Ташкентский автомобильно-дорожный институт

Кафедра химмотолгии

САМОСТОЯТЕЛЬНАЯ РАБОТА НА ТЕМУ:	ФРАКЦИОННЫЙ СОСТАВ НЕФТЕЙ

Выполнил ст. гр. 155-07 Исхаков Т. |

Ташкент 2010г.

Содержание

Введение
1.Фракционный состав нефти
2.Основные нефтяные фракции
3.Метод однократного и постепенного испарения
4.Кривые ИТК и ОИ как характеристика нефти
Заключение
Список используемой литературы
Приложение

Введение

Нефть представляет собой сложную смесь жидких органических веществ, в которых растворены различные твердые углеводороды и смолистые вещества. Кроме того, часто в ней растворены и сопутствующие нефти газообразные углеводороды. Разделение сложных смесей на более простые или в пределе – на индивидуальные компоненты называется ***фракционированием***. Методы разделения базируются на различии физических, поверхностных и химических свойств разделяемых компонентов. При исследовании и переработке нефти и газа используются следующие методы разделения: физическая стабилизация (дегазация), перегонка и ректификация, перегонка под вакуумом, азеотропная перегонка, молекулярная перегонка, адсорбция, хроматография, применение молекулярных сит, экстракция, кристаллизация из растворов, обработка как химическими реагентами, так и карбамидом (с целью выделения парафинов нормального строения). Всеми этими методами возможно получить различные фракции, по составу и свойствам резко отличающиеся от исходного продукта. Часто эти методы комбинируют. Так, например, абсорбция и экстракция при разделении смолистых веществ или экстракция и перегонка в процессе экстрактивной перегонки. При детальном исследовании химического состава нефти практически используются все перечисленные выше методы.

Наиболее распространенные методы и положены в основу заводской переработки нефти. В процессе перегонки при постепенно повышающейся температуре компоненты нефти отгоняются в порядке возрастания их температур кипения.

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 температуре кипения нефти нельзя.

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.

1. Фракционный состав нефти

Поскольку нефть представляет собой многокомпонентную непрерывную смесь углеводородов и гетероатомных соединений, то обычными методами перегонки не удается разделить их на индивидуальные соединения со строго определенными физическими константами, в частности температурой кипения при данном давлении Принято разделять нефть и нефтепродукты путем перегонки 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 ее фракции характеризуются не температурой кипения, а температурными пределами начала кипения и конца кипения.

При исследовании качества новых нефтей (т. е. составлении технического паспорта), их 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 % и 40–65% керосиногазойлевых фракций, перегоняющихся до 350 °С. Известны месторождения легких нефтей с высоким содержанием светлых (до 350 °С). Так, Самотлорская нефть содержит 58 % светлых, а газоконденсаты большинства месторождений почти полностью (85–90 %) состоят из светлых. Добываются также очень тяжелые нефти, состоящие в основном из высококипящих фракций (например, нефть Ярегского месторождения, добываемая шахтным способом).

Углеводный состав нефти — является наиболее важным показателем их качества, определяющим выбор метода переработки, ассортимент и эксплуатационные свойства получаемых нефтепродуктов. В исходных нефтях содержатся в различных соотношениях все классы углеводов, кроме алкенов: алканы, цикланы, арены, а также гетероатомные соединения. Алканы (C_nH_{2n+2}) — парафиновые углеводы — составляют значительную часть групповых компонентов нефтей, газоконденсатов и природных газов. Общее содержание их в нефтях составляет 25–75 % мас. и только в некоторых парафинистых нефтях типа Мангышлакской достигает 40–50 %. С повышением молярной фракций нефти содержание в них алканов уменьшается. Попутные нефтяные и природные газы практически полностью, а прямогонные бензины чаще всего на 60–70 % состоят из алканов. В масляных фракциях их содержание снижается до 5–20 % мас. Из алканов в бензинах преобладают 2- и 3-монометилзамещенные, при этом доля изоалканов с четвертичным углеродным атомом меньше, а этил- и пропилзамещенные изоалканы практически отсутствуют. С увеличением числа атомов углерода в молекуле алканов свыше 8 относительное содержание монозамещенных снижается. В газойлевых фракциях (200–350 °С) нефтей содержатся алканы от додекана до эйкозана. Установлено, что среди алканов в них преобладают монометилзамещенные и изопреноидные (с чередованием боковых

метильных групп через три углеродных атома в основе углеродной цепи) структуры. В среднем содержание алканов изопреноидного строения составляет около 10–11 %.

Циклоалканы (ц. CnH2n) — нафтеновые углеводы — входят в состав всех фракций нефтей, кроме газов. В среднем в нефтях различных типов они содержатся от 25 до 80 % мас. Бензиновые и керосиновые фракции представлены в основном гомологами циклопентана и циклогексана, преимущественно с короткими (С1 — С3) алкилзамещенными цикланами. Высококипящие фракции содержат преимущественно полициклические гомологи цикланов с 2–4 одинаковыми или разными цикланами сочлененного или конденсированного типа строения. Распределение цикланов по фракциям нефти самое разнообразное. Их содержание растет по мере утяжеления фракций и только в наиболее высококипящих масляных фракциях падает. Можно отметить следующее распределение изомеров цикланов: среди С7 — циклопентанов преобладают 1,2 — и 1,3-диметилзамещенные; С8 — циклопентаны представлены преимущественно триметилзамещенными; среди алкилциклогексанов преобладает доля ди- и триметилзамещенные, не содержащие четвертичного атома углерода.

Цикланы являются наиболее высококачественной составной частью моторного топлива и смазочных масел. Моноциклические цикланы придают моторному топливу высокие эксплуатационные свойства, являются более качественным сырьем в процессах каталитического реформинга. В составе смазочных масел они обеспечивают малое изменение вязкости от температуры (т. е. высокий индекс). При одинаковом числе углеродных атомов цикланы по сравнению с алканами характеризуются большей плотностью и, что особенно важно, меньшей температурой застывания.

Арены (ароматические углеводороды) с эмпирической формулой CnHn+2–2Ка (где Ка — число ареновых колец) — содержатся в нефтях обычно в меньшем количестве (15–50 %), чем алканы и цикланы, и представлены гомологами бензола в бензиновых фракциях. Распределение их по фракциям различно и зависит от степени ароматизированности нефти, выражающейся в ее плотность. В легких нефтях содержание аренов с повышением температуры кипения фракции, как правило, снижается. Нефти средней плотности циклановогo типа характеризуются почти равномерным распределением аренов по фракциям. В тяжелых нефтях содержание их резко возрастает с повышением температуры кипения фракций. Установлена следующая закономерность распределения изомеров аренов в бензиновых фракциях: из С8-аренов больше 1,3-диметилзамещенных, чем этилбензолов; С9-аренов преобладают 1,2,4-триметилзамещенные. Арены являются ценными компонентами в автобензине (с высокими октановым числом), но нежелательными в реактивном топливе и дизельном топливе. Моноциклические арены с длинными боковыми алкильными цепями придают смазочным маслам хорошие вязкостно-температурные свойства.

2. Основные нефтяные фракции

Из нефти выделяют разнообразные продукты, имеющие большое практическое значение. Сначала из нее удаляют растворенные газообразные углеводороды (преимущественно метан). После отгонки летучих углеводородов нефть нагревают. Первыми переходят в парообразное состояние и отгоняются углеводороды с небольшим числом атомов углерода в молекуле, имеющие относительно низкую температуру кипения. С повышением температуры смеси перегоняются углеводороды

с более высокой температурой кипения. Таким образом можно собрать отдельные смеси (фракции) нефти. Чаще всего при такой перегонке получают четыре летучие фракции, которые затем подвергаются дальнейшему разделению.

Основные фракции нефти следующие:

• **Газолиновая фракция**, собираемая от 40 до 200 °С, содержит углеводороды от C_5H_{12} до $C_{11}H_{24}$. При дальнейшей перегонке выделенной фракции получают газолин ($t_{кип}$ = 40–70 °С), бензин

($t_{кип}$ = 70–120 °С) – авиационный, автомобильный и т.д.

• **Лигроиновая фракция**, собираемая в пределах от 150 до 250 °С, содержит углеводороды от C_8H_{18} до $C_{14}H_{30}$. Лигроин применяется как горючее для тракторов. Большие количества лигроина перерабатывают в бензин.

• **Керосиновая фракция** включает углеводороды от $C_{12}H_{26}$ до $C_{18}H_{38}$ с температурой кипения от 180 до 300 °С. Керосин после очистки используется в качестве горючего для тракторов, реактивных самолетов и ракет.

• **Газойлевая фракция** ($t_{кип}$ > 275 °С), по-другому называется дизельным топливом.

• Остаток после перегонки нефти – **мазут** – содержит углеводороды с большим числом атомов углерода (до многих десятков) в молекуле. Мазут также разделяют на фракции перегонкой под уменьшенным давлением, чтобы избежать разложения. В результате получают соляровые масла (дизельное топливо), смазочные масла (автотракторные, авиационные, индустриальные и др.), вазелин (технический вазелин применяется для смазки металлических изделий с целью предохранения их от коррозии, очищенный вазелин используется как основа для косметических средств и в медицине). Из некоторых сортов нефти получают парафин (для производства спичек, свечей и др.). После отгонки летучих компонентов из мазута остается гудрон. Его широко применяют в дорожном строительстве. Кроме переработки на смазочные масла мазут также используют в качестве жидкого топлива в котельных установках.

3. Метод однократного и постепенного испарения

Разделение нефти на составные части (фракции) по их температурам кипения в целях получения товарных нефтепродуктов или их компонентов. Перегонка нефти— начальный процесс переработки нефти на нефтеперерабатывающих заводах, основанный на том, что при нагреве нефти образуется паровая фаза, отличающаяся по составу от жидкости. Фракции, получаемые в результате перегонки нефти, обычно представляют собой смеси углеводородов. С помощью методов многократной перегонки нефтяных фракций удаётся выделить некоторые индивидуальные углеводороды. Перегонка нефти осуществляется методами ***однократного испарения*** (равновесная дистилляция) или ***постепенного испарения*** (простая перегонка, или фракционная дистилляция); с ректификацией и без неё; в присутствии перегретого водяного пара —испаряющего агента; при атмосферном давлении и под вакуумом. При равновесной дистилляции разделение нефти на фракции происходит менее четко по сравнению с простой перегонкой. Однако в первом случае при одной и той же температуре нагрева в парообразное состояние переходит большая часть нефти. В лабораторной практике в основном применяется простая перегонка нефти с ректификацией паровой фазы на установках периодического действия. В промышленности используется перегонка нефти с однократным испарением в

сочетании с ректификацией паровой и жидкой фаз. Такое сочетание позволяет проводить перегонку нефти на установках непрерывного действия и добиваться высокой чёткости разделения нефти на фракции, экономного расходования топлива на её нагрев. Применение водяного пара приводит к снижению температурного режима, увеличению отбора нефтяных фракций и повышению концентрации высококипящих компонентов в остатке. На промышленных установках перегонка нефти вначале проводится при атмосферном давлении, а затем под вакуумом. При атмосферной перегонке нефть нагревается не выше 370 °С, так как при более высокой температуре начинается расщепление углеводородов — крекинг, а это нежелательно из-за того, что образующиеся непредельные углеводороды резко снижают качество и выход целевых продуктов.

В результате атмосферной перегонка нефти отгоняются фракции, выкипающие примерно от 30 до 350—360 °С, и в остатке остаётся мазут. Из нефтяных фракций, выкипающих до 360 °С, получаются различные виды топлив (бензины, топлива для реактивных и дизельных двигателей), сырьё для нефтехимического синтеза (бензол, этилбензол, ксилолы, этилен, пропилен, бутадиен), растворители и др. Дальнейшая перегонка мазута проводится под вакуумом (остаточное давление 5,3—8 кн/м^2, или 40—60 мм рт. ст.), чтобы свести к минимуму крекинг углеводородов. В СССР на ряде нефтеперерабатывающих заводов производительность установок атмосферно-вакуумной переработки нефти доводилась до 8 млн. т нефти в год.

При перегонке с однократным испарением нефть нагревают в змеевике какого-либо подогревателя до заранее заданной температуры. По мере повышения температуры образуется все больше паров, которые находятся в равновесии с жидкой фазой, и при заданной температуре парожидкостная смесь покидает подогреватель и поступает в адиабатический испаритель. Последний представляет собой пустотелый цилиндр, в котором паровая фаза отделяется от жидкой. Температура паровой и жидкой фаз в этом случае одна и та же. Четкость разделения нефти на фракции при перегонке с однократным испарением наихудшая.

Перегонка с многократным испарением состоит из двух или более однократных процессов перегонки с повышением рабочей температуры на каждом этапе.

Если при каждом однократном испарении нефти происходит бесконечно малое изменение ее фазового состояния, а число однократных испарений бесконечно большое, то такая перегонка является перегонкой с постепенным испарением.

Четкость разделения нефти на фракции при перегонке с однократным испарением наихудшая по сравнению с перегонкой с многократным и постепенным испарением.

Если для нефтяной фракции построить кривые разгонки с однократным и многократным испарением , то окажется, что температура начала кипения фракций при однократном испарении выше, а конца кипения ниже, чем при многократном испарении. Если высокой четкости разделения фракций не требуется, то метод однократного испарения экономичнее. К тому же при максимально допустимой температуре нагрева нефти 350 — 370°С (при более высокой температуре начинается разложение углеводородов) больше продуктов переходит в паровую фазу по сравнению с многократным или постепенным испарением. Для отбора из нефти фракций, выкипающих выше 350 — 370°С, применяют вакуум или водяной пар. Использование в промышленности принципа перегонки с однократным испарением в сочетании с ректификацией паровой и жидкой фаз позволяет достигать высокой

четкости разделения нефти на фракции, непрерывности процесса и экономичного расходования топлива на нагрев сырья. Исходная нефть прокачивается насосом через теплообменники, где нагревается под действием тепла отходящих нефтяных фракций и поступает в огневой подогреватель (трубчатую печь). В трубчатой печи нефть нагревается до заданной температуры и входит в испарительную часть (питательную секцию) ректификационной колонны. В процессе нагрева часть нефти переходит в паровую фазу, которая при прохождении трубчатой печи все время находится в состоянии равновесия с жидкостью. Как только нефть в виде парожидкостной смеси выходит из печи и входит в колонну (где в результате снижения давления дополнительно испаряется часть сырья), паровая фаза отделяется от жидкой и поднимается вверх по колонне, а жидкая перетекает вниз. Паровая фаза подвергается ректификации в верхней части колонны, считая от места ввода сырья. В ректификационной колонне размещены ректификационные тарелки, на которых осуществляется контакт поднимающихся по колонне паров со стекающей жидкостью (флегмой). Флегма создается в результате того, что часть верхнего продукта, пройдя конденсатор-холодильник, возвращается в состоянии на верхнюю тарелку и стекает на нижележащие, обогащая поднимающиеся пары низкокипящими компонентами.

Для ректификации жидкой части сырья в нижней части ректификационной части колонны под нижнюю тарелку необходимо вводить тепло или какой-либо испаряющий агент. В результате легкая часть нижнего продукта переходит в паровую фазу и тем самым создается паровое орошение. Это орошение, поднимаясь с самой нижней тарелки и вступая в контакт со стекающей жидкой фазой, обогащает последнюю высококипящими компонентами.

В итоге сверху колонны непрерывно отбирается низкокипящая фракция, снизу — высококипящий остаток.

Испаряющий агент вводится в ректификационную колону с целью повышения концентрации высококипящих компонентов в остатке от перегонки нефти. В качестве испаряющего агента используются пары бензина, лигроина, керосина, инертный газ, чаще всего — водяной пар.

В присутствии водяного пара в ректификационной колонне снижается парциальное давление углеводородов, а следовательно их температура кипения. В результате наиболее низкокипящие углеводороды, находящиеся в жидкой фазе после однократного испарения, переходят в парообразное состояние и вместе с водяным паром поднимаются вверх по колонне. Водяной пар проходит всю ректификационную колонну и уходит с верхним продуктом, понижая температуру в ней на 10 — 20°С. На практике применяют перегретый водяной пар и вводят его в колонну с температурой, равной температуре подаваемого сырья или несколько выше (обычно не насыщенный пар при температуре 350 — 450°С под давлением 2 — 3ат).

Влияние водяного пара заключается в следующем:

- интенсивно перемешивается кипящая жидкость, что способствует испарению низкокипящих углеводородов;

- создается большая поверхность испарения тем, что испарение углеводородов происходит внутрь множества пузырьков водяного пара.

Расход водяного пара зависит от количества отпариваемых компонентов, их природы и условий внизу колонны. Для хорошей ректификации жидкой фазы внизу колонны необходимо, чтобы примерно 25% ее переходило в парообразное состояние.

В случае применения в качестве испаряющего агента инертного газа происходит

большая экономии тепла, затрачиваемого на производство перегретого пара, и снижение расхода воды, идущей на его конденсацию. Весьма рационально применять инертный газ при перегонке сернистого сырья, т.к. сернистые соединения в присутствии влаги вызывают интенсивную коррозию аппаратов. Однако инертный газ не получил широкого применения при перегонке нефти из-за громоздкости подогревателей газа и конденсаторов парогазовой смеси (низкого коэффициента теплоотдачи) и трудности отделения отгоняемого нефтепродукта от газового потока.

Удобно в качестве испаряющего агента использовать легкие нефтяные фракции — лигроино-керосино-газойлевую фракцию, т.к. это исключает применение открытого водяного пара при перегонке сернистого сырья, вакуума и вакуумсоздающей аппаратуры, и, в то же время, избавляет от указанных сложностей работы с инертным газом.

Чем ниже температура кипения испаряющего агента и больше его относительное количество, тем ниже температура перегонки. Однако чем легче испаряющий агент, тем больше его теряется в процессе перегонки. Поэтому в качестве испаряющего агента рекомендуется применять лигроино-керосино-газойлевую фракцию.

4. Кривые ИТК и ОИ как характеристики нефти

Однократная перегонка осуществляется испарением или дросселированием жидкой смеси. В связи с этим для получения заданной доли отгона сырья однократное испарение позволяет вести процесс разделения с меньшей вероятностью термического разложения компонентов смеси. В том случае, когда летучести компонентов разделяемой смеси различаются значительно и остаток представляет собой смесь тяжелых углеводородов со смолисто-асфальтеновыми соединениями, разделение методом дросселирования может вызвать достаточно резкое понижение температуры и увеличение вязкости остатка.

Вакуум и водяной пар понижают парциальное давление компонентов смеси и вызывают тем самым кипение жидкости при меньшей температуре. Простая перегонка нефтяных смесей изображается кривыми однократного испарения (ОИ), устанавливающими зависимость доли отгона от температуры нагрева смеси. Кривые ОИ характеризуют также условные температуры кипения смеси при нечетком их разделении, а начальные и конечные точки кривой ОИ определяют соответственно истинные температуры кипения жидких смесей и конденсации паровых смесей заданного состава. Для равномерно выкипающей смеси кривые ОИ имеют незначительную кривизну в начале и в конце и являются практически прямыми линиями.

При определении фракционного состава нефть и нефтепродукты перегоняют в стандартном приборе при определенных условиях и в системе координат ("температура-отгон") строят график выкипания отдельных углеводородов и их смесей. При нагревании нефтепродукта в паровую фазу, прежде всего, переходят низкокипящие компоненты, обладающие высокой летучестью. По мере отгона низкокипящих компонентов остаток обогащается высококипящими компонентами. Чтобы сделать кипение безостановочным, жидкий остаток непрерывно подогревают. При этом в паровое пространство переходят все новые и новые компоненты с все возрастающими температурами кипения. Отходящие пары конденсируются в

измерительной емкости или отбираются по интервалам температур кипения компонентов в виде отдельных нефтяных фракций. Данные разгонки представляют в виде таблицы или графика ("температура кипения - % отгона"). Линии на этом графике называют кривыми разгонки или кривыми фракционного состава. При четком делении смеси (то есть при использовании лабораторных методов периодической ректификации) получают кривые истинных температур кипения (ИТК), при нечетком делении - кривые условных температур кипения (кривые стандартной разгонки). Наиболее важными являются кривые ИТК. Их используют для определения фракционного состава сырой нефти, расчета физико-химических и эксплуатационных свойств нефтепродуктов и параметров технологического режима процессов перегонки и ректификации нефтяных смесей. Различие физико-химических свойств углеводородов используется для разделения топлив на узкие группы углеводородов и идентификации этих групп, а аддитивность некоторых свойств - для расчета количественного содержания групп углеводородов в смеси. При исследовании новых нефтей фракционный состав определяют на стандартных перегонных аппаратах, снабженных ректификационными колонками. Это позволяет значительно улучшить четкость погоноразделения и построить по результатам фракционирования кривую истинных температур кипения. Кривая ИТК показывает потенциальное содержание в нефти отдельных (узких) фракций, являющихся основой для последующей их переработки и получения товарных нефтепродуктов (автобензинных, реактивных, дизельных и энергетических топлив, смазочного масла и др.).

Заключение

Нефть, нефтяные фракции и нефтепродукты представляют собой, как правило, смеси очень большого числа близко кипящих компонентов. Число компонентов в бензиновых фракциях может достигать 500, а в масляных фракциях еще больше. Как правило, их разделяют путем перегонки на отдельные части, каждая из которых является менее сложной смесью. Нефтяные фракции, в отличие от индивидуальных соединений, не имеют постоянной температуры кипения. Они выкипают в определенных интервалах температур, то есть имеют температуры начала и конца кипения (Тнк и Ткк). Тнк и Ткк зависят от химического состава фракции. Таким образом, фракционный состав нефти и нефтепродукта показывает содержание в них (в объемных или весовых процентах) различных фракций, выкипающих в определенных температурных пределах. Этот показатель является важнейшей характеристикой нефтяных смесей и имеет большое практическое значение.

Полные данные о характеристике состава нефти и нефтепродуктов позволяют решать главные вопросы переработки: проводить сортировку нефти и нефтепродуктов на базах смешения, определять варианты переработки нефти (топливный, топливно-масляный, или нефтехимический), выбирать схемы переработки, определять глубину отбора масляных фракций от потенциала (отношение массы фракций, выделенных на установке, к их массе, содержащейся в нефти), выход отдельных фракций. Знание фракционного состава нефтепродукта позволяет рассчитать их важнейшие эксплуатационные характеристики. Вследствие особенностей химического состава нефтей разных месторождений, физико-химические характеристики идентичных по температуре кипения фракций будут неодинаковы. Каждая нефть имеет свою характерную кривую разгонки, обусловленную специфическим распределением в ней отдельных компонентов (углеводородных и неуглеводородных соединений) как по содержанию, так и по температуре кипения.

Изменения физико-химических характеристик взаимно коррелируют. На этом основаны многие методы определения характеристик и состава нефти и нефтепродуктов, и в настоящее время накоплен значительный объем информации о корреляционных взаимосвязях. Однако большинство из них нашли ограниченное применение из-за громоздкости и неприспособленности для использования в информационных технологиях.

Список используемой литературы

1. Обрядчиков С. Н., Принципы перегонки нефти, М.— Л., 1940.
2. Дияров И.Н., Батуева И.Ю., Садыков А.Н., Солодова Н.Л. Химия нефти. Руководство к лабораторным занятиям: Учебное пособие для вузов. - Л.: Химия, 1990.
3. Богомолов А. И., Гайле А.А., Громова В.В. и др.Химия нефти и газа: Учебное пособие для вузов / Под ред. В. А. Проскурякова, А. Е. Драбкина.— 3-е изд., доп. и испр. — СПб: Химия, 1995.
4. Батуева И. Ю., Гайле А.А., Поконова Ю.В. Химия нефти. Под редакцией 3. И. Сюняева. Ленинград: Химия, 1984.
5. Соколов В. Л., Фурсов А. Я. Поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. - М.: Недра, 2000. - 296 с.
6. Справочник нефтепромысловой геологии/Под ред. Н. Е. Быкова. - Москва: Недра, 2001. - 525 с.
7. Спутник нефтегазопромыслового геолога: Справочник/Под ред. И. П. Чаловского. - М.: Недра, 2000. - 376 с.
8. Буланов А.Н.«Регламент работы цеха первичной подготовки нефти на «Быстринском» НГДУ», Сургут, ОАО «Сургутнефтегаз», 1997
9. Эрих В.Н., Расина М.Г., Рудин М.Г. "Химия и технология нефти и газа". Ленинград, "Химия", 1972.
10. Скобло А.И., Трегубова И.А., Егоров Н.Н. "Процессы и аппараты, нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности". Москва, Государственное научно-техническое изд., 1962.
11. Нестеров И.И., Рябухин Г.Е. "Тайны нефтяной колыбели". Свердловск, Средне-Уральское книжное издательство, 1984.
12. Судо М. М. "Нефть и горючие газы в современном мире". Москва, Недра, 1984.
13. Дриацкая З.В., Мхчиян М.А., Жмыхова Н.М. и другие «Нефти СССР. Том 4». Москва, «Химия», 1974.
14. Еременко Н. А. Справочник по геологии нефти и газа. - Москва: Недра, 2002. - 485 с.

Приложение

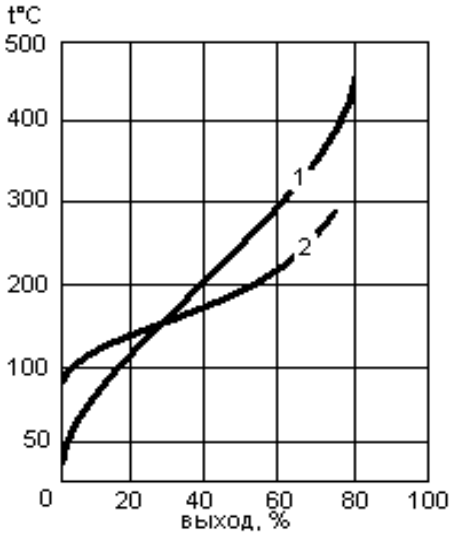


Рис. 2.

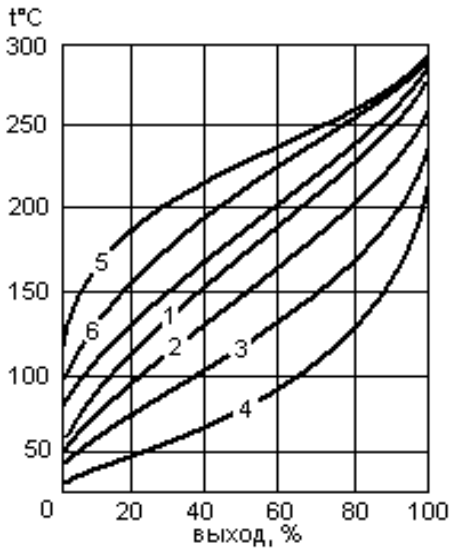


Рис.1.

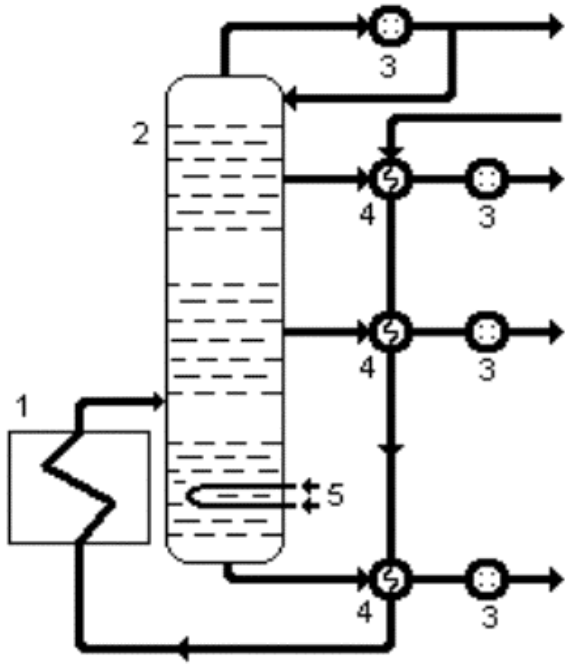


Рис. 3.