Государственное бюджетное профессиональное образовательное учреждение
«Самарский политехнический колледж»

МЕТОДИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ

по изучению темы: Первичная переработка нефти и газа. Аппаратурное и технологическое оформление процессов первичной переработки нефти и газа

по МДК 02.01 Управление технологическим процессом

ПМ 02 Ведение технологического процесса на установках I и II категории

Преподаватель: Жукова Регина Маратовна

Самара, 2016

Лекция 1- Физические методы переработки природных углеводородных газов

План лекции:

1. Подготовка газов к переработке
2. Переработка природных газов
3. Хранение и транспортирование сжиженных газов

1. Природные и попутные нефтяные углеводородные газы являются ценным сырьем для производства топлив и сырья для нефтехимического синтеза. Основные продукты первичной переработки этих газов — газовый бензин, сжиженные и сухие газы, технические индивидуальные углеводороды: пропан, изобутан, н-бутан, пентан.

Для улучшения качества продуктов и условий эксплуатации оборудования газоперерабатывающих заводов углеводородные газы предварительно подвергают очистке от механических примесей, осушке и очистке от сероводорода и двуокиси углерода.

Очистка от механических примесей. Очистка природных газов от механических примесей осуществляется с помощью механических устройств. Различают методы сухой и мокрой газоочистки. Для сухой очистки применяются сухие пыле-уловители: циклоны, осадительные аппараты и электрофильтры.

О степени очистки газа в циклонах судят по коэффициенту очистки $\gamma_{оч}$, представляющему отношение массового количества уловленной в аппарате пыли к массовому количеству пыли, входящей в аппарат за одно и то же время (в %):

$$\gamma_{оч} = \frac{G_{ул}}{G_{вх}} \cdot 100 = \frac{G_{вх} - G_{вых}}{G_{вх}} \cdot 100 \quad (1)$$

Где $G_{ул}$ – количество уловленной в аппарате пыли; $G_{вх}$ и $G_{вых}$ – количество пыли входящей в аппарат и выходящей из него.

Осадительный аппарат представляет собой вертикальный или горизонтальный пустотелый цилиндр диаметром 0,5—1,5 м. Работа его основана на том, что в результате резкого уменьшения скорости движения газа частицы пыли под действием силы тяжести оседают на дно. Скорость оседания частиц может быть выражена уравнением Стокса:

$$w = \frac{d^2 (\gamma_1 - \gamma_2)}{18\eta} g \quad (2)$$

Где w – скорость оседания частиц пыли, см/сек; d – диаметр частиц пыли, см; γ_1 и γ_2 – плотности частицы пыли и газа, г/см^3, g – ускорение силы тяжести, см/сек^2; η – динамическая вязкость газа, г/(см·сек). Оптимальными условиями осаждения твердых частиц в осадительном аппарате являются пониженное давление и повышенная температура.

Наиболее эффективная очистка газа от пыли достигается в электрофильтрах.

Мокрая газоочистка основана на тесном контакте потока запыленного газа с жидкостью (минеральным маслом). При этом твердые частицы удерживаются жидкостью. Для мокрой газоочистки применяют скрубберы, мокрые циклоны, вращающиеся промыватели и др. Скорость газа в свободном сечении скруббера может быть равной 0,5—1,5 м/сек. Скрубберы этого типа относятся к аппаратам средней степени очистки (80—90%).

Осушка газов. Пары воды, способны давать с углеводородами комплексные соединения — гидраты ($CH_4 \cdot 6H_20$, $CH_4 \cdot 7H_20$, $C_2H_6 \cdot 7H_20$, $C_3H_8 \cdot 18H_20$ и др.). Гидраты могут закупорить трубопровод и сильно осложнить его эксплуатацию, и работу компрессоров.

Существует несколько способов осушки газов. Они основаны на использовании дроссельного эффекта при расширении газа, расширении газа с отдачей внешней работы, впрыске антифриза, поглощении влаги из газа жидкими или твердыми поглотителями и др. Наибольшее распространение получил способ осушки газов с помощью жидких и твердых поглотителей.

Осушка углеводородных газов с применением жидких поглотителей относится к абсорбционным процессам, т. е. пары воды поглощаются растворителями. В качестве осушителей применяют глицерин, диэтиленгликоль, триэтиленгликоль. Применяют также растворы солей, например хлористого кальция.

Осушка газа твердыми поглотителями основана на явлении адсорбции. Из числа промышленных адсорбентов для осушки газов применяются силикагель, алюмогель (активированная окись алюминия), активированный боксит и молекулярные сита 4А и 5А.

Очистка природных газов от сероводорода и двуокиси углерода. Из методов очистки наибольший интерес представляет очистка этаноламинами, позволяющая совместить удаление H_2S, $C0_2$ и H_20.

Основные реакции, протекающие при абсорбции $C0_2$ и H_2S моноэтаноламином, выражаются следующими уравнениями:

$$2HOCH_2CH_2NH_2 + CO_2 + H_2O \rightleftarrows (HOCH_2CH_2NH_3)_2CO_3$$

$$2HOCH_2CH_2NH_2 + H_2S \rightleftarrows (HOCH_2CH_2NH_3)_2S$$

Процесс поглощения сероводорода и двуокиси углерода этаноламином проводится при высоком давлении и температуре 25—40° С, а регенерация поглотителя осуществляется при низком давлении, и температуре выше 105° С.

Для одновременной очистки газа от сероводорода, двуокиси углерода **и** воды применяют смесь этаноламина с этиленгликолем.

Водная промывка и карбонатная очистка. Абсорбция H_2S и CO_2 этаноламинами целесообразна, когда концентрация этих примесей в газе не превышает 2—2,5 мол. %. При более высоких концентрациях выгодно применение таких абсорбентов, как вода или водные растворы карбонатов натрия (Na_2C0_3) или калия (K_2C0_3) — поташа. Их используют для предварительной очистки газов с доведением концентрации H_2S и $C0_2$ до 2—2,5 мол. %, а окончательная их очистка от H_2S и CO_2 осуществляется этаноламинами.

Производство серы. Завершающим этапом процессов подготовки природных и попутных газов к переработке является утилизация сероводорода, который является вредной и опасной примесью нефтяных и природных газов. Самым широко распространенным способом получения элементарной серы из сероводорода является процесс Клауса, основанный на неполном сгорании сероводорода. При этом протекают следующие реакции:

$$H_2S + 1{,}5O_2 \longrightarrow SO_2 + H_2O + 124 \text{ ккал/моль}$$

$$2H_2S + SO_2 \rightleftarrows 3S + 2H_2O + 25 \text{ ккал/моль}$$

2. Разделение газов значительно отличается от разделения нефти. Разделение газов протекает по схеме: сначала весь газовый поток сжимают и охлаждают. В первом контуре охлаждения используют воздух и воду. Здесь при давлении 0,5 МПа и температуре 35^0С происходит конденсация части газов C_3-C_4. Получившуюся газожидкостную смесь прокачивают через колонну с абсорбентом – бензином. Сконденсировавшиеся молекулы пропана и бутана растворяются в нем. Насыщенный газом бензин из абсорбера поступает на десорбцию, где из него при соответствующих давлениях и температурах выделфют растворенные газы. Оставшуюся часть исходной газовой смеси продолжают сжимать и охлаждать. Сначала это делают в аммиачном или фреоновом цикле, далее в этановом или этиленовом (-80^0 С), а при необходимости применяют метановый холодильный цикл с температурой ниже -100 ^{0}С и давлением порядка 4 МПа. Подобные циклы газофракционирования используют и для переработки попутного газа.

3. Сжиженные углеводородные газы хранят либо под высоким давлением и при температуре окружающей среды, либо при низких температурах и давлении, близком к атмосферному. Система хранения сжиженных газов состоит из емкости, компрессора, теплообменника и конденсатора. Сжиженный газ находится в емкости под давлением 1,05 ат и при температуре от -30 до – 42 ^{0}С. Испаряющаяся часть его через теплообменник попадает на прием компрессора, сжимается и направляется в конденсатор. Конденсат возвращается в емкость, на дне которой находится осушитель – диэтиленгликоль. В

настоящее время широкое распространение получило подземное хранение сжиженных газов. Подземные хранилища устраивают в искусственно созданных пустотах, в прочных горных породах, непроницаемых для сжиженного газа и паров углеводородов. Подземные хранилища создают путем размыва полостей в толще соли при помощи буровых скважин.

Транспортируют сжиженные газы по трубопроводам или в цистернах по железной дороге и автотранспортом. Основное требование при транспортировании – ни в одной точке трубопровода давление не было ниже давления насыщенного сжиженного газа. Минимальное значение давления в трубопроводе на 10-12 ат выше давления насыщения. По железным дорогам сжиженные газы перевозят в специальных цистернах и баллонах. Емкость железнодорожных цистерн 30 т, максимальное давление в них 20 ат. На автомобилях сжиженные газы перевозят в автоцистернах и баллонах.

Основные понятия, которые необходимо знать после изучения материала данной лекции: Подготовка газов к переработке: очистка газов от механических примесей, осушка, очистка от сероводорода и диоксида углерода, водная промывка и карбонатная очистка. Разделение газов, хранение и транспортирование сжиженных газов.

Вопросы для самоконтроля:

1. Перечислите и опишите основные направления переработки природных и попутных газов
2. Перечислите методы разделения газа.
3. Какова особенность транспортировки сжиженных газов?

Рекомендуемая литература:

1. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа. Уфа: Гилем, 2002. С. 188-194.

2. Г.К. Бишимбаева, А.Е. Букетова. Химия и технология нефти и газа. – Алматы.: Бастау, 2007. -280с. С. 113-118

Лекция 2 - Подготовка нефти к переработке

План лекции:

1. Вредные примеси в нефтях
2. Обезвоживание и обессоливание нефтей. Типы эмульсий.
3. Методы разрушения нефтяных эмульсий

1. Добываемая из недр земли нефть наряду с растворенными газами, содержит примеси — частицы песка, глины, кристаллы солей и воду. Содержание твердых частиц в не-очищенной нефти не превышает 1,5%, а количество воды может изменяться в широких пределах. С увеличением продолжительности эксплуатации месторождения возрастает содержание воды в добываемой нефти. Для перекачки по нефтепроводам принимают нефть, содержащую не более 1% воды. В нефти, поступающей на переработку, должно быть не более 0,3% воды.

Растворенные в воде и находящиеся в виде кристаллов в нефти соли ведут себя различно. Хлористый натрий не гидролизуется. Хлористый кальций может гидролизоваться в количестве до 10% с образованием НС1. Хлористый магний гидролизуется на 90%, причем гидролиз протекает и при низких температурах. Поэтому соли могут быть причиной коррозии нефтяной аппаратуры. Гидролиз хлористого магния

$$MgCl_2 + H_2O \rightleftarrows MgOHCl + HCl$$

может происходить под действием воды, содержащейся в нефти, а также за счет кристаллизационной воды хлористого магния. Разъедание аппаратуры продуктами гидролиза происходит как в зонах высокой температуры (трубы печей, испарители, ректификационные колонны), так и в аппаратах с низкой температурой (конденсаторы и холодильники).

Сероводород в присутствии воды или при повышенных температурах реагирует с металлом аппаратов, образуя сернистое железо:

$$Fe + H_2S \rightarrow FeS + H_2$$

При наличии хлористого водорода защитная пленка разрушается, так как сернистое железо вступает в реакцию:

$$FeS+2HCl \rightarrow FeCl_2+H_2S$$

Хлористое железо переходит в водный раствор, а освобождающийся сероводород вновь реагирует с железом.

От основного количества воды и твердых частиц нефти освобождают путем отстаивания в резервуарах на холоду или при подогреве. Окончательно их обезвоживают и обессоливают на специальных установках.

2. Вода и нефть часто образуют трудно разделимую нефтяную эмульсию. Смолистые нефти, содержащие нафтеновые кислоты или сернистые соединения, отличаются большей склонностью к образованию эмульсий. Эмульгированию нефти способствует также интенсивное перемешивание ее с водой при добыче. Различают два типа нефтяных эмульсий: нефть в воде (Н/В), или гидрофильная эмульсия, и вода в нефти (В/Н), или гидрофобная эмульсия. В первом случае нефтяные капли образуют дисперсную фазу внутри водной среды, во втором — капли воды образуют дисперсную фазу в нефтяной среде.

Растворимые в воде (гидрофильные) эмульгаторы способствуют образованию эмульсий типа нефть в воде, а растворимые в нефтепродуктах (гидрофобные) — вода в нефти. К гидрофильным эмульгаторам относятся такие ПАВ, как щелочные мыла, желатин, крахмал. Гидрофобными являются хорошо растворимые в нефтепродуктах щелочноземельные соли органических кислот, смолы, а также мелкодисперсные частицы сажи, глины, окислов металлов и т. п., легче смачиваемые нефтью, чем водой. Введение в эмульсию данного типа эмульгатора, способствующего образованию эмульсии противоположного типа, облегчает ее расслоение.

Основными факторами, определяющими стойкость нефтяных эмульсий, являются физико-химические свойства нефти, степень дисперсности (размер частиц), температура и время существования эмульсии. Чем выше плотность и вязкость нефти, тем устойчивее эмульсия. Степень дисперсности зависит от условий образования эмульсии и для системы вода в нефти колеблется в пределах 0,2—100 мк. При размерах капель до 20 мк эмульсия считается мелкодисперсной, в пределах 20—50 мк — среднедисперсной и свыше 50 мк — грубодисперсной. Труднее поддаются разрушению мелкодисперсные эмульсии. Чем выше температура, тем менее устойчива нефтяная эмульсия.

3. Существуют три разновидности методов разрушения нефтяных эмульсий: механические, химические и электрические.

К механическим способам разрушения эмульсий относятся отстаивание, центрифугирование и фильтрование.

1. Отстаивание применимо к свежим нестойким эмульсиям, способным, расслаиваться на нефть и воду вследствие разности плотностей компонентов, составляющих эмульсию. Чем меньше частицы дисперсной фазы и разность плотностей воды и нефти и чем больше вязкость среды, тем медленнее протекает процесс расслоения.

Нагрев эмульсий ускоряет их разрушение, так как при этом возрастает растворимость в нефти защитной пленки эмульгатора, уменьшается вязкость среды и увеличивается разность плотностей.

При обезвоживании нефтей на промыслах устанавливают аппарат для отстаивания воды от нефти — дегидратор - подогреватель. На нефтеперегонных установках нефть дополнительно подогревают для отделения воды до 120—160° С и отстаивание, ведут под давлением 8—15 ат, не допуская испарения воды. Продолжительность процесса 2—3 *ч*.

2. Центрифугирование. При центрифугировании вода и механические примеси выделяются из нефти под действием центробежной силы, величина которой определяется из уравнения:

$$f = KmRn^2 \quad (1),$$

где $K = \left(\frac{2\pi}{60}\right)^2$; m – масса капли воды, г; R – радиус вращения, см; n – число оборотов ротора центрифуги в минуту. Центробежная сила и скорость отделения капель воды изменяются пропорционально радиусу вращения и квадрату числа оборотов ротора.

3. Фильтрование. Отделение воды от нефти при помощи фильтрования основано на избирательном смачивании веществ различными жидкостями.

Фильтровальные колонны в основном применяют там, где нефтяные эмульсии уже разрушены, но капли воды все еще держатся во взвешенном состоянии и не оседают на дно. Существенным недостатком метода фильтрования являются сравнительно быстрая засоряемость фильтрующей поверхности механическими примесями и необходимость ее частой смены.

Химические методы. Разрушение нефтяных эмульсий в этом случае достигается применением поверхностно-активных веществ (ПАВ), действующих как деэмульгаторы. Разрушение нефтяных эмульсий может быть результатом: а) адсорбционного вытеснения действующего эмульгатора веществом с большей поверхностной активностью и меньшей прочностью адсорбционной пленки; б) образования эмульсий противоположного типа (инверсия фаз) и в) растворения (разрушения) адсорбционной пленки в результате ее химической реакции с вводимым в систему деэмульгатором.

Деэмульгаторы вводят в отстойные резервуары, в трубопровод, связывающий сборный резервуар с обезвоживающей установкой, и непосредственно в нефтяные скважины. Для ускорения химического деэмульгирования нефть предварительно подогревают (рис. 1).

По характеру действия на нефтяные эмульсии деэмульгаторы делятся на электролиты, неэлектролиты и коллоиды. Электролиты снижают стабильность эмульсии, способствуют разрушению пленки эмульгатора, образуют нерастворимые осадки с солями, входящими в состав эмульсии.

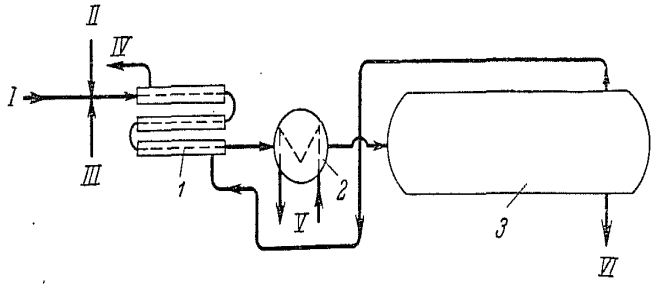


Рис. 1. Схема установки для термохимического деэмульгирования нефти: *1* — теплообменник; *2* — паровой подогреватель; 3— отстойник. Линии: I — сырая нефть; *II* — деэмульгатор; *III* — свежая вода; *IV* — обезвоженная нефть; V — водяной пар; *VI* — отстоявшаяся вода.

Неэлектролиты — это органические соединения, способные растворять защитную пленку эмульгатора, понижать вязкость нефти и тем самым способствовать осаждению частиц воды. К ним относятся бензол, сероуглерод, ацетон, спирты, фенол, эфиры, бензин и др.

В группу деэмульгаторов-коллоидов входят ПАВ, способные преобразовывать исходную эмульсию в эмульсию противоположного типа, ослаблять и разрушать пленку эмульгатора. К таким веществам относятся ПАВ трех групп: анионо-активные, катионоактивные и неионогенные.

К анионактивным ПАВ относятся карбоновые кислоты и их соли, сульфокислоты и сульфосоли, сульфоэфиры, и алкилсульфонаты и др.

К неионогенным ПАВ относятся продукты конденсации окиси этилена с октилфенолами, а также оксиэтилированные синтетические жирные кислоты фракции выше C_{20} (ОЖК), спирты (ОЭС), блокполимеры окиси пропилена и окиси этилена.

Электрические способы разрушения нефтяных эмульсий.

Технологическая схема промысловой электрообезвоживающей установки (ЭЛОУ) приведена на рис.2.

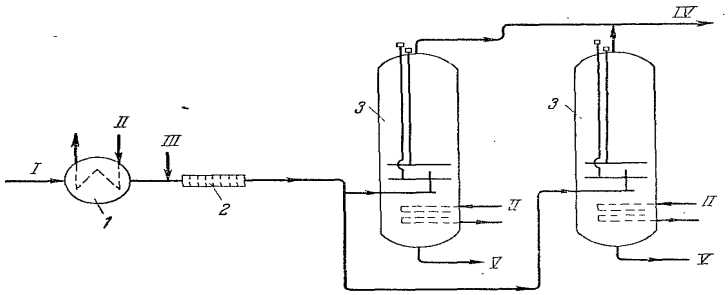


Рис. 2. Схема ЭЛОУ:1 — паровой подогреватель; 2— смеситель; 3— электродегидраторы. Линии: I — сырая вефть; II — водяной пар; III — деэмульгатор; IV — обезвоженная и обессоленная нефть; V — отстоявшаяся вода.

Эмульгированная нефть после подогрева контактируется со свежей водой. К этой смеси добавляют деэмульгатор, после чего она поступает в два параллельно работающих электродегидратора. Здесь нефтяная эмульсия разрушается, вода выводится снизу в канализацию, а нефть сверху в отстойник. Обезвоженная и обессоленная нефть откачивается в промысловые нефтехранилища и далее в нефтепровод.

Основные понятия, которые необходимо знать после изучения материала данной лекции: вредные примеси в нефтях, методы и способы обезвоживания и обессоливания нефтей. Типы нефтяных эмульсий. Методы разрушения нефтяных эмульсий: механические (отстаивание, центрифугирование, фильтрование), химические, электрические.

Вопросы для самоконтроля:

1. Какие вредные примеси содержатся в нефти?
2. Как образуются нефтяные эмульсии? Перечислите виды нефтяных эмульсий
3. Какие методы используются для разрушения нефтяных эмульсий?

Рекомендуемая литература:

1. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа. Уфа: Гилем, 2002. С. 174-180.
2. Г.К. Бишимбаева, А.Е. Букетова. Химия и технология нефти и газа. – Алматы.: Бастау, 2007. С. 124-127

Лекция 3-5 - Первичная переработка нефти

План лекции:

1. Методы переработки нефти. Перегонка с однократным, многократным и постепенным испарением
2. Перегонка в присутствии испаряющего агента. Вакуумная пергонка.
3. Азеотропная или экстрактивная ректификация

1. Различают первичные и вторичные методы переработки нефти. К первичным относят процессы разделения нефти на фракции, когда используются ее потенциальные возможности по ассортименту, количеству и качеству получаемых продуктов и полупродуктов — перегонка нефти.

Различают перегонку с однократным, многократным и постепенным испарением.

При перегонке с однократным испарением нефть нагревают до определенной температуры и отбирают все фракции, перешедшие в паровую фазу. Нефть нагревают в змеевике 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, который представляет собой 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 (рис. 1).

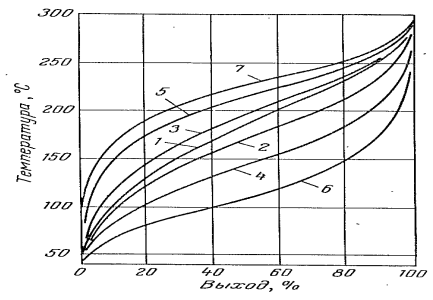


Рис. 1 Кривые ИТК при перегонке с однократным испарением: 1 –исходная фракция, 2,4,6 – легкие фракции паровой фазы; 3, 5, 7 – тяжелые фракции жидкой фазы

На рис.1 изображены кривые разгонки (ИТК - индивидуальные температурные кривые) фракции 40 — 285°С. Из рисунка следует, что температурные пределы выкипания полученных продуктов мало отличаются друг от друга.

Перегонка нефти с многократным испарением производится с поэтапным нагреванием нефти, и отбиранием на каждом этапе фракций нефти. На каждом этапе температура повышается.

Если при каждом однократном испарении нефти образовавшиеся пары непрерывно отделяются от жидкой фазы, а число однократных испарений бесконечно большое, то такая перегонка является *перегонкой с постепенным испарением.*

Если высокой четкости разделения фракций не требуется, то метод однократного испарения экономичнее. К тому же при максимально допустимой температуре нагрева нефти 350 — 370°С 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.

2. 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 экономия 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. 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 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.

Перегонка нефти в вакууме. В результате перегонки нефти при атмосферном давлении и температуре 350 — 370°С остается мазут, для перегонки которого необходимо подобрать условия, исключающие возможность крекинга и способствующие отбору максимального количества дистилляторов. Самым распространенным методом выделения фракций из мазута является перегонка в вакууме. Вакуум понижает температуру кипения углеводородов и тем самым позволяет при 410 — 420°С отобрать дистилляты, имеющие температуры кипения до 500°С (в пересчете на атмосферное давление).

3. Для выделения высокой чистоты углеводородов используются специальные методы перегонки: азеотропная или экстрактивная ректификация. Эти методы основаны на введении в систему постороннего вещества увеличивающего разницу в летучести разделяемых углеводородов.

Летучесть (u_1) может быть определена как отношение мольных долей углеводородов в паровой и жидкой фазах:

$$u_1=y_1/x_1$$

где y_1 и x_1 — мольные доли углеводорода соответственно в паровой и жидкой фазах.

Легкость разделения углеводородов перегонки зависит от их относительной летучести. Относительная летучесть двух углеводородов (α) определяется соотношением их летучестей (u_1 и u_2), т. е.

$$\alpha= u_1/u_2= y_1x_2/y_2x_1.$$

Согласно законам Рауля и Дальтона

$$y_1=P_1x_1/p \quad \text{и} \quad y_2=P_2x_2/p,$$

где P_1 и P_2 — давление насыщенных паров углеводородов, x_1 и x_2 — мольные доли углеводородов в жидкой фазе, p — общее давление в системе. Отсюда

$$\alpha=P_1x_1/px_1 : P_2x_2/px_2= P_1/P_2.$$

Таким образом, относительная летучесть углеводородов в идеальном растворе равняется отношению давлений насыщенных паров чистых компонентов при температуре кипящей смеси, и чем ближе она к единице, тем сложнее разделить эти углеводороды перегонкой.

Если вводимый для увеличения разницы в летучести разделяемых углеводородов третий компонент менее летуч, чем исходные углеводороды, то его называют растворителем и вводят сверху ректификационной колонны и выводят снизу вместе с остатком. Такая ректификация называется экстрактивной. Требования к растворителю: 1) должен иметь высокую температуру кипения, чтобы компоненты, полученные с растворителем в виде одной фазы, можно было легко отделить от него при помощи перегонки; 2) должен хорошо растворять разделяемые компоненты, чтобы не образовывалось двух жидких фаз (расслаивание) на тарелке. При экстрактивной ректификации в качестве растворителя применяют фенол, крезолы, фурфурол, анилин и алкилфталаты.

Если добавляемое вещество более летуче, чем исходные компоненты, то его вводят в ректификационную колонну вместе с сырьем и выводят из нее вместе с парами верхнего продукта. Такую ректификацию называют азеотропной. В этом случае вводимое вещество образует азеотропную смесь с одним из компонентов сырья. Это вещество называют уводителем.

Требования к уводителю: 1) Он должен обеспечивать образование постоянно кипящей смеси (азеотропа) с одним или несколькими компонентами разгоняемой смеси. При азеотропной ректификации в качестве уводителей применяют метиловый и этиловый спирты, метилэтилкетон (МЭК); 2) должен иметь температуру кипения близкую к температуре кипения отгоняемого вещества. Это позволяет получить заметную разницу между температурой кипения азеотропа и других компонентов смеси; 3) должен легко выделяться из азеотропной смеси.

Часто разделение бывает более полным, чем этого можно ожидать на основании лишь температурной разницы. Это объясняется большим отклонением системы от идеальной.

Для оценки этого отклонения вводят поправочный коэффициент, который фактически является коэффициентом активности, т. е.

$$p_1=j_1P_1x_1.$$

Коэффициент активности j является функцией физико-химических свойств всех остальных компонентов смеси и их концентраций. Коэффициент активности каждого компонента увеличивается по мере увеличения концентрации от 0 до 100%, однако для различных компонентов смеси в разной степени. Таким образом, для реальных смесей относительная летучесть равна отношению давления насыщенных паров и коэффициентов активности:

$$a=j_1P_1/j_2P_2.$$

Основные понятия, которые необходимо знать после изучения материала данной лекции: методы переработки нефти, классификация методов перегонки нефти, перегонка с однократным, многократным и постепенным испарением, перегонка в присутствии испаряющего агента, вакуумная перегонка, азеотропная или экстрактивная ректификация

Вопросы для самоконтроля:

1. Как классифицируются методы переработки нефти?
2. В чем отличие методов первичной и вторичной переработки нефти?
3. Почему мазут перегоняют в вакууме?
4. Что такое азеотропная ректификация? В каких случаях ее используют?

Рекомендуемая литература:

1. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа. Уфа: Гилем, 2002. С. 194-216.

2. Г.К. Бишимбаева, А.Е. Букетова. Химия и технология нефти и газа. – Алматы.: Бастау, 2007. С. 153 – 173.

Лекция 6 - Аппаратурное оформление процессов первичной переработки нефти и газа

План лекции:

1. Ректификационные колонны. Устройство.
2. Классификация ректификационных колонн.
3. Материальный и тепловой балансы ректификационной колонны. Температурный режим колонны.
4. Сложные колонны установок АВТ

1. Ректификация простых и сложных смесей осуществляется в колоннах периодического или непрерывного действия.

Колонны периодического действия применяют на установках малой производительности при необходимости отбора большого числа фракций и высокой четкости разделения. Классическая схема такой установки указана на рис. 1.

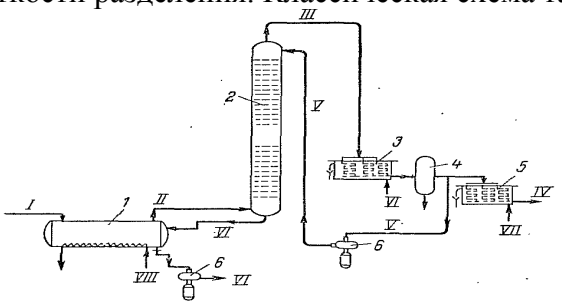


Рис. 1. Схема установки для периодической ректификации: 1 – куб, 2 – ректификационная колонна, 3 – конденсатор-холодильник, 4 – аккумулятор, 5 – холодильник, 6 – насос. Линии: I –

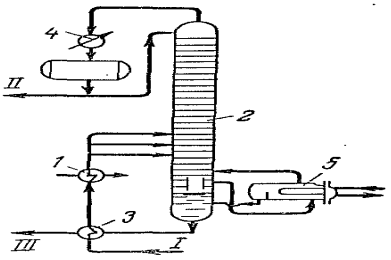


Рис. 2. Схема установки для непрерывной ректификации двухкомпонентной смеси: 1-подогреватель, 2-ректификационная колонна, 3-теплообменник, 4-конденсатор-холодильник, 5-

сырье, II-пары, III – пары верхнего продукта, IV – верхний продукт, V-орошение, VI-кубовый остаток, VII-вода, VIII-водяной пар

кипятильник. Линии: I – сырье, II-изопентан, III-н-пентан

Сырье поступает в перегонный куб 1 на высоту около 2/3 его диаметра, где происходит подогрев глухим паром. В первый период работы ректификационной установки отбирают наиболее летучий компонент смеси, например бензольную головку, затем, повышая температуру перегонки, компоненты с более высокой температурой кипения (бензол, толуол и т.д.). Наиболее высококипящие компоненты смеси остаются в кубе, образовывая кубовый остаток. По окончанию процесса ректификации этот остаток охлаждают и откачивают. Куб вновь заполняется сырьем и ректификацию возобновляют. Периодичностью процесса обусловлены больший расход тепла и меньшая производительность установки.

Установка непрерывного действия лишена многих указанных недостатков. Принципиальная схема такой установки показана на рис.2. Сырье через теплообменник 1 поступает в подогреватель 2 и далее на разные уровни ректификационной колонны 3. Нижние фракции разогревают в кипятильнике 4 и сбрасывают обратно в ректификационную колонну. При этом самая тяжелая часть выводится из кипятильника в низ колонны и вместе с жидким осадком на дальнейшую переработку тяжелых фракций. А легкие фракции сверху в конденсатор-холодильник 5, и далее из аккумулятора 6 частично назад в колонну для орошения, а частично — в дальнейшую переработку легких фракций.

В зависимости от числа получаемых продуктов различают простые и сложные ректификационные колонны. В первых при ректификации получают два продукта. Вторые предназначены для получения трех и более продуктов. Они представляют собой последовательно соединенные простые колонны, каждая из которых разделяет поступающую в нее смесь на два компонента.

В каждой простой колонне имеются отгонная и концентрационная секции. Отгонная, или отпарная, секция расположена ниже ввода сырья. Тарелка, на которую подается сырье для разделения, называется тарелкой питания. Целевым продуктом отгонной секции является жидкий остаток. Концентрационная, или укрепляющая, секция расположена над тарелкой питания. Целевым продуктом этой секции являются пары ректификата. Для нормальной работы ректификационной колоны обязательны подача орошения наверх концентрационной секции колонны и ввод тепла или острого водяного пара в отгонную секцию.

2. Ректификационные колонны делятся на насадочные, тарельчатые, роторные и др. В зависимости от давления они делятся на ректификационные колонны высокого давления, атмосферные и вакуумные. Первые применяют в процессах стабилизации нефти и бензина, газофракционирования на установках крекинга и гидрогенизации. Атмосферные и вакуумные ректификационные колоны применяют при перегонке нефтей, остаточных нефтепродуктов и дистилляторов.

Для равномерного распределения паров и жидкости в насадочных колоннах — 1 (рис. 3.) в качестве насадки — 2 применяют шары, призмы, пирамиды, цилиндры из различных материалов (обычно из прессованной угольной пыли).

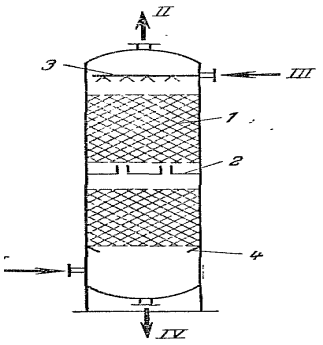


Рис. 3 Схема насадочной колонны: 1-слой насадки, 2-перераспределительная тарелка, 3-распределитель жидкости, 4-направляющий конус.

Насадку помещают насыпом на специальные тарелки — 4 с отверстиями для прохождения паров и стекания флегмы — 3. Целью применения насадки является повышение площади соприкосновения флегмы и паров для взаимного обогащения. В связи с этим насадка и разбивается на несколько слоев, а тарелки, на которых размещается насадка, имеют специальную конструкцию, позволяющую снова равномерно перераспределять потоки после каждого слоя насадки. Эффективность использования насадочных колонн очень высока. Недостатки: 1) насадку периодически приходится изымать из колоны с целью очищения от смолистых частиц со временем покрывающих насадку и ухудшающих ее смачиваемость, 2) требование выдержки определенного давления пара и количества поступающей флегмы.

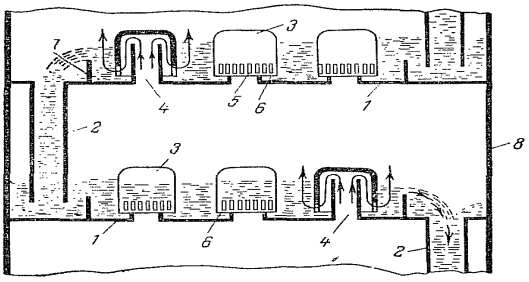


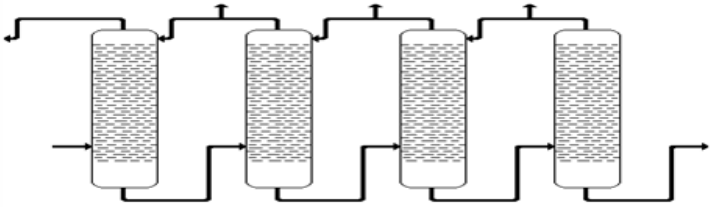
Рис. 4. Устройство колпачковой тарелки: 1-пластина, 2- сливной стакан, 3-колпачок, 4-паровой патрубок, 5-прорези колпачка,6-кольцевое простарнство, 7-подпорная перегородка,8-стенка колонны.

В тарельчатых колоннах 1 (рис. 4) для повышения площади соприкосновения потоков пара и флегмы применяют вместо насадки большое число тарелок специальной конструкции. Тарелка представляет собой перфорированную пластину с патрубками 4 и прикрывающими их колпачками 3 со щелочами 5 (прорезями). По патрубкам, кольцевому пространству 6 и через щели пары вводятся под слой жидкости на тарелке. Постоянство уровня жидкости обеспечивается подпорными перегородками 7. Избыток флегмы по сливным стаканам 2 перетекает на нижележащую тарелку. Принципом действия тарельчатой колонны является взаимное обогащения паров и флегмы за счет прохождения под давлением паров снизу вверх сквозь слой флегмы на каждой тарелке. За счет того, что пар проходит флегму в виде мельчайших пузырьков площадь соприкосновения пара и жидкости очень высока.

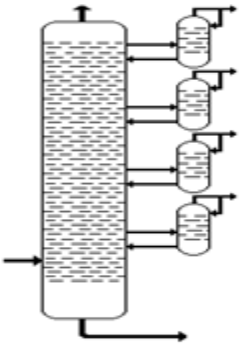
Конструкции тарелок разнообразны. Применяют сетчатые, решетчатые, каскадные, клапанные, инжекционные и комбинированные тарелки.

В промышленности наиболее часто применяются сложные установки ректификационных колонн, комбинирующих разные виды колонн и разные типы их подключения.

Подключение колонн возможно:



последовательное, где с каждой последующей колоны снимают более тяжелый продукт, который одновременно служит флегмой для предыдущей колонны;



навесное, где к основной колонне пристроены вспомогательные, куда поступают дистилляторы отобранные с разных уровней основной колонны и проходят дополнительную очистку. Остаток вспомогательных колонн сбрасывают назад в основную. Возможно взаимное подключение вспомогательных

колонн, использование выходного продукта одной вспомогательной колонны (ниже расположенной по циклу) в качестве флегмы для другой (выше расположенной по циклу) и др. Вспомогательные колонны могут также иметь различную конструкцию — использовать различный тип тарелок, различные нагревательные агенты, технологические условия (давление, температурный режим) и др.; и размещение — объединяться конструктивно в одну, надстраиваться над основной, располагаться вокруг основной колонны, помещаться внутри основной колонны; с комбинированием последовательных и навесных подключений.

3. Применительно к простой колонне для установившегося режима уравнения материального баланса следующие:

$$L = D + R$$

$$L\alpha = Dx_D + Rx_R$$

$$\frac{D}{L} = \frac{\alpha - x_R}{x_D - x_R}$$

Где L и α – количество сырья и концентрация в нем низкокипящего компонента (НКК); D и x_D – количество ректификата, выходящего сверху колонны, и концентрация в нем НКК; R и x_R – количество остатка, выходящего снизу колонны, и концентрация в нем НКК.

Ректификационные колонны тщательно изолируют, поэтому потери тепла в окружающую среду малы и ими при составлении теплового баланса можно пренебречь. Для всей ректификационной колонны уравнение теплового баланса следующее:

$$Leq^{п}_{t_0} + L(1-e)\, q^{ж}_{t_0} + Q_R = Dq^{п}_{t_D} + Rq^{ж}_{t_R} + Q_D$$

Где L-количество сырья, поступающего в колонну, кг; е-доля сырья, поступающего в паровой фазе при температуре t_0; $q^{п}_{t0}$ – энтальпия паров, входящих в колонну при температуре t_0, ккал/кг; (1-е) – доля жидкой фазы; $q^{ж}_{t0}$ – энтальпия жидкости при температуре t_0, ккал/кг; Q_R – количество тепла, вносимого в кипятильник, ккал; $Dq^{п}_{tD}$ – количество тепла, выводимого с парами ректификата при температуре t_D, ккал; $Rq^{ж}_{iR}$ – количество тепла, выводимого с жидким остатком при температуре t_R, ккал; Q_D – количество тепла, отводимого орошением, ккал.

Уравнение позволяет по заданному Q_D найти Q_R и наоборот. Если колонна работает без кипятильника, то Q_R=0.

Температурный режим является одним из основных параметров процесса, изменением которого регулируется качество продуктов ректификации. Важнейшими точками контроля являются температуры поступающего сырья и продуктов ректификации. При расчете ректификационных колонн температурный режим определяют при помощи кривых однократного испарения (ОИ). Чем легче перегоняемая нефть, чем более полога кривая ОИ и чем меньше давление в испарителе и заданная доля отгона, тем ниже температура нефти на входе в колонну. Перегонка нефти при атмосферном давлении ведется при температурах на входе сырья в ректификационную колонну 320-360 ^{0}С. Температуру боковых погонов определяют по нулевой точке на ОИ для отбираемых дистиллятов с учетом их парциального давления. В зависимости от фракционного состава получаемых продуктов, давления в ректификационной колонне и количества вводимого водяного пара температуры боковых погонов из колонн следующие: лигроинового дистиллята 135-165 ^{0}С, керосинового 165-225 ^{0}С, дизельного 210-265 ^{0}С, веретенного 245-270 ^{0}С, машинного 270-290 ^{0}С, легкого цилиндрового 290-320 ^{0}С, тяжелого цилиндрового 320-360 ^{0}С. Температуру нефтяных паров определяют по 100%-й точке на кривой ОИ с учетом парциального давления смеси этих паров с водяным паром. Температура остатка для колонн, работающих с вводом водяного пара, на 20-40 ^{0}С ниже температуры в питательной секции колонны.

4. При фракционировании нефти и нефтяных остатков получают большое число дистиллятов. Для такого разделения применяют многоколонную систему. Сложные колонны АВТ подразделяются на следующие виды: вакуумные колонны, отпарные колонны. В отпарных колоннах происходит отпарка легких фракций водяным паром.

Конструктивно отпарные колонны могут быть размещены внутри ректификационных колонн либо в виде самостоятельных колонок. Внутренние отпарные колонны включают в среднем 2-3 колпачковые тарелки и одну глухую с горловиной. По этой горловине нефтяные пары переводятся из нижней секции в верхнюю. Выносные отпарные колонны бывают односекционные и многосекционные. Боковой отгон перетекает на верхнюю тарелку соответствующей отпарной. В зависимости от требуемой четкости погоноразделения выносные колонны имеют от 4 до 8 тарелок.

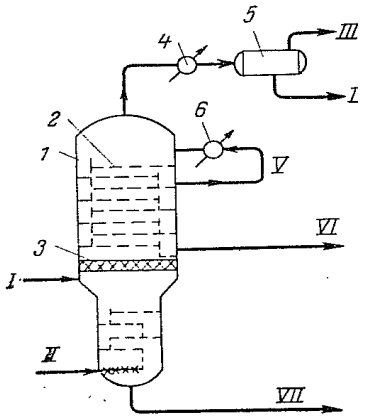


Рис. 5. Схема вакуумной колонны: 1-корпус, 2-ректификиционные тарелки, 3-отбойник, 4-конденсатор, 5-отстойник, 6-холодильник

Вакуумные колонны применяют для ректификации высококипящих смесей углеводородов в глубоком вакууме и привысоких температурах (рис. 5). Число тарелок зависит от требуемой четкости погоноразделения. Для разделения масляных дистиллятов в качестве сырья их число 8-14, для производства масел – 38-42. Над вводом сырья в колоннах устанавливают отбойные тарелки из спрессованной проволочной сетки. Тарелка орошается флегмой. Для борьбы со вспениванием вместе с сырьем из печи вводят силикон.

Основные понятия, которые необходимо знать после изучения материала данной лекции: устройство ректификационных колонн. Классификация ректификационных колонн. Материальный и тепловой балансы ректификационной колонны, температурный режим колонны, сложные колонны установок АВТ

Вопросы для самоконтроля:

1. Как классифицируются ректификационные колонны?
2. Как расчитывается материальный и тепловой балансы ректификационных колонн?
3. Каковы преимущества ректификации как способа разделения нефти на фракции перед перегонкой?

Рекомендуемая литература:

1. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа. Уфа: Гилем, 2002. С. 208-216.
2. Г.К. Бишимбаева, А.Е. Букетова. Химия и технология нефти и газа. – Алматы.: Бастау, 2007. С.159-170.

Лекция 7 – Теплообменные аппараты

План лекции:

1. Классификация и устройство теплообменных аппаратов
2. Расчет теплообменных аппаратов
3. Трубчатые печи: классификация, температурный режим
4. Тепловой баланс. Основные тепловые параметры

1. По способу действия теплообменные аппараты подразделяют на поверхностные и аппараты смешения. В поверхностных аппаратах теплообменивающиеся среды разделены твердой стенкой. В теплообменниках смешения теплопередача происходит без разделяющей перегородки путем непосредственного контакта между теплообменивающимися средами. По конструктивному оформлению поверхностные теплообменники делятся на змеевиковые, типа «труба в трубе» и кожухотрубчатые – с неподвижными трубными решетками, с U – образными трубками и с плавающей головкой. По способу монтажа различают вертикальные, горизонтальные и наклонные теплообменные аппараты.

Теплообменные аппараты «труба в трубе» представляют две трубы, концентрически расположенные одна в другой, в них легко обеспечивается высокая скорость движения теплообменивающихся сред и высокие коэффициенты теплопередачи. Их применяют для регенерации тепла высоковязких и легкозастывающих гудронов и крекинг-остатков. Горячий теплоноситель прокачивается по внутренней трубе.

Кожухотрубчатые теплообменники с неподвижными трубными решетками применяют когда температуры трубного пучка и корпуса аппарата отличаются не более чем на 50^0С. Изготовляют их с поверхностью теплообмена 11-350 $м^2$ для работы под давлением 2-25 ат. Трубные пучки выполняют из стальных трубок диаметром 25 или 38 мм и длиной 3-6 м. Недостатки: невозможность механической очистки межтрубного пространства, отсутствие устройств для компенсации разности температурного удлинения труб и корпуса.

Теплообменники с U-образными трубками применяют в процессах, осуществляемых под высоким давлением. Трубный пучок состоит из неподвижной трубной решетки, U-образных трубок и поперечных перегородок. Применение пучка из U-образных труб позволяет уменьшить до минимума зазор между внешними трубами пучка и корпусом. В результате повышается скорость движения теплоносителя и коэффициент теплоотдачи со стороны межтрубного пространства. Недостатки: невозможность механической очистки внутренней поверхности труб, малая гибкость в распределении потока жидкости по трубам при многоходовых теплообменниках.

Особенностью теплообменников с плавающей головкой является возможность свободного осевого перемещения или плавания, одной из трубных решеток в корпусе аппарата. Этим обеспечивается компенсация температурных удлинений корпуса и труб пучка. Разъемная конструкция аппарата позволяет вынимать трубный пучок и чистить межтрубное пространство от отложений. Установленные в распределительной коробке продольные перегородки создают в аппарате 2, 3 и большее число ходов теплоносителя по трубам. Поперечные перегородки с вырезами и поворотами их по спирали повышают скорость потока рабочей среды в межтрубном пространстве, увеличивая коэффициент теплоотдачи.

2. Первым этапом расчета является составление уравнения теплового баланса:

$$Q = G_1\left(q_{t_1} - q_{t_2}\right)\eta = G_2\left(q_{t_3} - q_{t_4}\right)$$

Где Q – количество тепла, передаваемого через поверхность теплообмена, ккал/ч, G_1 и G_2 – количество греющего и нагреваемого теплоносителей, кг/ч, q_{t_1} и q_{t_2} - энтальпия греющего потока при начальной и конечной температурах, ккал/кг, q_{t_3}и q_{t_4} - энтальпия нагревающегося потока при температурах входа и выхода из аппарата, ккал/кг, η – коэффициент использования тепла (0,95-0,97).

Поверхность теплообменника F определяют по формуле:

$$F = \frac{Q}{K\tau_{ср}}$$

Где К – коэффициент теплопередачи, ккал/($м^2 \cdot ч \cdot град$); $\tau_{ср}$ – средняя разность температур, ^{0}С.

Коэффициент теплопередачи вычисляют по формуле:

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_{ст}}{\lambda_{ст}} + \frac{1}{\alpha_2}}$$

Где $\delta_{ст}$ – толщина стенки трубок, м; $\lambda_{ст}$ – теплопроводность металла трубок, ккал/($м \cdot ч \cdot град$); α_1 и α_2 – коэффициенты теплоотдачи с каждой стороны стенки, ккал/($м^2 \cdot ч \cdot град$).

Коэффициент теплоотдачи является функцией физических свойств теплоносителей, скорости и направления потоков, материала, длины, диаметра и состояния поверхности трубок. Коэффициент теплоотдачи тем больше, чем выше скорость потока теплоносителя и меньше его вязкость.

При конденсации смеси нефтяных и водяных паров коэффициент теплоотдачи подсчитывают по правилу смешения:

$$\alpha = \frac{\alpha_{нп} Q_{нп} + \alpha_{вп} Q_{вп}}{Q_{нп} + Q_{вп}}$$

Где $\alpha_{ип}$ и $\alpha_{вп}$ – коэффициенты теплоотдачи для нефтяных и водяных паров, ккал/(м^2·ч·град), $Q_{нп}$ и $Q_{вп}$ – количество тепла, выделяющегося при конденсации нефтяных и водяных паров, ккал/ч.

Среднюю разность температур для прямотока или противотока вычисляют по формуле:

$$\tau_{ср} = \frac{\Delta t_н - \Delta t_к}{2{,}3 \lg \frac{\Delta t_н}{\Delta t_к}}$$

Где $\Delta t_н$ и $\Delta t_к$ – большая и меньшая разности температур между теплоносителями. При теплообмене перекрестным или смешанным током среднюю разность температур вычисляют по формуле:

$$\tau_{ср} = \varepsilon \tau_{ср.\ прот}$$

Где $\tau_{ср.прот}$ – средняя разность температур, вычисленная так же , как для противотока, ε – поправочный коэффициент.

3. Трубчатые печи нефтеперерабатывающей промышленности служат для производства из нефтяного сырья моторного бензина и других продуктов (керосин, газойль, соляровое масло), в том числе сырья для химической промышленности (этилена, пропана, бутана). Трубчатые печи, в которых технологическая среда (сырье) проходит по трубам, характеризуются следующими показателями: производительностью по сырью в т/ч; полезной тепловой нагрузкой, передаваемой непосредственно сырью в кдж/ч (ккал/ч); теплонапряженностью поверхностей нагрева, т.е. количеством тепла, передаваемым через 1м^2 поверхности сырьевых труб, в кВт/м^2(ккал/м^{2}ч); коэффициентом полезного действия.

В зависимости от способа передачи тепла, конфигурации и количества топочных камер, от расположения горелочных устройств, а также от числа технологических потоков и типа облучения труб трубчатые печи подразделяются на следующие типы: 1. вертикально - цилиндрические с подовым расположением горелочных устройств радиантного или радиантно - конвекционного типов; 2. коробчатой формы с подовым расположением горелок и верхним отводом дымовых газов с вертикальными или горизонтальными настенными экранами; 3. узкокамерные с верхним отводом дымовых газов и центральным горизонтальным экраном; - секционные или цилиндрические печи с витым змеевиком и подовым расположением горелок; 4. многокамерные печи коробчатой формы с вертикальными трубами змеевиков и общей конвекционной камерой.

По способу сжигания топлива печи подразделяются на печи со свободным вертикальным факелом, с позонным подводом воздуха по высоте факела, с настильным факелом, с беспламенным горением от излучающих стен при использовании панельных горелок.

Печи дожига, в которых продукт сгорает непосредственно в топочном объеме, характеризуются теплонапряженностью топочного объема и температурой отходящих дымовых газов.

В зависимости от вида топлива, сжигаемого в печах и от способа подачи воздуха, применяются горелочные устройства различных типов: газовые или комбинированные - газожидкостные горелки с принудительной подачей атмосферного воздуха на горение или инжекционные.

Для утилизации тепла дымовых газов используются змеевики для подогрева воды, нефтепродукта или для перегрева пара, расположенные между радиантной и конвекционной камерами, или после конвекционных труб с основным технологическим потоком, а также котлы - утилизаторы для выработки пара или воздухоподогреватели для подогрева воздуха, подаваемого в горелки на сжигание с целью экономии топлива в печах.

На НПЗ применяются воздухоподогреватели следующих типов: регенеративные вращающиеся, рекуперативные с гладкими или ребристыми трубами с рециркуляцией части горячего воздуха или предварительным подогревом его в калориферах.

Важнейшими точками контроля являются температуры: на входе и выходе сырья из змеевика печи, на входе и выходе водяного пара из пароперегревателя, на входе дымовых газов в боров печи, у радиантных труб, над перевальной стенкой.

Температура входа нефти в печь зависит от степени регенерации тепла на установке и составляет 170-220 ^{0}С. Чем выше температура нефти, поступающей в печь, тем выше должна быть температура отходящих дымовых газов. Это может быть устранено использованием тепла дымовых газов не подогрев вохдуха, поступающего на горение топлива.

Температура выхода сырья из печи зависит от фракционного состава сырья, давления на выходе из печи и доли отгона. Постоянство этой температуры поддерживается терморегулятором.

Температура у пароперегревателя. Пароперегреватель размещают там, где температура дымовых газов составляет 450-550 ^{0}С. Температура перегретого пара составляет 350-400 ^{0}С.

Температура газов, покидающих конвекционную камеру и направляемых в дымовую трубу, зависит от температуры поступающего в печь сырья и превышает ее на 100-150 ^{0}С.

4. Уравнение теплового баланса для трубчатой печи выглядит так:

$$Q_{прих.} = Q_{расх.}$$

Расчет теплового баланса ведется на 1 кг топлива.

Статьи расхода тепла:

$$Q_{расх.} = q_{пол.} + q_{ух.} + q_{пот.},$$

где $q_{пол.}$, $q_{ух.}$, $q_{пот.}$ – соответственно полезно воспринятое в печи сырьем, теряемое с уходящими из печи дымовыми газами, теряемое в окружающую среду, кДж/кг.

Статьи прихода тепла:

$$Q_{прих.} = Q_p^н + C_т \cdot t_т + \alpha \cdot L_0 \cdot C_в \cdot t_в + W_ф \cdot C_{ф.п.} \cdot t_{ф.п.},$$

где $C_т$, $C_в$, $C_{ф.п.}$ – соответственно теплоемкости топлива, воздуха, форсуночного водяного пара, кДж/кг; $t_т$, $t_в$, $t_{ф.п.}$ – температуры топлива, воздуха, форсуночного водяного пара, ^{0}С.

Явное тепло топлива, воздуха и водяного пара обычно невелико и ими часто в технических расчетах пренебрегают.

Итак, уравнение теплового баланса запишется в следующем виде:

$$Q_{прих.} = Q_{расх.} \approx Q_p^н,$$

$$\text{а } Q_{прих.} = q_{пол.} + q_{ух.} + q_{пот.} = Q_p^н$$

$$\text{или } q_{пол.} = Q_p^н - q_{ух.} - q_{пот.},$$

откуда коэффициент полезного действия трубчатой печи:

$$\eta = \frac{q_{пол.}}{Q_p^н} = 1 - \frac{q_{ух.}}{Q_p^н} - \frac{q_{пот.}}{Q_p^н},$$

где $\frac{q_{ух.}}{Q_p^н}$, $\frac{q_{пот.}}{Q_p^н}$ – соответственно потери тепла с уходящими дымовыми газами и потери тепла в окружающую среду в долях от низшей теплотворной способности топлива.

Основными показателями, характеризующими работу трубчатой печи, являются полезная тепловая нагрузка, теплонапряженность поверхности нагрева и топочного пространства, коэффициент полезного действия печи.

Важнейшей характеристикой печи является полезная тепловая нагрузка, т.е. количество тепла, воспринимаемого сырьем в печи (кВт или кДж/ч).

Важным показателем, характеризующим работу трубчатой печи, является теплонапряженность поверхности нагрева, или плотность теплового потока, т.е. количество тепла, переданного через 1 $м^2$ поверхности нагрева в единицу времени ($Вт/м^2$).

Различают среднюю теплонапряженность труб всей печи, среднюю теплонапряженность радиантных и конвекционных труб, а также теплонапряженность отдельных участков труб (локальная). Величина тепловой напряженности поверхности нагрева характеризует, насколько эффективно передается тепло через поверхность нагрева всей печи или отдельных ее частей. Чем выше средняя теплонапряженность поверхности нагрева всей печи, тем меньше размеры печи, обеспечивающей передачу заданного количества тепла и, следовательно, тем меньше затраты на ее сооружение.

Однако чрезмерно высокая теплонапряженность поверхности нагрева может нарушить нормальную работу печи и привести к прогару труб.

Тепловая напряженность топочного пространства характеризует количество тепла, выделяемого при сгорании топлива в единицу времени в единице объема топки ($Вт/м^3$). Эта величина, в известной мере, характеризует эффективность использования объема топки. Размеры топки трубчатых печей во многих случаях зависят не от величины допустимого удельного тепловыделения, а от конструктивных особенностей печи и допускаемой величины теплонапряженности поверхности нагрева радиантных труб.

Коэффициент полезного действия трубчатой печи есть величина, характеризующая полезно используемую часть тепла, выделенного при сгорании топлива. При полном сгорании топлива эта величина зависит главным образом от коэффициента избытка воздуха и температуры дымовых газов, выходящих из печи, а также от степени тепловой изоляции трубчатой печи. Снижение коэффициента избытка воздуха так же, как и понижение температуры отходящих дымовых газов, способствует повышению к.п.д. печи. При подсосе воздуха через неплотности кладки коэффициент избытка воздуха повышается, что приводит к снижению к.п.д. печи. Для трубчатых печей значение коэффициента полезного действия находится в пределах от 0,65 до 0,85.

Основные понятия, которые необходимо знать после изучения материала данной лекции: классификация и устройство теплообменных аппаратов, расчет теплообменных аппаратов, трубчатые печи: классификация, температурный режим, тепловой баланс трубчатых печей, основные тепловые параметры.

Вопросы для самоконтроля:

1. Как классифицируются теплообменные аппараты?
2. Как классифицируются трубчаты печи?
3. Как расчитывается тепловой баланс теплообменных аппаратов?

Рекомендуемая литература:

1. Владимиров А.И., Щелкунов В.А., Круглов С.А. Основные процессы и аппараты нефтегазопереработки. – М.: Недра-Бизнесцентр.2004. С. 183-187.
2. Скобло А.И, Молоканов Ю.К., Владимиров А.И. Процессы и аппараты нефте-газопереработки и нефтехимии. – М.: Недра. 2005. С. 504-565.

Лекция 8, 9 - Промышленные установки первичной перегонки нефти и мазутов

План лекции:

1. Классификация трубчатых установок
2. Атмосферные установки
3. Вакуумные установки
4. Атмосферно-вакуумные установки
5. Комбинированные установки

1. В зависимости от давления в ректификационных колоннах трубчатые установки подразделяются на атмосферные (АТ), вакуумные (ВТ), и атмосферно-вакуумные (АВТ). По числу ступеней испарения различают трубчатые установки одно-, двух-, трех- и четырехкратного испарения.

На установках однократного испарения из нефти в одной ректификационной колонне при атмосферном давлении получают все дистилляты – от бензина до вязкого цилиндрового.

На установках двухкратного испарения перегонка до гудрона осуществляется в две ступени: сначала при атмосферном давлении нефть перегоняется до мазута, который затем перегоняется в вакууме до получения в остатке гудрона. Эти процессы осуществляются в 2 ректификационных колоннах, в первой из них поддерживается атмосферное давление, во второй – вакуум.

На установках трехкратного испарения перегонка нефти осуществляется в трех колоннах: 2 атмосферных и одной вакуумной. Разновидностью установки трехкратного испарения нефти является установка АВТ с одной атмосферной и двумя вакуумными колоннами. Вторая вакуумная колонна предназначена для доиспарения гудрона, в ней поддерживается более глубокий вакуум, чем в основной.

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

2. *Установки однократного испарения нефти***.** На этих установках стабилизированная и обессоленная нефть (рис. 1) прокачивается через теплообменники *4* и змеевик трубчатой печи *1* в ректификационную колонну *2.* Наверху этой колонны избыточное давление составляет около 0,2 *ат,* что соответствует гидравлическому сопротивлению конденсатора; вниз колонны подается перегретый водяной пар. Из колонны отбирают различающиеся по температуре кипения фракции: бензиновую, лигроиновую, керосиновую, газойлевую, соляровую и другие. Низкокипящие компоненты из лигроиновой фракции отгоняются в отпарной колонне *3,* снабженной кипятильником. Установка перерабатывает до 1000 т/сутки легкой нефти. Выход фракций составляет: бензиновой 26—30%, лигроиновой 7—14%, керосиновой 5—8%, газойлевой и соляровой 19—20%, легкого и тяжелого парафинистого дистиллятов 15—18%, остальное — гудрон. В ректификационной колонне ниже ввода сырья установлено 6 тарелок, выше ввода — 32 тарелки; кроме того, в каждой из пяти внутренних отпарных секций, (стриппингов) вмонтировано по 3 тарелки, т. е. всего 53 тарелки. Расход топлива составляет 2,5 %, водяного пара подается 6% на нефть.

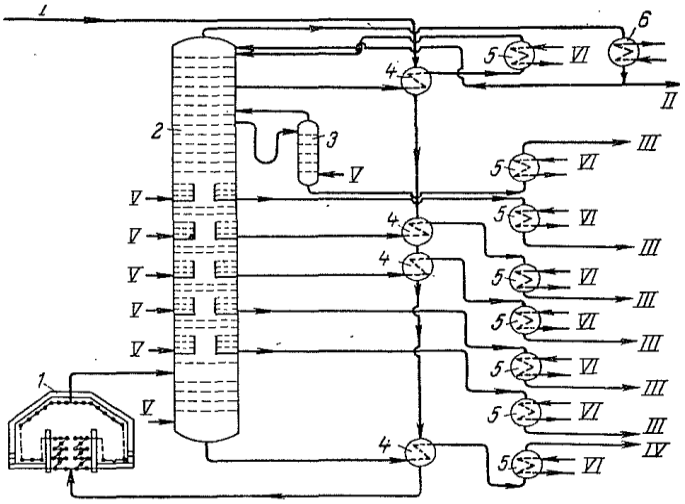


Рис.1- Схема трубчатой установки для перегонки нефти до гудрона:
1 — трубчатая печь; *2* — ректификационная колонна; *3* — отпарная колонна;
4 — теплообменники; *5* — холодильники; 6 — конденсатор-холодильник. Линии: I — нефть; II — верхний продукт; III — боковые продукты; IV — гудрон; V — водяной пар; VI — вода.

Преимущества: меньшее число аппаратов и, как следствие, меньшая длина коммуникационных линий; компактность; меньшая площадь, занимаемая установкой; более низкая температура нагрева сырья в печи; отсутствие вакуумных устройств; меньший расход топлива и водяного пара. Недостатки: высокие гидравлические

сопротивления потоку сырья в теплообменниках и трубах печи и, как следствие, повышенный расход энергии для привода сырьевого насоса; повышенное противодавление в трубах и кожухе теплообменной аппаратуры и, в связи с этим, вероятность попадания нефти в дистилляты при нарушении герметичности теплообменников.

3. *Установки двукратного испарения нефти до мазута*. Для этих установок характерно предварительное частичное испарение нефти перед поступлением в трубчатую печь. Испарение может происходить в испарителе (пустотелой колонне), либо в ректификационной колонне с тарелками. Испаритель применяют в тех случаях, когда в качестве сырья служит стабилизированная (дегазированная), слегка обводненная и не содержащая сероводорода нефть. Нефти же, содержащие растворенные газы (включая сероводород), воду и соли, направляют в отбензинивающую ректификационную колонну.

Схема установки приведена на рисунке 2. Обессоленная нефть *V* двумя потоками прокачивается через теплообменники *11* и водогрязеотделитель *12* и с температурой около 200° С поступает в испаритель *2,* где разделяются паровая и жидкая фазы. Паровая фаза направляется в основную колонну 3 , туда же после нагрева в печи *1* до 330—340 °С поступает и жидкая фаза. Колонна *3* имеет 31 тарелку в концентрационной части, тепло отводится промежуточным циркуляционным орошением с 10, 17 и 25 тарелок, считая снизу.

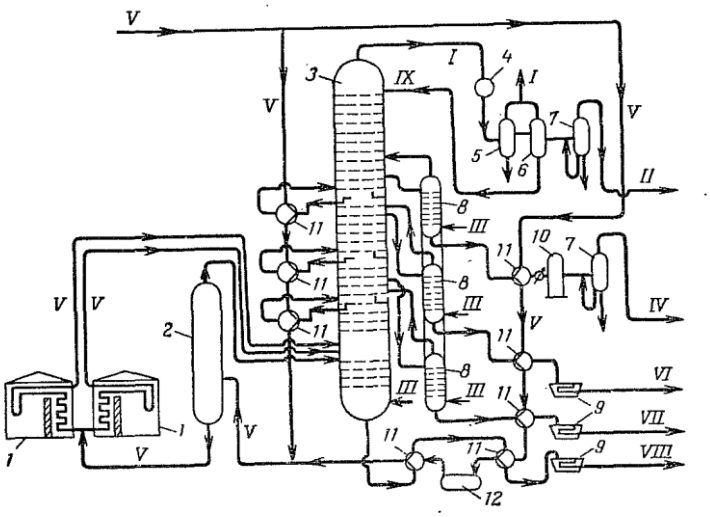


Рис.2 - Схема установки двухкратного испарения с испарителем: *1* — печи; 2 — испаритель; *3* — ректификационная колонна; *4* — конденсатор бензина; *5* — водоотделитель; 6 — газосепаратор (емкость орошения); *7* — колонны для защелачивания бензина; *8* — отпарные колонны; *9* — холодильники; *10* — теплообменники. Линии: *I* — газ; *II* — фракция н. к. — 140° С; *III* — водяной пар; *VI* — фракция 140— 240° С; V — нефть; VI — фракция 240—300° С; VII — фракция 300—350° С; *VIII* — мазут; *IX* — орошение.

В качестве боковых погонов отбираются фракции 140—240, 240—300 и 300—350° С. Головным продуктом колонны является бензин *II* (н. к. —140° С). Пары его проходят конденсатор *4,* конденсат поступает в водоотделитель *5* и газосепаратор *6.* Часть конденсата используется в качестве орошения *IX,* а балансовое количество направляется на щелочную промывку в колонну 7 и далее в товарный парк. Несконденсировавшиеся углеводороды *I* направляются на газофракционирующую установку. Остатком колонны является мазут.

4. Вакуумные трубчатые установки сооружают в едином комплексе с атмосферной ступенью перегонки нефтей. Комбинирование процессов атмосферной и вакуумной перегонки на одной установке имеет следующие преимущества: сокращение коммуникационных линий, меньшее число промежуточных емкостей, компактность, удобство обслуживания, возможность более полного использования тепла дистиллятов и остатков, сокращение расхода металла и эксплуатационных затрат, большая производительность труда.

Газойль, отбираемый сверху вакуумной колонны, представляет собой широкую фракцию и используется как исходное сырье для каталитического крекинга. Составными частями такой установки являются атмосферная колонна *2* и две последовательно работающие вакуумные колонны 4 и 5. В первой из них отбираются три масляных дистиллята и полугудрон *VII* — в остатке. Часть остатка используется как сырье для получения остаточного масла, остальная через змеевик печи подается во вторую вакуумную колонну, работающую при остаточном давлении 10—15 мм рт. cm. В этой колонне получают тяжелое дистиллятное сырье для каталитического крекинга или гидрокрекинга. Остатком перегонки является гудрон *XIII,* используемый как дорожный битум. Лигроиновая фракция направляется на каталитический риформинг. Широко используется промежуточное циркуляционное орошение.

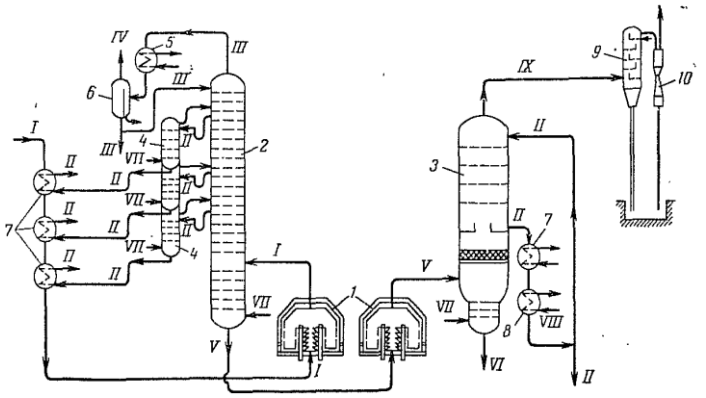


Рис.3 - Атмосферно-вакуумная установка для перегонки сернистой нефти: *1* — трубчатые печи; *2* — атмосферная колонна; *3* — вакуумная колонна; *4* — отпарная колонна; 5 — конденсатор-холодильник; 6 — водоотделитель; 7 — теплообменник; *8* — холодильник; 9 — барометрический конденсатор; Линии: *I* — нефть; *II* — боковой продукт; *III* — верхний продукт; *IV* — газ; V — мазут; VI — гудрон; *VII* — водяной пар; *VIII* — вода; *IX* — несконденсировавшиеся пары и газы.

5. Возможны различные комбинации процессов на одной установке: ЭЛОУ — АТ; АВТ — вторичная перегонка широкой бензиновой фракции; первичная перегонка нефти — каталитический крекинг вакуумного газойля — деструктивная перегонка гудрона; первичная перегонка нефти — коксование мазута в кипящем слое кокса.

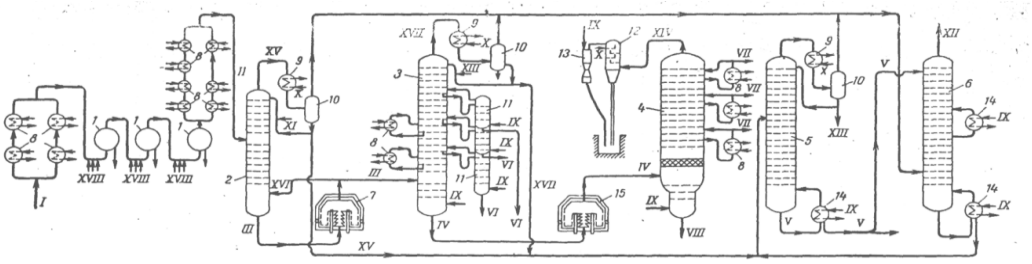


Рис. 4 – Схема комбинированной установки – ЭЛОУ-АВТ: 1-электродегидратор; *2* — отбензинивающая колонна; 3 — основная атмосферная колонна; 4 — вакуумная колонна; 5 — стабилизационная колонна; 6 — абсорбер; 7- атмосферная печь; 8- теплообменники; 9-конденсаторы-холодильники; 10 — газосепараторы; 11-отпарные колонны; 12 — барометрический конденсатор; 13 — эжектор; 14 — паровые подогреватели; *15* — вакуумная печь.

Линии: I — сырая нефть; II — обезвоженная и обессоленная нефть; III — отбензиненная нефть; IV — мазут; V — стабильный бензин; VI — боковые продукты атмосферной колонны; VII — боковые продукты вакуумной колонны; VIII — гудрон; IX — водяной пар; X - оборотная вода; XI -аммиачная вода; XII - сухой газ; XIII – сжиженный газ; XIV — несконденсировавшиеся пары и газы; XV -легкий бензин; XVI - горячая струя; XVII - тяжелый бензин; XVIII- вода, деэмульгатор и щелочь.

Подогретая в теплообменниках 8 нефть I с температурой 120—140° С в дегидраторах 1 подвергается термохимическому и электрообезвоживанию и обессоливанию в присутствии воды, деэмульгатора и щелочи. Подготовленная таким образом нефть дополнительно подогревается в других теплообменниках и с температурой 220° С поступает в колонну 2. Сверху этой колонны отбирается фракция легкого бензина XV. Остаток III снизу колонны 2 подается в печь 7, где нагревается до 330° С, и поступает

в колонну 3. Часть нефти из печи 7 возвращается в колонну 2 в качестве горячей струи. Сверху колонны 3 отбирается тяжелый бензин XVII, а сбоку через отпарные колонны 11 фракции VI (140-240, 240-300 и 300-350° С). Мазут IV снизу колонны 3 подается в печь 15, где нагревается до 420° С, и поступает в вакуумную колонну 4, работающую при остаточном давлении 60 мм рт. ст. Водяные пары, газообразные продукты разложения и легкие пары XIV сверху колонны 4 поступают в барометрический конденсатор 12, несконденсировавшиеся газы отсасываются эжектором 13. Боковыми погонами колонны 4 являются фракции VII, остатком — гудрон VIII. В результате комбинирования АВТ и ЭЛОУ достигается более эффективная переработка нефти, снижается себестоимость продукции за счет снижения доли затрат на энергоносители и компенсацию теплопотерь.

Основные понятия, которые необходимо знать после изучения материала данной лекции: устройство, принцип работы, классификация трубчатых установок, атмосферных установок, вакуумных установок, атмосферно-вакуумных установок, комбинированных установок, технологические схемы, оборудование.

Вопросы для самоконтроля:

1. В каких случаях используются трубчатые вакуумные установки?
2. Каково назначение атмосферной колонны в схеме АВТ?
3. Каковы преимущества и недостатки установок однократного испарения?
4. Как классифицируются трубчатые установки?

Рекомендуемая литература:

1. Владимиров А.И., Щелкунов В.А., Круглов С.А. Основные процессы и аппараты нефтегазопереработки. – М.: Недра-Бизнесцентр.2004. С. 183-187.

2. Скобло А.И, Молоканов Ю.К., Владимиров А.И. Процессы и аппараты нефте-газопереработки и нефтехимии. – М.: Недра. 2005. С. 504-565.

Практические занятия

Практическое занятие – Расчет ректификационных колонн установок первичной переработки нефти

Содержание:

1. Технологические параметры работы ректификационных колонн
2. Построение кривых однократного испарения

Решение задач. С.И. Хорошко, А.Н. Хорошко. Сборник задач по химии и технологии нефти и газа. Новополоцк. 2001. Задачи 3.1-3.8

Практическое занятие – Расчет ректификационных колонн установок первичной переработки нефти

Содержание:

1. Температурный режим ректификационных колонн. Температура верха колонны
2. Температура вывода боковых продуктов
3. Температура низа ректификационной колонны

Решение задач. С.И. Хорошко, А.Н. Хорошко. Сборник задач по химии и технологии нефти и газа. Новополоцк. 2001. Задачи 3.9-3.22

Практическое занятие – Расчет ректификационных колонн установок первичной переработки нефти

Содержание:

1. Материальный баланс ректификационной колонны
2. Тепловой баланс ректификационной колонны

Решение задач. С.И. Хорошко, А.Н. Хорошко. Сборник задач по химии и технологии нефти и газа. Новополоцк. 2001. Задачи 3.23-3.31

Практическое занятие – Расчет ректификационных колонн установок первичной переработки нефти

Содержание:

1. Определение геометрических размеров ректификационных колонн. Диаметр колонны.
2. Высота колонны. Число тарелок.

Решение задач. С.И. Хорошко, А.Н. Хорошко. Сборник задач по химии и технологии нефти и газа. Новополоцк. 2001. Задачи 3.32-3.41