трубопроводов и инженерных сетей водопровода и канализации, кабельных сетей автоматики и

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 внутризаводскими 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 следующие уклоны поверхности площадки завода 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.

Для отвода поверхностных вод и аварийно разлившихся нефтепродуктов применяется смешанная система открытых ливнеотоков (лотков, кюветов, водоотводных канав) и закрытой промливневой канализации. Закрытая канализация используется на участках повышенной пожарной опасности.

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 внутризаводских 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.

Внутризаводские автодороги в зависимости от назначения подразделяются на магистральные, межцеховые, производственные, проезды и подъезды. Магистральные дороги обеспечивают проезд всех видов транспортных средств и объединяют в общую систему все внутризаводские дороги.

Производственные дороги служат для связи установок, цехов, складов и других объектов предприятия между собой и магистральными дорогами. По этим дорогам перевозят строительные грузы. Проезды и подъезды обеспечивают перевозку вспомогательных и хозяйственных грузов, проезд пожарных машин.

Внутризаводские дороги спроектированы прямолинейными. Проектом предусмотрено расстояние от внутризаводской автодороги до зданий и сооружений не менее 5 м. В пределах обочины внутризаводских автодорог проектом допускается прокладка сетей противопожарного водопровода, связи, сигнализации, наружного освещения и силовых электрокабелей.

Ширина магистральных дорог до 6 м, а межцеховых до 4 м.

6.5 Благоустройство и озеленение промышленной площадки

Задачей благоустройства промышленной площадки НПЗ является создание условий работы, уменьшающих влияние вредных веществ.

Для озеленения площадки предприятия проектом предусмотрено применение местных видов древесно-кустарниковых растений с учетом их санитарно-защитных и декоративных свойств и 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.

7 Безопасность и экологичность проекта

В настоящее время наблюдаются различные аварии, катастрофы, стихийные бедствия, при которых гибнут люди, разрушаются сооружения, объекты, а также подвергается негативным воздействиям окружающая среда.

Основными причинами такого явления являются катастрофический износ используемой техники, оборудования, несоблюдение норм эксплуатации и несвоевременное проведение ремонтных работ.

С целью уменьшения влияния различных негативных факторов техногенного, природного, экологического характера необходимо на стадии проектирования строительства обеспечить устойчивость промышленных объектов к воздействию негативных факторов.

Безопасность производства и экологическая безопасность должны соблюдаться при всех видах работ, связанных с эксплуатацией и ремонтом оборудования. Несоблюдение требований безопасности может привести к производственным травмам, а нарушение норм экологической безопасности – к загрязнению окружающей среды.

7.1 Общая характеристика проектируемого объекта с точки зрения безопасности труда

Нефтеперерабатывающий завод является газоопасным и пожароопасным производством, поэтому безопасность проекта играет большое значение.

Сырьем для нефтеперерабатывающего завода служит нефть – горючая маслянистая жидкость, обладающая токсическими свойствами и способная оказывать вредное действие при попадании на кожу человека и при вдыхании нефтяных паров. Вдыхание их в большом количестве вызывает острое отравление, сопровождающееся потерей сознания и смертью пострадавшего.

Продукты переработки нефти: бензины, керосин, дизельное топливо, газойль, битум, технологическое топливо, бытовой газ. Сырье и продукты нефтепереработки являются взрыво- и пожароопасными горючими веществами. Все нефтепродукты являются легко воспламеняемыми и горючими жидкостями. Применение открытого огня, возникновение искр может вызвать загорание, пожар, взрыв.

По степени воздействия на организм человека вредные вещества подразделяются на 4 класса: чрезвычайно опасные, опасные, умеренноопасные, малоопасные [9].

В технологическом процессе также участвуют такие вредные и опасные вещества, как кислоты, щелочи, аммиак, хлор, сжиженные газы, сероводород, горячая вода, водяной пар.

В технологическом процессе применяется разнообразное оборудование: ректификационные колонны, накопительные емкости, реакторы, трубопроводы, насосы, компрессоры, передаточные механизмы.

Многое оборудование находится в высоко-нагретом состоянии, имеет вращающиеся и движущиеся части. Все отделы заводууправления оснащены компьютерами, что также является источником вредного воздействия на здоровье человека.

Кроме того, на человека, занятого в процессе первичной переработки нефти, действует группа психофизиологических опасных и вредных производственных факторов:

- физические – статические и динамические, перегрузки, которые влияют в первую очередь на ремонтный персонал, в процессе ремонта оборудования и аппаратов;

- нервно-психические перегрузки. Это умственное перенапряжение, эмоциональные перегрузки. Действию таких факторов более подвержены управляющий персонал, мастера смен и операторы.

Также сказывается и перенапряжение анализаторов: слухового – в помещении насосной, зрительного – в операторной КИПиА. Анализ опасных и вредных производственных факторов приведен в таблице 29.

На организм человека, занятого на участке первичной переработки нефти, действуют опасные и вредные производственные факторы.

Таблица 29 – Анализ опасных и вредных производственных факторов

Помещение, участок	Наименование оборудования	Наименование производственного фактора		Нормативная величина фактора	Фактическая величина фактора
		опасный	вредный		
Холодная насосная	насосы	физический: движущиеся части насоса, повышенный уровень шума на рабочем месте, вибрации, высокое напряжение электрической цепи	химический: длительное токсическое воздействие на организм углеводородных газов	Уровень шума: 80 дБА ПДК: 0,5 мг/м ³	Уровень шума: 82 дБА
Горячая насосная	насосы	физический: движущиеся части насоса, повышенный уровень шума на рабочем месте, вибрации, высокое напряжение электрической цепи	химический: токсическое воздействие на организм углеводородных газов	Уровень шума: 80 дБА ПДК: 300 мг/м ³	Уровень шума: 82 дБА

Помещение, участок	Наименование оборудования	Наименование производственного фактора		Нормативная величина фактора	Фактическая величина фактора
		опасный	вредный		
Колонная аппаратура	ректификационные колонны,	химический: отравление углеводородными газами	физические: повышенная загазованность воздуха рабочей зоны, повышенный уровень шума на рабочем месте, вибрации	ПДК: 300 мг/м ³	
Теплообменная аппаратура	теплообменники	физический: повышенный уровень инфракрасной радиации	физические: повышенный уровень шума на рабочем месте, вибрации		
Воздушные холодильники	воздушные холодильники	физический: движущиеся части вентиляторов	физические: повышенный уровень шума на рабочем месте, вибрации	Уровень шума: 60 дБА	Уровень шума: 62 дБА

Характеристика опасных и вредных производственных факторов приведена в таблице 30 [7,9,10].

Таблица 30 – Анализ опасных и вредных производственных факторов

Опасные и вредные производственные факторы	Источники	Название рабочего места	Кол-во работающих, подверженных воздействию фактора, чел	Длительность воздействия, час	Величина фактора, мг/м ³	Допустимое значение, мг/м ³
Углеводороды нефти	Технологическая установка	Оператор технологических установок	96	7	100-300	300
Бензин	Насосные	Машинист технологических насосов	31	7	100	100
Углеводороды нефти					100-300	300
Сероводород					3	3
Углекислый газ	Котельная	Машинист котельной	12	7	20	20

Характеристика пожаро- и взрывоопасных веществ, используемых и получаемых на установке приведена в таблице 31 [11].

Таблица 31 – Характеристика пожаро- и взрывоопасных веществ, используемых и получаемых на установке

Наименование веществ	Параметры взрывоопасных свойств			Температурные пределы распространения пламени, °С	Концентрационные пределы распространения пламени, г/м ³	Класс опасности
	Температура, °С					
	воспламенения	вспышки	самовоспламенения			
Углеводородный газ	-	-45	540	-	1,6-16	4
Пропан	-	-45	466	-	2,31-9,5	4
Н-бутан	-	-45	405	-	2,02-12,5	4
Изо-бутан	-	-45	452	-	1,81-8,4	4
Фракция С ₅ и выше	-27 ÷ -39	-28	485 ÷ 530	-	0,79-5,16	4
Бензин	-	-35	435	-34 ÷ -4	0,79-5,16	4
Керосин	-	>40	466	-	0,64	4
ДТ(арктич.)	-	>35	330	57 ÷ 105	0,62	-
ДТ(зимнее)	-	>35	240	69 ÷ 119	0,61	-
ДТ(летнее)	-	>40	310	62 ÷ 100	0,52	-
Нефть	-	-	510	-		4
Сероводород	-	-	246	-	4,3-45,5	2
Раствор щелочи	-	-	-	-	-	2

7.1.1 Общая характеристика опасности проектируемого производства

В целях безопасности нефтеперерабатывающие заводы располагают на расстоянии от населённых пунктов с учётом санитарного класса санитарной зоны предприятия. По количеству выбросов вредных веществ в атмосферу, в водоёмы и почву проектируемый нефтеперерабатывающий завод относится к I санитарному классу. Поскольку, на данном производстве перерабатываются и используются вещества, которые могут вызывать необратимые воздействия на человека и окружающую среду. Размер санитарно-защитной зоны не менее 1000 метров, так как на заводе перерабатывается углеводородное сырьё, содержащее серу. НПЗ удален от населённого пункта [12].

Согласно И-72 НПЗ можно классифицировать как специальный объект, представляющий опасность для непосредственного окружения [13].

Основное оборудование первичной переработки нефти (колонная, теплообменная аппаратура) находится на открытом воздухе, а вспомогательное (насосы, компрессоры) в специальных помещениях.

По взрывопожарной и пожарной опасности помещения и здания относятся к категории А – взрывопожароопасная. Поскольку, на данном производстве перерабатываются и используются вещества, которые могут образовывать взрывоопасные смеси с воздухом и имеют температуру вспышки не более 28°С.

Продуктами, определяющими взрывоопасность установки, являются углеводородные газы и пары бензина (фракция С₅ и выше), которые горят, а в смеси с кислородом воздуха образуют смеси, взрывающиеся при наличии огня или искры [14,15].

Характеристика производственных помещений, наружных установок и отдельных видов оборудования по пожаровзрывоопасности приведена в таблице 32.

Таблица 32 – Характеристика производственных помещений, наружного оборудования блока АТ по пожаровзрывоопасности.

Наименование оборудования, производственного помещения	Категория пожарной опасности процесса	Степень огнестойкости зданий и сооружений	Классификация помещений и наружных объектов	
			Класс помещения по ПУЭ	Категория и группа взрывоопасных процессов
Колонная аппаратура	А	II	II-III	IIА-ТЗ
Горячая насосная	А	II	В-1а	IIА-ТЗ
Холодная насосная	А	II	В-1а	IIА-ТЗ
Приточная вентиляционная камера ПВК-1, ПВК-2	Д	II	Норм.	-
Вытяжная вентиляционная камера ВВК-1, ВВК-2	А	II	В-1б	IIА-ТЗ
Теплообменное оборудование	А	II	В-1г	IIА-ТЗ
Холодильное оборудование	А	II	В-1г	IIА-ТЗ
Ёмкостное оборудование	А	II	В-1г	IIА-ТЗ

Класс помещений насосных по степени опасности поражения людей электрическим током – особо опасные. В этих помещениях присутствуют одновременно два условия повышенной опасности: токопроводящие железобетонные полы и возможность одновременного прикосновения человека к металлоконструкциям, имеющих соединение с землёй и к металлическим кожухам электродвигателей) и плюс к этому в помещениях при утечке углеводородов через неплотности оборудования образовывается органическая среда [15].

7.1.2 Производственная безопасность

7.1.2.1 Организация службы охраны труда на предприятии

За организацию охраны труда на предприятии в целом несет ответственность руководитель предприятия, но в ряде случаев полномочия делегируются главному инженеру и его заместителю по вопросам техники безопасности. Для организации работы по охране труда на предприятии создана служба охраны труда.

Основными задачами службы охраны труда являются:

- организация работы по обеспечению выполнения работниками требований охраны труда;
- контроль за соблюдением работниками законов и иных нормативных правовых актов об охране труда и нормативных правовых актов предприятия;
- организация профилактической работы по предупреждению производственного травматизма, профессиональных заболеваний и заболеваний, обусловленных производственными факторами, а также работы по улучшению условий труда;
- информирование и консультирование работников предприятия, в том числе и его руководителя, по вопросам охраны труда;
- изучение и распространение передового опыта по охране труда, пропаганда вопросов охраны труда.

Организация обучения работающих безопасности труда выполняется в соответствии с ГОСТ 12.0.004–99 ССБТ [16].

Во всех производственных подразделениях на рабочих местах имеются инструкции по безопасности труда, пожарной и газовой безопасности. Каждая служба имеет инструкции по безопасной эксплуатации соответствующего оборудования.

Сверхурочные работы производятся в случаях, предусмотренных законодательством, и только с разрешения профсоюзного комитета завода.

Всем работникам завода предоставляется ежегодный отпуск с сохранением места работы и среднего заработка. По семейным обстоятельствам по заявлению работника ему может быть предоставлен краткосрочный отпуск без сохранения заработной платы [16,17,18].

7.1.2.2 Технические мероприятия по созданию безопасных условий труда

Для предотвращения аварийных ситуаций, аварий и создания надлежащих условий труда проектом предусмотрены следующие мероприятия, согласно нормативным требованиям:

Систематически следят за исправностью включения в работу приборов контроля и автоматики, систем сигнализации и автоматических блокировок.

Систематически контролируется работа предохранительных клапанов. Контролируется работу всех насосов и компрессоров, немедленно устраняются пропуски торцевых уплотнений во фланцевых соединениях. Не допускается загазованности территории и помещений установки.

Осуществляется контроль за исправностью и работой сигнализаторов взрывоопасных и токсичных концентраций, размещённых в помещениях газовой компрессорной.

Отбор проб осуществляется через специальные вентили с помощью герметизированных пробоотборников.

Во избежание ожогов, теплоизоляцию всех аппаратов и трубопроводов с температурой, превышающей 60 °С поддерживается в исправности.

В холодный период года непрерывно осуществляется контроль за работой пароспутников, за состоянием водяных линий, не допускается прекращения тока воды через дренажные вентили у входа воды в аппараты.

В производственных помещениях обеспечивается исправность всех систем вентиляции и эксплуатация их в соответствии с режимом, утверждённым главным инженером завода.

Исключение попадания продуктов производства в обратную воду, паровой конденсат, канализационные системы. Сброс сточных вод в канализацию производится через гидрозатворы, установленные на выходе из цеха.

Все движущиеся части машин и механизмов ограждены и снабжены предупредительными плакатами.

С целью предупреждения преждевременного износа технологического оборудования и аварий, а также поддержания в работоспособном состоянии оборудования, вся аппаратура подвергается текущему и среднему капитальному ремонту в соответствии с графиком планово-предупредительного ремонта с соблюдением норм межремонтного пробега оборудования.

Ремонт машинного оборудования производится только при снятом напряжении с вывешиванием плакатов на пусковых кнопках: «не включать», «работают люди».

Аппараты и коммуникации перед подачей в них взрывоопасных продуктов продуваются азотом.

Всё технологическое оборудование, за исключением насосов и компрессоров, размещено на открытой площадке, чем обеспечивается более безопасная его работа [10].

7.1.2.3 Оградительные и предохранительные устройства

Оградительные устройства установлены на движущиеся части компрессоров, насосов, электродвигателей, воздушных холодильников. Для защиты от случайного прикосновения к находящимся под высоким напряжением токоведущим частям электроустановок применены сплошные

ограждения. На теплообменники, подогреватели, кипятильники установлены защитные кожухи.

Предохранительные устройства предназначены для предотвращения взрывов и аварий на производстве. В колоннах, емкостях, теплообменниках и сепараторе установлены предохранительные клапаны, предназначенные для сброса в атмосферу и на факел избыточного давления газов и паров, развиваемого при нарушении технологического режима [10].

7.1.2.4 Защита от вредных выделений газов, паров и пыли

Одним из основных требований безопасности к технологическому процессу является герметизация оборудования, которая служит защитой от вредных выделений газов, паров и пыли.

Для обеспечения безопасной работы насосов и компрессоров и исключения прорыва газов в производственные помещения, установлена автоматическая система защиты подачи затворной жидкости на торцевые уплотнения оборудования – система АПГ.

На все фланцевые соединения блока защелачивания установлены кожухи, во избежание попадания щелочи на человека в случае разгерметизации [10].

7.1.2.5 Обеспечение безопасной эксплуатации оборудования повышенной опасности

Все аппараты под давлением, грузоподъемные устройства, насосо-компрессорные установки, коммуникации, оборудование, аппаратура, предохранительные устройства, контрольно-измерительные приборы, средства автоматики и блокировки эксплуатируются с соблюдением правил Госгортехнадзора и специальных правил и норм [10].

7.1.2.6 Электробезопасность

Для обеспечения требований электробезопасности применяются:

Устройства защитного заземления и зануления электрооборудования, автоматического отключения нетоковедущих металлических частей оборудования

Знаки безопасности – плакаты и надписи;

Работникам, обслуживающим электроустановки, выделяются изолирующие электробезопасные средства для защиты от поражения электрическим током – диэлектрические перчатки, колоши, коврики, и т.п.

К работе допускаются рабочие, имеющие присвоенную квалификационную группу или наряд для проведения работ [19,15].

7.1.2.7 Защита от статического электричества

Вследствие того, что производство и транспортирование нефтепродуктов установки АТ сопровождается электризацией, необходимо заземлять все оборудование секции (колонны, емкости, трубопроводы и т.д.).

Для отвода статического электричества, накапливающегося на людях, особенно при выполнении ручных операций им рекомендуется время от времени вставать на заземлённые участки пола и браться за заземлённые перила или ограждения. Так же работникам выдаётся специальная антиэлектростатическая одежда и обувь [20].

7.1.2.8 Молниезащита

Защита от прямых ударов и вторичного воздействия молнии здания и сооружения специального проектируемого объекта выполнена стержневыми молниеотводами. Проектом предусмотрена защита колонн от прямых ударов молнии. Защита будет осуществляться стержневым молниеводом, который состоит из стержневого молниеприемника, установленного на корпусе колонн, токоотводов и заземлителей. Наружные установки: ректификационные колонны, теплообменники, печи – также защищены от прямых ударов молнии путем присоединения к заземлителю с помощью сварки. В качестве заземлителей используют железобетонные фундаменты зданий и сооружений.

Для защиты зданий от вторичных проявлений молнии металлические корпуса насосов, электродвигателей и компрессоров, установленных в производственных помещениях, присоединяют к заземляющему устройству.

Защита от заноса высокого потенциала по внешним наземным коммуникациям, осуществлена путем их присоединения на вводе в здание к контуру заземления электроустановок [13].

7.1.3 Производственная санитария

7.1.3.1 Защита от нарушения теплового баланса организма работников

Оператор или мастер установки АТ выполняет работы, которые по их тяжести на данном производстве относят к категории Па - это работы производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся некоторыми физическими нагрузками средней тяжести. Расход энергии при этом не превышает 250 ккал/ч.

Для работающих длительное время на холоде предусмотрены специально оборудованные помещения для периодического обогрева либо охлаждения с учетом периода года.

Система отопления:

Центральная система водяного отопления поддерживает необходимую температуру микроклимата всех помещений проектируемого предприятия. Температура нагрева поверхности радиатора не превышает 75-80°C, поэтому не происходит подгорания пыли на поверхности батареи. А температура помещения операторной КИПа не превышает 14-20°C, что безопасно в пожарном отношении [12].

Нормативные оптимальные и допустимые величины параметров микроклимата приведены в таблице 33 [19,22,23].

Таблица 33 – Нормативные оптимальные и допустимые величины параметров микроклимата

Период года	Категория тяжести физических работ	Температура воздуха, °С		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/с	
		Оптимальная	Допустимая	Оптимальная	Допустимая	Оптимальная	Допустимая
Холодный	Па	18-20	17-21	60-40	60-40	0,2	0,3
Теплый	Па	21-23	19-30	60-40	60-40	0,3	0,3

Для нормализации воздушной среды производственных помещений, рабочих мест (операторная, помещения горячей и холодной насосной, здание цеха, и т.д.) и защиты людей от воздействия химических факторов проектом предусмотрена общеобменная приточная вентиляция.

В помещении газовой компрессорной и насосной установлены сигнализаторы довзрывоопасной концентрации и паров бензина (20 % от нижнего предела взрываемости) типа СВК – 3М1 – ВЗГ – В4А заблокированные с аварийной вентиляцией АВ – 7, 8, 9, 10 [22, 24].

7.1.3.2 Защита от шума

На проектируемой установке источниками шума являются:

– детали машин и механизмов (электродвигатели, компрессоры) они вызывают механический шум;

– трубчатые печи, трубопроводы, аспираторы, работающие под давлением, вызывают аэродинамический шум. Поэтому все вышеперечисленное оборудование устанавливается в отдельных помещениях.

Согласно нормативным документам уровень шума не должен превышать норматива 80 дБа.

Для профилактики заболеваний, вызванных повышенным уровнем шума, предусмотрены специальные комнаты отдыха, дополнительные перерывы и периодический медицинский осмотр не менее 1 раз в год.

Для обслуживающего персонала предусмотрена выдача наушников, шлемов, касок и специальных противозумных костюмов [8, 24].

7.1.3.3 Защита от вибрации

Источниками вибрации являются практически все оборудование: насосы, компрессоры, печи, трубопроводы и т.д.

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

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

Для защиты рук работающих от вибрации применяются рукавицы со специальными вкладками или виброзащитными прокладками. А для защиты от вибрации, передаваемой через ноги, обувь со специальной подошвой [24, 25, 26].

7.1.3.4 Защита органов зрения от перенапряжения

Работа на установке связана с напряжением зрения, поэтому необходимо правильное и полное освещение рабочего места. На установке предусмотрено естественное и искусственное освещение.

В помещениях операторной, насосной и помещении цеха естественное освещение (боковое двухстороннее) осуществляется через окна. Нормативный коэффициент естественной освещенности равен 1%.

Искусственное освещение помещений операторной и насосной осуществляется светильниками с люминесцентными лампами взрывозащищенного исполнения. В здании операторной характеристика зрительной работы малой точности. Разряд зрительной работы – Vв. Нормативная освещенность на рабочей поверхности – 200 лк.

Система искусственного освещения общая. В помещениях насосных характеристика зрительной работы – средней точности. Разряд зрительных работ – Vв. Нормативная освещенность на рабочей поверхности – 100 лк. Применяются взрывозащищенные светильники прямого света с люминесцентными лампами. Высота установки светильника 7 метров. Светильники установлены равномерно в два ряда. Расстояние между рядами 2,5 метра, а расстояние между светильниками 2 метра. Мощность ламп 65 Вт. Световой поток 4000 лм.

В помещениях операторной и насосной предусмотрено аварийное эвакуационное освещение, создающее освещенность на рабочих поверхностях, равное 2 лк.

В здании операторной применяется эвакуационное аварийное освещение. Оно создает освещенность на полу основных проходов и на ступенях лестниц не более 0,5 лк на открытой местности не более 0,2 лк.

При освещении территории проектом предусмотрено применять прожектора. Для ограничения слепящего действия высота их установки не менее 3,5 м над уровнем земли при любых источниках света.

Прожектора устанавливаются на высоте 3 м над уровнем земли при световом потоке источника света до 6000 лм и не менее 4 м. при световом потоке свыше 6000 лм [27].

7.1.3.5 Обеспечение санитарно-бытовыми помещениями и устройствами

Для рабочих предусмотрено помещение гардеробной домашней и спецодежды. Также предусмотрена кладовая спецодежды, уборная, помещение для дежурного персонала с местом для уборного инвентаря, места для чистки обуви, бритвы, сушки волос.

Процесс первичной переработки нефти относится к группе производственных процессов 3б – процессы вызывающие загрязнения веществами 2 и 4-го классов опасности, а также веществами, обладающими стойким запахом, то расчетное число человек:

- на одну душевую – 3 (количество душевых – 5);
- на один кран – 10 (количество кранов – 2).

Тип гардеробных, число отделений шкафа на 1-го человека:

- отдельные, по одному отделению.

Специальные бытовые помещения и устройства:

- химчистка, искусственная вентиляция мест хранения специальной одежды [28].

7.1.3.6 Водоснабжение

Система водоснабжения по степени надёжности подачи воды относится к I категории. Системы водоснабжения, относимые к данной категории, допускают снижение подачи воды на хозяйственно-питьевые нужды не более 30% расчётного расхода и на производственные нужды до предела, установленного аварийным графиком установки.

Хозяйственно-питьевое водоснабжение предназначено для подачи доброкачественной питьевой воды для хозяйственно-бытового потребления.

Проектом предусмотрена система водоснабжения НПЗ, которая включает в себя хозяйственно-питьевой и пожарный водопроводы. Питьевое

водоснабжение предусмотрено за счет расположения в операторной и бытовых помещениях на хозяйственно-бытовом водопроводе фонтанирующих насадок, оборудованных раковинами для слива воды, а также сатураторных установок.

Производственный трубопровод является оборотным, то есть используемую воду после необходимой обработки возвращают в производство.

Противопожарный водопровод устроен по объединённой схеме с производственным водопроводом [28, 29, 30].

7.1.4 Пожарная безопасность

На предприятии располагается пожарная часть, которая оснащена пожарными машинами и всем необходимым специальным оборудованием. Имеется связь с городскими пожарными частями для их взаимодействия в случае необходимости.

Противопожарное водоснабжение включает естественный и искусственный водоемы, пожарные водоемы-резервуары и противопожарный водопровод. Предусмотрены ручные пожарные извещатели, автоматическая пожарная сигнализация.

Установка оснащена автоматической системой пожаротушения дренчерного типа, а также стационарными лафетными стволами, расположенными на расстоянии не более 20 м от ректификационных колонн, трубчатых печей, и теплообменников.

Противопожарное водоснабжение проектируемого предприятия состоит из водопроводной сети для питания пожарных машин, ручных или лафетных стволов, а еще вода может подаваться пожарными насосами. Водопроводная сеть идет вдоль дороги на расстоянии 5 м. от зданий, а через каждые 100 м. стоят пожарные гидранты, они могут подавать от 15 до 50 л/с воды на расстоянии до 20 м., при присоединении к ним брандспойта.

Для ограничения распространения пожара из одной части здания в другую и уменьшения возможной площади горения установлены противопожарные преграды: противопожарные стены, перегородки, перекрытия, зоны, двери, окна, люки и клапаны. Противопожарные разрывы не менее 12 м.

Система автоматического водопенного тушения пожара установки АТ предназначена для тушения пожара и загорания в помещениях технологических насосных, помещении газовой компрессорной, помещении маслохозяйства газовой компрессорной.

В дополнении к автоматической системе АПТ, для защиты остального технологического оборудования, установлены комбинированные лафетные стволы, штуцера для переносных пеногенераторов у входов в помещения контрольно- пусковых узлов, на технологических колоннах установки имеется водяная завеса, стационарная разводка пара, азота.

Подача воды или раствора пенообразователя происходит путем открытия задвижки в колодце (в зимнее время) и на лафетном стволе в летнее.

Производственные помещения, в которых расположены насосы, компрессоры и электродвигатели, оснащены автоматическими системами объемного паро- и пенотушения. Противопожарное водоснабжение включает в себя пожарные резервуары и противопожарный водопровод.

Все производственные помещения и здание операторной оснащены первичными средствами пожаротушения – огнетушители ОУ-2, расположенными на пожарном щите.

Кроме этого в производственных помещениях и на аппаратном дворе установлены ящики с песком, асбестовое полотно, а также предусмотрены поребрики по периметру оборудования.

Предусмотрены ручные пожарные извещатели, автоматическая пожарная сигнализация [5, 24, 31, 32].

7.2 Экологическая безопасность

7.2.1 Охрана естественных водоёмов и рациональное использование водных ресурсов

Отходы нефтеперерабатывающего завода, попадая в водную среду, отрицательно влияют на качество воды и санитарные условия жизни и водопользования населения. Это связано с особенностями поведения веществ, сбрасываемых со сточными водами нефтеперерабатывающего завода в водоемы, и, прежде всего нефти.

В секции первичной переработки нефти имеются постоянно сбросы сточных вод в промканализацию:

– утечка от насосов – эмульсированная вода. Количество: не более 1 м³/час. Температура – 45°С. Характер загрязнений – следы нефтепродуктов;

Сточные воды с установки направляются на биологические очистные сооружения сточных вод НПЗ. На основании анализа фактических данных базового предприятия установлено, что количество улавливаемых нефтепродуктов составляет 0,6-15% от перерабатываемой нефти.

Для уменьшения водопотребления на установке максимально используются аппараты воздушного охлаждения. В таблице 34 приведены данные по водопотреблению и водоотведению соответственно на технологические нужды установки АТ.

Таблица 34 – Водопотребление и водоотведение установки АТ

Установка	Охлажденная вода (t = 28°С)			
	I системы		II системы	
	м ³ /сут	м ³ /год·10 ³	м ³ /сут	м ³ /год·10 ³
А-12/3 (АТ с ЭЛОУ)	32640	11097	-	-
Стоки в канализацию				
А-12/3 (АТ с ЭЛОУ)	840	286	374	127

I система – для аппаратов, охлаждающих или конденсирующих продукты, содержащие углеводороды C₅ и выше.

II система – для аппаратов охлаждающих или конденсирующих продукты, содержащих углеводородные газы по C₄ включительно [10].

Расход воды для производственных, хозяйственно-питьевых и противопожарных целей на нефтеперерабатывающем предприятии в зависимости от глубины переработки приведен в таблице 35.

Таблица 35 – Расход воды для производственных, хозяйственно-питьевых и противопожарных целей

Профиль завода	Хозяйственно-питьевая вода		Свежая вода *, м ³	Оборотная вода *, м ³	Вода для противопожарных целей (по расчету, но не менее), л/с
	на промышленные нужды *, м ³	на бытовые нужды **, л			
Топливный	0,006–0,012	45 в смену на 1 человека в горячих цехах, 25 – в холодных цехах, 500 – на 1 душевую сетку	0,23–1,0	7–19	170 – для тушения пожара на установке, 200 – на топливно-сырьевой базе, 10 – внутри зданий, 50 – для забора воды передвижными средствами
<p>*Расход воды – на 1 т перерабатываемой нефти. Коэффициент неравномерности для производственных целей K = 1. **Коэффициент неравномерности для бытовых целей K = 2,5; время пользования душем 45 минут в конце каждой смены.</p>					

В зависимости от качества воды в источнике водоснабжения и назначения водопровода следует предусматривать различную степень и методы водоочистки приведены в таблице 36.

Таблица 36 – Методы водоочистки

Требуемая корректировка качества воды	Методы очистки	Применяемые реагенты
Удаление взвешенных и гумусовых веществ	Коагуляция, флокуляция, отстаивание в отстойниках и осветителях, фильтрация в напорных и открытых песчаных фильтрах	Коагулянты: сернокислый глинозем, хлорное железо и др.; флокулянты: поликриламид, активная кремниевая кислота и др.
Удаление избытка органических веществ	Хлорирование, озонирование	Хлор, озон
Удаление бактериального загрязнения	Хлорирование, озонирование	Хлор, озон

Поддержание концентрации фтора	Введение фтористых соединений при их недостатке и сернокислого глинозема – при избытке	Фторид или кремнефторид натрия, кремнефторид аммония, кремнефтористая кислота
Обезжелезивание	Аэрация, коагуляция, подщелачивание, обработка перманганатом калия, катионирование	Хлор, известь, сода, коагулянты, перманганат калия
Умягчение	Известкование, катионирование	Известь, сода
Обессоливание	Ионный обмен, электролиз, дистилляция, гиперфильтрация	Серная кислота, сода, щелочь, известь
Удаление избытка солей жесткости	Декарбонизация, известково-содовое умягчение, ионный обмен	Известь, сода, хлорное железо или железный купорос, поваренная соль, серная кислота

Характеристика сточных вод приведена в таблице 37.

Таблица 37 – Характеристика сточных вод

Наименование сброса	Условия ликвидации, обезвреживания утилизации	Периодичность выбросов	Куда сбрасывается	Установленная норма содержания загрязнений в стоках
1 Утечка эмульсионной воды от насосов	отводятся на сооружения механической, затем биологической очистки	постоянно	в сеть пром-ливневой канализации	нефтепродукты 150 мг/л
2 Сброс с аппаратов захлаживания пара К-1,2,3,4	То же	при аварии	То же	нефтепродукты 150 мг/л
3 Сброс воды после промывки и пропарки аппаратуры	То же	1 раз в год при подготовке аппаратов к ремонту	То же	нефтепродукты 150 мг/л

По защите водоемов в проекте установки предусмотрены следующие мероприятия: сооружения механической очистки – решетки, сита, песколовки, отстойники, фильтры. Сооружения биологической очистки – биофильтры, аэротенки. Для уменьшения водопотребления на установке максимально использованы аппараты воздушного охлаждения [10, 33].

7.2.2 Охрана атмосферного воздуха

На проектируемой установке АТ в процессе перегонки постоянно сбрасывается в атмосферу:

– дымовые газы, выбрасываемые из дымовой трубы блока печей. Высота трубы принята из расчета нормального рассеивания вредных примесей в атмосфере;

– сброс газов и паров нефтепродуктов от предохранительных клапанов предусмотрен в линию горючих газов через факельную емкость Е-128.

Периодические сбросы:

– продувка системы инертным газом перед ремонтом оборудования или остановкой секции будет осуществляться через воздушники аппаратов.

Источники загрязнения атмосферного воздуха и их характеристика приведены в таблице 38.

Таблица 38 – Источники загрязнения атмосферного воздуха и их характеристика

Наименование сброса	Удельная норма выброса на единицу сырья	Количество выбросов по видам	Условия ликвидации, обезвреживания, утилизации	Периодичность выбросов	Установленная норма содержания загрязнений в выбросах
1 Вентиляционные выбросы из закрытой насосной реагентов	182,4 м ³ /т	Воздух с примесью паров бензина 14000 м ³ /час	не предусматривается	постоянно	углеводородов до 1000 мг/м ³
2 Вентиляционные выбросы из закрытой насосной установки	403,7 м ³ /т	Воздух с примесью углеводородов 31000 м ³ /час	"	"	"
3 Неорганизованные выбросы (продувка аппаратов, утечки через неплотности и пр.)	1,09 кг/т	Углеводородные газы 20 г/л	"	"	"
4 Продувка аппаратов (при подготовке к ремонту)	–	Инертный газ с примесью углеводородов 2000 м ³ /час	"	периодически 1 раз в год	углеводородные газы 100 мг/м ³

По защите воздушного бассейна предусмотрены следующие мероприятия:

– сброс от предохранительных клапанов осуществляется в закрытую систему на факел.

– работа всех открытых аппаратов производится под подушкой азота или углеводородного газа со сбросом в факельную линию.

– исключение всех постоянных выбросов продуктов на факел и в атмосферу за счёт герметизации насосов и оборудования.

– технологический процесс осуществляется в герметически закрытой аппаратуре под избыточным давлением.

– всё оборудование размещается на открытой площадке.

– дымовые газы удаляются через дымовую трубу, высота которой 180 м и обеспечивает необходимое рассеивание SO₂ в атмосфере в соответствии с санитарными нормами [10].

На предприятиях нефтеперерабатывающей промышленности эксплуатируются факельные установки, которые предназначены для сжигания образующихся при пуске оборудования и в процессе производства некондиционных газов, дальнейшая переработка которых экономически нецелесообразна или невозможна. Сжигание сбросных газов на факельных установках позволяет значительно уменьшить загрязнение окружающей среды токсичными и горючими веществами [10, 33].

7.2.3 Утилизация отходов, защита почвы от загрязнения

К отходам секции первичной переработки нефти относятся:

Сероводородная вода из рефлюксных емкостей Е-1, Е-2, Е-4 самотеком и насосами Н-50, 51 сбрасывается в К-305 для обессеривания. Характер загрязнений:

- ингибитор коррозии – до 200 мг/л;
- хлориды – до 10 мг/л;
- аммиак – до 250 мг/л;
- сероводород – до 500 мг/л;
- нефтепродукты – следы.

Отработанный раствор щелочи складывается в коллектор сернисто-щелочных стоков, а затем по мере накопления отправляется на механическую очистку – на очистные сооружения НПЗ. Удельная норма выброса на единицу сырья 0,964 кг/т [10, 33].

7.2.4 Благоустройство и озеленение санитарно-защитной зоны и территории предприятия

Озеленение территории завода – это оздоровление производственной среды, окружающей человека, занятого на производстве. Зеленые насаждения благоприятно влияют на здоровье человека и его психофизиологическое состояние.

Площадь озеленяемых участков определяется из расчета не менее 3 м² на одного работающего, но есть ограничение – не более 15% от общей площади предприятия. Зеленые насаждения состоят из деревьев, кустарников высотой 1,0-1,5 м, газонов и цветников. Деревья и кустарники высаживаются в районе бытовых помещений, столовой, здравпункта, лаборатории, объектов административно-хозяйственного назначения. Для озеленения территории применяют деревья и кустарники лиственных пород, устойчивых к вредным выделениям и не выделяющих при цветении хлопья, волокнистые вещества и опушенные семена. Расстояние от зданий и сооружений до зеленых насаждений не менее 5 м.

Предусматриваются вдоль всех магистральных и производственных дорог независимо от интенсивности пешеходного движения тротуары. Тротуар,

размещенный рядом с автодорогой, отделен от нее разделительной полосой шириной 80 см.

Санитарный разрыв между зданиями, освещаемыми через оконные проемы, для обеспечения необходимой инсоляции не менее высоты (до верха карниза) противоположного наиболее высокого здания [12].

7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Проблема обеспечения безопасности остается одной из главнейших актуальных тем нашего времени. Чрезвычайные ситуации могут возникать не только в военное время, но и в мирное время.

В нашей стране, для того чтобы предотвратить или свести, последствия чрезвычайных ситуаций к минимуму принят Федеральный закон «О защите населения и территорий от ЧС природного и техногенного характера», где в статье 14 указаны обязанности организаций в области защиты населения и территорий от ЧС [35].

Положением «Об объектовом звене предупреждения и ликвидации ЧС» определены основные задачи и порядок функционирования объектового звена предупреждения и ликвидации ЧС.

Основные задачи объектового звена:

- планировать и осуществлять необходимые меры в области защиты работников от ЧС;
- создавать и поддерживать в постоянной готовности локальные системы оповещения в ЧС;
- создавать резервы финансовых и материальных ресурсов для ликвидации ЧС;
- финансировать мероприятия по защите работников от ЧС;
- предоставлять в установленном порядке информацию в области защиты населения и территорий от ЧС, а так же оповещать работников предприятия об угрозе возникновения или возникновения ЧС.

Промышленная площадка предприятия удалена от железной дороги. Возникновению аварий и ЧС при транспортировке опасных грузов представляет опасность для завода.

При возможном ядерном ударе, наземном или воздушном, самым опасным, из поражающих факторов ядерного взрыва будет ударная волна. Именно ударная волна вызовет серьезные разрушения зданий и сооружений, и может остановить работу предприятия. Другой поражающий фактор – электромагнитный импульс может вывести из строя средства автоматизации, построенные на базе микропроцессоров и микроэлектроники (контроллеры, ПЭВМ), что также может парализовать работу предприятия. Остальные поражающие факторы: световое излучение, проникающая радиация и радиоактивное заражение местности, на работу оборудования не повлияют, они могут привести к ухудшению здоровья работников предприятия или даже к их гибели.

Предприятие расположено в сейсмически активной зоне. Последствия землетрясения будут зависеть от интенсивности выделяемой энергии и расстояния до эпицентра землетрясения. Максимально возможная интенсивность выделяемой энергии землетрясения в районе предприятия – 8 баллов по шкале MSK.

В случае наводнения возникает опасность затопления автомагистралей с последующим нарушением транспортного сообщения, что отрицательно повлияет на работу предприятия и может вызвать его остановку.

Особую опасность для данного региона представляют лесные пожары. В результате отдаленных пожаров район предприятия может быть сильно задымлен продуктами горения.

Внутренними источниками риска возникновения ЧС являются:

- разрушение топливных печей в результате теракта, землетрясения, грубого нарушения технологического процесса: возникают возгорания и пожары, короткие замыкания в электрических сетях, задымленность и загазованность на территории установки, поражения персонала – травмы различной тяжести, ожоги, отравления угарным газом;

- взрыв оборудования и коммуникаций – нарушение правил устройства и безопасной эксплуатации, механическое воздействие: взрыв реакторов, компрессоров, трубопроводов, ректификационных колонн, теплообменников; под воздействием ударной волны разрушаются конструкции зданий, поражения персонала, остановка производства. Возможны радиоактивные загрязнения территории и радиационные поражения;

- могут быть, в случае не соблюдения правил эксплуатации и ремонта, радиоактивные датчики.

На заводе возможны аварии на коммунально-энергетических и инженерных сетях: разрушение водопроводных, тепловых и канализационных сетей и магистралей; кабельных линий, которые так же могут привести к затоплению отдельных зданий и производственных сооружений, складов, поражению людей электрическим током, возникновению очагов пожара и отравлению людей, а так же к длительному перерыву в подаче электроэнергии.

Источниками риска в военное время будет являться применение современных средств поражения, высокоточного ядерного, химического и бактериологического оружия.

Для обеспечения безопасности на заводе рекомендуется:

- систематически проводить учения и инструктаж персонала по безопасности и правилам поведения в ЧС; выделять предприятием финансы на приобретение новейших средств защиты от неблагоприятных факторов;

- планировать и осуществлять мероприятия по повышению устойчивости функционирования завода и обеспечению безопасности рабочих и служащих в трех режимах: повседневной деятельности, повышенной готовности, чрезвычайных ситуациях;

- создать противорадиационные укрытия.

Оценка качества средств индивидуальной и коллективной защиты.

На данном производстве средства индивидуальной защиты по принципу применения подразделяются на 4 класса:

- промышленные;
- для регламентных работ;
- аварийные;
- для пострадавших в очаге.

Средства индивидуальной защиты входят в состав защитных аварийных комплексов для различных формирований в зоне чрезвычайной ситуации. Количество СИЗ рассчитывается исходя из числа людей работающих на предприятии.

По назначению средства индивидуальной защиты классифицируются на СИЗ органов дыхания и СИЗ кожного покрова.

Промышленные противогазы предназначены для защиты органов дыхания от воздействия АХОВ. Они имеют сменные коробки, каждая из которых защищает органы дыхания от групп химических веществ. Коробки имеют маркировку и соответствующую окраску.

Средства коллективной защиты: для защиты людей от оружия массового поражения, от действующих отравляющих веществ, бактериальных средств и вторичных факторов поражения в цехе предназначены убежища и противорадиационные укрытия.

Режим фильтрации предназначен для очистки воздуха цеха от боевых отравляющих веществ. При радиоактивном загрязнении режим фильтровентиляции снижает внутреннее облучение в 30-40 раз. Этот режим используется для регулярного проветривания убежища на 15-20 минут.

Заблаговременное планирование мероприятий и своевременная их реализация на проектируемом НПЗ уменьшит гибель людей и материальных ценностей, что обеспечит устойчивость работы предприятия в любых экстремальных ситуациях.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

В бакалаврской работе применены следующие сокращения:

БР – бакалаврская работа;

АТ – атмосферная трубчатка;

АВТ; - атмосферно-вакуумная трубчатка;

ЭЛОУ – электрообессоливающая установка;

ВСГ – водородосодержащий газ;

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;

ГФУ – газофракционирующая установка;

МЭА – моноэтаноламин;

ИТК – истинная температура кипения;

ОИ – однократное испарение;

ДТ – дизельное топливо;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

ПРУ – противорадиационные укрытия;

ОВ – отравляющие вещества;

ЧС – чрезвычайная ситуация;

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проделанной работы, руководствуясь данными научно-исследовательских институтов, материалами типовых, повторно применяемых и индивидуальных проектов технологических установок, а также анализируя свойства Красноярской нефти, был разработан проект установки АТ производительностью 6 млн. тонн в год. Составлен материальный баланс предприятия, в котором увязываются между собой выбранные установки, 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: бензин, керосин, дизельное топливо, 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 так же 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 каталитического крекинга, 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 так же сухого газа – фр. С1-С2, 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 – имеет температуру застывания минус 40°С, и низкотемпературными 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 (С5 и выше).

В целом установка жизненно необходима для нормальной работы, выполняет все технологические функции отлично.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 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.
- 2 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.;
- 3 Мищенко, К. П. Краткий справочник физико–химических величин / К. П. Мищенко – Ленинград: «Химия», 1974. – 200с.;
- 4 Ластовкина, Г. А. Справочник нефтепереработчика : справочник / Г. А. Ластовкина; под ред. Е. Д. Радченко, М. Г. Рудина. – Ленинград: Химия, 1986. – 648 с.;
- 5 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.;
- 6 ГОСТ 12.0.003–99 ССБТ Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. Переиздание (сентябрь 1988г.) с изм. №1. – 14 с.;
- 7 Багатуров, С. А. Основы теории перегонки и ректификации / С. А. Багатуров – Москва : Химия, 1974.–439 с.;
- 8 Кузнецов, А. А. Расчеты процессов и аппаратов нефтеперерабатывающей промышленности / А. А. Кузнецов, С. М. Кагермаинов. – Ленинград : Химия, 1983. – 343 с.;
- 9 Судакова, Е. Н. Расчеты основных процессов и аппаратов нефтепереработки: Справочник / Е. Н. Судакова. – Москва : Химия, 1979. – 556 с.;
- 10 ГОСТ 12.4.124-83 ССБТ. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования. – Москва: ИПК Изд-во стандартов, 1983. – 13 с.;
- 11 Трудовой кодекс Российской Федерации : федеральный закон от 30.12.2001. №197 – Ф.З. – Москва : Инфра–М, 2001–191с.;
- 12 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.;
- 13 СНиП 2.09.04–2001 Административные и бытовые здания. – Москва: Госстрой России ГУП ЦПП, 2001. – 19с.;
- 14 Баратова, А. Н. Пожарная безопасность. Взрывобезопасность. Справочник / А. Н. Баратова А. Я. Корольченко Е.И. Иванова и др. – Москва: «Химия». 1987. – 272 с.;

- 15 Абросимов, А. А. Экологические аспекты производства и применения нефтепродуктов / А. А. Абросимов – Москва : Изд-во «Барс», 1999. – 532с.;
- 16 НПБ 110-03 Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащее защите автоматическими установками тушения и оборудования пожаров. – 18 с.;
- 17 СанПиН 2.21/2.1.1.1200 – 03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и объектов. – Санкт-Петербург: «Авангард», 2003. – 38 с.;
- 18 ГОСТ 12.0.004-99 ССБТ. Организация обучения работающих безопасности труда. Общие положения. – 16 с.;
- 19 Москаленко В.Н. Охрана труда. Справочное пособие / В. Н. Москаленко, 10-е изд. Испр, доп. Красноярск, СибГТУ, 2004. – 676 с.;
- 20 ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Москва: ИПК Изд-во стандартов, 2000 – 12 с.;
- 21 ГОСТ 12.4.021-75 ССБТ Системы вентиляционные. Общие требования безопасности. – Москва: ИПК Изд-во стандартов, 1998 – 8 с.;
- 22 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.;
- 23 И-72 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений/ Госстрой России. – Москва: «НЦ ЭНАС», 2004.–46с.;
- 24 СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений, – Москва : Госкомсанэпиднадзор России, 1996. – 20с.;
- 25 Бровко, В. Н. Противопожарная защита нефтеперерабатывающих предприятий./ В. Н. Бровко, В.И Волянюк, В. И Мангасаров – Ленинград : «Химия», 1994. – 200с.;
- 26 ГОСТ 12.1.004–99 ССБТ Пожарная безопасность. Общие требования. – Москва: ИПК Изд-во стандартов, 2002 – 11 с.;
- 27 ГОСТ 12.4.124-83 ССБТ. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования. – Москва: ИПК Изд-во стандартов, 1983. – 13 с.;
- 28 СНиП 2.04.02-84 Водоснабжение. Наружные сети и сооружения. – М.: Госкомитет СССР по делам строительства, 1985. – 25 с. 28 СНиП 2.04.09-84 Пожарная автоматика зданий и сооружений. – Москва: Госкомитет СССР по делам строительства, 1985. – 25 с.;
- 29 ГОСТ 12.4.124–83 Средства индивидуальной защиты от статического электричества. Общие технические требования. – Москва: ИПК Изд-во стандартов, 1983. – 16с.;
- 30 СНиП 2.04.05-91 Отопление. Вентиляция и кондиционирование. Госстрой СССР. – Москва: ЦИТМ Госстроя СССР, 1994. – 59 с.;
- 31 ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. – Москва: ИПК Изд-во стандартов, 1976. – 15 с.;

- 32 СНиП 2.04.09-84 Пожарная автоматика зданий и сооружений. – Москва: Госкомитет СССР по делам строительства, 1985. – 25 с.;
- 33 ГОСТ Р 512.32.–98 ССБТ Вода питьевая. Гигиенические требования и контроль качества. – Москва: ИПК Изд-во стандартов, 2003. – 26с.;
- 34 Огородников, С. К. Справочник нефтехимика: в 2 т. / С. К. Огородников. – Ленинград: Химия, 1978. – Т.1. – 497 с.;
- 35 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.;
- 36 ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ Вибрационная безопасность. Общие требования безопасности. – Москва: ИПК Изд-во стандартов, 1990. – 12 с.;
- 37 СНиП 11-12-77 Защита от шума. Нормы проектирования. – Москва : Госстройиздат, 1978. – 48 с.;
- 38 СНиП 11-89-80. Нормы проектирования. Генеральный план предприятия. Госстрой СССР. – Москва: Стройиздат, 1981. – 32 с.;
- 39 Мастрюков, Б. С. Безопасность в чрезвычайных ситуациях : учебник для студ. высш. учеб. заведений / Б. С. Мастрюков. – Изд. 2-2, стер. – Москва: Издательский центр «Академия», 2004. – 336с.;