

Особенности нефти как сырья процессов перегонки

Нефть и нефтяные смеси как сырье для ректификации характеризуются рядом специфических свойств, обуславливающих некоторые особенности в технологии их переработки.

1. Нефть и особенно ее высококипящие фракции и остатки характеризуются невысокой термической стабильностью. Для большинства нефтей температура термической стабильности соответствует температурной границе деления примерно между дизельным топливом и мазутом по кривой ИТК, то есть $\approx 350...360$ °С. Нагрев нефти до более высоких температур будет сопровождаться ее деструкцией и, следовательно, ухудшением качества отбираемых продуктов перегонки. В этой связи перегонку нефти и ее тяжелых фракций проводят с ограничением по температуре нагрева. В условиях такого ограничения для выделения дополнительных фракций нефти, выкипающих выше предельно допустимой температуры нагрева сырья, возможно использовать практически единственный способ повышения относительной летучести компонентов — перегонку под вакуумом. Так, перегонка мазута при остаточных давлениях в зоне питания вакуумной колонны ≈ 100 и ≈ 20 мм рт. ст. (≈ 133 и 30 гПа) позволяет отобрать газойлевые (масляные) фракции с температурой конца кипения соответственно до 500 и 600 °С. Обычно для повышения четкости разделения при вакуумной (а также и атмосферной) перегонке применяют подачу водяного пара для отпаривания более легких фракций. Следовательно, с позиций термической нестабильности нефти технология ее глубокой перегонки (то есть с отбором фракций до гудрона) должна включать как минимум 2 стадии: атмосферную перегонку до мазута с отбором топливных фракций и перегонку под вакуумом мазута с отбором газойлевых (масляных) фракций и в остатке гудрона.

2. Нефть представляет собой многокомпонентное сырье с непрерывным характером распределения фракционного состава и соответственно летучести компонентов. Расчеты показывают, что значение коэффициента относительной летучести непрерывно (экспоненциально) убывает по мере утяжеления фракций нефти, а также по мере сужения температурного интервала кипения фракций. Эта особенность нефтяного сырья обуславливает определенные ограничения как на четкость погоноразделения, особенно относительно высококипящих фракций, так и по отношению к «узости» фракций. С экономической точки зрения, нецелесообразно требовать от процессов перегонки выделить, например, индивидуальный чистый углеводород или сверхузкие фракции нефти. Поэтому в нефтепереработке довольствуются получением следующих топливных и газойлевых фракций, выкипающих в достаточно широком интервале температур:

— бензиновые н. к. 140 °С (180 °С);

- керосиновые 140 (180)...240 °С;
- дизельные 240...350 °С;
- вакуумный дистиллят (вакуумный газойль) 350...400 °С, 400...450 °С и 450...500 °С;
- тяжелый остаток — гудрон >490 °С (>500 °С).

Иногда ограничиваются неглубокой атмосферной перегонкой нефти с получением в остатке мазута >350 °С, используемого в качестве котельного топлива.

3. Высококипящие и остаточные фракции нефти содержат значительное количество гетероорганических смолисто-асфальтеновых соединений и металлов, попадание которых при перегонке в дистилляты резко ухудшает их эксплуатационные характеристики и значительно усложняет последующую их переработку. Это обстоятельство обуславливает необходимость организации четкой сепарации фаз в секции питания атмосферной и особенно вакуумной колонн. Эффективная сепарация фаз в секции питания колонн достигается установкой специальных сепараторов (отбойных тарелок, насадок и т. д.), улавливающих мельчайшие капли (туман, пена, брызги) кубовой жидкости, а также промывкой потока паров стекающей жидкостью в специальной промывной тарелке. Для этого и с целью повышения разделительной способности нижних тарелок сепарационной секции колонны необходимо обеспечить некоторый избыток орошения, называемый избытком однократного испарения, путем незначительного перегрева сырья (но не выше предельно допустимой величины). Доля отгона при однократном испарении в секции питания колонны должна быть на 2...5 % больше выхода продуктов, отбираемых в виде дистиллята и боковых погонов.

Современные промышленные установки перегонки нефти и газов

Типы промышленных установок

Технологические установки перегонки нефти предназначены для разделения нефти на фракции и последующей переработки или использования их как компонентов товарных нефтепродуктов. Они составляют основу всех НПЗ. На них вырабатываются практически все компоненты моторных топлив, смазочных масел, сырье для вторичных процессов и для нефтехимических производств. От их работы зависят ассортимент и качество получаемых компонентов и технико-экономические показатели последующих процессов переработки нефтяного сырья. Процессы перегонки нефти осуществляют на так называемых атмосферных трубчатых (АТ) и вакуумных трубчатых (ВТ) или атмосферно-вакуумных трубчатых (АВТ) установках. В зависимости от направления использования фракций установки перегонки нефти принято именовать топливными, масляными или топливно-масляными и соответственно этому – варианты переработки нефти.

На установках АТ осуществляют неглубокую перегонку нефти с получением топливных (бензиновых, керосиновых, дизельных) фракций и мазута. Установки ВТ предназначены для перегонки мазута. Получаемые на них газойлевые, масляные фракции и гудрон используют в качестве сырья процессов последующей (вторичной) переработки их с получением топлив, смазочных масел, кокса, битумов

и других нефтепродуктов.

Современные процессы перегонки нефти являются комбинированными с процессами обезвоживания и обессоливания, вторичной перегонки и стабилизации бензиновой фракции: ЭЛОУ-АТ, ЭЛОУ-АВТ, ЭЛОУ-АВТ-вторичная перегонка и т. д. Диапазон мощностей отечественных установок перегонки нефти – от 0,5 до 8 млн т нефти в год. До 1950 г. максимальная мощность наиболее распространенных установок АТ и АВТ составляла 500...600 тыс. т/год. В 1950–1960 гг. проектировались и строились установки мощностью 1; 1,5; 2 и 3 млн т/год нефти. В 1967 г. ввели в эксплуатацию высокопроизводительную установку АВТ мощностью 6 млн т/год. Преимущества установок большой единичной мощности очевидны: высокая производительность труда и низкие капитальные и эксплуатационные затраты по сравнению с установками малой производительности.

Еще более существенные экономические преимущества достигаются комбинированием АТ и АВТ (или ЭЛОУ-АТ и ЭЛОУ-АВТ) с другими технологическими процессами, такими как газофракционирование, гидроочистка топливных и газойлевых фракций, каталитический риформинг, каталитический крекинг, очистка масляных фракций и т.д. Надо отметить, что старые установки малой мощности подверглись модернизации с увеличением их мощности в 2...2,5 раза и более по сравнению с проектной.

Поскольку в эксплуатации находятся АТ и АВТ довоенного и последующих поколений, отечественные установки перегонки нефти характеризуются большим разнообразием схем перегонки, широким ассортиментом получаемых фракций. Даже при одинаковой производительности ректификационные колонны имеют разные размеры, неодинаковое число и разные типы тарелок; по-разному решены схемы теплообмена, холодного, горячего и циркуляционного орошения, а также вакуумсоздающей системы. В этой связи ниже будут представлены лишь принципиальные технологические схемы отдельных блоков (секций), входящих в состав высокопроизводительных современных типовых установок перегонки нефти.

Блок атмосферной перегонки нефти установки ЭЛОУ-АВТ-6

При выборе технологической схемы и режима атмосферной перегонки нефти руководствуются главным образом ее фракционным составом, и прежде всего содержанием в ней газов и бензиновых фракций. Перегонку стабилизированных нефтей постоянного состава с небольшим количеством растворенных газов (до 1,2 % по С₄ включительно), относительно невысоким содержанием бензина (12...15 %) и выходом фракций до 350 °С не более 45 % энергетически наиболее выгодно осуществлять на установках (блоках) АТ по схеме с однократным испарением, то есть с одной сложной ректификационной колонной с боковыми отпарными секциями. Установки такого типа широко применяются на зарубежных НПЗ. Они просты и компактны, благодаря осуществлению совместного испарения легких и тяжелых фракций требуют минимальной температуры нагрева нефти для обеспечения заданной доли отгона, характеризуются низкими энергетическими затратами и металлоемкостью. Основной их недостаток — меньшая технологическая гибкость и пониженный (на 2,5...3,0 %) отбор светлых

нефтепродуктов, кроме того, по сравнению с двухколонной схемой, они требуют более качественной подготовки нефти.

Для перегонки легких нефтей с высоким содержанием растворимых газов (1,5... 2,2 %) и бензиновых фракций (до 20...30 %) и фракций до 350 °С (50...60 %) целесообразно применять атмосферную перегонку двухкратного испарения, то есть установки с предварительной отбензинивающей колонной и сложной ректификационной колонной с боковыми отпарными секциями для разделения частично отбензиненной нефти на топливные фракции и мазут.

Двухколонные установки атмосферной перегонки нефти получили в отечественной нефтепереработке наибольшее распространение. Они обладают достаточной технологической гибкостью, универсальностью и способностью перерабатывать нефти различного фракционного состава, так как первая колонна, в которой отбирается 50...60 % бензина от потенциала, выполняет функции стабилизатора, сглаживает колебания в фракционном составе нефти и обеспечивает стабильную работу основной ректификационной колонны. Применение отбензинивающей колонны позволяет также снизить давление на сырьевом насосе, предохранить частично сложную колонну от коррозии, разгрузить печь от легких фракций, тем самым несколько уменьшить требуемую тепловую ее мощность.

Недостатками двухколонной АТ является более высокая температура нагрева отбензиненной нефти, необходимость поддержания температуры низа первой колонны горячей струей, на что требуются затраты дополнительной энергии. Кроме того, установка оборудована дополнительной аппаратурой: колонной, насосами, конденсаторами, холодильниками и т. д. Блок атмосферной перегонки нефти высокопроизводительной, наиболее распространенной в нашей стране установки ЭЛОУ-АВТ-6 функционирует по схеме двухкратного испарения и двухкратной ректификации

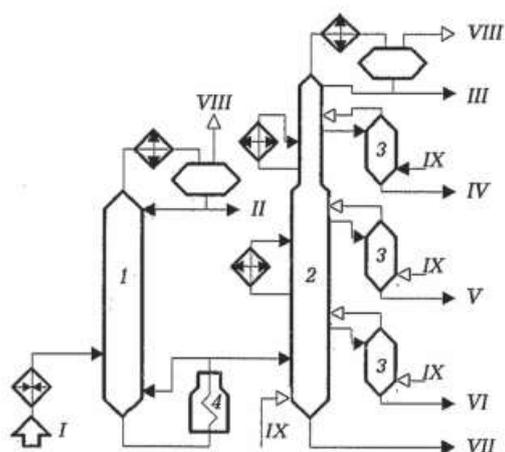


Рис. 3.15. Принципиальная схема блока атмосферной перегонки нефти установки ЭЛОУ-АВТ-6:
1 — отбензинивающая колонна; 2 — атмосферная колонна;
3 — отпарные колонны; 4 — атмосферная печь; I — нефть с ЭЛОУ; II — легкий бензин; III — тяжелый бензин; IV — фракция 180...220 °С; V — фракция 220...280 °С; VI — фракция 280...350 °С; VII — мазут; VIII — газ; IX — водяной пар

Обезвоженная и обессоленная на ЭЛОУ нефть дополнительно подогревается в теплообменниках и поступает на разделение в колонну частичного отбензинивания 1. Уходящие с верха этой колонны

углеводородный газ и легкий бензин конденсируются и охлаждаются в аппаратах воздушного и водяного охлаждения и поступают в емкость орошения. Часть конденсата возвращается на верх колонны 1 в качестве острого орошения. Отбензиненная нефть с низа колонны 1 подается в трубчатую печь 4, где нагревается до требуемой температуры и поступает в атмосферную колонну 2. Часть отбензиненной нефти из печи 4 возвращается в низ колонны 1 в качестве горячей струи. С верха колонны 2 отбирается тяжелый бензин, а сбоку через отпарные колонны 3 выводятся топливные фракции 180...220 (230), 220(230)...280 и 280...350 °С. Атмосферная колонна кроме острого орошения имеет 2 циркуляционных орошения, которыми отводится тепло ниже тарелок отбора фракций 180...220 и 220...280 °С. В нижние части атмосферной и отпарных колонн подается перегретый водяной пар для отпарки легкокипящих фракций. С низа атмосферной колонны выводится мазут, который направляется на блок вакуумной перегонки. Ниже приведены материальный баланс, технологический режим и характеристика ректификационных колонн блока атмосферной перегонки нефти (типа самотлорской)

Практикой эксплуатации промышленных установок АТ и АВТ были выявлены следующие недостатки схемы, показанной на рис. 3.15:

- не обеспечиваются проектные показатели по температуре подогрева нефти на входе в К-1, тем самым и по отбору легкого бензина в ней;
- способ регулирования температуры низа К-1 посредством горячей струи через печь требует повышенных энергозатрат на циркуляцию отбензиненной нефти.

Для интенсификации работы К-1 на ряде НПЗ были переобвязаны теплообменники по сырью и теплоносителю с целью повышения температуры подогрева нефти на входе в К-1. На одном НПЗ 4 внедрена энергосберегающая технология отбензинивания нефти, которая отличается тем,

что часть поступающей в К-1 исходной обессоленной нефти нагревается в конвекционной камере печи (атмосферной или вакуумной) до 180°С (вместо 205°С) и подается вторым потоком в секцию питания, а в низ К-1 в качестве испаряющего агента подается водяной пар ($\approx 0,7$ % мас.).

3.3.3. Блок вакуумной перегонки мазута установки ЭЛОУ-АВТ-6

Основное назначение установки (блока) вакуумной перегонки мазута топливного профиля — получение вакуумного газойля широкого фракционного состава (350... 500 °С), используемого как сырье установок каталитического крекинга, гидрокрекинга или пиролиза и в некоторых случаях — термического крекинга с получением дистиллятного

крекинг-остатка, направляемого далее на коксование с целью получения высококачественных нефтяных коксов.

О четкости разделения мазута обычно судят по фракционному составу и цвету вакуумного газойля. Последний показатель косвенно характеризует содержание смолисто-асфальтеновых веществ, то есть коксуемость и содержание металлов. Металлы, особенно никель и ванадий, оказывают отрицательное влияние на активность, селективность и срок службы катализаторов процессов

гидрооблагораживания и каталитической переработки газойлей. Поэтому при эксплуатации промышленных установок ВТ исключительно важно уменьшить унос жидкости (гудрона) в концентрационную секцию вакуумной колонны в виде брызг, пены, тумана и т. д. В этой связи вакуумные колонны по топливному варианту имеют при небольшом числе тарелок (или невысоком слое насадки) развитую питательную секцию: отбойники из сеток и промывные тарелки, где организуется рециркуляция затемненного продукта. Для предотвращения попадания металлоорганических соединений в вакуумный газойль иногда в сырье в небольших количествах вводят антипенную присадку типа силоксан.

В процессах вакуумной перегонки, помимо проблемы уноса жидкости, усиленное внимание уделяется обеспечению благоприятных условий для максимального отбора целевого продукта без заметного его разложения. Многолетним опытом эксплуатации промышленных установок ВТ установлено, что нагрев мазута в печи выше 420...425 °С вызывает интенсивное образование газов разложения, закоксовывание и прогар труб печи, осмоление вакуумного газойля. При этом чем тяжелее нефть, тем более интенсивно идет газообразование и термодеструкция высокомолекулярных соединений сырья. Вследствие этого при нагреве мазута до максимально допустимой температуры уменьшают время его пребывания в печи, устраивая многопоточные змеевики (до четырех), применяют печи двустороннего облучения, в змеевик печи подают водяной пар и уменьшают длину трансферного трубопровода (между печью и вакуумной колонной). Для снижения температуры низа колонны организуют рецикл (квенчинг) частично охлажденного гудрона. С целью снижения давления на участке испарения печи концевые змеевики выполняют из труб большего диаметра и уменьшают перепад высоты между вводом мазута в колонну и выходом его из печи. В вакуумной колонне применяют ограниченное количество тарелок с низким гидравлическим сопротивлением или насадку; используют вакуумсоздающие системы, обеспечивающие достаточно глубокий вакуум. Количество тарелок в отгонной секции также должно быть ограничено, чтобы обеспечить малое время пребывания нагретого гудрона. С этой целью одновременно уменьшают диаметр куба колонн.

В процессах вакуумной перегонки мазута по топливному варианту преимущественно используют схему однократного испарения, применяя одну сложную ректификационную колонну с выводом дистиллятных фракций через отпарные колонны или без них. При использовании отпарных колонн по высоте основной вакуумной колонны организуют несколько циркуляционных орошений.

Принципиальная схема блока вакуумной перегонки мазута установки ЭЛОУ-АВТ-6 приведена на рис. 3.16.

Мазут, отбираемый с низа атмосферной колонны блока АТ, прокачивается параллельными потоками через печь 2 в вакуумную колонну 1.

Смесь нефтяных и водяных паров, газы разложения (и воздух, засасываемый через неплотности) с верха вакуумной колонны поступают в вакуумсоздающую систему. После конденсации и охлаждения в конденсаторе-холодильнике она разделяется в газосепараторе на газовую и жидкую фазы. Газы отсасываются трехступенчатым парожеткторным вакуумным насосом, а конденсаты поступают

в отстойник для отделения нефтепродукта от водного конденсата. Верхним боковым погоном вакуумной колонны отбирают фракцию легкого вакуумного газойля (соляр). Часть его после охлаждения в теплообменниках возвращается на верх колонны в качестве верхнего циркуляционного орошения.

Вторым боковым погоном отбирают широкую газойлевую (масляную) фракцию. Часть ее после охлаждения используется как среднее циркуляционное орошение вакуумной колонны. Балансовое количество целевого продукта вакуумного газойля после теплообменников и холодильников выводится с установки и направляется на дальнейшую переработку.

С нижней тарелки концентрационной части колонны выводится затемненная фракция, часть которой используется как нижнее циркуляционное орошение, часть — может выводиться с установки или использоваться как рецикл вместе с загрузкой вакуумной печи.

С низа вакуумной колонны отбирается гудрон и после охлаждения направляется на дальнейшую переработку. Часть гудрона после охлаждения в теплообменнике возвращается в низ колонны в качестве квенчинга. В низ вакуумной колонны и змеевик печи подается водяной пар.

Блок стабилизации и вторичной перегонки бензина установки ЭЛОУ-АВТ-6

Во фракциях легкого и тяжелого бензинов, отбираемых с верха соответственно отбензинивающей и атмосферной колонн (см. рис. 3.15), содержатся растворенные углеводородные газы (C1–C4). Поэтому прямогонные бензины должны сначала подвергаться стабилизации с выделением сухого (C1–C2) и сжиженного (C2–C4) газов и последующим их рациональным использованием.

Прямогонные бензины после предварительной стабилизации не могут быть использованы непосредственно как автомобильные бензины ввиду их низкой детонационной стойкости. Для регулирования пусковых свойств и упругости паров товарных автобензинов обычно используется только головная фракция бензина н. к. — 62 (85 °C), которая обладает к тому же достаточно высокой детонационной стойкостью.

Для последующей переработки стабилизированные бензины подвергаются вторичной перегонке на фракции, направляемые как сырье процессов каталитического риформинга с целью получения высокооктанового компонента автобензинов или индивидуальных ароматических углеводородов — бензола, толуола и ксилолов. При производстве ароматических углеводородов исходный бензин разделяют на следующие фракции с температурными пределами выкипания: 62... 85 °C (бензольную), 85...105 (120 °C) (толуольную) и 105 (120)...140 °C (ксилольную). При топливном направлении переработки прямогонные бензины

достаточно разделить на 2 фракции: н. к. — 85 °C и 85...180 °C.

Для стабилизации и вторичной перегонки прямогонных бензинов с получением сырья каталитического риформинга топливного направления применяют в основном двухколонные схемы, включающие колонну стабилизации и колонну вторичной перегонки бензина на фракции

н. к. — 85 и 85...180 °C. Наиболее экономически выгодной схемой разделения стабилизированного бензина на узкие ароматикообразующие

фракции признана последовательно-параллельная схема соединения колонн вторичной перегонки, как это принято в блоке стабилизации и вторичной перегонки установки ЭЛОУ-АВТ-6 (рис. 3.17).

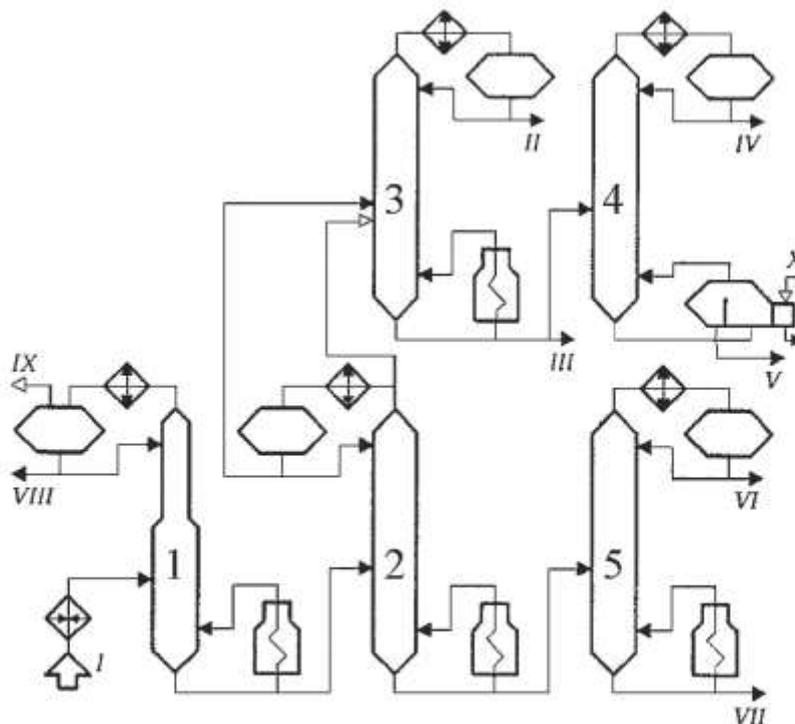


Рис. 3.17. Принципиальная схема блока стабилизации и вторичной перегонки бензина установки ЭЛОУ-АВТ-6:

1 — колонна стабилизации; 2–5 — колонна вторичной перегонки; I — нестабильный бензин; II — фракция C_5 — 62°C; III — фракция 65...105°C; IV — фракция 62...85°C; V — фракция 85...105°C; VI — фракция 105...140°C; VII — фракция 140...180°C; VIII — сжиженная фракция C_2-C_4 ; IX — сухой газ (C_1-C_2); X — водяной пар

В соответствии с этой схемой прямогонный бензин после стабилизации разделяется сначала на 2 промежуточные фракции (н. к. — 105 °С и 105...180 °С), каждая из которых затем направляется на последующее разделение на узкие целевые фракции. Как видно из рис. 3.17, нестабильный бензин из блока АТ после нагрева в теплообменнике поступает в колонну стабилизации (дебутанизатор) 1. С верха этой колонны отбирают сжиженные газы C_2-C_4 , которые проходят конденсатор-холодильник и поступают в газосепаратор. Часть конденсата возвращается в колонну 1 в качестве острого орошения, а балансовое количество выводится с установки. Подвод тепла в низ дебутанизатора осуществляется горячей струей подогретого в печи стабильного бензина. Из стабильного (дебутанизированного) бензина в колонне 2 отбирают фракцию C_5-105 °С. Пары этой фракции конденсируют в аппарате воздушного охлаждения. Часть конденсата возвращают в колонну 2 в качестве острого орошения, а балансовую часть направляют в колонну 3. Кроме того, часть паров верха колонны 2 подают без конденсации в колонну 3. С верха колонны 3 отбирают фракцию C_5-62 °С, с куба — 62...105 °С, которая может выводиться с установки как целевая либо направляться в колонну 4 для разделения на фракции 62...85 °С (бензольную) и 85...105 °С (толуольную).

Остаток колонны 2 — фракцию 105...180 °С — направляют на разделение в колонну 5 на фракции 105...140 °С и 140...180 °С.

Тепло в низ колонны 4 подводится через кипятильник, а остальных колонн вторичной перегонки (2, 3 и 5) — с горячей струей подогретого в печи кубового остатка этих колонн.

Расходные показатели установки ЭЛОУ-АВТ-6 на 1 т перерабатываемой нефти:

— топливо жидкое — 33,4 кг;

— электроэнергия 10,4 кВт·ч;

— вода обратная — 4,3 м³;

— водяной пар (1,0 МПа) со стороны — 1,1 кг, собственной выработки — 48 кг.

Особенности технологии вакуумной перегонки мазута по масляному варианту

Основное назначение процесса вакуумной перегонки мазута масляного профиля (ВТМ) — получение узких масляных фракций заданной вязкости, являющихся базовой основой для получения товарных масел путем последующей многоступенчатой очистки от нежелательных компонентов (смолистых, асфальтеновых соединений, полициклических ароматических углеводородов, твердых парафинов).

Многие показатели качества (вязкость, индекс вязкости, нагарообразующая способность, температура вспышки и др.) товарных масел,

а также технико-экономические показатели процессов очистки масляного производства во многом предопределяются качеством исходных нефтей и их масляных фракций. Поэтому в процессах ВТМ, по сравнению с вакуумной перегонкой топливного профиля, предъявляются

более строгие требования к четкости погоноразделения и выбору сырья.

Наиболее массовым сырьем для производства масел в нашей стране являются смеси западно-сибирских (самотлорская, усть-балыкская, соснинская) и волго-уральских (туймазинская, ромашкинская, волгоградская) нефтей. Для получения масел высокого качества из таких

нефтей рекомендуется получать узкие 50-градусные масляные фракции (350...400; 400...450 и 450...500°С) с минимальным налеганием температур кипения смежных дистиллятов (не более 30...60°С). Для обеспечения

требуемой четкости погоноразделения на ректификационных колоннах ВТМ устанавливают большее число тарелок (до 8 на каждый дистиллят), применяют отпарные секции; наряду с одноколонными широко

применяют двухколонные схемы (двухкратного испарения по дистилляту) перегонки (рис. 3.18а,б). Следует отметить, что одноколонные ВТМ превосходят

двухколонные по капитальным и эксплуатационным затратам, но уступают по четкости погоноразделения: обычно налегание температур кипения

между смежными дистиллятами достигает 70...130 °С. В то же время желаемое повышение четкости ректификации путем увеличения числа тарелок не достигается из-за снижения при этом глубины вакуума

в секции питания колонны.

При работе установки ВТМ по схеме, изображенной на рис. 3.18а, давление в секции питания колонны поддерживается порядка 13...33 кПа при давлении вверху 6...10 кПа и температуре нагрева мазута не выше 420 °С. В низ колонны подается 5...10 % водяного пара (на гудрон). При работе ВТМ по схеме, показанной на рис. 3.18б, обязательно иметь во второй колонне глубокий вакуум, большой эффект разделения в ней достигается увеличением общего числа тарелок. Температура нагрева мазута на входе в первую колонну 400...420 °С и широкой масляной фракции во второй ступени вакуумной перегонки — 350...360 °С.

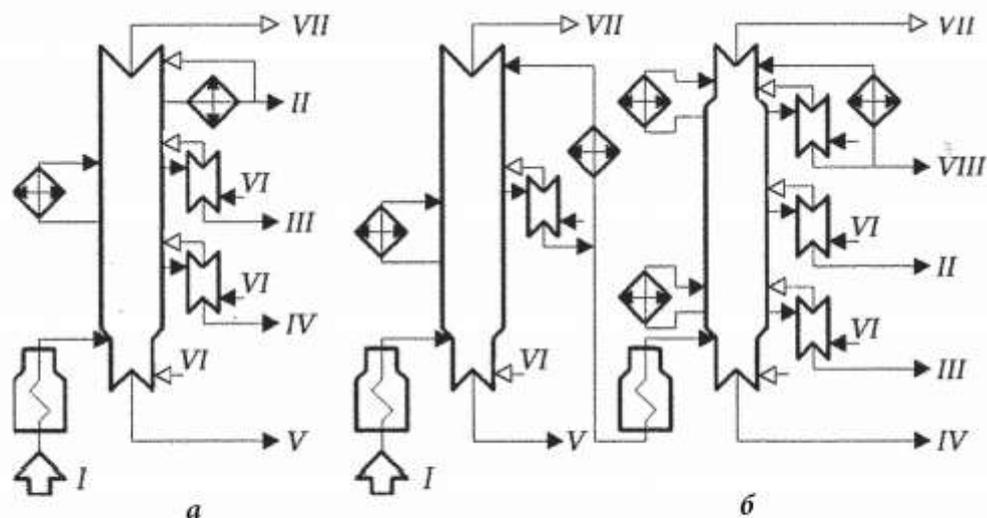


Рис. 3.18. Схемы одноколонной (а) и двухколонной (б) перегонки мазута по масляному варианту: I — мазут; II, III и IV — соответственно маловязкий, средневязкий и высоковязкий дистилляты; V — гудрон; VI — водяной пар; VII — неконденсированные газы и водяной пар; VIII — легкий вакуумный газойль

Вакуумная (глубоковакуумная) перегонка мазута в насадочных колоннах

В последние годы в мировой нефтепереработке все более широкое распространение при вакуумной перегонке мазута получают насадочные контактные устройства регулярного типа, обладающие, по сравнению с тарельчатыми, наиболее важным преимуществом — весьма низким гидравлическим сопротивлением на единицу теоретической тарелки. Это достоинство регулярных насадок позволяет конструировать вакуумные ректификационные колонны, способные обеспечить либо более глубокий отбор газойлевых (масляных) фракций с температурой конца кипения вплоть до 600 °С, либо при заданной глубине отбора существенно повысить четкость фракционирования масляных дистиллятов.

Применяемые в настоящее время высокопроизводительные вакуумные колонны с регулярными насадками по способу организации относительного движения контактирующих потоков жидкости и пара можно подразделить на следующие 2 типа:

- противоточные;
- перекрестноточные.

Противоточные вакуумные колонны с регулярными насадками конструктивно мало

отличаются от традиционных малотоннажных насадочных колонн: только вместо насадок насыпного типа устанавливаются блоки или модули из регулярной насадки и устройства для обеспечения равномерного распределения жидкостного орошения по сечению колонны.

В сложных колоннах число таких блоков (модулей) равно числу отбираемых фракций мазута.

На рис. 3.19 представлена принципиальная конструкция вакуумной насадочной колонны противоточного типа фирмы Гримма (ФРГ).

Она предназначена для глубоковакуумной перегонки мазута с отбором вакуумного газойля с температурой конца кипения до 550 °С.

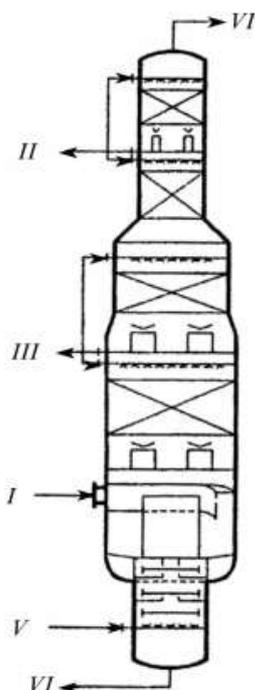


Рис. 3.19. Принципиальная конструкция противоточной насадочной колонны фирмы «Гримма» (ФРГ): I — мазут; II — легкий вакуумный дистиллят; III — глубоковакуумный газойль; IV — гудрон; V — водяной пар; VI — газы и пары в вакуумсоздающей системе

Отмечаются следующие достоинства этого процесса:

- высокая производительность — до 4 млн т/год по мазуту;
- возможность получения глубоковакуумного газойля с температурой конца кипения более 550 °С с низкими коксусемостью (< 0,3 % мас. по Конрадсону) и содержанием металлов (V + 10Ni + Na) менее 2,5 ppm;
- пониженная (на 10...15 °С) температура нагрева мазута после печи;
- более чем в 2 раза снижение потери давления в колонне;
- существенное снижение расхода водяного пара на отпарку.

На Шведском НХК (ФРГ) эксплуатируются две установки этой

фирмы производительностью по 2 млн т/г по мазуту. Вакуумная колонна оборудована регулярной насадкой типа «Перформ-Грид». Давление в верху и зоне питания колонны поддерживается соответственно 7 и 36 гПа (5,2 и 27 мм рт. ст.).

На ряде НПЗ развитых капиталистических стран эксплуатируются аналогичные высокопроизводительные установки вакуумной (глубоковакуумной) перегонки мазута, оборудованные колоннами с регулярными насадками типа «Глитч-Грид».

На некоторых отечественных НПЗ внедрена и успешно функционирует принципиально новая высокоэффективная технология вакуумной перегонки мазута в перекрестноточных насадочных колоннах 7.

Гидродинамические условия контакта паровой и жидкой фаз в перекрестноточных насадочных колоннах (ПНК) существенно отличаются от таковых при противотоке. В противоточных насадочных колоннах насадка занимает все поперечное сечение колонны, а пар и жидкость движутся навстречу друг другу. В ПНК насадка занимает только часть поперечного сечения колонны (в виде различных геометрических фигур: кольцо, треугольник, четырехугольник, многоугольник и т. д.). Перекрестноточная регулярная насадка изготавливается из традиционных

для противоточных насадок материалов: плетеной или вязаной металлической сетки (так называемые рукавные насадки), просечно-вытяжных листов, пластин и т. д. Она проницаема для пара в горизонтальном направлении и для жидкости в вертикальном направлении. По высоте ПНК разделена распределительной плитой на несколько секций (модулей), представляющих собой единую совокупность элемента регулярной насадки с распределителем жидкостного орошения. В пределах каждого модуля организуется перекрестноточное (поперечное) контактирование фаз, то есть движение жидкости по насадке сверху вниз, а пара — в горизонтальном направлении. Следовательно, в ПНК жидкость и пары

проходят различные независимые сечения, площади которых можно регулировать (что дает проектировщику дополнительную степень свободы), а при противотоке — одно и то же сечение. Поэтому перекрестноточный контакт фаз позволяет регулировать в оптимальных пределах плотность жидкого и парового орошений изменением толщины и площади поперечного сечения насадочного слоя и тем самым обеспечить почти на порядок превышающую при противотоке скорость паров (в расчете на горизонтальное сечение) без повышения гидравлического сопротивления и значительно более широкий диапазон устойчивой работы колонны при сохранении в целом по аппарату принципа и достоинств противотока фаз, а также устранить такие дефекты, как захлебывание, образование байпасных потоков, брызгоунос и другие, характерные для противоточных насадочных или тарельчатых колонн.

Особенности технологий фракционирования газоконденсатов

Добыча и переработка газоконденсатного углеводородного сырья но

сравнению с нефтью и природным газом является сравнительно новой отраслью нефтегазового комплекса страны. История открытия и эксплуатации ГК в бывшей СССР началась в 1955 г. с Карадагского месторождения в Азербайджане. Затем были открыты газоконденсатные месторождения в Краснодарском (Ахтырско-Бугундырское, Украинское, Крымское, Калужское и др.), Ставропольском (Северо-Ставропольское,

Мелагеидинское, Журавлевское, Русский Хутор и др.) краях, Дагестане, Калмыкии, Ростовской, Астраханской и Оренбургской областях. С 1961 по 1980 гг. были открыты ГК месторождения в Туркмении (всего 38), Узбекистане (52), Казахстане (где наиболее крупное Карачаганакское) и на Украине (Шебелинское, Глебовское и др.), Республике Коми (Вуктыльское). С открытия в 1985 г. Уренгойского месторождения центр запасов ГК переместился в Западную Сибирь. Наиболее крупными в настоящее время являются Ямбургское, Уренгойское, Северо-Уренгойское, Ен-Яхтинское, Песцовое и Заполярное месторождения севера

Тюменской области, Бованенковское, Харасавейское, Крузенштерновское на полуострове Ямал, Марковское в Иркутской области и др.

Среди принятых в эксплуатацию имеются газоконденсаты исключительно уникальные по химическому составу. Так, например, ГК Сенюманской залежи Уренгойского месторождения характеризуется низким содержанием общей серы (около 0,01 %), исключительно высокой

концентрацией нефтяных углеводородов (95,7 % мас.) и практически полностью состоит из бензиновых и дизельных фракций.

В последние годы в переработку стали широко вовлекать газовые конденсаты. Основные его запасы находятся в районах Западной Сибири, Европейского Севера и Прикаспийской низменности. В районах добычи выделенный газовый конденсат подвергается стабилизации, при этом из него удаляются фракции С1–С4 и частично С5. Образующийся стабильный газовый конденсат содержит в основном (85 %)

бензиновые и дизельные фракции (до 360 °С). Себестоимость добычи газоконденсата в 2...4 раза ниже себестоимости добычи нефти, а при квалифицированном ведении процесса продукты его переработки оказываются примерно в 1,5 раза экономичнее нефтепродуктов. Газовые конденсаты, по сравнению с традиционными нефтями, имеют еще то преимущество, что их переработка позволяет без значительных капитальных затрат существенно повысить глубину переработки нефти

и выход моторных топливных фракций от исходного сырья. Основной способ получения топлив заключается в прямой перегонке газового конденсата на отдельные бензиновые и дизельные фракции.

В большинстве случаев бензиновые фракции обладают низкими октановыми числами и подвергаются дополнительному облагораживанию.

Керосиновые и дизельные фракции газового конденсата Западной

Сибири в основном соответствуют требованиям ГОСТа на товарную продукцию, а в случае получения зимних и арктических сортов топлива

их подвергают процессу депарафинизации. В некоторых случаях из газовых конденсатов Сибири и Дальнего

Востока по простейшей технологии получают непосредственно на промыслах дизельное топливо, что крайне важно для обеспечения потребности в нем в труднодоступных отдаленных районах страны. Основная трудность при переработке газового конденсата, добываемого в районах Западной Сибири и Европейского Севера, заключается в обеспечении стабильности его поставок на НПЗ из-за удаленности промыслов от транспортных магистралей. Сложные проблемы возникают при переработке газовых конденсатов и легких нефтей Прикаспийской низменности (Оренбургская, Уральская, Гурьевская и Астраханская области).

Характерная особенность химического состава газовых конденсатов — это наличие в них аномально высоких концентраций меркаптановой серы — в пределах 0,1...0,7 % мас., при содержании общей серы до 1,5 %. Этот показатель позволяет выделить сернистые газовые конденсаты и сопутствующие им легкие нефти в особый класс меркаптансодержащего нефтяного сырья, которое недопустимо, однако, смешивать с традиционными нефтями. Ожидаемый объем поставки на НПЗ таких видов сырья (карачаганакский и оренбургский газоконденсаты, жанажольские и тенгизские легкие нефти) до 2000 г. составит около 25 млн т/год. Меркаптансодержащие виды нефтяного сырья требуют более тщательной подготовки на установках их обессоливания и разработки специального комплекса мероприятий для защиты оборудования технологических установок от коррозии. Вследствие высокого содержания в бензинах, керосинах и дизельных фракциях как меркаптановой, так и общей серы они должны подвергаться гидроочистке или демеркаптанизации в процессах типа «Мерокс», основанных на экстракции меркаптанов щелочью и последующей регенерации меркаптидосодержащих щелочных растворов.

Поскольку ГК почти полностью состоят из светлых фракций, во многих случаях выгоднее их перерабатывать по упрощенной относительно НПЗ технологической схеме без вакуумной перегонки. По такой схеме производится переработка ГК на Астраханском газоперерабатывающем заводе (ГПЗ), Ново-Уренгойском заводе переработки ГК (ЗМГК) и Сургутском заводе стабилизации конденсата (ЗСК), где имеются установки по производству моторных топлив (бензина и дизтоплива) и безводородного каталитического риформинга «Петрофакс».

На перечисленных выше заводах по переработке ГК осуществляется вначале частичное испарение стабильного ГК в испарителе с последующим фракционированием остатка испарителя в основной ректификационной колонне с боковой отгонной секцией, а паровой фазы — в отбензинивающей колонне. Исключение составляет технология переработки Карачаганакского ГК на ОАО «Салаватнефтеоргсинтез», где

фракционирование конденсата производят на установке ЭЛОУ-АВТ-4

с некоторыми отличительными от нефтеперегонки особенностями технологии.

Атмосферная перегонка в отбензинивающей колонне К-1.

В верхнюю часть К-1 подают 10...14 % обессоленного ГК непосредственно с блока ЭЛОУ с температурой 70...80°C, что способствует снижению расхода острого орошения. Остальное количество обессоленного ГК после подогрева в теплообменниках до 160...170 °С направляют в испаритель И-1, из которого газовую среду (8...10 %) подают в среднюю часть К-1, а остаток И-1 после дополнительного резерва в теплообменниках до 210...230 °С вводят в нижнюю часть К-1.

Атмосферная перегонка в сложной ректификационной колонне

К-2. Нагрев остатка И-1 до температуры 385 °С осуществляют в печи

П-1 с вертикальным расположением радиантных труб, тем самым обеспечивают равномерное распределение паровой и жидкой фаз по сечению трубы без образования эффекта «сухой стенки» с прогаром труб.

В К-2 боковыми погонями отбирают: керосиновую фракцию через отпарную колонну К-3/1; легкую дизельную фракцию через К-3/2, а тяжелую дизельную фракцию без отпарки. С верха К-2 выводят тяжелую

бензиновую фракцию, которую подвергают совместно с легким бензином К-1 стабилизации в колонне К-4. Для более полной утилизации

тепла выводимых потоков применяют циркуляционные орошения под отбором каждого бокового потока и над отбором тяжелой дизельной фракции. В отгонную секцию К-2 для отпарки мазута подают перегретый водяной пар.

Вакуумную перегонку мазута в колонне К-5 — осуществляют без применения водяного пара при давлении вверху 2,7 кПа (20 мм рт. ст.) и испарительной зоне 4,7 кПа (35 мм рт. ст.). К-5 запроектирована на перспективу как глубоковакуумная колонна с отбором вакуумного газойля с к. к. 540 °С (однако в настоящее время эксплуатируется в режиме обычной вакуумной перегонки). К-5 снабжена пятью модулями

из ситчатой перекрестноточной насадки. Из К-5 боковыми погонями без отпарки отбирают дизельную фракцию н. к. — 360 °С и вакуумный газойль 360...500 (540) °С. В колонне применены два циркуляционных орошения — одно на вершу К-5, второе — в средней части концентрационной зоны. Предусмотрены рециркуляция (либо отбор) затемненной фракции над эвапорационной частью и квенчинг охлажденного в теплообменниках мазута в низ колонны. Температура нагрева мазута в печи М-2 составляет 390...420 °С. Температуру верха К-5 поддерживают на уровне около 30 °С, что существенно облегчает работу конденсационно-вакуумсоздающей системы, состоящей из трех паровых эжекторов и емкости-сепаратора закрытого типа.

По результатам 15-суточного опытного пробега установки в режиме глубоковакуумной перегонки Карачаганакского ГК были получены

следующие показатели по отборам фракций (% мас. на сырье)

Нестабильный бензин	39,4
Керосиновая фракция	12,9
Дизельная фракция	27,7
Сумма светлых	20,0
Глубоковакуумный газойль	15,2
Гудрон (> 540 °С)	4,3
Газ + потери	0,5
Качество глубоковакуумного газойля	
Содержание фракций до 350 °С	2...3 %
Коксуемость	0,2...0,35 %
Содержание металлов, % мас.:	
ванадия	$6 \cdot 10^{-6}$
никеля	$1 \cdot 10^{-5}$

Фракционирование углеводородных газов нефтепереработки

Процессы газодифракционирования предназначены для получения из нефтезаводских газов индивидуальных низкомолекулярных углеводородов С1–С6 (как предельных, так и непредельных, нормального или изостроения) или их фракций высокой чистоты, являющихся компонентами высокооктановых автобензинов, ценным нефтехимическим сырьем, а также сырьем для процессов алкилирования и производств метил-трет-бутилового эфира и т. д.

Источником углеводородных газов на НПЗ являются газы, выделяющиеся из нефти на установках АТ, АВТ и образующиеся в термодеструктивных или каталитических процессах переработки нефтяного сырья, а также газы стабилизации нестабильных бензинов (табл. 3.5).

Таблица 3.5 — Состав газов различных процессов переработки ромашкинской нефти, % мас.

Компонент	Газы процессов переработки						Сжиженные газы стабилизации			
	АВТ	КР	ГО дистиллива	ЗК	пиролиз	КК	АВТ	КР	КК	ЗК
Водород	–	5,50	–	0,40	16,00	2,50	–	–	–	–
Метан	2,65	12,50	34,00	32,50	34,40	11,00	–	–	–	–
Этилен	–	–	–	4,50	29,30	6,00	–	–	0,12	3,50
Этан	13,32	24,50	24,50	21,50	5,00	8,00	0,80	1,60	0,84	5,00
Пропилен	–	–	–	4,00	10,50	22,00	–	–	23,00	7,50
Пропан	41,29	32,00	20,50	15,00	0,20	12,50	21,70	46,90	7,89	6,60
Изобутилен	–	–	–	2,20	1,30	6,00	–	–	19,81	2,15
n-Бутилен	–	–	–	4,40	1,20	14,00	–	–	18,81	6,60
Изобутан	8,02	11,00	21,00	7,00	–	14,00	14,80	26,20	17,47	12,90
n-Бутан	24,50	14,50	–	8,50	0,50	4,00	48,20	21,10	4,14	15,50
Амилены	–	–	–	–	–	–	–	–	3,07	13,25
Изопентан	5,05	–	–	–	–	–	8,10	2,20	4,43	2,10
n-Пентан	3,27	–	–	–	–	–	3,50	2,00	0,90	11,50
Гексаны и выше	1,90	–	–	–	–	–	2,90	–	0,06	13,00
Примеси	–	–	–	–	1,50	–	–	–	0,09	0,75

В зависимости от химического состава различают предельные и непредельные газы. Предельные углеводородные газы получают на установках перегонки нефти и гидрокаталитической переработки (каталитического риформинга, гидроочистки, гидрокрекинга) нефтяного сырья. В состав непредельных газов, получающихся при термодеструктивной и термокаталитической переработке нефтяного сырья

(в процессах каталитического крекинга, пиролиза, коксования и др.), входят низкомолекулярные моно-, иногда диолефины как нормального, так и изоостроения.

Как правило, предельные и непредельные углеводородные газы на НПЗ перерабатываются отдельно вследствие их различного назначения. При фракционировании предельных газов получают следующие

узкие углеводородные фракции:

— метан-этановую (сухой газ), иногда этановую, которую используют как сырье пиролиза или в качестве хладоагента на установках глубокой депарафинизации масел и т. д.;

— пропановую, используемую как сырье пиролиза, бытовой сжиженный газ и хладоагент для производственных установок;

— изобутановую, являющуюся сырьем установок алкилирования, производств синтетического каучука;

— бутановую для получения бутадиена или используемую как бытовой сжиженный газ и как компонент автобензинов для регулирования их пусковых свойств;

— изопентановую, которая служит сырьем для производства изопренового каучука и высокооктановым компонентом автобензинов;

— пентановую фракцию – сырье для процессов пиролиза, изомеризации и т. д. Иногда смесь пентанов и более тяжелых углеводородов не разделяют на фракции, а используют как газовый бензин.

На ГФУ непредельных газов из олефинсодержащих потоков выделяются следующие фракции:

— пропан-пропиленовая — сырье процессов полимеризации и алкилирования, нефтехимических производств;

— бутан-бутиленовая – сырье установок алкилирования для производств метилэтилкетона, полиизобутилена, синтетического каучука и др.;

— этан-этиленовая и пентан-амиленовая фракции, используемые как нефтехимическое сырье.

Получаемые на ГФУ фракции углеводородных газов должны по качеству соответствовать техническим условиям на эти нефтепродукты.

До фракционирования углеводородные газы направляются вначале в блоки очистки от сероводорода и осушки.

На нефте- и газоперерабатывающих заводах наибольшее распространение получили следующие физические процессы разделения углеводородных газов на индивидуальные или узкие технические фракции:

конденсация, компрессия, ректификация и абсорбция. На ГФУ эти процессы комбинируются в различных сочетаниях.

Компрессия и конденсация — процессы сжатия газа компрессорами и охлаждения его в холодильниках с образованием двухфазной системы газа и жидкости. С повышением давления и понижением температуры выход жидкой фазы возрастает, причем сконденсировавшиеся углеводороды облегчают переход легких компонентов в жидкое состояние, растворяя их. Обычно применяют многоступенчатые (2, 3 и более) системы компрессии и охлаждения, используя в качестве хладагентов воду, воздух, испаряющиеся аммиак, пропан или этан. Разделение сжатых и охлажденных газов осуществляют в газосепараторах, откуда конденсат и газ направляют на дальнейшее фракционирование методами ректификации или абсорбции.

Абсорбция — процесс разделения газовых смесей, основанный на избирательном поглощении отдельных компонентов сырья жидким поглотителем — абсорбентом. Растворимость углеводородов в абсорбенте возрастает с повышением давления, ростом молекулярной массы и понижением температуры процесса ниже критической температуры абсорбируемого газа.

Абсорбция — обратимый процесс, и на этом основано выделение поглощенного газа из жидкости — десорбция. Сочетание абсорбции с десорбцией позволяет многократно применять поглотитель и выделять из него поглощенный компонент. Для десорбции благоприятны условия, противоположные тем, при которых проводят абсорбцию, то есть повышенная температура и низкое давление. Наилучшим абсорбентом для углеводородных газов являются близкие им по строению и молекулярной массе жидкие углеводороды, например бензиновая или керосиновая фракции.

Ректификация является завершающей стадией разделения углеводородных газов. Особенность ректификации сжиженных газов, по сравнению с ректификацией нефтяных фракций, — необходимость разделения очень близких по температуре кипения компонентов или фракций

сырья при высокой четкости фракционирования. Так, разница между температурами кипения этана и этилена составляет 15°C . Наиболее трудно разделить бутан-бутиленовую фракцию: температура кипения изобутана при нормальном давлении составляет $11,7^{\circ}\text{C}$, изобутилена — $6,9$, бутена — $1...6,29$, а н-бутана — $0,5$.

Ректификацию сжиженных газов приходится проводить при повышенных давлениях в колоннах, поскольку для создания жидкостного орошения необходимо сконденсировать верхние продукты колонн в обычных воздушных и водяных холодильниках, не прибегая к искусственному холоду.

Конкретный выбор схемы (последовательности) разделения, температуры, давления и числа тарелок в колоннах определяется составом исходной газовой смеси, требуемой чистотой и заданным ассортиментом получаемых продуктов.

На НПЗ для разделения нефтезаводских газов применяются преимущественно 2 типа газодифракционирующих установок, в каждый из которых входят блоки компрессии и конденсации: ректификационный — сокращенно ГФУ и абсорбционно-ректфикационный — АГФУ. На рис. 3.22 и 3.23 приведены принципиальные схемы ГФУ для разделения предельных газов и АГФУ для фракционирования жирного газа и стабилизации бензина каталитического крекинга (на схемах не показаны блоки сероочистки, осушки, компрессии и конденсации). В блоке ректификации ГФУ (рис. 3.22) из углеводородного газового сырья сначала в деэтаннизаторе 1 извлекают сухой газ, состоящий из метана и этана. На верху колонны 1 поддерживают низкую температуру подачей орошения, охлаждаемого в аммиачном конденсаторе-холодильнике. Кубовый остаток деэтаннизатора поступает в пропановую колонну 2, где разделяется на пропановую фракцию, выводимую с верха этой колонны, и смесь углеводородов С4 и выше, направляемую в бутановую колонну 3. Ректификатом этой колонны является смесь бутанов, которая в изобутановой колонне 4 разделяется на изобутановую и бутановую фракции. Кубовый продукт колонны 3 подается далее в пентановую колонну 5, где в виде верхнего ректификата выводится смесь пентанов, которая в изопентановой колонне 6 разделяется на n-пентан и изопентан. Нижний продукт колонны 5 — фракция С6 и выше — выводится с установки.

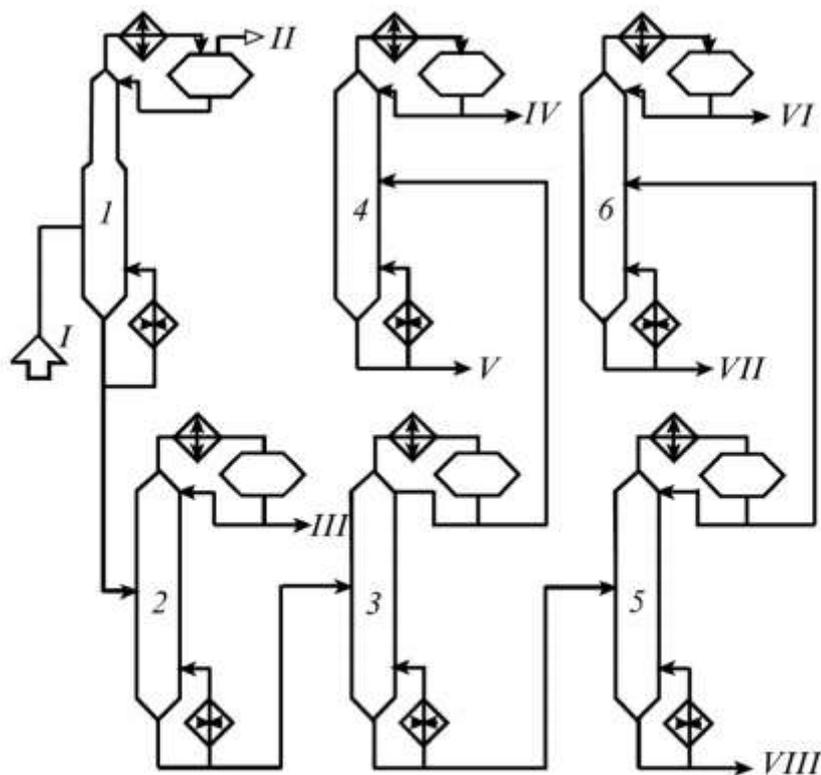


Рис. 3.22. Принципиальная схема газодифракционирующей установки (ГФУ):
 1 — деэтаннизатор; 2 — пропановая колонна; 3 — бутановая колонна; 4 — изобутановая колонна;
 5 — пентановая колонна; 6 — изопентановая колонна; I — сырье; II — сухой газ; III — пропановая фракция; IV — изобутановая фракция; V — бутановая фракция; VI — изопентановая фракция;
 VII — пентановая фракция; VIII — фракция С₆ и выше

Оборудование электрообессоливающих установок

На нефтеперерабатывающих заводах Российской Федерации в настоящее время эксплуатируется около 100 электрообессоливающих установок (ЭЛОУ) трех основных типов в зависимости от типа электродегидраторов и их связи с нефтеперегонными установками. Первый тип — отдельно стоящие ЭЛОУ, построенные в 1940–1950 гг.

мощностью 0,6...1,2 млн т/год. Обессоливание нефти осуществляют в одну-две электрические ступени в 12 вертикальных электродегидраторах объемом по 30 м³ каждый. Нефть нагревается водяным паром.

Такие ЭЛОУ не связаны жестко с АВТ, поэтому нефть после подготовки охлаждают и сбрасывают в резервуар, откуда она сырьевым насосом АВТ подается на перегонку.

Второй тип — двухступенчатые ЭЛОУ производительностью 2...3 млн т/год, обычно комбинированные с установками АТ или АВТ. В их состав входят шаровые электродегидраторы объемом 600 м³ по одному аппарату в ступени. В большинстве случаев нефть подогревается за счет тепла продуктов перегонки нефти, а обессоленная нефть не охлаждается и, минуя промежуточный резервуар, поступает на прием сырьевого насоса АВТ.

Третий тип — двух- или трехступенчатые блоки ЭЛОУ, комбинированные с АТ или АВТ с горизонтальными электродегидраторами, рассчитанные на давление до 1,8 МПа и температуру до 160 °С. В отличие от второго типа здесь отсутствует сырьевой насос. Такие блоки входят в состав установок ЭЛОУ-АВТ или АТ мощностью 3...9 млн т/год.

Характеристика электродегидраторов приведена в табл. 3.8.

Вертикальные электродегидраторы вследствие их малого объема устанавливаются параллельно по 6...12 аппаратов, что усложняет их обслуживание и затрудняет равномерное распределение потоков нефти и воды.

Шаровые электродегидраторы имеют значительно больший объем, но низкое расчетное давление (0,6...0,7 МПа) в них препятствует осуществлению их жесткой связи с перегонными установками. Даже при таком давлении, учитывая большой их диаметр, толщина стенки корпуса составляет 24 мм. Кроме этого, из-за больших габаритов возникают транспортные проблемы при их доставке. Поэтому их сборку и монтаж осуществляют на месте из отдельных сегментов.

Шаровой электродегидратор показан на рисунке 3.24. В нем имеется три сырьевых ввода и соответственно три пары электродов. Расстояние между верхним и нижним электродами 150 мм. Перед входом в первую ступень нефть смешивается с водой непосредственно в трубопроводе. Количество подаваемой воды составляет 10...25 %. Вода в образованной эмульсии растворяет соли. Далее частично обессоленная нефть поступает во вторую ступень, по пути в которую смешивается с водной промывкой. Во второй ступени происходит окончательное обезвоживание и обессоливание. Для обессоливания тяжелой нефти применяют третью ступень

Таблица 3.8 – Характеристика электродегидраторов

Показатель	Тип электродегидратора					
	вертикальный	шаровой	горизонтальный			
			2ЭГ160 (1ЭГ160)	2ЭГ160/3	2ЭГ160-2	2ЭГ200-2Р
Объем, м ³	30	600	160	160	160	200
Диаметр, м	3	10,5	3,4	3,4	3,4	3,4
Длина (высота), м	5	—	18,6	18,6	18,6	23,4
Расчетное давление, МПа	0,4...0,6	0,6...0,7	1,8(1,0)	1,8	1,8	1,8
Рабочая температура, °С	90	100	160	160	160	160
Число электродов	2	3 пары	2	3	3	3
Система ввода нефти	В зону между электродами	В зону между электродами	В подэлектродную зону	В зону между нижним и средним электродами	Совместно в зону между нижним и средним электродами и подэлектродную зону	Раздельно в зону между нижним и средним электродами и подэлектродную зону

Современные блоки ЭЛОУ комплектуются высокоэффективными горизонтальными электродегидраторами, работающими под давлением 1,8 МПа и скомбинированные с установками АВТ и АТ. Горизонтальные электродегидраторы, перечисленные в таблице 3.8, имеют

конструктивные отличия по числу и расположению электродов и месту ввода нефти. На рис. 3.25 приведены их модификации, а на рис. 3.26 представлен поперечный разрез типового электродегидратора типа ЭГ.

Для смешения нефти с водой и деэмульгатором применяют смесители различных конструкций. Наиболее распространенным является

смесительный клапан, который позволяет регулировать интенсивность перемешивания воды с нефтью в широких пределах. Недостатком его является то, что смешение осуществляется за счет перепада давления на потоке нефти, изменяющегося от 0,05 до 0,2 МПа. Этому недостатка лишен тангенциальный смеситель, показанный на рисунке 3.27.

Он устанавливается в технологическом трубопроводе и представляет собой цилиндрическую смесительную камеру с конфузорами на входе и выходе. Степень смешения регулируется перепадом давления на линии подачи воды. Перепад давлений на линии нефти не превышает 0,01 МПа.

Кроме электродегидраторов на установках ЭЛОУ используется различное технологическое оборудование – теплообменные аппараты, промежуточные емкости, запорно-регулирующая и предохранительная арматура, насосные агрегаты, а также электротехническое оборудование (трансформаторы, реактивные катушки и др.).

От степени подготовки нефти для ее дальнейшей переработки во многом зависит надежность работы технологического оборудования, эксплуатируемого в условиях более высоких давлений и температур

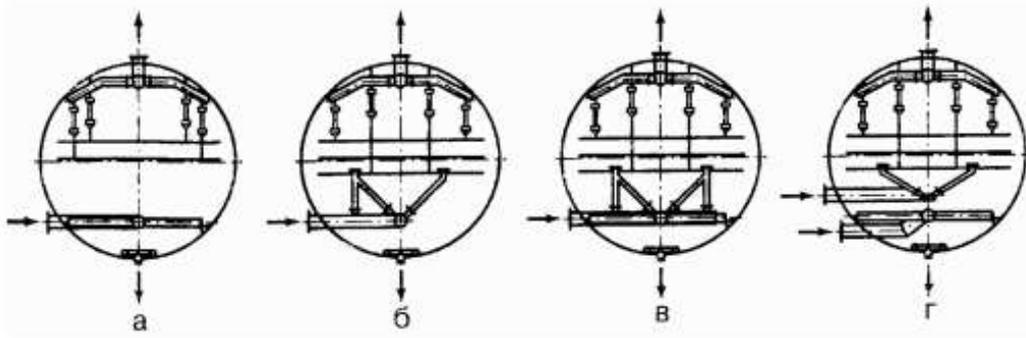


Рис. 3.25. Модификации горизонтальных электродегидраторов:
а — 2ЭГ160; б — 2ЭГ160/3; в — 2ЭГ160-2; г — 2ЭГ160-2М

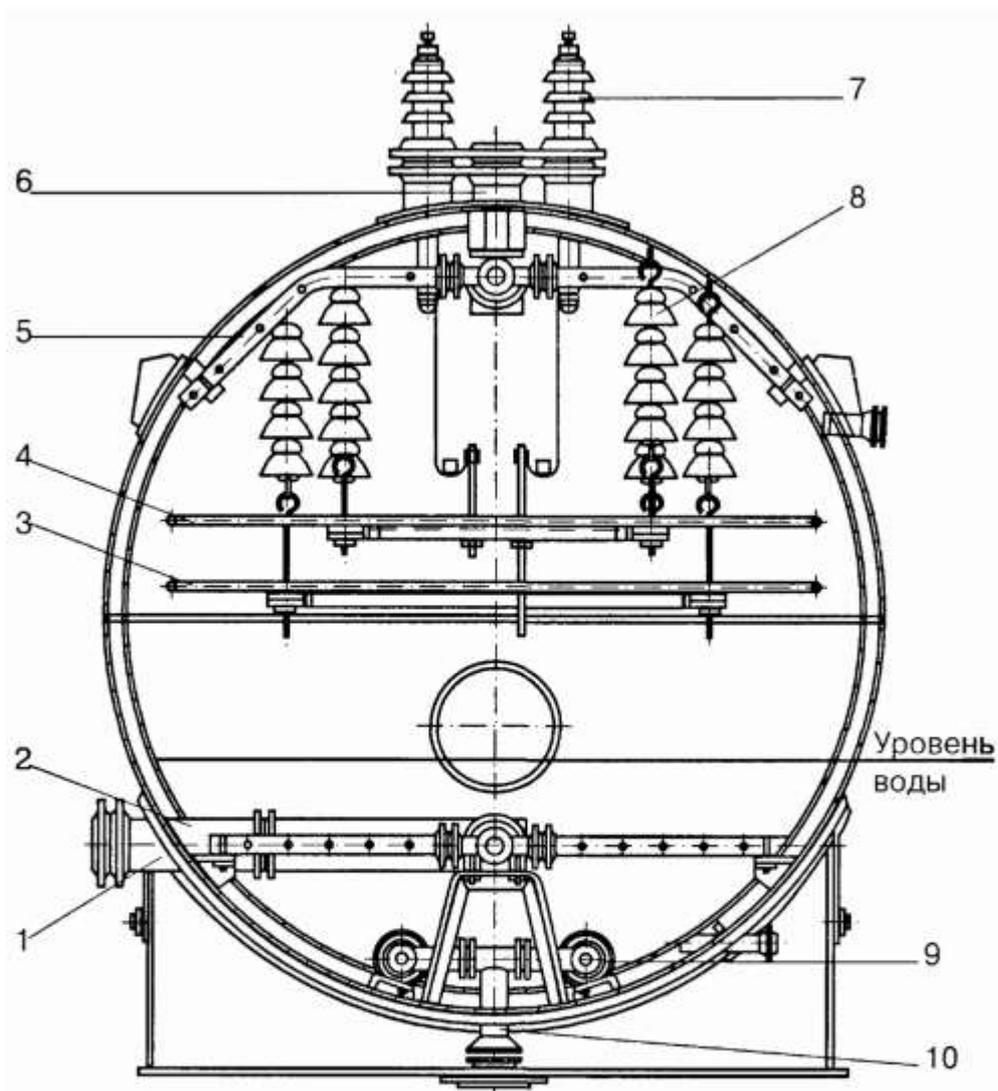


Рис. 3.26. Типовой горизонтальный электродегидратор типа ЭГ:

1 — штуцер для ввода сырья; 2 — нижний распределитель сырья; 3 — нижний электрод; 4 — верхний электрод; 5 — верхний сборник обессоленной нефти; 6 — штуцер вывода обессоленной нефти; 7 — штуцер проходного изолятора; 8 — подвесной изолятор; 9 — дренажный коллектор; 10 — штуцер вывода соленой воды