

## **ВВЕДЕНИЕ**

**Нефть представляет собой сложную смесь жидких углеводородов, в которых в различных количествах растворены твердые углеводороды, смолисто-асфальтеновые вещества и природные углеводородные и неуглеводородные газы. В составе нефти обнаружены сотни углеводородов различного строения, многочисленные гетероатомные соединения.**

**Изучение состава нефти представляет собой очень сложную, но весьма важную задачу, поскольку состав нефти лежит в основе ее различных классификаций и его необходимо знать для выбора наиболее рационального метода переработки.**

**Одним из методов изучения состава нефти, а также ее товарных качеств является разделение сложной смеси под названием «нефть» на более простые ее составляющие - «фракции». Методы разделения базируются на различии физических, поверхностных и химических свойств разделяемых компонентов. В частности, все углеводороды, входящие в состав нефти, имеют свои индивидуальные температуры кипения и испарения при нагреве нефти. На этом и базируются наиболее распространенные методы изучения состава нефти, которые и положены в основу ее заводской переработки. В процессе перегонки при постепенно повышающейся температуре компоненты нефти отгоняются в порядке возрастания их температур кипения. Этот процесс получил название фракционирования (или дистилляции).**

**Для всех индивидуальных веществ температура кипения при данном давлении является физической константой. Так как нефть представляет собой смесь большого числа органических веществ, обладающих различным давлением насыщенных паров, то говорить о какой-то определенной температуре кипения нефти некорректно. Можно говорить лишь о температуре кипения слагающих ее групп углеводородных соединений.**

**В условиях лабораторной перегонки нефти или нефтепродуктов при постепенно повышающейся температуре отдельные компоненты отгоняются в порядке возрастания их температур кипения, или то же самое, в порядке уменьшения давления их насыщенных паров. Следовательно, нефть и ее продукты характеризуются не температурами кипения, а температурными пределами начала и конца кипения и выходом отдельных фракций, перегоняющихся в определенных температурных интервалах. По результатам перегонки и судят о фракционном составе.**

Изм.	Лист	№ Документа	Дата	Подп.	<b>5321400 –«НГКСТ»</b>	Лист
Выполнил:		Тухтаев С.Ф.				
Руководитель:		Ямалетдинова А.А.				

Знание фракционного состава, который до начала промышленной переработки нефти, исследуется в лаборатории, позволяет определить, какие виды топлива и других химических веществ могут быть получены из данной конкретной нефти. Фракционный состав является важным показателем качества нефти, определяет ее стоимость и позволяет выбрать наиболее оптимальный способ переработки нефти.

## Историческая справка

О существовании нефти было известно еще в глубокой древности. Это полезное ископаемое — горючее вещество, названное «нафтой», упоминается греческими летописцами Геродотом и Плинием. Первая добыча нефти началась на берегу реки Евфрат (Ирак) примерно за 6-4 тысяч лет до нашей эры, что позволило нашим предкам использовать ее как строительный материал (цементирующее, изолирующее вещество при строительстве домов и дорог), а также для изготовления факелов и горящих стрел. Во время похода Александра Македонского через Среднюю Азию в Индию были получены первые сведения о нефти в Средней Азии и о добыче «черного масла» в Ферганской долине.

В 1906 г. в Ферганской области был построен нефтеперегонный завод, состоящий из одной двухкубовой установки, периодического действия. Нефть с промысла поступала гужевым транспортом. А её качество определяли термометрами и ареометрами. Основными продуктами производства были осветительный керосин и отопительный мазут. Тогда в ямах за территорией завода сжигали бензин, применение ему было найдено лишь в 1915-1916г. г., когда в Средней Азии появились автомобили с двигателями внутреннего сгорания. Экспортировалась продукция железнодорожным и выучным путем в Афганистан и Китай. В 1907 г. завод приобрели братья Нобель, начавшие его поэтапную реконструкцию. В том же году началась эксплуатация четырехдюймового нефтепровода от Чимионского промысла до завода и был построен резервуарный парк. В 1940г., когда у завода уже была своя лаборатория и качественно вырос технологический процесс, годовая мощность достигла 176 тыс. тонн.

Изм.	Лист	№ Документа	Дата	Подп.	5321400 –«НГКСТ»	Лист
Выполнил:		Тухтаев С.Ф.				
Руководитель:		Ямалетдинова А.А.				

# 1. ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

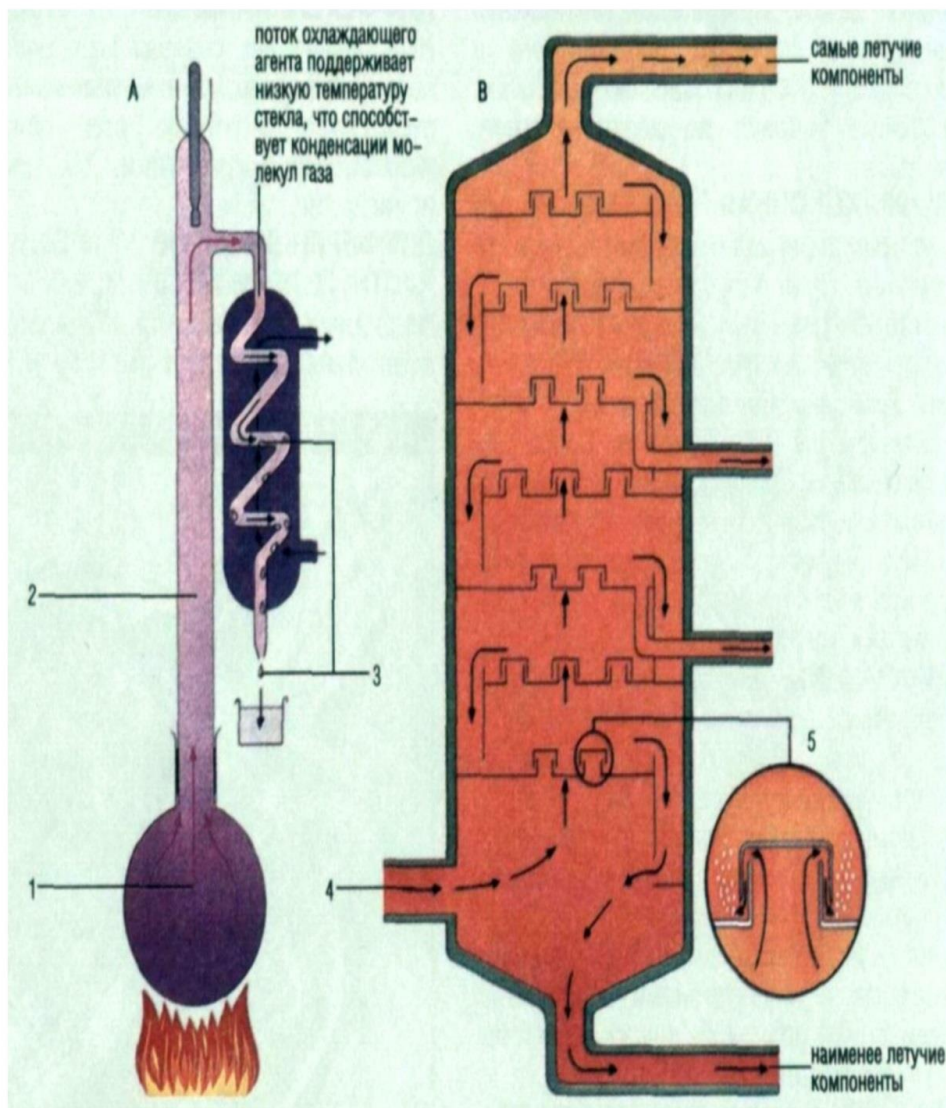
## 1.1. Фракционирование нефти

Чтобы получить из нефти пригодный для использования продукт, сырая нефть проходит очистку на нефтеперерабатывающем заводе. На таких заводах после отделения примесей от нефти вырабатывается бензин и сотни других продуктов – от авиационного топлива до мазута для систем центрального отопления. Процедура очистки нефти включает частичную перегонку и крекинг. В процессе частичной перегонки нефть расщепляется на составляющие фракции, легкую или тяжелую нефть. Для этого используется разность плотностей и точек кипения этих составляющих. При крекинге под воздействием температуры и давления происходит дальнейшее расщепление фракций на такие продукты, как бензин. В результате крекинга тяжелые длинноцепочечные молекулы углеводорода распадаются на более короткие и легкие.

Поскольку нефть представляет собой многокомпонентную непрерывную смесь углеводородов и гетероатомных соединений, то обычными методами перегонки не удастся разделить их на индивидуальные соединения со строго определенными физическими константами, в частности температурой кипения при данном давлении. Поэтому нефть разделяют на отдельные компоненты, каждый из которых является менее сложной смесью. Такие компоненты называют фракциями или дистиллятами. В условиях лабораторной или промышленной перегонки отдельные нефтяные фракции отгоняются при постоянно повышающейся температуре кипения. Следовательно, нефть и входящие в ее состав ее фракции характеризуются не какой-то определенной температурой кипения, а температурным интервалом кипения — пределами начала кипения и конца кипения.

Сущность первичной переработки нефти заключается в том, что она поступает в ректификационные колонны на атмосферную перегонку (перегонку при атмосферном давлении), где разделяется на несколько фракций: легкую и тяжелую бензиновые фракции, керосиновую фракцию, дизельную фракцию и остаток атмосферной перегонки — вещество под название «мазут». Схема фракционирования приведена на рисунках 1 и 2. Перегонка (фракционирование) нефти производится в ректификационных колоннах (см. рис. 3, 4)

Изм.	Лист	№ Документа	Дата	Подп.	5321400 –«НГКСТ»	Лист
Выполнил:		Тухтаев С.Ф.				
Руководитель:		Ямалетдинова А.А.				

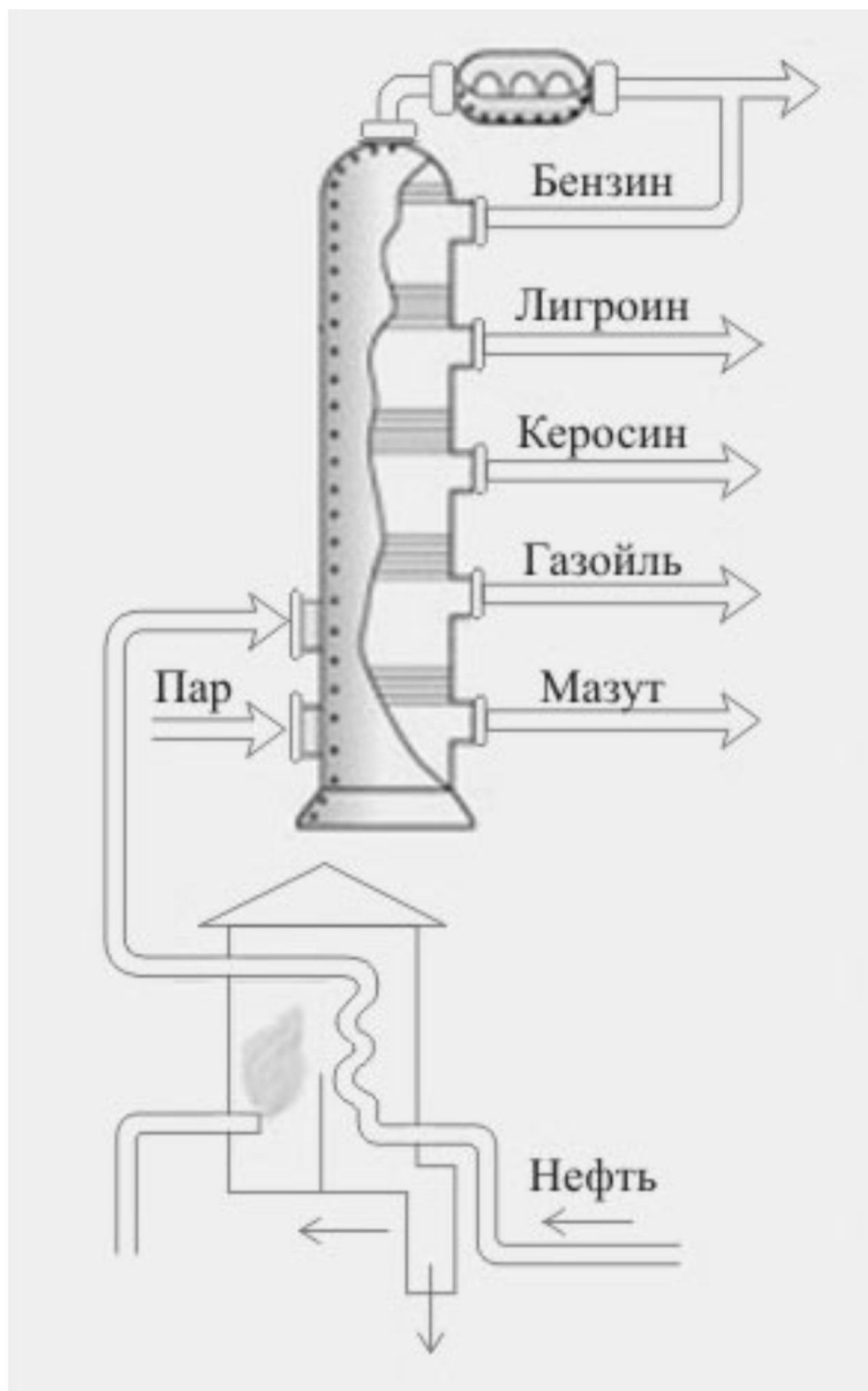


**Рис.1. Схема дисцилляции — фракционирования нефти**

«А» - показано, как жидкость, подлежащая дистилляции (1), нагревается до температуры, при которой ее молекулы могут выделиться из жидкости в виде газа (2). Когда они попадают на более холодную поверхность, происходит конденсация, образуются капли (3), которые затем можно собрать.

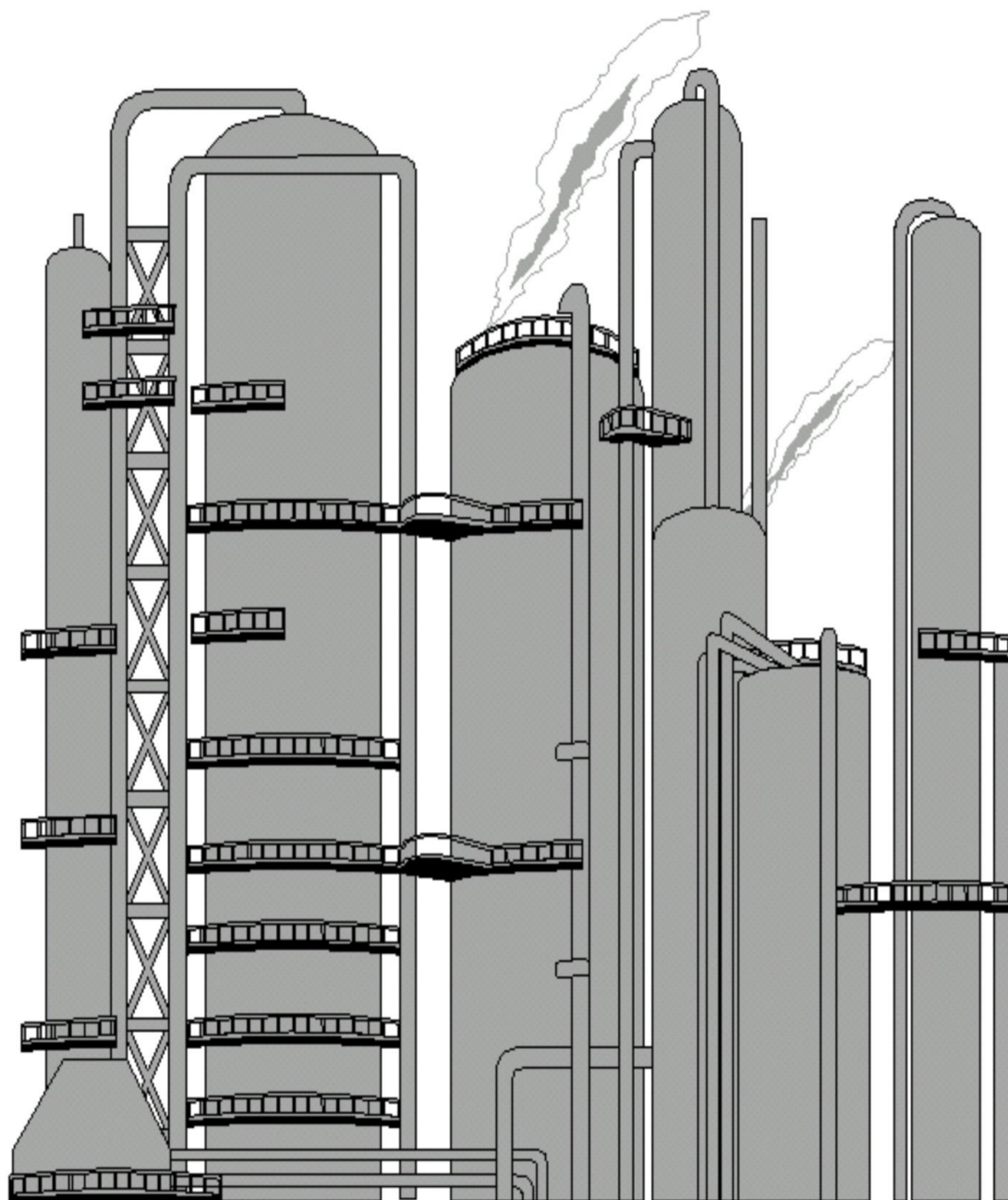
«В» показано устройство для фракционной дистилляции сырой нефти, где в нижней части создается более высокая температура, чем в верхней. Когда внутрь посту пает сырая нефть (4), более тяжелые ее компоненты опускаются на дно, а более легкие поднимаются в виде паров, которые через кольцевые тарелки (5) нагнетаются через слой жидких фракций. Менее летучие компоненты конденсируются при этом и сливаются с жидкостью. Когда уровень жидкости превышает некоторый заданный предел, она выливается. Поэтому пар обогащается летучими компонентами по мере подъема вверх по колонне.

Изм.	Лист	№ Документа	Дата	Подп.	<b>5321400 –«НГКСТ»</b>	Лист
Выполнил:		Тухтаев С.Ф.				
Руководитель:		Ямалетдинова А.А.				



**Рис. 2. Разделение нефтепродуктов в ректификационной колонне**

Изм.	Лист	№ Документа	Дата	Подп.	<b>5321400 –«НГКСТ»</b>	Лист
Выполнил:		Тухтаев С.Ф.				
Руководитель:		Ямалетдинова А.А.				



**Рис. 3. Схематическое изображение  
ректификационных колонн**

Изм.	Лист	№ Документа	Дата	Подп.	<b>5321400 –«НГКСТ»</b>	Лист
Выполнил:		Тухтаев С.Ф.				
Руководитель:		Ямалетдинова А.А.				



**Рис. 4. Ректификационные колонны**

**Качество этих получаемых фракций не соответствует требованиям, предъявляемым к товарным нефтепродуктам, поэтому каждую из полученных фракций вновь подвергают дальнейшей (вторичной) переработке, получая из нее те продукты, которые уже соответствуют маркам промышленных топлив, масел и т.д.**

Изм.	Лист	№ Документа	Дата	Подп.	<b>5321400 –«НГКСТ»</b>	Лист
Выполнил:		Тухтаев С.Ф.				
Руководитель:		Ямалетдинова А.А.				

Однако в данном учебно-методическом пособии мы рассмотрим только фракционирование нефти и состав ее фракций. При атмосферной перегонке (рис. 5) получают следующие фракции, выкипающие до 350°C и получившие названия светлых дистиллятов:

- до 100°C — петролейная фракция;
- до 180°C — бензиновая фракция;
- 140-180°C — лигроиновая фракция;
- 140-220°C — керосиновая фракция;
- 180-350°C (220-350°C) — дизельная фракция.

Кроме этого фракции, которые выкипают до 200°C, называют легкими, или бензиновыми. Фракции, выкипающие в интервале температур от 200 до 300°C получили название средних или керосиновых. Фракции нефти, выкипающие при температурах выше 300°C — тяжелые, или масляные.

Все фракции, выкипающие до 300°C, также называют светлыми. Остаток, образовавшийся при первичной переработке нефти после отбора светлых фракций (дистиллятов) и выкипающий при температуре выше 350°C называется мазутом.

Разгонка мазута и его более глубокая переработка происходит уже под вакуумом, в результате чего получают следующие фракции (в зависимости от технологии переработки):

- при температурах 350-500°C получают различные виды топлив— вакуумный газойль (вакуумный дистиллят);
- при температурах более 500°C — вакуумный остаток (гудрон).

Изм.	Лист	№ Документа	Дата	Подп.	5321400 –«НГКСТ»	Лист
Выполнил:		Тухтаев С.Ф.				
Руководитель:		Ямалетдинова А.А.				



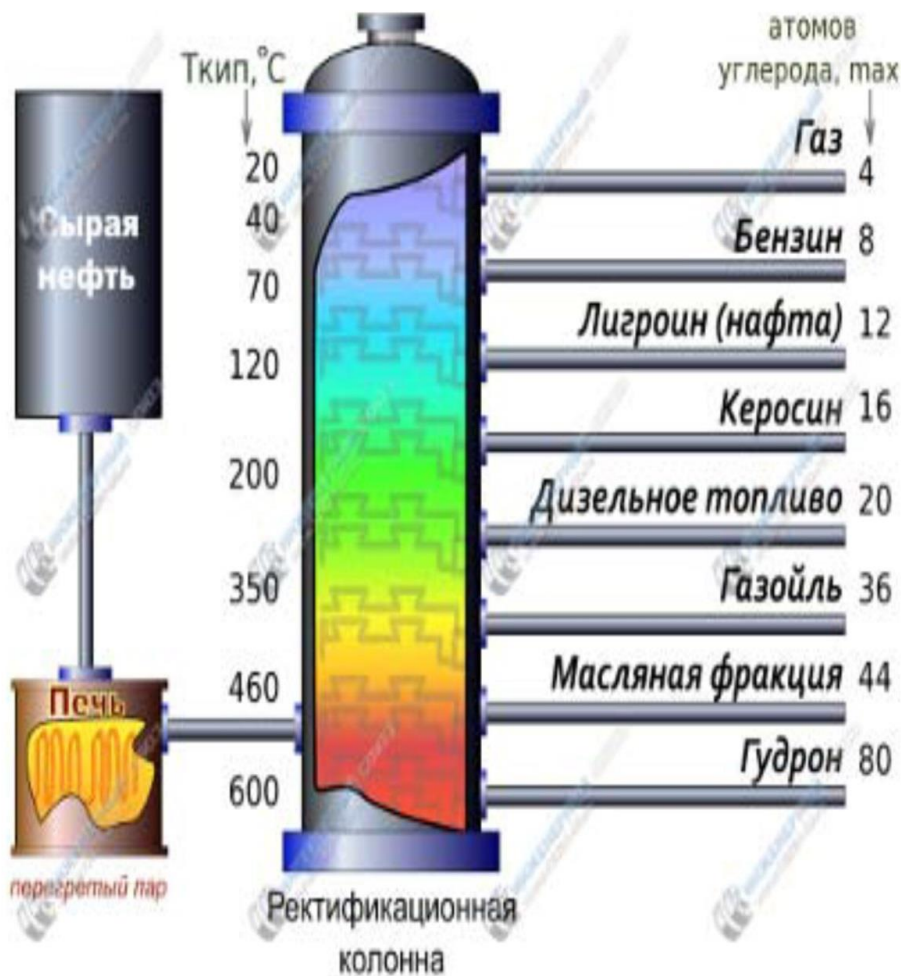


Рис. 5. Схема процесса фракционирования нефти

Получение масел происходит в следующих температурных интервалах:

- 300-400°C — легкая фракция,
- 400—450°C — средняя фракция,
- 450-490°C — тяжелая фракция,
- более 490°C — гудрон.

Асфальтосмолопарафиновые отложения также относят к тяжелым компонентам нефти.

Все фракции отличаются по углеводородному составу, имеют различный цвет, удельный вес и вязкость. Наиболее легкие фракции практически бесцветны (петролейная). По мере утяжеления фракции ее цвет постепенно меняется до темно-коричневого и черного (рис. 6). Плотность и вязкость также увеличиваются от легких фракций к тяжелым.

Изм.	Лист	№ Документа	Дата	Подп.	<b>5321400 –«НГКСТ»</b>	Лист
Выполнил:		Тухтаев С.Ф.				
Руководитель:		Ямалетдинова А.А.				

## 1.2. Фракции нефти, их состав и применение

**Петролейная фракция** — это смесь легких жидких углеводородов (пентанов и гексанов). Петролейную фракцию (или петролейный эфир) получают из попутных нефтяных газов, из газоконденсата и из легких фракций нефти.

Температура кипения петролейного эфира — 40-70 °С (легкий) и 70—100 °С (тяжёлый). Поэтому он относится к наиболее легковыкипающим фракциям нефти и при ее фракционном разделении выделяется одним из первых.

Петролейный эфир представляет собой бесцветную жидкость с плотностью 0,650—0,695 г/см<sup>3</sup>. Он является растворителем жиров, масел, смол и других углеводородных соединений.

Петролейный эфир используется в качестве растворителя в жидкостной хроматографии, а также в качестве растворителя при экстракции различных углеводородов, нефти, битумоидов из горных пород.

Также петролейный эфир часто используют в качестве топлива для зажигалок и каталитических грелок.

**Бензиновая фракция** нефтей и конденсатов представляет собой сложную смесь углеводородов (до C<sub>11</sub>) различного строения. Примерно 70 компонентов этой смеси выкипают до 125°С, а в интервале 125-150°С — выкипает 130 углеводородных компонентов этой фракции.



Рисунок 6. Цвет различных фракций нефти

Изм.	Лист	№ Документа	Дата	Подп.	5321400 –«НГКСТ»	Лист
Выполнил:		Тухтаев С.Ф.				
Руководитель:		Ямалетдинова А.А.				

Эта фракция используется для получения различных видов и сортов топлива для двигателей внутреннего сгорания. Она представляет собой смесь различных углеводородов, в том числе неразветвленных и разветвленных алканов. Поэтому бензиновую фракцию нередко подвергают термическому риформингу, чтобы превратить неразветвленные молекулы в разветвленные.

В основном в состав бензиновых фракций нефти входят нормальные и изомерные парафиновые углеводороды C5 - C11. Среди нафтеновых углеводородов в наибольшем количестве содержатся метилциклопентан, циклогексан, метилциклогексан, а также высокое содержание легких ароматических углеводородов - толуола и метаксилола.

Состав бензиновых фракций определяется составом исходной нефти, которая подвергается переработке. Поэтому свойства бензинов (углеводородный состав, октановое число и т.д.) во многом определяются свойствами нефти, из которой они изготовлены. Далеко не все нефти подходят для производства бензина высокого качества. Например, в бензиновых фракциях нефтей Сургилского края преобладают нормальные парафиновые углеводороды. Их содержание достигает 46 - 69 % во фракциях, выкипающих до 120°C и 51 - 78 % во фракциях, выкипающих до 200°C. Вследствие этого бензины имеют невысокие октановые числа. Плохое моторное топливо имеет нулевое октановое число, а у хорошего топлива октановое число равно 100. Октановое число бензиновой фракции, получаемой из сырой нефти, обычно не превышает 60.

Особенно ценным является наличие в бензиновых фракциях нефти циклопентана, циклогексана и их производных. Из этих углеводородов получают ароматические углеводороды, например бензол, содержание которого в нефти незначительно. Лигроиновая фракция (тяжелая нефть) нефти является высокооктановой. Она также представляет собой сложную смесь углеводородов, но уже более тяжелых, по сравнению с петролейной и бензиновой фракциями (состав C8 — C14). В ней содержится значительно больше ароматических углеводородов (до 8 %), чем в бензиновой фракции. Также в ней нафтены почти в 3 раза превышают содержание парафинов.

Изм.	Лист	№ Документа	Дата	Подп.	5321400 –«НГКСТ»	Лист
Выполнил:		Тухтаев С.Ф.				
Руководитель:		Ямалетдинова А.А.				

**Плотность лигроиновой фракции 0,78—0,79 г/см<sup>3</sup>. В промышленности она используется как компонент товарных бензинов, осветительных керосинов и реактивных топлив, а также как органический растворитель и наполнитель жидкостных приборов. До активного использования дизельного топлива лигроиновая фракция служила сырьем для производства моторного топлива для тракторов.**

**Состав неочищенного лигроина, выходящего из нефтеперегонного куба, или лигроина первой перегонки, зависит, главным образом, от состава сырой нефти. Лигроин из парафинистой нефти содержит больше насыщенных соединений с неразветвленной цепью или циклических соединений. Как правило, большая часть низкосернистых нефтей и лигроинов являются парафинистыми. Нафтенная нефть содержит больше ненасыщенных, циклических и полициклических соединений. Нефти с более высоким содержанием серы чаще бывают нафтеновыми. Очистка различных лигроинов первой перегонки может немного отличаться в зависимости от состава, определяемого составом сырой нефти.**

***Керосиновая фракция* — это фракция прямой атмосферной перегонки нефти с границами кипения от 180 до 315°С. Плотность при 20°С — 0,854 г/см<sup>3</sup>. Температура начала кристаллизации — минус 60°С.**

**Керосиновая фракция обычно представлена углеводородами, имеющими от 9 до 16 атомов углерода. Наряду с парафинами, моноциклическими нафтенами и углеводородами ряда бензола она содержит в своем составе бициклические — нафтеновые, ароматические и нафтенно-ароматические углеводороды.**

**Керосиновые фракции ввиду высокого содержания изопарафинов и низкого содержания бициклических ароматических углеводородов являются высококачественным топливом для реактивных двигателей. Они отвечают требованиям на современные и перспективные реактивные топлива с повышенной плотностью, умеренным содержанием ароматических углеводородов, хорошими показателями по термической стабильности и низкотемпературным свойствам.**

**Углеводородный состав и товарные качества керосиновых фракций зависят от свойств и характеристик природной нефти. Например, керосиновые фракции цикло-ароматических нефтей (беспарафиновых) Хаузакского района содержат много**

Изм.	Лист	№ Документа	Дата	Подп.	5321400 —«НГКСТ»	Лист
Выполнил:		Тухтаев С.Ф.				
Руководитель:		Ямалетдинова А.А.				

ароматических углеводородов, мало алканов, имеют высокое октановое число ( - 40) и могут служить тракторным топливом, но не дизельным. Керосиновые фракции нефтей Сурханского месторождения характеризуются как низкосортное тракторное топливо; для получения из них тракторного керосина требуется значительное облегчение фракционного состава. А исследование керосиновых фракций нефтей Сеталан-тепе показало, что они по своему углеводородному составу являются ценным сырьем не только для получения высококачественного топлива, но и для промышленности нефтехимического синтеза.

Керосиновая фракция, выкипающая в интервале температур 120-230 (240)°С используется как топливо для реактивных двигателей, при необходимости подвергается демеркаптанзации, гидроочистке. Керосиновая фракция получаемая из малосернистых нефтей в интервале температур 150 — 280°С или 150 - 315°С используются как осветительные керосины. Фракция, выкипающая при 140 — 200°С применяется в качестве растворителя ( уайт-спирит) для лакокрасочной промышленности.

*Дизельная фракция*, выкипающая в пределах 180 - 360°С, используется в качестве товарного топлива для быстроходных дизелей, а также как сырье для других процессов переработки нефтепродуктов. Кроме названных фракций вырабатываются также углеводородные газы, керосиновые фракции.

Дизельные фракции содержат мало ароматических углеводородов (до 25 %), а нафтены преобладают над парафинами. Эти фракции преимущественно состоят из производных циклопентана и цикло-гексана, имеют высокие цетановые числа и относительно низкие температуры застывания.

Дизельные фракции парафинистых нефтей содержат значительное количество алканов нормального строения, благодаря чему имеют сравнительно высокую температуру застывания (-10) - (-11)°С. Для того чтобы получить из таких фракций дизельное зимнее топливо с температурой застывания — минус 45°С и дизельное арктическое топливо с температурой застывания — минус 60°С, эти фракции подвергают депарафинизации с применением карбамида.

Изм.	Лист	№ Документа	Дата	Подп.	5321400 –«НГКСТ»	Лист
Выполнил:		Тухтаев С.Ф.				
Руководитель:		Ямалетдинова А.А.				

В дизельных фракциях обнаружены разнообразные органические кислород- и азотсодержащие соединения: спирты и кетоны парафинового и нафтенового рядов, алкилфенолы, пиридины, хинолины и, возможно, другие азотсодержащие гетероциклические соединения.

*Мазут*- это смесь углеводородов (с молекулярной массой от 400 до 1000), нефтяных смол (с молекулярной массой 500—3000 и более), асфальтенов, карбенов, карбоидов и органических соединений, содержащих различные микроэлементы — металлы и неметаллы (V, Ni, Fe, Mg, Na, Ca, Ti, Hg, Zn и другие).

Физико-химические свойства мазута зависят от химического состава исходной нефти и степени отгона светлых (дистиллятных) фракций и характеризуются следующими данными : вязкость 8—80 мм<sup>2</sup>/с (при 100 °С), плотность 0,89—1 г/см<sup>3</sup> (при 20 °С), температура застывания 10—40°С, содержание серы 0,5—3,5 %, золы до 0,3 %.

Мазут до конца XIX века выбрасывали как отходы производства. Сейчас его применяют как жидкое котельное топливо или используют как сырье для дальнейшей переработки – вакуумной перегонки (рис.7). Тяжелые фракции невозможно перегнать при атмосферном давлении – при необходимой для их кипения высокой температуре начинается разрушение молекул.

А в условиях вакуума их перегонку можно осуществлять при пониженной температуре – около 400°С. В результате получают продукцию, которая подходит для переработки в моторное топливо, масла, парафины и церезины, и тяжелый остаток – гудрон. Продувая гудрон горячим воздухом, получают битум. Из остатков перегонки и крекинга также производят кокс.

Мазут, применяемый для получения тепловой энергии при сжигании в топках котлов (таблицы), делится на флотский марок Ф5 и Ф12 (легкие виды топлива) и топочный марок М40 (мало- и среднесернистый — средний вид топлива), М100 и М200 (мало-, средне-, высокосернистый — тяжелый вид топлива).

Флотский мазут предназначен для использования в судовых котлах, газотурбинных установках и двигателях. Топочный мазут марки 40 используется в судовых котлах, промышленных печах, отопительных котельных. Мазуты марок 100 и 200 в основном используются на крупных тепловых электростанциях и теплоэлектроцентралях.

Изм.	Лист	№ Документа	Дата	Подп.	5321400 –«НГКСТ»	Лист
Выполнил:		Тухтаев С.Ф.				
Руководитель:		Ямалетдинова А.А.				

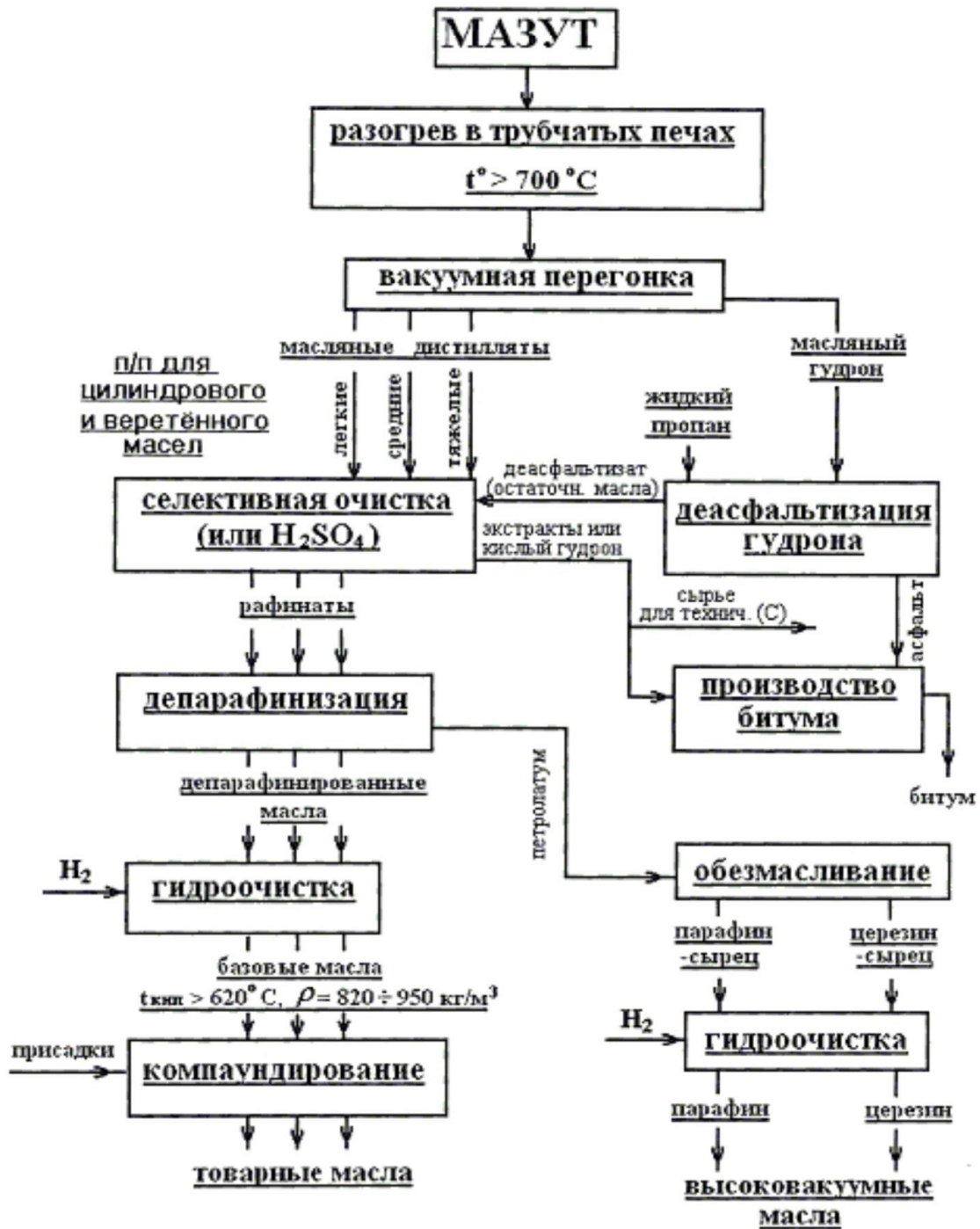


Рисунок 7. Схема переработки мазута.

Мазут разогревается в трубчатых печах до температуры более 7000С, переводится в парообразное состояние и разгоняется на ректификационных колонках под вакуумом на фракции (масляные дистиллятные фракции), в остатке остается масляный гудрон. Из дистиллятных фракций непосредственно получают цилиндрическое, веретенное и машинное масла.

Изм.	Лист	№ Документа	Дата	Подп.	<b>5321400 –«НГКСТ»</b>	Лист
Выполнил:		Тухтаев С.Ф.				
Руководитель:		Ямалетдинова А.А.				

**Гудрон** представляет собой остаток, образующийся в результате отгонки из нефти при атмосферном давлении и под вакуумом фракций, выкипающих до 450—600 °С (в зависимости от природы нефти).

Выход гудрона — от 10 до 45 % от массы нефти. Гудрон — вязкая жидкость или твердый асфальтоподобный продукт черного цвета с блестящим изломом. В состав гудрона входят парафиновые, нафтеновые, ароматические углеводороды (45-95 %), асфальтены (3-17 %), а также нефтяные смолы (2-38 %). Кроме того, в гудроне концентрируются практически все присутствующие в нефти металлы. Так, например, содержание ванадия может достигать 0,046 %, а — 0,014 % и выше, особенно для нефтей и природных битумов, изначально характеризующихся высокими процентными содержаниями микроэлементов.

В зависимости от природы нефти и степени извлечения светлых фракций плотность гудрона составляет от 0,95 до 1,03 г/см<sup>3</sup>, коксуюемость от 8 до 26 % по массе, температура плавления 12—55 °С.

Гудрон используют для производства дорожных, кровельных и строительных битумов, малозольного кокса, смазочных масел, мазута и моторного топлива.

При исследовании качества новой нефти (т. е. при составлении ее технического паспорта), ее фракционный состав определяют на стандартных перегонных аппаратах, снабженных ректификационными колоннами (например, на АРН-2 по ГОСТ 11011-85). Это позволяет значительно улучшить четкость погоноразделения и построить по результатам перегонки так называемую кривую истинной температуры кипения в координатах «температура — выход фракций в % мас.» (или % об.).

Нефти различных месторождений значительно различаются по фракционному составу и, следовательно, по потенциальному содержанию дистиллятов моторного топлива и смазочных масел. Большинство нефтей содержит 10-30 % бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С и 40-65% керосиногазойлевых фракций, перегоняющихся до 350 °С. Известны месторождения легких нефтей с высоким содержанием светлых (до 350 °С). Так, Ферганская нефть содержит 58 % светлых, а газоконденсаты большинства месторождений почти полностью (85-90 %) состоят из светлых низкокипящих фракций. Нефти различного фракционного состава могут залегать в пределах одного месторождения, но на разных глубинах.

Изм.	Лист	№ Документа	Дата	Подп.	5321400 —«НГКСТ»	Лист
Выполнил:		Тухтаев С.Ф.				
Руководитель:		Ямалетдинова А.А.				



## 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 2.1. Изучение фракционного состава нефти в лабораторных условиях

В лаборатории геохимии горючих ископаемых процесс фракционирования нефти может быть продемонстрирован на приборе АРН-ЛАБ-02 (рис. 8).

Этот прибор предназначен для определения фракционного состава нефтепродуктов и нефти в соответствии с ГОСТ 2177-99, ISO 3405, ASTM D 86 и другими аналогичными стандартами. На АРН-ЛАБ-2 успешно производится разгонка как светлых так и темных нефтепродуктов по методам А и Б ГОСТ 2177-99, соответственно.

Аппарат выполнен в настольном варианте и состоит из блока нагрева, блока конденсации, электронного блока и комплектующих изделий из стекла (колба, термометры, мерные цилиндры). Корпус аппарата изготовлен из стали, окрашенной порошковой краской, габаритные размеры 450 x 450 x 535 мм. Общий вид аппарата показан на рис. 8.

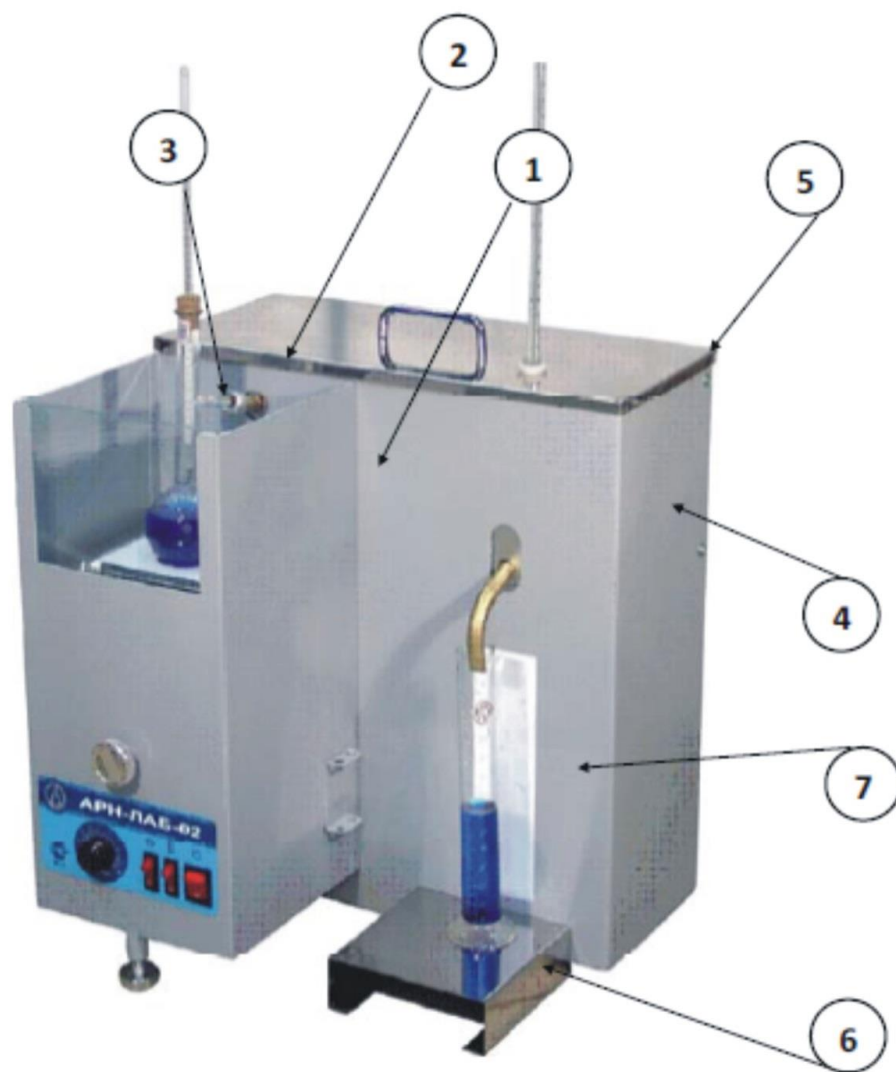
В корпусе блока нагрева (1) имеется подъемник, на котором установлены нагреватель и стеклокерамическая подставка для перегонной колбы с посадочным отверстием диаметром 50 мм. Подставка изготовлена из термо- и химически стойкой стеклокерамики Segan производства фирмы Shott. Подъемник обеспечивает перемещение нагревателя по вертикали в пределах 35 мм.

На подставку устанавливается колба (2) с термометром, закрепленным в горловине колбы при помощи втулки. Отводная трубка колбы фиксируется в трубке холодильника при помощи накидной гайки с уплотнительной силиконовой прокладкой. Рабочая часть блока нагрева закрыта защитным стеклом (3).

В горловине колбы размещается термометр ТН-7.

Изм.	Лист	№ Документа	Дата	Подп.	5321400 –«НГКСТ»	Лист
Выполнил:		Тухтаев С.Ф.				
Руководитель:		Ямалетдинова А.А.				

**Рис. 8. Прибор АРН-ЛАБ-02, предназначенный для исследования фракционного состава нефти.**



Изм.	Лист	№ Документа	Дата	Подп.	<b>5321400 –«НГКСТ»</b>	Лист
Выполнил:		Тухтаев С.Ф.				
Руководитель:		Ямалетдинова А.А.				

**В корпусе блока конденсации (4) размещается теплоизолированная охлаждающая ванна, выполненная из нержавеющей стали. Ванна закрыта съемной крышкой (5), в отверстии которой при помощи пробки устанавливается термометр. Ванна оборудована двумя патрубками, снабженными резьбой для подсоединения к источнику воды, внешнему циркуляционному охладителю или термостатирующему устройству. Нижний патрубок оборудован вентилем для обеспечения слива воды. Внутри ванны проходит трубка холодильника, выполненная из коррозионно-стойкой латуни. Форма и расположение трубки соответствуют требованиям стандартов.**

**Под выходным отверстием трубки на подставке (6) из нержавеющей стали размещается мерный цилиндр (7). Для удобства работы цилиндр подсвечивается лампой. При необходимости мерный цилиндр может быть установлен в емкость для дополнительного охлаждения, заполненную водой (в комплект поставки не входит).**

#### **Для предотвращения всплывания**

**В электронном блоке, расположенном под блоком конденсации, размещены элементы электрической схемы аппарата: понижающий трансформатор и фазовый регулятор мощности.**

**На передней панели блока нагрева расположены органы управления аппаратом (см. рис. 9): ручка регулировки высоты подъемника (1), выключатель электропитания (2), выключатель нагрева (3), выключатель лампы подсветки приемного цилиндра (4) и ручка плавной регулировки нагрева (5).**

Изм.	Лист	№ Документа	Дата	Подп.	<b>5321400 –«НГКСТ»</b>	Лист
Выполнил:		Тухтаев С.Ф.				
Руководитель:		Ямалетдинова А.А.				



**Рисунок 9. Аппарат для разгонки нефтепродуктов АРН-ЛАБ-03. Передняя панель**

Изм.	Лист	№ Документа	Дата	Подп.	<b>5321400 –«НГКСТ»</b>	Лист
Выполнил:		Тухтаев С.Ф.				
Руководитель:		Ямалетдинова А.А.				

## 2.2. Дистилляция и ректификация

Дистилляция и ректификация как методы непрерывного физического разделения смесей нашли широкое применение в химической промышленности. Русский термин «перегонка» соответствует английскому термину «дистилляция» (Distillation). Однако иногда термин «дистилляция» (перегонка) употребляется в том же смысле, что и «ректификация» (Rectification), и это может внести принципиальную неясность в понимании сущности процесса ректификации. Предпочтительно использовать термин дистилляция только как синоним перегонки, поскольку ректификация, как будет далее показано, является более сложным и совершенно иным массообменным процессом разделения (фракционирования) смесей в сравнении с массообменными процессами дистилляции (перегонки).

Сущность процесса перегонки. Перегонка (дистилляция) - процесс испарения сырьевой жидкой смеси или процесс конденсации сырьевой паровой (газовой) смеси различных по температурам кипения (по летучести) компонентов с целью получения одного продукта более легкого и другого продукта более тяжелого, чем исходное сырье. Перегонка осуществляется при нагревании (или снижении давления) жидкого сырья или при охлаждении (или повышении давления) парового (газового) сырья. В результате этого происходит односторонний массоперенос с образованием новой фазы: паровой (газовой) фазы при однократном испарении (ОИ) жидкости и, наоборот, жидкой фазы при однократной конденсации (ОК) пара, при этом все компоненты сырья присутствуют в обеих фазах. Но поскольку образовавшаяся новая жидкая фаза всегда тяжелее исходного сырья и новая паровая (газовая) фаза всегда легче сырья, то имеется простая физическая возможность эффективной сепарации (разделения) фаз за счет разности их плотностей.

Возможны три способа осуществления или реализации перегонки (дистилляции): однократная (частичная) перегонка (ОП) - это ОИ жидкости или ОК пара, многократная перегонка (МП) и постепенная перегонка (ПП). В процессах ОП образовавшиеся жидкая и паровая (газовая) фазы находятся в контакте между собой до наступления равновесия между ними. В процессах МП многократно (конечное число раз) повторяются процессы ОП, при этом образовавшаяся

Изм.	Лист	№ Документа	Дата	Подп.	5321400 –«НГКСТ»	Лист
Выполнил:		Тухтаев С.Ф.				
Руководитель:		Ямалетдинова А.А.				

новая фаза, например паровая (газовая) фаза при ОИ жидкости или жидкая фаза при ОК пара (газа), удаляется после каждого акта равновесного контакта, а дальнейшей перегонке подвергается оставшаяся фаза. Постепенная перегонка (ПП) предполагает немедленное удаление образовавшейся в ходе процесса новой фазы, т. е. ее удаление в момент образования или непрерывное удаление новой фазы в момент ее образования. В промышленности наиболее широко применяются процессы ОП, реже используются процессы МП (например, для сепарации нефти от газа на нефтегазовых месторождениях и газа от газового конденсата на газоконденсатных месторождениях). Процессы ПП применяются обычно в лабораторной практике.

Процессы ОП смесей компонентов начинаются (совершаются) при любом изменении констант фазового равновесия компонентов, вызванном изменением давления и температуры. При снижении давления пластовой нефти при подъеме по скважине происходит ее ОИ с образованием газовой фазы - попутного нефтяного газа, который отделяется в сепараторе (обычно осуществляют процесс многократного испарения (МИ)). При снижении давления пластового газа при его подъеме по скважине происходит ретроградная, или обратная, конденсация с выделением жидкой фазы - газового конденсата, который отделяется от газа в сепараторах. При понижении давления насыщенного абсорбента (поглотителя) на некоторых установках переработки газа реализуется ОИ насыщенного абсорбента - его дегазация и регенерация, при этом возможно осуществление МИ до четырех ступеней. При повышении давления газа происходит его ОК с выделением в сепараторе жидкой фазы - конденсата; такова, например, сущность компрессионного метода разделения углеводородных газов на некоторых ГПЗ (ступеней сжатия и сепарации может быть несколько). При достаточном нагреве нефти в группе теплообменников или трубчатой печи происходит ее ОИ с разделением жидкой и паровой фаз в сепараторе, в питательной секции колонны или в низу отпарной секции колонны. При нагреве мазута в трубчатой печи осуществляется его ОИ, возможно ОИ мазута дополнительным его нагревом и/или понижением его парциального давления вводом перегретого водяного пара и созданием вакуума.

Сущность процесса ректификации. Процессы ОП не могут разделить исходную смесь на чистые компоненты (в этом их основной недостаток). Процессы МП позволяют выделить практически чистые компоненты, однако их количество оказывается небольшим

Изм.	Лист	№ Документа	Дата	Подп.	<b>5321400 –«НГКСТ»</b>	Лист
Выполнил:		Тухтаев С.Ф.				
Руководитель:		Ямалетдинова А.А.				

(в этом недостаток процессов МП). Для получения продуктов любого качества в большом количестве служит процесс ректификации. При ректификации происходит многократное повторение процессов ОИ жидкости и ОК пара (газа). Но эти процессы осуществляются вполне определенным способом таким образом, что ректификация - это и не процесс ОП, и не процесс МП, а качественно иной массообменный процесс.

Главная особенность осуществления ректификации состоит в том, что на каждом уровне (контактной тарелке) ректификационной колонны одновременно протекает двусторонний массоперенос: с одной стороны, процесс ОИ стекающей сверху вниз более легкой и более холодной жидкости и, с другой стороны, процесс ОК поднимающегося снизу вверх более тяжелого и более горячего пара (газа). Тепло конденсации пара (газа) используется для испарения жидкости. В итоге в пар (газ) переходят более легкие, летучие компоненты, а в жидкость - менее легкие и менее летучие, т. е. более тяжелые компоненты. Поэтому ректификация осуществляется

в специальных вертикальных колонных аппаратах, имеющих контактные устройства (тарелки), которые обеспечивают стекание жидкости сверху вниз и движение пара (газа) снизу вверх, контактирование паровой (газовой) и жидкой фаз и затем их сепарацию (отделение друг от друга). В контактирование вступают входящие на тарелку неравновесные паровая (газовая) и жидкая фазы, результатом чего является образование новых равновесных паровой (газовой) и жидкой фаз, которые затем отделяются друг от друга. На тарелке имеются зона входа жидкости, зона входа пара (газа), зона контактирования жидкости и пара (газа), зона отделения жидкости от пара (газа) и отвода жидкости, зона отделения пара (газа) от жидкости и отвода пара (газа). В промышленности имеются разнообразные конструкции ректификационных контактных устройств, которые имеют разные показатели работы и различные области их эффективного применения.

При ректификации бинарных смесей поднимающийся вверх по аппарату пар (газ) становится все легче, т. е. в поднимающемся паре (газе) концентрируется так называемый низкокипящий компонент (НКК), более легкий, летучий, с меньшей температурой кипения, и, наоборот, стекающая вниз по аппарату жидкость становится все тяжелее, т. е. стекающая жидкость обогащается так называемым высококипящим компонентом (ВКК), более тяжелым, менее летучим, с большей температурой кипения. Верхний паровой продукт ректификационной колонны при достаточном числе

Изм.	Лист	№ Документа	Дата	Подп.	<b>5321400 –«НГКСТ»</b>	Лист
Выполнил:		Тухтаев С.Ф.				
Руководитель:		Ямалетдинова А.А.				

контактных тарелок может содержать практически чистый НКК, а нижний жидкий продукт ректификационной колонны будет содержать практически чистый ВКК. Ректификация не позволяет в принципе получить абсолютно чистые НКК и ВКК, в обоих продуктах ректификационной колонны присутствуют НКК и ВКК, однако степень концентрирования (чистоты) верхнего продукта по НКК и нижнего продукта по ВКК может быть достигнута какой угодно высокой (99,99 % и более).

При ректификации многокомпонентных смесей все компоненты исходного сырья присутствуют в принципе в верхнем и нижнем продуктах ректификационной колонны. Однако при выборе границы деления сырья на целевые продукты между какой-либо парой ключевых компонентов - парой близлежащих по температурам кипения компонентов и необходимом числе контактных тарелок в верхний продукт предпочтительно переходят компоненты более легкие, чем легкий ключевой компонент (ЛКК), и, наоборот, в нижний продукт предпочтительно переходят компоненты более тяжелые, чем тяжелый ключевой компонент (ТКК). ЛКК и ТКК присутствуют в заданном количестве в обоих продуктах, а концентрация остальных компонентов в продуктах зависит от числа тарелок, флегмового и парового чисел и других показателей работы ректификационной колонны.

Простая полная ректификационная система (колонна) состоит из пяти секций (блоков, частей). В питательную секцию (ПС) вводится исходное сырье в одном из пяти возможных фазовых состояний (недогретая жидкость, насыщенная жидкость, парожидкая смесь, насыщенный пар, перегретый пар), чаще сырье поступает в парожидком состоянии.

Выше ПС находится укрепляющая (концентрационная) секция (УС), ее назначение - обогатить (укрепить) поднимающийся пар (газ) более легкими (более летучими) компонентами. Пар с верха УС поступает в конденсационную секцию (КС) - конденсатор внешний или внутренний, где за счет отвода тепла образуется жидкое орошение, возвращающееся на верх УС.

Ниже ПС располагается отпарная (исчерпывающая, отгонная) секция (ОС), ее назначение - отпарить (исчерпать, отогнать) из жидкости в пар (газ) более легкие компоненты, следовательно, обогатить жидкость более тяжелыми компонентами. Жидкость с низа ОС поступает в испарительную секцию (ИС) -испаритель внешний или внутренний, где за счет подвода тепла образуется паровое (газовое) орошение, возвращаемое под низ ОС. Полная

Изм.	Лист	№ Документа	Дата	Подп.	<b>5321400 –«НГКСТ»</b>	Лист
Выполнил:		Тухтаев С.Ф.				
Руководитель:		Ямалетдинова А.А.				



ректификационная колонна (система) из пяти секций называется простой, она делит исходное сырье на два продукта: верхний, называемый иногда дистиллятом, ректификатом, и нижний, называемый иногда остатком. Питание УС состоит из паровой (газовой) фазы (если она имеется) сырья и парового (газового) потока с верха ОС. Питание ОС состоит из жидкой фазы (если она есть) сырья и жидкого потока с низа УС. Верхний продукт колонны может быть получен в жидком состоянии при полной конденсации в КС или отдельно в жидком и паровом (газовом) состоянии при частичной конденсации в КС. Нижний продукт колонны получается всегда в жидком состоянии, так как в ИС обычно протекает частичное испарение жидкости.

Простая колонна делит одно сырье на два продукта. Простая ректификационная колонна может быть неполной. Например, неполная простая укрепляющая колонна не имеет ОС и ИС, поэтому сырье паровое (газовое) подается под низ УС, в этом случае только верхний продукт получается регулируемого качества. Неполная простая отпарная колонна не имеет УС и КС, жидкое сырье поступает на верх ОС, только нижний продукт получается регулируемого качества. Полная колонна имеет все пять секций, что позволяет регулировать качество верхнего и нижнего продуктов.

Сложная колонна имеет два и более ввода сырья и три и более продукта: первый верхний (самый легкий), второй нижний (самый тяжелый), третий и следующий продукты отбираются как боковые промежуточные, при этом третий продукт более легкий, чем четвертый продукт, и т.д. Вводы сырья и выходы боковых продуктов делят сложную колонну на секции, часть которых может быть вынесена из основного аппарата в отдельно стоящий аппарат. Сложная колонна объединяет в себе две и более простые колонны со всеми их секциями. Чаще всего основную колонну выполняют в виде расположенных одна выше другой укрепляющих секций с одной нижней отпарной секцией, тогда верхним продуктом будет наиболее легкая фракция из сырья, а нижним продуктом - наиболее тяжелая фракция из сырья. Остальные от-парные секции (их может быть 2-4) оформляются в виде отдельной составной колонны или отдельно стоящих отпарных колонн (секций), из которых отбираются боковые продуктовые фракции. Сложные колонны обычно применяют для атмосферной ректификации нефти и вакуумной ректификации мазута.

**Образование жидкого орошения.** Жидкое орошение образуется в конденсационной секции ректификационной колонны за счет отвода

Изм.	Лист	№ Документа	Дата	Подп.	<b>5321400 –«НГКСТ»</b>	Лист
Выполнил:		Тухтаев С.Ф.				
Руководитель:		Ямалетдинова А.А.				

определенного количества тепла в конденсаторе при ОК (полной или частичной) пара (газа), покидающего укрепляющую секцию колонны. Конденсатор для небольших ректификационных колонн может быть внутренним (встроенным), расположенным внутри верхней части колонны или непосредственно на верхнем штуцере колонны. Для крупнотоннажных ректификационных колонн ГПЗ, НПЗ и НХЗ конденсаторы в виде группы теплообменных аппаратов с водяным хладагентом или аппаратов воздушного охлаждения располагаются вне колонны на отдельно стоящей этажерке или на отдельном фундаменте. Во внутреннем конденсаторе осуществляется частичная ОК пара (газа) с верхней тарелки УС колонны, откуда образовавшееся жидкое орошение (горячее испаряющееся орошение) стекает на верхнюю тарелку УС, а несконденсированный пар (газ) покидает верх колонны как верхний продукт. Во внешнем конденсаторе возможна полная ОК пара (газа) с верха УС, тогда часть жидкого верхнего продукта из рефлюксной емкости насосом возвращается как жидкое орошение (холодное испаряющееся орошение) на верх УС, а другая часть жидкости служит жидким верхним продуктом колонны. При полной ОК пара состав сконденсировавшейся жидкости такой же, как и состав пара.

С другой стороны, возможна и частичная ОК пара (газа), когда образовавшийся жидкий поток из рефлюксной емкости служит жидким орошением и жидким верхним продуктом колонны, а несконденсированный пар (газ) из рефлюксной емкости (служащей в этом случае и сепаратором) будет также другим верхним продуктом колонны, что случается обычно при присутствии в паре (газе) с верха УС углеводородных газов Q-C4 и других трудноконденсируемых компонентов. Выбор того или иного режима полной или частичной ОК зависит от рабочего давления конденсации и имеющегося в наличии хла-доагента. При необходимости возможно дополнительное компримирование несконденсировавшегося пара (газа) или использование искусственных хла-доагентов (аммиак, пропан, рассолы), понижающих температуру конденсации, а также двухступенчатая ОК пара (газа) с верха колонны при разных давлениях или температурах в ступенях ОК.

В сложных ректификационных колоннах фракционирования нефти и мазута для образования жидкого орошения укрепляющих секций (бензиновой, дизельной, вакуумных дистиллятов) используют также неиспаряющееся промежуточное циркуляционное орошение (ПЦО) в виде жидкости, отбираемой с некоторой тарелки укрепляющей секции и насосом прокачиваемой через холодильник для охлаждения

Изм.	Лист	№ Документа	Дата	Подп.	<b>5321400 –«НГКСТ»</b>	Лист
Выполнил:		Тухтаев С.Ф.				
Руководитель:		Ямалетдинова А.А.				

на 50-100 °С с возвратом жидкости на верхнюю тарелку (или нижерасположенную) укрепляющей секции, т. е. выше места отбора этой жидкости. Жидкость более холодная, чем пар (газ), в этом сечении секции частично его конденсирует с образованием дополнительного количества жидкого орошения определенного состава. Циркуляционное орошение для верхней укрепляющей секции называется верхним (ВЦО). Каждое ПЦО и ВЦО требует 4-5 конденсационных тарелок, на одну укрепляющую секцию предусматривают обычно одно ПЦО. Сочетание испаряющегося жидкого орошения (или ВЦО) с ПЦО в верхней секции и наличие многих ПЦО во всех секциях позволяют создавать более равномерный поток флегмы по высоте колонны и уменьшить за счет этого ее диаметр. Но, с другой стороны, ПЦО ухудшает эффективность массопереноса и четкость разделения углеводородов.

Образование парового орошения - такая же важная техническая необходимость для нормальной работы отпарных секций ректификационной колонны, как необходимость жидкого орошения для работы укрепляющих секций колонны. ОИ (обычно частичное) жидкого потока с нижней тарелки отпарной секции (ОС) за счет подвода определенного количества тепла в испарительной секции (ИС) колонны создает паровое орошение, подаваемое под нижнюю тарелку ОС. Для небольших ректификационных колонн испаритель (трубчатый теплообменный аппарат) может располагаться непосредственно в низу отпарной секции в слое жидкости. Для образования больших количеств парового орошения температурой до 140-160 °С используют внешние испарители с паровым пространством с использованием разных теплоносителей - водяного пара с разной температурой и других горячих жидких потоков. Жидкость с низа ОС перетекает (или подается насосом) в испаритель, образовавшиеся пары из которого поступают по нижнюю тарелку ОС, а неиспарившаяся жидкость из испарителя насосом отводится как жидкий нижний продукт колонны или отдельной отпарной секции сложной колонны.

Для создания еще больших количеств парового орошения температурой до 350 °С применяют трубчатые печи. Нагрев жидкости и ее частичное испарение в трубном змеевике печи происходят за счет горячих дымовых газов, образовавшихся при сжигании в форсунках или горелках трубчатой печи топлива жидкого (мазут) или газообразного (сухой газ С<sub>1</sub>-С<sub>2</sub>- заводское топливо). Парожидкая смесь - так называемая горячая струя из печи -

Изм.	Лист	№ Документа	Дата	Подп.	<b>5321400 –«НГКСТ»</b>	Лист
Выполнил:		Тухтаев С.Ф.				
Руководитель:		Ямалетдинова А.А.				

поступает в низ отпарной секции для сепарации на специальных устройствах (каскадных тарелках). Паровая фаза служит паровым орошением под нижнюю тарелку ОС, жидкая фаза смешивается с жидким потоком с нижней тарелки ОС. Часть жидкости с низа ОС является жидким нижним продуктом колонны или ОС сложной колонны. Выбор той или иной схемы образования парового орошения, равно как и жидкого орошения, зависит от многих техникоэкономических факторов.

Иногда в низ ОС ректификационной колонны подводят так называемый испаряющий агент - перегретый водяной пар или другой инертный газовый поток (водород, азот, природный газ, легкие топливные фракции) - с целью снижения парциального давления углеводородов в общем паровом (газовом) потоке, поднимающемся по высоте колонны. Понижение парциального давления углеводородов снижает требуемую температуру их испарения, т. е. присутствие водяного пара аналогично по производимому эффекту понижению рабочего давления ректификации, которое не только повышает эффективность массопереноса при ректификации, но и позволяет разделять термически нестойкие вещества, например тяжелые нефтяные фракции. Водяной пар должен оставаться перегретым (т. е. иметь определенные параметры) при движении по всей высоте колонны и не должен конденсироваться в колонне, что опасно для ее эксплуатации, так как сконденсированные капли водяного пара вновь испаряются со «взрывным» эффектом. Поэтому водяной пар должен конденсироваться только лишь во внешнем конденсаторе, а водяной конденсат отделяется от жидких нефтяных фракций в рефлюксной емкости.

Эффект использования перегретого водяного пара высок только при сравнительно небольших рабочих давлениях (0,15-0,30 МПа) и особенно при вакуумной ректификации. Серьезные недостатки использования водяного пара при ректификации состоят прежде всего в необходимости существенного увеличения диаметра колонны (например, от 5,8 до 8,6 м) и в трудности тонкого отделения водяного конденсата от газовых и нефтяных жидких фракций. Использование перегретого водяного пара возможно и при наличии парового орошения, создаваемого, например, испарителем. Но водяной пар не может заменить необходимое для механизма ректификации паровое орошение, которое должно подаваться в низ каждой отпарной секции колонны, а с другой стороны, присутствие водяного пара снижает эффективность массопереноса и четкость разделения углеводородов.

Изм.	Лист	№ Документа	Дата	Подп.	<b>5321400 –«НГКСТ»</b>	Лист
Выполнил:		Тухтаев С.Ф.				
Руководитель:		Ямалетдинова А.А.				

**В практике фракционирования нефти и мазута именно сложности создания необходимых количеств жидкого орошения в укрепляющих секциях и парового орошения в отпарных секциях неминуемо являются причиной низкого качества фракционирования нефтяных фракций по требуемым температурам их выкипания (температурное налегание смежных фракций) и по недостаточной отпарке получаемых фракций от более легких компонентов.**

**Атмосферная ректификация нефти. Существуют многочисленные варианты технологических схем фракционирования нефти и мазута в зависимости от качества перерабатываемых нефтей, содержания в них светлых нефтяных фракций, легких газообразных углеводородов, сернистых соединений, от отбора и качества промежуточных нефтяных фракций, ассортимента товарных топлив и масел и другой продукции, от удельных энергозатрат, от комбинирования или взаимосвязи с другими установками НПЗ и др. Например, зарубежные тенденции проектирования были давно ориентированы на уменьшение числа ректификационных колонн (например, атмосферный блок, как правило одноколонный, а в существующей в СНГ практике в 80 % атмосферных блоков применяют двухколонное исполнение), на создание максимальной разделительной мощности ректификационных колонн за счет увеличения числа контактных тарелок, использование новых конструкций контактных тарелок и насадочных устройств с небольшим гидравлическим сопротивлением, максимальное понижение рабочего давления при ректификации нефти и особенно мазута, применение эффективных вакуумсоздающих систем, снижение расхода водяного пара в низ отпарных секций или полный отказ от применения водяного пара, а также на увеличение первоначальных капитальных затрат на ректификационные системы и уменьшение эксплуатационных затрат при их длительной работе, на достижение повышенной точности расчетных показателей при проектировании оборудования технологических установок.**

**Опишем только принцип технологических установок фракционирования нефти и мазута, не вдаваясь в детали их постоянного совершенствования, которые осуществляются непрерывно как на старых установках при их реконструкции и модернизации, так и в проектах новых технологических установок.**

**Атмосферная ректификация нефти (рис. 10) состоит во фракционировании предварительно глубоко обезвоженной и обессоленной нефти на фракции: газ, легкую и тяжелую бензиновые, керосиновую,**

Изм.	Лист	№ Документа	Дата	Подп.	<b>5321400 –«НГКСТ»</b>	Лист
Выполнил:		Тухтаев С.Ф.				
Руководитель:		Ямалетдинова А.А.				

дизельную фракции и мазут - атмосферный остаток. Разделение нефти может осуществляться в одной сложной ректификационной колонне, работающей при абсолютном

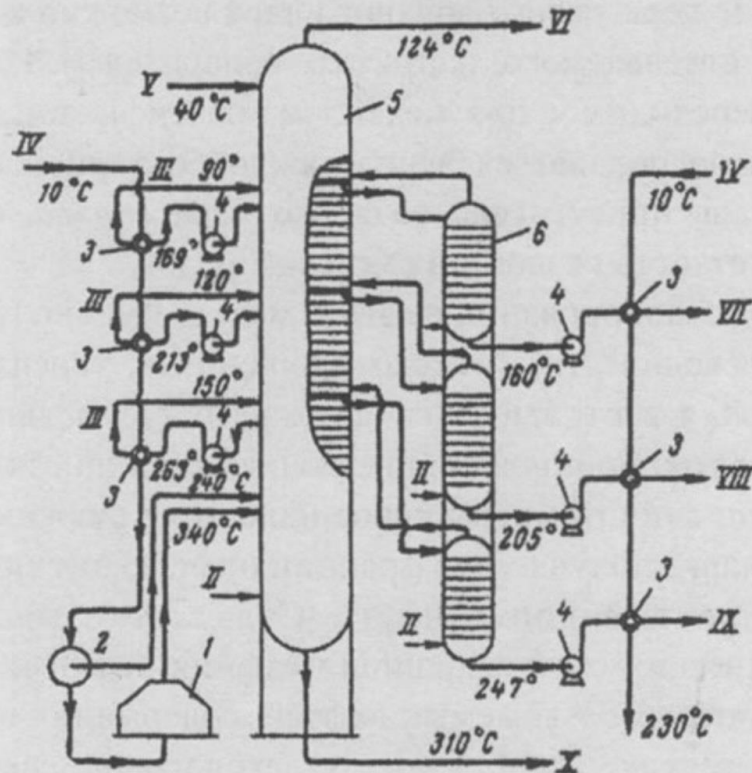


Рис. 10. Схема установки атмосферной ректификации нефти: 1 – печь; 2 – отбензинивающая колонна; 3 – теплообменники; 4 – насосы; 5 – ректификационная колонна (основная); 6 – отпарная трехсекционная колонна. Поток: I – полуотбензиненная нефть; II – водяной пар; III – промежуточные циркуляционные орошения; IV – обессоленная нефть; V – острое орошение; VI – парогазовая смесь; VII–IX – боковые фракции; X – остаток (мазут)

давлении в ее верхней части 0,11-0,15 МПа. С верха колонны из рефлюксной емкости получают несконденсировавшийся углеводородный газ C<sub>3</sub>-C<sub>4</sub> и фракцию легкого бензина НК - 120 °С. Низ колонны покидает мазут (выше 350 °С), боковыми дистиллятами отбирают фракции тяжелого бензина (120-180 °С), керосиновую (180-240 °С) и дизельную (240-350 °С). Атмосферный блок включает в себя сложную ректификационную колонну с вынесенными тремя отпарными секциями в виде отдельной составной колонны, трубчатую печь, группу теплообменников, группу холодильников, конденсатор пара (газа) с верха колонны, рефлюксную емкость, насосы и другое оборудование.

Изм.	Лист	№ Документа	Дата	Подп.	<b>5321400 –«НГКСТ»</b>	Лист
Выполнил:		Тухтаев С.Ф.				
Руководитель:		Ямалетдинова А.А.				

Нефть температурой 30-40 °С насосом прокачивается через группу теплообменников для нагрева получаемыми горячими нефтяными фракциями (бензиновой, керосиновой, дизельной, мазутом) до температуры 180-220 °С и поступает в трубный змеевик нагревательно-испарительной трубчатой печи, где нагревается до температуры 330-350 °С и разделяется на паровую и жидкую фазы в питательной секции ректификационной колонны. В низ всех отпарных секций вводится определенное и разное количество перегретого водяного пара для понижения парциального давления углеводородов и, следовательно, для понижения их температуры кипения и исключения термического разложения тяжелых углеводородов, которое начинается при температуре 340-380 °С. Пар (газ) с верха колонны температурой 110 °С частично конденсируется в водяном конденсаторе; в рефлюксной емкости несконденсированный газ отделяется от сконденсированного жидкого потока, который, в свою очередь, разделяется отстаиванием на выводимый водяной конденсат и жидкую фракцию легкого бензина температурой 30-40 °С, часть которой насосом возвращается как жидкое орошение верха колонны, а оставшаяся часть служит продуктовой фракцией. Боковые дистилляты (отборы) выводятся с низа соответствующих отпарных секций при температурах 160 °С (фракция тяжелого бензина), 220 °С (керосиновая фракция) и 250 °С (дизельная фракция) и насосом прокачиваются через группу теплообменников для нагрева нефти. С низа колонны мазут температурой 320 °С насосом направляется также в теплообменники для нагрева нефти. Все получаемые фракции подаются по назначению в другие аппараты или на другие установки для их дальнейшей переработки.

Распределение отбираемых фракций может отличаться от описанного выше, но это решается обычно на стадии проектирования установки, т. е. при выборе числа укрепляющих и отпарных секций колонны, расчете числа тарелок в них, количества промежуточных циркуляционных орошений, вводимого водяного пара и др. Например, возможен боковой отбор двух дизельных фракций - легкой и тяжелой. Это зависит от качества нефти и ассортимента получаемых фракций для их дальнейшей переработки. Схема теплообмена на каждой установке обычно также бывает разной: например, если на установке атмосферной ректификации нефти имеется свое обезвоживание и обессоливание нефти, то она поступает в атмосферный блок температурой 120-140 °С. Если на установке скомбинированы и имеются блоки других процессов дальнейшей переработки фракций

Изм.	Лист	№ Документа	Дата	Подп.	<b>5321400 –«НГКСТ»</b>	Лист
Выполнил:		Тухтаев С.Ф.				
Руководитель:		Ямалетдинова А.А.				

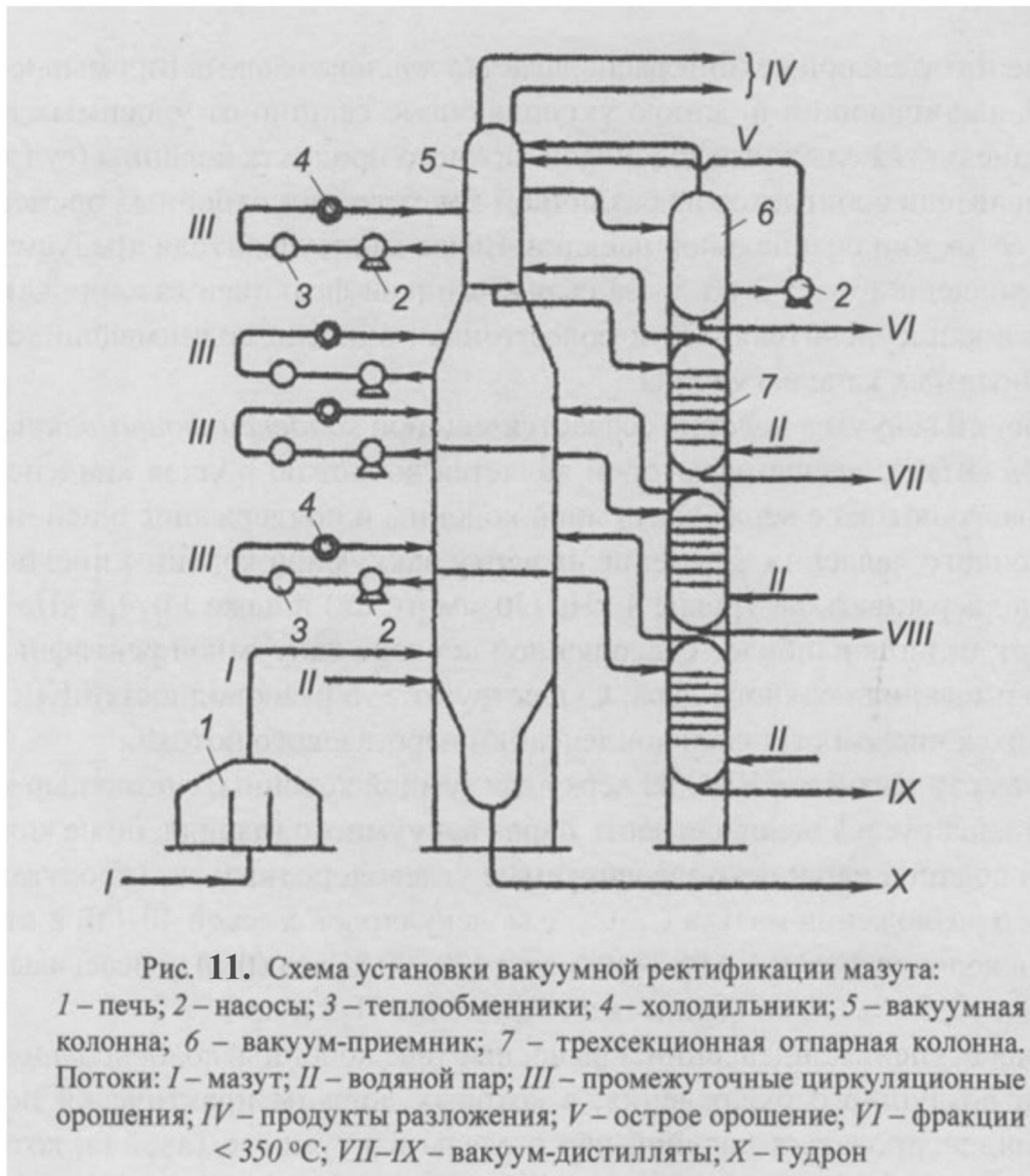
(например, вторичная ректификация бензиновых и дизельных фракций, каталитический риформинг, вакуумная ректификация мазута), то схема теплообмена между потоками будет иной.

Атмосферный остаток - мазут температурой 320-330 °С насосом подается в вакуумную трубчатую печь для максимально возможного нагрева до температуры 400-425 °С. Максимальное частичное испарение мазута в трубчатой печи достигается в результате глубокого вакуума и ввода значительного количества перегретого водяного пара температурой 400-450 °С. Парожидкая мазутная смесь направляется в питательную секцию сложной вакуумной ректификационной колонны, где поддерживается абсолютное давление 7-9 кПа (50-70 мм рт.ст.). В низ отпарной секции и питательную секцию вакуумной колонны также вводится водяной пар. В вакуумной сложной колонне выше питательной секции расположены пять укрепляющих секций, четыре отпар-ные секции оформлены в виде выносной составной колонны. Продуктами сложной колонны являются вакуумный газойль - верхний боковой дистиллят из колонны, четыре узкие масляные фракции с низа соответствующих отпарных секций (сверху вниз): 1-й дистиллят, 2-й дистиллят, 3-й дистиллят и 4-й дистиллят. Нижний продукт колонны - вакуумный остаток (гудрон) также является ценной остаточной масляной фракцией выше 500 °С. Рабочее давление на верху вакуумной колонны 4,3 кПа (32 мм рт. ст.) создается мощной вакуумсоздающей системой. Температура верха колонны 60 °С, на верхнюю тарелку колонны поступает верхнее циркуляционное орошение (ВЦО) -это вакуумный газойль температурой 53 °С. С низа верхней укрепляющей секции колонны вакуумный газойль отбирается температурой 140 °С, насосом прокачивается через теплообменник для нагрева нефти на установку и через водяной холодильник. Часть вакуумного газойля служит как ВЦО, а другая часть направляется на дальнейшую переработку. Основной задачей ВЦО является полная конденсация углеводородного парового потока, который практически не должен поступать в вакуумсодержащую систему.

Боковые масляные дистилляты отбираются с низа соответствующих от-парных секций, под нижнюю тарелку которых подается перегретый водяной пар. Масляные дистилляты с низа отпарных секций имеют температуру 215 °С (1-й дистиллят), 255 °С (2-й дистиллят), 278 °С (3-й дистиллят) и 315 °С (4-й дистиллят). Эти дистилляты и вакуумный остаток насосом прокачиваются через теплообменники, а потом через холодильники для охлаждения до температуры 80-120 °С. В каждой укрепляющей секции вакуумной колонны организуется свое промежуточное циркуляционное орошение (ПЦО) для создания жидкого орошения секции.

Изм.	Лист	№ Документа	Дата	Подп.	<b>5321400 –«НГКСТ»</b>	Лист
Выполнил:		Тухтаев С.Ф.				
Руководитель:		Ямалетдинова А.А.				





Выше питательной секции располагается каплеуловитель (промывной сепаратор), защищающий нижнюю укрепляющую секцию от уносимых вверх брызг (капель) тяжелых углеводородов нижнего продукта колонны (гудрона). Каплеуловитель собирается из различной конструкции отбойных элементов, пакетов сеток или специальной насадки. Выше каплеуловителя предусматривается орошение (более 2 об. % на сырье) жидкой фракцией газойля как для промывки каплеуловителя, так и более тонкой очистки поднимающихся паров от уносимых капель гудрона. Глубокий вакуум в колонне создается мощной конденсационно-вакуумной системой (КВС), задачами которой является возможно полная конденсация парогазового потока с верха вакуумной колонны и поддержание в ней низкого

Изм.	Лист	№ Документа	Дата	Подп.	<b>5321400 –«НГКСТ»</b>	Лист
Выполнил:		Тухтаев С.Ф.				
Руководитель:		Ямалетдинова А.А.				

остаточного давления. Давление на верху вакуумной колонны предпочтительно поддерживать на уровне 4 кПа (30 мм рт. ст.) и даже 1,0-1,5 кПа (7,5— 11,3 мм рт. ст.) для наиболее совершенной «сухой» вакуумной ректификации без использования водяного пара. Существуют 5-6 разновидностей КВС, отличающихся числом ступеней конденсации парогазового потока.

Первая ступень - это ВЦО на верху вакуумной колонны, с помощью которого конденсируется основная часть паров вакуумного газойля, но не конденсируется водяной пар и неконденсируемые углеводородный газ (продукт термического разложения мазута С<sub>7</sub>-С<sub>6+</sub> с молекулярной массой 40-70) и инертный газ в количестве 0,01-0,05 % на мазут (70-90 % воздуха, подсасываемого в колонну, 10-30 % С<sub>02</sub> и сернистые соединения Н<sub>2</sub>S и др.). Вторая ступень конденсации - выносные (вне колонны) конденсаторы водяного и воздушного охлаждения, в которых должны практически полностью сконденсироваться водяной пар и следы вакуумного газойля, которые отделяются в сепараторе. Третья ступень конденсации - это барометрический конденсатор смешения, в котором водой конденсируются и абсорбируются (поглощаются) наиболее легкие углеводороды. Барометрический конденсатор потребляет большое количество воды, которая загрязняется нефтепродуктами и сернистыми соединениями, что требует ее специальной очистки. Поэтому в настоящее время применение барометрического конденсатора смешения стараются ограничить. Четвертая ступень конденсации - промежуточные последовательно соединенные конденсаторы вакуумных эжекторов (работающих на водяном паре высокого давления 1,5 МПа и больше), которых может быть до 3-5.

Наибольшее число тарелок в вакуумной колонне принимается равным 25-30 (хотя этого всегда недостаточно) только потому, что они обычно имеют нежелательно большое гидравлическое сопротивление. Число укрепляющих секций в колонне и, следовательно, число боковых отборов масляных фракций снижаются до 2-3 вместо иногда требуемых 4-5 опять же по причине технических трудностей по созданию низкого давления как на верху колонны, так и в ее питательной секции, которое повышается из-за большого общего гидравлического сопротивления расположенных выше тарелок даже при достаточно низком давлении на верху колонны. Рекомендуется устанавливать между укрепляющими секциями дополнительные сепарационные устройства для улавливания уносимых снизу капель и брызг более тяжелых фракций, а это вновь увеличивает общее гидравлическое сопротивление колонны от питательной секции до ее верха.

Изм.	Лист	№ Документа	Дата	Подп.	<b>5321400 –«НГКСТ»</b>	Лист
Выполнил:		Тухтаев С.Ф.				
Руководитель:		Ямалетдинова А.А.				

### 3. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ.

#### Задание

Нефть в количестве 65 000 кг/ч ( $d_4^{20} = 0,846$ ) поступает в теплообменники с температурой 30 °С, где нагревается за счет тепла 19 000 кг/ч керосинового дистиллята ( $d_4^{20} = 0,834$ ), начальная температура которого  $t_n = 265$  °С, конечная  $t_k = 100$  °С. Определить поверхность теплообмена, приняв к. п. д. теплообменного аппарата 0,95.

*Решение.* Находят энтальпии потоков

$$I_{30}^{\text{ж}} = 56,56 \text{ кДж/кг}, \quad I_{265}^{\text{ж}} = 614,16 \text{ кДж/кг}, \quad I_{100}^{\text{ж}} = 202,66 \text{ кДж/кг}$$

Предварительно пересчитав плотность на  $d_{15}^{15}$ , составляют тепловой баланс аппарата по формуле (69)

$$G_k (I_{100}^{\text{ж}} - I_{265}^{\text{ж}}) \eta = G_n (I_1^{\text{ж}} - I_{30}^{\text{ж}})$$

переводят  $G$  кг/ч в  $G$  кг/с и решают тепловой баланс.

$$5,27 (614,16 - 202,66) \cdot 0,95 = 18,05 (I_1^{\text{ж}} - 56,56)$$

Изм.	Лист	№ Документа	Дата	Подп.	5321400 –«НГКСТ»	Лист
Выполнил:		Тухтаев С.Ф.				
Руководитель:		Ямалетдинова А.А.				

Отсюда:

$$I_T^* = \frac{3081,07}{18,05} = 170,6 \text{ кДж/кг} \approx 171 \text{ кДж/кг}$$

По данным задания постоянном и для значения  $I_T^* = 171 \text{ кДж/кг}$ , находят температуру  $t = 86^\circ\text{C}$ .

Выбирают противоточную схему теплообмена

$$\begin{array}{ccc} & \text{Керосин} & \\ 265^\circ\text{C} & \longrightarrow & 100^\circ\text{C} \\ & \text{Нефть} & \\ 86^\circ\text{C} & \longleftarrow & 30^\circ\text{C} \\ \hline \Delta t_{\text{ср}} = 179^\circ\text{C} & & \Delta t_{\text{н}} = 70^\circ\text{C} \end{array}$$

Находят среднюю разность температур

$$\tau_{\text{ср}} = \frac{179 - 70}{2,31 \lg \frac{179}{70}} = 116^\circ\text{C}$$

Тепло, отдаваемое горячим потоком, составляет

$$Q = G_{\text{к}} (I_{265}^* - I_{100}^*) \eta \quad Q = 2191 \cdot 10^3 \text{ Вт}$$

Учитывая показатели работы заводских теплообменников по данным задания, принимаем коэффициент теплопередачи  $K = 81 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ . Необходимая поверхность теплообмена по формуле (70) равна

$$F = \frac{2191 \cdot 10^3}{81 \cdot 116} = 233 \text{ м}^2$$

Изм.	Лист	№ Документа	Дата	Подп.	5321400 – «НГКСТ»	Лист
Выполнил:		Тухтаев С.Ф.				
Руководитель:		Ямалетдинова А.А.				

# 4. БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

## 4.1. Охрана труда.

Основная опасность промышленных объектов нефтепереработки представляет аварийная загазованность, пожары и взрывы. Многие из продуктов взрывопожароопасные или токсичные. Ежегодно в мире на нефтеперерабатывающих предприятиях происходит до 1,5 тысяч аварий, 4% которых уносят значительное количество человеческих жизней. Аварийность имеет тенденцию к росту. Совершенствование технологических процессов и оборудования является важным фактором повышения уровня безопасности производства. Характеристика производственных помещений по взрывоопасности. Операторная категория пожарной опасности Д. Класс по ПУЭ – не взрывоопасна. Насосная Категория А. Класс по ПУЭ – В –1а. Территория установки. Категория А .

Класс по ПУЭ-В-1г.

Характеристика вредных веществ.

1. Окись углерода (СО). Бесцветный, ядовитый, огневзрывоопасный газ, без вкуса, с очень слабым запахом. Горит синеватым пламенем. ПДК-20мг/м3. Пределы взрывоопасности 13-75% об. Основные симптомы: потеря сознания, отдышка, удушье.

2. Сероводород – H<sub>2</sub>S. Бесцветный газ с запахом тухлых яиц. Общий характер действия на организм : сильный нервный яд, вызывающий смерть от остановки дыхания, на дыхательные пути действует раздражающе. ПДК –10 мг/м3. Пределы взрывоопасности 4,3-45,5 % . Индивидуальные защитные средства – фильтрующий противогаз марки «В».

3. Жирный газ. Агрегатное состояние при нормальных условиях – газообразное. Плотность паров по воздуху –1,98.

4. Бензины. Класс опасности 4. Общий характер действия на организм – как наркотик. Крекинг бензин токсичнее бензинов прямой гонки. При концентраций любого бензина 35000-40000 мг/л опасны для жизни даже при вдыхании 5-10 минут. ПДК-100 мг/м3 . Придел

Изм.	Лист	№ Документа	Дата	Подп.	5321400 –«НГКСТ»	Лист
Выполнил:		Тухтаев С.Ф.				
Руководитель:		Ямалетдинова А.А.				

взрываемости 0,87-8,75 %.

При работе с бензином применяется противогаз марки «А». Мероприятия при охране труда. Начальник цеха производит ежедневно проверку в подразделениях цеха, состояние охраны и условия труда организация рабочих мест, исправность оборудования, правильность ведения технологического процесса и операций. Начальник установки производит ежедневно проверку рабочих мест оборудования, приборов, средств коллективной и индивидуальной безопасности, работоспособность сигнализаций и блокировок. Охрана труда и техника безопасности – это комплекс методов, разработанных и направленных на охрану здоровья и безопасности сотрудников предприятий в процессе выполнения ими их рабочих обязанностей в рабочее время, а также при работе сотрудников с различным оборудованием. Охрана труда и техника безопасности регулируется рядом различных нормативно-правовых, законодательных актов, в том числе Трудовым Кодексом Республики Узбекистан, реализация данного направления обеспечивается согласованными совместными действиями органов власти Республики, субъектами органов власти Республики, органами местного самоуправления, работодателями, их объединениями, профсоюзами и другими уполномоченными лицами представительных органов по охране труда. Охрана труда на различных предприятиях обеспечивается комплексом мероприятий, которые направлены на исключение или снижение случаев травматизма, а также на снижение и устранение рисков возникновения несчастных случаев. С этой целью на предприятии функционируют службы по охране труда и лица, несущие ответственность за инструктаж и проведение обучения сотрудников технике безопасности и осуществляющие контроль над выполнением правил и норм безопасности, которые взаимодействуют с работодателем, инспекцией по труду и профсоюзами.

Изм.	Лист	№ Документа	Дата	Подп.	5321400 –«НГКСТ»	Лист
Выполнил:		Тухтаев С.Ф.				
Руководитель:		Ямалетдинова А.А.				

## 4.2. Охрана окружающей среды.

### Социальное значение.

В середине нашего столетия резко обострилась проблемы связанные с химическим загрязнением биосфера, нередко приводящие к острым токсично-экологическим ситуациям. Основными источниками загрязнения атмосферы являются резервуары и сами нефтепродукты. Укрепление установок существенно сокращает выбросы вредных веществ в атмосферу.

### Отходы и выбросы.

1. Отработанный раствор щелочи. Образуется постоянно.

Отработанный раствор щелочи перерабатывается на установки СЩС. Количество 300 т/год.

2. Отработанные масла. Отработанные масла отводятся на установку регенераций масел. Сточные воды с охлаждающих насосов направляются на биологическую очистку УВК и ОСВ. Место сброса в промышленную канализацию после локальной очистки.

Мероприятия по охране окружающей среды.

Мероприятия по сокращению выбросов при режиме 1:

1. Усилить контроль за точным соблюдением технического режима согласно технологическому регламента.

2. Запретить работу оборудования на форсированном режиме.

3. Усилить контроль за работой технологического оборудования, запорной арматуры, приборов КИП и А.

4. Прекратить продувку, пропарку, чистку оборудования и ремонтные работы, связанные с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу. Выбросы всего по цеху с мероприятиями 130,205 г/сек.

Изм.	Лист	№ Документа	Дата	Подп.	5321400 –«НГКСТ»	Лист
Выполнил:		Тухтаев С.Ф.				
Руководитель:		Ямалетдинова А.А.				

### 4.3. Требования по технике безопасности

*Техника безопасности* – это комплекс мероприятий организационно-технического характера, которые направлены на создание безопасных условий труда на предприятии, позволяя снизить или исключить производственный травматизм. Для этого проверяют исправность действующего оборудования, защитных приспособлений к машинам, станкам, нагревательным установкам. Оптимизируют с целью безопасности условия работы, обеспечивая хорошую освещенность рабочих мест и производственных помещений, хорошую вентиляцию, своевременное удаление пыли и отходов производства, поддержание нормальной температуры в помещениях. Лицом, ответственным за выполнение условий безопасности труда на предприятии, проводится инструктаж по правилам техники безопасности на предприятии в целом и при работе с конкретным оборудованием, обучение персонала и проверка знаний о правилах безопасности. Также охрана труда на предприятии включает в себя обеспечение персонала инструкциями по технике безопасности, оснащение рабочих мест плакатами и наглядными пособиями по работе с оборудованием и изображениями, визуализирующими наиболее опасные места на производстве и действия, предотвращающие производственный травматизм.

#### *Требования по технике безопасности к сотрудникам предприятия*

Чтобы снизить производственный травматизм, сотрудники также обязаны придерживаться определенных требований и правил поведения на рабочем месте, которые предусматривает техника безопасности:

- надевать спецодежду, которая должна быть в полном порядке, а также рабочую обувь;
- перед началом работы подготовить рабочее место, освободить его для работы, проверить освещенность и исправность оборудования;
- убедиться, что пол на рабочем месте в исправности, не скользит, и нет на полу посторонних предметов, об которые можно споткнуться;
- во время работы с конкретным видом оборудования пользоваться защитными приспособлениями – перчатками, очками, сетками и другими;
- не наклоняться близко к работающему оборудованию и пользоваться технологическими картами.

Изм.	Лист	№ Документа	Дата	Подп.	<b>5321400 –«НГКСТ»</b>	Лист
Выполнил:		Тухтаев С.Ф.				
Руководитель:		Ямалетдинова А.А.				



**Основные правила безопасного ведения технологического процесса**  
 Выполнение следующих правил безопасного ведения процесса, связанных с ним работ исключает возможность аварии, взрывы, пожары, травмирование людей, нарушение технологического режима. Лица, допускаемые к производству, работ должны быть проинструктированы и обучены безопасным приемам работы, сдать экзамены и иметь при себе соответствующее удостоверение. При введении новых технологических процессов и методов труда, видов оборудования и механизмов, а также правил и инструкций, должен проводиться дополнительный инструктаж. Не допускается загромождение и загрязнение производственных площадок, помещений, оборудования, проездов, дорог в местах где запрещен проезд транспорта должны быть вывешены предупредительные надписи и знаки, дренажные и канализационные колодцы должны быть надежно закрытыми или огражденными. Систематически должны производиться осмотр и проверка производственного оборудования и своевременный его ремонт согласно графика ППР. Каждое действующее оборудование, аппараты, сосуды должны быть оснащены полным комплектом приспособлений, приборов, предусмотренных проектом или ГОСТом. Не допускается работа производственного оборудования с нарушением параметров, установленных технологической картой или технологическими условиями и инструкциями.

Изменения в технологическую карту (регламент) разрешается вносить только после письменного указания главного инженера предприятия, причем они должны соответствовать рабочим параметрам, указанным в паспорте оборудования.

Эксплуатация трубопроводов, оборудования, аппаратов, сосудов при не герметичности фланцевых соединений или трещин по целому материалу - запрещается, также не допускается проведение на них любых ремонтных работ при их работе.

Производственные помещения должны быть обеспечены вентиляцией, создающей в зоне пребывания рабочих состояние воздушной среды, соответствующее санитарным нормам. Эффективность вентиляционных установок проверяется систематически, один раз в год. При вынужденной остановке вентиляционных установок должны быть приняты меры по обеспечению санитарного состояния воздушной среды, согласно санитарных норм СНИП.

В инструкциях по эксплуатации вентиляционных установок перечисляются особые указания о мерах, принимаемых персоналом при внезапной загазованности или возникновении пожара.

Во избежание распространения пожара в сети проливневой канализации во время возгорания нефтепродуктов или пожара на произ-

Изм.	Лист	№ Документа	Дата	Подп.	<b>5321400 –«НГКСТ»</b>	Лист
Выполнил:		Тухтаев С.Ф.				
Руководитель:		Ямалетдинова А.А.				

водственной площадке, на канализационных сетях промстоков и производственно-ливневых стоках устанавливаются гидрозатворы. Объекты энергоснабжения должны обслуживаться электротехническим персоналом имеющим соответствующую группу допуска. Напряжение на электрооборудование должно подаваться и сниматься дежурным электро-персоналом по указанию ответственного за эксплуатацию этого оборудования или старшего по смене. При возникновении пожара на электрооборудовании напряжение должно быть немедленно снято.

Отогревание оборудования и трубопроводов в зимнее время может производиться только паром или горячей водой.

Предохранительная арматура на аппаратах должна соответствовать предъявленным требованиям “Правил устройства и безопасной эксплуатации аппаратов, работающих под давлением”.

Пуск и работа установки с неисправной системой пожаротушения запрещается.

Все сооружения установок, в зависимости от категории, должны быть надежно заземлены при помощи заземляющих устройств от прямых ударов, вторичных проявлений молнии и статического электричества. Оборудование, подлежащее вскрытию и ремонту, должно быть выведено из работы, освобождено от продукта, оглушено, пропарено, промыто водой и проветрено. Все подводящие трубопроводы к ремонтируемому оборудованию должны быть оглушены. Промывка водой неостывшего оборудования недопустимо. Производство работ на отключенном оборудовании и трубопроводе, разрешается только по получению анализа газовоздушной смеси. Работы по очистке оборудования аппаратов, сосудов от шлама должны производиться только в шланговых противогазах с дублером бригадой не менее 2-х человек. Для внутреннего освещения аппарата, сосуда должны применяться светильники во взрывозащищенном исполнении, с напряжением не выше 12В.

Запрещается допуск к газоопасным работам лиц, не обученных безопасным приемам ведения работ, способам оказания первой доврачебной помощи пострадавшим.

Газоопасные работы должны выполняться только при наличии наряд- допусков и в присутствии ответственного за проведение газоопасных работ.

Необходимо вести постоянный контроль за состоянием газовоздушной среды, немедленно прекратить работу при загазованности выше допустимой концентрации.

Изм.	Лист	№ Документа	Дата	Подп.	5321400 –«НГКСТ»	Лист
Выполнил:		Тухтаев С.Ф.				
Руководитель:		Ямалетдинова А.А.				

**Перед допуском к работе по обслуживанию блоков реагента- дез-мультатора обслуживающий персонал должен быть проинструкти-рован и ознакомлен с инструкциями безопасности труда. Работы, связанные с химреагентом, должны производиться строго в спец-одежде, защищающей тело, руки, ноги.**

Изм.	Лист	№ Документа	Дата	Подп.	5321400 –«НГКСТ»	Лист
Выполнил:		Тухтаев С.Ф.				
Руководитель:		Ямалетдинова А.А.				

## ВЫВОДЫ

**Мы рассмотрели краткое рассмотрение особенностей фракционного состава нефти — наиболее важного показателя ее качества, определяющего направления и методы ее дальнейшего использования (переработки).**

**Развитие технологии глубокой переработки газа в Узбекистане позволит увеличить объемы производства малотоксичных моторных топлив, компенсировать постепенное уменьшение производства бензина из нефти, подготовить почву для развития нефтехимии и в перспективе из газа получить малотоксичные синтетические топлива. Вторичная переработка нефтяного и газового сырья получила ныне название нефтехимического синтеза. Уже в настоящее время 25% мировой химической продукции выпускается на основе нефти и углеводородных газов. Ближайшие перспективы развития нефтехимической промышленности исключительно благоприятны как по масштабам производства, так и по безграничному разнообразию промежуточных и конечных продуктов синтеза. К нефтехимической продукции относятся: пластические массы, синтетические каучуки и смолы, синтетические волокна, синтетические моющие средства и поверхностно-активные вещества, некоторые химические удобрения, присадки к топливам и маслам, синтетические смазочные масла, белково-витаминные концентраты, многочисленные индивидуальные органические вещества: спирты, кислоты, альдегиды, кетоны, хлорпроизводные эфиры, гликоли, полигликоли, глицерин и другие, применяющиеся в промышленности, сельском хозяйстве, медицине и в быту. Все вышесказанное в полной мере относится к проблемам переработки нефти в Узбекистане. В современной гражданской и военной авиации широкое применение получили воздушно-реактивные двигатели (ВРД), работающие на жидком углеводородном топливе. Это обусловлено достаточно широкими ресурсами нефтяных углеводородных топлив, их сравнительно невысокой стоимостью, высокими энергетическими показателями рядом других достоинств. Применение ВРД, являющегося одновременно двигателем самолета без сложных механических передаточных и ходовых устройств, позволяет при относительно небольшой массе создать большую тягу, причем в отличие от поршневых двигателей с пропеллером сила тяги ВРД не только не снижается с увеличением высоты и скорости полета, наоборот, даже возрастает. Совершенствование ВРД и реактивных**

Изм.	Лист	№ Документа	Дата	Подп.	5321400 –«НГКСТ»	Лист
Выполнил:		Тухтаев С.Ф.				
Руководитель:		Ямалетдинова А.А.				

самолетов всегда было направлено на дальнейшее увеличение высоты и скоростей полета, повышение моторесурса, надежности и экономичности двигателей, обеспечение безопасности полетов. В зависимости от развиваемых скорости и высоты полета принято классифицировать ВРД и соответственно топливана два типа: для дозвуковых и сверхзвуковых реактивных самолетов.

Изм.	Лист	№ Документа	Дата	Подп.	5321400 –«НГКСТ»	Лист
Выполнил:		Тухтаев С.Ф.				
Руководитель:		Ямалетдинова А.А.				

# СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ЛИТЕРАТУР

1. Каримов И.А. Жаҳонмолиявий-иқтисодийинқирози, Ўзбекистон шароитида уни бартараф этишнинг йўллари ва чоралари. / И.А.Каримов. –Т: Ўзбекистон, 2009. – 56 б.
2. Мамлакатимизни модернизация қилиш ва янгилашни изчил давом эттириш – давр талаби. Президент Ислон Каримовнинг 2008 йилда мамлакатимизни ижтимоий-иқтисодий ривожлантириш яқунлари ва 2009 йилга мўлжалланган иқтисодий дастурнингэнг мухим устувор йўналишларига бағишланган Вазирлар Маҳкамаси мажлисидаги маърузаси.// Халқсўзи, 2009 йил 14 февраль.
3. А.И.Скобло, Ю.К.Молоканов, А.И.Владимиров, В.А.Щелкунов. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии: Учебник для вузов. — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: ООО "Недра- Бизнес-центр", 2000. - 677 с: ил.
4. С. А. Ахметов, Т. П. Сериков, И. Р. Кузеев, М. И. Баязитов. Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа: Учебное пособие. Под ред. С. А. Ахметова. — СПб.: Недра, 2006. — 868 с.; ил.
5. В.И.Бондарь. Коррозия и защита материалов. Учеб. Пособие. Мариуполь: ПГТУ, 2009. – 126с.
6. Ю.И. Дытнерский. Оновные процессы и аппараты химической технологии. М.: Химия. 1995.- 400
7. И.Л. Гурьевич «Общие свойства и первичные методы переработки нефти и газа» М., Мир, 1993, 271 стр.
8. В. Смидович «Крекинг нефтяного сырья и переработка углеводородов», М., Химия, 2000, 327 стр.
9. Ч. Томас. «Промышленные каталические жараёны и эффективные катализаторы» М., Мир, 1993, 271 стр.
10. Е.Д. Радченко и др. «Промышленные катализаторы. Гидрогенизации переработки нефти» Л., Химия 1995, 274.
11. Р.З. Магарил «Теорические основы химических жараёнов переработки нефти» Л., Химия, 1995, 274 стр.
12. Масагутов Р.М. «Алюмосиликатные катализаторы и изменение их свойства при крекинге продуктов » Л., Химия 1995,274 стр.
13. Х.Р. Рустамов «Физик кимё » Т., Узбекистан, 2005, 486 бет.
14. Б.Н. Долгов «Катализ в органической химии» Л., 1999, 807 стр.
15. Семёнов Т.А. Лейтеса И.Л. «Очистка технологических газов» М., Химия, 1997, 487 стр.

Изм.	Лист	№ Документа	Дата	Подп.	<b>5321400 –«НГКСТ»</b>	Лист
Выполнил:		Тухтаев С.Ф.				
Руководитель:		Ямалетдинова А.А.				

16. Суханов В.П. Переработка нефти. Учебник для проф-техн. Учеб. заведений. М., «Высш. школа», 1994.

17. 15.Альбом технологияческих схем процессов переработки нефти и газа». под. ред. Б.И.Бондаренко. – М., «Химия», 1993

18. [www.ziyonet.uz](http://www.ziyonet.uz)

19. [www.neft-gaz.ru](http://www.neft-gaz.ru)

20. [www.oil-gas.at](http://www.oil-gas.at)

21. [www.oil.com](http://www.oil.com)

22. [www.oil-book.ru](http://www.oil-book.ru)

23. [www.oil-gas.ru](http://www.oil-gas.ru)

Изм.	Лист	№ Документа	Дата	Подп.	5321400 –«НГКСТ»	Лист
Выполнил:		Тухтаев С.Ф.				
Руководитель:		Ямалетдинова А.А.				