Контрольно-измерительные материалы

для проведения промежуточной аттестации

**Учебная дисциплина:**  «Основы технологии промышленной переработки нефти и газа».

Специальность: 21.02.01 “Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых

 месторождений”

Курс: 4

Семестр: 8

Группа: Эз 25/1-4, Эз25/2-4

**Темы**, **выносимые на контроль**

 Тема 1. Основы технологии переработки нефти

Тема 2. Топлива

Тема 3. Первичная переработка нефти

Тема 4. Классификация вторичных методов переработки нефти

Тема 5. Основы технологии переработки углеводородных газов

Вопросы и задания, выносимые на экзамен.

1.1.Опишите химический и фракционный состав нефти.

1.2.Опишите классификацию нефтей.

1.3.Опишите классификацию нефтепродуктов.

1.4.Классифицируйте и дайте краткую характеристику топливам.

1.5.Дайте определение октановому числу.

2.1.Характеризуйте топлива для карбюраторных двигателей.

2.2.Характеризуйте топлива для дизельных двигателей.

2.3.Дайте характеристику котельным топливам

2.4.Опишите топлива для реактивных и газотурбинных двигателей.

2.5.Опишите примеры маркировки автомобильных, авиационных бензинов, дизельных топлив, котельных топлив и описать расшифровку каждой марки.

2.6.Расскажите о смазочных материалах, продуктах масляно-парафинового производства

2.7.Расскажите о парафинах, церезинах, вазелинах.

3.1.Опишите процесс подготовки нефти к переработке.

3.2.Опишите основы технологии первичной переработки нефти (основы процесса перегонки нефти).

3.3.Перечислите способы перегонки нефти.

3.4.Начертите принципиальную схему перегонки нефти.

3.5.Опишите процесс ректификации двойной смеси.

3.6.Опишите способы орошения.

3.7.Перечислите факторы, влияющие на четкость ректификации.

3.8.Классифицируйте нефтяные эмульсии и опишите способы их разрушения.

4.1.Классифицируйте методы вторичной переработки нефти.

4.2.Характеризуйте процесс термического крекинга .

4.3.Опишите установки термического крекинга.

4.4.Характеризуйте процесс и способы коксования .

4.5.Характеризуйте процесс пиролиза .

4.6.Начертите принципиальную схему установки пиролиза.

4.7.Характеризуйте процесс каталитического крекинга

4.8.Опишите факторы, влияющие на выход и качество продуктов при каталитическом крекинге.

4.9.Опишите катализаторы, применяемые при каталитическом крекинге.

 4.10.Опишите установки каталитического крекинга.

4.11.Характеризуйте процесс и свойства каталитического риформинга .

4.12.Перечислите и расскажите о катализаторах риформинга.

4.13.Опишите принципиальную схему платформинга.

4.14.Дайте характеристику и опишите основные факторы гидрогенизационных процессов

4.15.Расскажите о катализаторах гидрогенизационных процессов.

4.16.Опишите методы очистки нефтепродуктов.

 4.17.Опишите основные процессы очистки светлых нефтепродуктов.

4.18.Опишите основные процессы очистки смазочных масел.

4.19.Характеризуйте, классифицируйте и опишите состав природных газов.

5.1.Опишите основные технологические процессы ГПЗ.

5.2.Опишите способы отбензинивания газа.

5.3.Опишите основные и вспомогательные объекты ГПЗ.

5.4.Характеризуйте процесс осушки газа. Осушка газа жидкими поглотителями.

5.5.Опишите процесс очистки нефтяных и природных газов от сероводорода.

5.6.Опишите процесс получения элементарной серы.

5.7.Опишите процесс компрессионного способа отбензинивания газа.

 5.8.Опишите процесс абсорбционного способа отбензинивания газа.

5.9.Опишите процесс конденсационного метода отбензинивания газа.

5.10.Расскажите о хранении и транспортировке жидкой продукции.

5.11.Расскажите о химической переработке углеводородного сырья. Приведите краткие сведения о нефтехимических производствах.

**Практические работы для самостоятельного выполнения**

**Практическая работа №1**

**Тема:** Физические свойства нефти.

**Цель:** Научиться производить расчеты плотности газонасыщенной нефти, вязкости дегазированной нефти, определить скорость движения фронта горения.

**Теоретическая часть:**

**Основные физико-химические свойства нефти и нефтепродуктов**

Нефть является сложным как по составу, так и по физическим свойствам веществом. При решении технологических задач, связанных с переработкой нефти и газа необходимо знание таких основных физических характеристик нефти, как молекулярная масса, плотность, вязкость, температура кипения, фракционный состав, температура застывания и плавления, температура воспламенения, самовоспламенения, вспышки, оптические и электрические свойства нефти и нефтепродуктов

**Плотность.** Плотность нефти и нефтепродуктов может быть от­носительной и абсолютной. Относительная плотность показывает отношение плотности нефтепродукта при температуре t2 к плотно­сти дистиллированной воды при температуре t1. Принято определять плотность нефтепродукта при 20° С, а во­ды — при 4° С. Так как плотность воды при 4° С равна единице, то численные значения относительной и абсолютной плотностей сов­падают.

Для определения абсолютной плотности (кг/м3, г/см3) надо массу продукта разделить на его объем. Абсолютная плотность нефтей в России колеблется от 0,720 до 0,986 г/см3. Для большинства нефтей она составляет 0,845— 0,900 г/см3.

Плотность нефти и нефтепродуктов зависит от содержания и хи­мического состава легких низкокипящих (обладающих низкой плотностью) и тяжелых высококипящих составных частей (фракций). Действительно, одинаково высококипящие парафиновые угле­водороды имеют наименьшую плотность, ароматические — наи­большую, а нафтеновые — примерно среднюю. Вот почему плот­ность является одной из основных характеристик как нефти, так и нефтепродуктов.

**Молекулярная масса**. Это одна из основных физико-химиче­ских характеристик нефтей и получаемых из нее продуктов. Она зависит от их химического и фракционного состава и являет­ся среднеарифметическим от молекулярных масс веществ, входя­щих в состав нефтепродуктов.

**Температура кипения. Фракционный состав.** Температурой ки­пений,-считают ту, при которой давление паров жидкости становит­ся равным внешнему давлению; когда эта точка достигнута, паро­образование (испарение) происходит не только на поверхности жидкости, но и внутри ее (у дна и стенок нагреваемого сосуда) с образованием там пузырьков пара, что и составляет процесс кипе­ния жидкости. Если пары, образующиеся во время нагревания, не отводятся, то между жидкой и паровой фазами устанавливается равновесие. Пары, находящиеся в равновесии с жидкостью, назы­ваются насыщенными. Чем выше температура нагрева жидкости, тем сильнее испарение, тем больше паров над поверхностью жид­кости и тем выше давление ее насыщенных паров (упругость).

Все нефтепродукты, получаемые из нефти перегонкой, являются фракциями, выкипающими в определенных температурных преде­лах. Так, бензиновые фракции выкипают в пределах 35—205° С, ке­росиновые— 150—315, дизельные—180—350, легкие масляные дистилляты — 350—420, тяжелые масляные дистилляты— . 420—490, остаточные масла-—выше 490°С. Перегонку нефтепро­дуктов с температурами кипения до 370° С ведут при атмосферном давлении, а с более высокими температурами кипения — в вакууме либо с применением водяного пара (для предупреждения их раз­ложения).

**Вязкость (внутреннее трение**). Вязкость — это свойство жид­кости (или газа) оказывать сопротивление перемещению одного ее слоя относительно другого. Для нефтепродуктов различают вяз­кость динамическую, кинематическую и условную.

Динамическая вязкость ц измеряется: в системе СГС — в пу­азах (П), в системе СИ —в паскаль-секундах (Па-с); 1П ≈0,1Па\*с.

Величина, обратная динамической вязкости, называется теку­честью.

В технологических расчетах, а также для оценки качества ряда нефтепродуктов пользуются значениями кинематической вязкости ν , которая является отношением динамической вязкости η к отно­сительной плотности жидкости d при той же температуре, т. е. v = η/ d

В системе СГС вязкость измеряют в стоксах (Ст). На практике чаще применяют сотую часть стокса — сантистоке (сСт). В систе­ме СИ за единицу кинематической вязкости принят квадратный метр (или миллиметр) на секунду (м2/с, мм2/с): 1 сСт= 1 мм2/с.

В практической работе, особенно для контроля качества нефте­продуктов, пользуются условной вязкостью, которая представляет собой отношение времени истечения 200 мл нефтепродукта при температуре испытания ко времени истечения такого же объема ди­стиллированной воды при 20° С (время истечения 200 мл воды при 20° С есть водное число вискозиметра — прибора для измерения вязкости). Условную вязкость обозначают символом BYt (t — тем­пература, при которой она определена) и измеряют в градусах ВУ.

Вязкостно-температурные свойства. При повышении температу­ры вязкость понижается, и наоборот. Характер изменения вязкос­ти в зависимости от температуры является важным показателем качества нефтепродуктов, особенно смазочных масел.

**Температура застывания и плавления.** При охлаждении нефть и нефтепродукты постепенно теряют подвижность и могут застыть несмотря на то что в них содержатся соединения, которые при данной температуре могли бы быть жидкими. Температурой застывания нефтепродукта называют такую тем­пературу, при которой он в строго стандартных условиях испытания теряет подвижность. Потеря подвижности и застывание нефти и нефтепродуктов зависят главным образом от содержания в них твердых (при обычной температуре) углеводородов. Чем больше в продукте таких углеводородов в растворенном виде или в виде кристаллов, тем скорее он теряет свою подвижность при охлажде­нии, т. е. имеет более высокую температуру застывания. Максимальная температура, при которой в охлаждаемом топливе обнаруживаются невооружен­ным глазом кристаллики льда (бензола и др.). называется темпе­ратурой начала кристаллизации. Температура, при которой начи­нается выпадение кристаллов углеводородов (в основном парафи­новых), вызывающих помутнение нефтепродукта, называется тем­пературой помутнения. Наряду с температурой застывания жидких нефтепродуктов в практике работы нефтеперерабатывающих заво­дов, нефтебаз и транспортных организаций учитывается темпера­тура плавления твердых при обычной температуре нефтепродук­тов — парафина и церезина.

Под температурой плавления понимают температуру, при кото­рой нефтепродукт переходит в строго стандартных условиях из твердого состояния в жидкое.

**Температура вспышки, воспламенения и самовоспламенения. Взрывоопасность.** О степени огнеопасности нефтепродукта судят по температурам вспышки, воспламенения и самовоспламенения; чем ниже эти показатели, тем огнеопаснее нефтепродукт.

Температурой вспышки называется температура, при которой смесь воздуха и паров нефтепродукта, нагреваемого в строго опре­деленных условиях, вспыхивает при поднесении к ней источника зажигания, но сам нефтепродукт при этом не загорается и пламя затухает.

Если продолжать нагрев, то наступает момент, когда при под­несении огня загораются не только пары, но и сам нефтепродукт. Температура, при которой это происходит, называется температу­рой воспламенения.

Между температурами вспышки и воспламенения и фракцион­ным составом нефтепродукта имеется связь: чем более легкие уг­леводороды входят в его состав, тем эти температуры ниже. Так, бензин имеет температуру вспышки ниже —50, а мазут выше 110° С.

Температура самовоспламенения нефтепродукта тем ниже, чем более тяжелые углеводороды входят в его состав. Это температура, при которой нефтепродукт загорается, контактируя с воздухом, без поднесения пламени или искры.

**Взрывоопасность**. Наименьшая концентрация паров нефтепродукта (или иного ве­щества) в воздухе, при которой уже возможен взрыв, называется нижним концентрационным пределом взрываемости, а наибольшая концентрация паров в воздухе, при которой еще возможен взрыв, — верхним концентрационным пределом взрываемости. Область кон­центрации между этими пределами, в которой от источника от­крытого огня (искры) происходит взрыв, называется областью (диапазоном) взрываемости.

**Оптические свойства нефти и нефтепродуктов.** По оптическим свойствам нефти и нефтепродуктов судят о содержании в них смолисто-асфальтеновых веществ и глубине очистки. К оптическим свойствам относятся цвет, лучепреломление и оптическая актив­ность.

Цвет. Обычно чем тяжелее продукт, тем он темнее. Для кероси­на и масел цвет нормируется. Его определяют в специальных аппа­ратах (колориметрах), сравнивая окраску этих продуктов с окрас­кой цветных растворов или стекол, взятых за образец.

Показатель преломления (коэффициент рефракции) позволяет устанавливать чистоту синтезированных или выделенных из нефти продуктов. Абсолютное значение показателя преломления зависит не только от состава вещества, но и от длины волны падающего света и температуры. Поэтому в символе показателя преломле­ния п указывают и то, и другое. Наи­меньшие значения показателя преломления (при близкой молеку­лярной массе) —у парафиновых углеводородов (для декана С 10 Н22—1,4217), наибольшие — у ароматических (для бензола бо­лее 1,5000).

Оптическая активность. При прохождении через нефтепродукт поляризованный луч образует с поверхностью продукта некоторый угол, называемый углом вращения плоскости поляризации. Враще­ние это может происходить как влево, так и вправо. Нефти, бога­тые парафиновыми и нафтеновыми углеводородами, характеризу­ются малой оптической активностью, а нефти, богатые нафтеновы­ми и ароматическими углеводородами, — высокой. Поляриметриче­ские свойства нефти определяют при помощи поляриметров.

**Электрические свойства нефти и нефтепродуктов.** Безводная нефть и нефтепродукты являются диэлектриками. Относительная диэлектрическая постоянная ε нефтепродуктов (~2) в 3—4 раза меньше, чем таких изоляторов, как стекло, фарфор и мрамор. Твер­дые парафины специальной очистки применяют в электротехниче­ской промышленности в качестве изоляторов, а трансформаторные и конденсаторные масла — для заливки трансформаторов, конден­саторов и другой аппаратуры в электро- и радиопромышленности. Эти масла, а также изоляционное масло С-220 (для наполнения кабелей высокого напряжения), применяют для изоляции токоне­сущих частей и отчасти — для отвода тепла.

Вместе с тем высокие диэлектрические свойства нефтепродук­тов способствуют накоплению на их поверхности зарядов стати­ческого электричества. Их разряд может вызывать искру, что при­водит к пожарам и взрывам. Заряды статического электричества могут возникнуть при перекачке особенно легких нефтепродуктов.

**Расчетная часть:**

Вариант 1

Ответить письменно на следующие вопросы:

1. Вязкость. Определение, виды. Единицы измерения. Приборы для измерения.

2. Дать определения следующим показателям: температура вспышки, температура воспламенения, температура самовоспламенения, температура плавления, температура застывания.

**Задача №1.**

Рассчитать вязкость газонасыщенной нефти при tпл = 350, если газонасыщенность ее при пластовых условиях составляет Г0 = 40м3/м3 . Относительная вязкость дегазированной нефти при пластовой t= 350 равна µ = 10,1 МПа с, плотность дегазированной нефти 𝝆н.д. = 0,873 г\см3.

**Решение:**

1. Коэффициент термического расширения дегазированной нефти при 𝝆н.д. = 0,873 г\см3 по формуле

αн. = 10-3 \*1,975(1,272 - 𝝆н.д)

2. Вычисляем газонасыщенность Г\* = 0,1983(1+5 αн)Г0

3. Рассчитываем коэффициенты А и В

А = ехр

В = ехр

4. Вычисляем относительную вязкость нефти в пластовых условиях

 = А \*

Таким образом, вязкость газонасыщенной нефти в пластовых условиях будет равна:

 = µВ20

**Задача № 2**

Рассчитать плотность пластовой нефти при следующих параметрах:

Объемный коэффициент нефти bH = 1,1

Плотность дегазированной нефти 𝝆н.д. = 0,873 кг/м3

Плотность выделившегося газа 𝝆г = 1,55 кг/м3

Газонасыщенность нефти Г0 = 32,8 м3/м3

**Решение:**

Основное уравнение для расчета:

𝝆нг  = \* (𝝆нд + 𝝆г \*Г0)

**Задача №3**

Вычислить скорость движения фронта горения при следующих условиях: если расход топлива q =29 кг/м3 , удельный расход окислителя Vокс = 15 м3/кг , проницаемость пласта k = 0,08 м, вязкость воздуха в пластовых условиях µГ = 1,8 \* 10-5 Па с , радиус скважины rс = 0,08 м ,забойное давление в нагнетательной скважине Рзаб д  = 11МПа, забойное давление в добывающей скважине Рзаб д  = 22МПа, пластовая температура Тпл = 304 К, толщина пласта h=6 м, расстояние от нагнетательной скважины до добывающей а = 300 м, радиус фронта горения rф= 50м, коэффициент охвата пласта фронтом горения по толщине пласта аh = 0,9.

 **Решение:**

1. Рассчитываем объем воздуха для выжигания 1м3 пласта:

V’ =q\*V’окс

2. предельный темп закачки воздуха

qпрв =

hэ = аh\*h

3. Вычисляем скорость продвижения фронта горения

Wф  = qпрв / (2πhV’ rф)

Вывод :

**Вариант 2**

Ответить письменно на след. вопросы:

1. Плотность, единицы измерения, приборы измерения

2. Дать определения след. показателям: температура вспышки, температура воспламенения, температура самовоспламенения, температура плавления, температура застывания.

**Расчетная часть:**

**Задача №1.**

Рассчитать вязкость дегазированной нефти при tпл = 20 при атмосферном давлении, если 𝝆 = 0,873

Ход работы:

1. Для решения используем формулу И.И. Дунюшкина

Относительной динамической вязкости (по воде) дегазированной нефти (µн20) при 20°C и атмосферном давлении

µн20=

Т.О., вязкость дегазированной нефти при 20°C

µн20 = µн20 \* µв20

µв20 вязкость воды при 20° и атмосферном давлении численно равна 1 МПа\*с

**Задача №2**

Рассчитать плотность пластовой нефти при след. параметрах:

Объемный коэффициент нефти bH = 1,1

Плотность дегазированной нефти 𝝆нд = 873 кг/м3

Плотность выделившегося газа 𝝆г = 1, 55 кг/м3

Газонасыщенность нефти Г0 = 32,8 м3/м3

Решение:

Основное уравнение для расчета :

𝝆 н п =

**Задача №3.**

Вычислить скорость движения фронта горения при следующих условиях: если расход топлива q=29 кг/м3 , удельный расход окисления Vокс =15 м3/кг, проницаемость пласта k=0,34\*10-12 м2 , вязкость воздуха в пластовых условиях µг=1,8\*10-5Па с, радиус скважины rc=0,08м, забойное давление в добывающей скважине Рзаб д =11МПа, забойное давление в нагнетательной скважине Рзаб н =22 МПа, пластовая температура Тпл =304К, толщина пласта h=6 м, расстояние от нагнетательной скважины до добывающей a=300 м, радиус фронта горения ra=50 м, коэффициент охвата пласта фронтом горения по толщине пласта ah=0.9

 **Решение:**

4. Рассчитаем объем воздуха для выжигания 1м3 пласта:

V’ = q \* V’окс

5. Предельный темп закачки воздуха

Qпрв =

hэ = ah \* h

6. Вычисляем скорость продвижения фронта горения

Wa = qпрв/(2πhV’rф)

**Практическая работа №2**

**Тема**: Расчёт основных размеров колоны (концентрационная часть).

**Цель**: Научиться рассчитывать в концентрационной части колоны : диаметр колонны , число колпачков.

**Теоретическая часть:**

**Первичная перегонка нефти**

Ректификация осуществляется в ректификационных колоннах. Процессы перегонки и ректификации основаны на газовых законах.

Первый поток образуется за счет тепла, вводимого в нижнюю (отгонную) часть колонны, вто­рой — за счет холодного орошения, подаваемого в верхнюю (кон­центрационную) .

Для разделения светлых нефтепродуктов (например, керосина' и дизельного топлива) в концентрационной части колонн ставят от 6 до 9, в отпарной — от 3 до 6 тарелок. Для разделения масля­ных дистиллятов допускается меньшая четкость ректификации, од­нако количество тарелок между выводами фракций и между вво­дом сырья и выводом нижнего дистиллята должно быть не менее 6.

На четкость ректификации кроме количества тарелок и подачи ороше­ния влияют скорость движения паров в колонне и расстояние между тарел­ками. . Расстояние между тарелками выбирают таким, чтобы капли флегмы, подхватываемые парами с тарелок, не попадали на следующие тарелки и что­бы их можно было ремонтировать и чистить. Обычно расстояние между тарелками равно 0,6—0,7 м, для таре­лок некоторых новых конструкций оно в 2—-3 раза меньше.

**Расчетная часть :**

**Дано:**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Параметры  | Вариант 1  | Вариант 2  |
| Количество верхнего продукта Nв.п моль/сутки  | 6883  | 7800  |
| Количество холодного орошенияNx.op. моль/сутки | 37864  | 35270  |
| Давление в верхней части колонны Рв | 9,8  | 9,8  |
| Температура паров в расчетном сечении t °C  | 90  | 90  |
| Плотность жидкой фазы рж кг/м3кг/м3  | 465  | 460  |
| Коэффициент, зависящий от расстояния между тарелками К  | 0,05  | 0,06  |
| Ро | 1,033  | 1,033  |

Определить диаметр концентрационной части колонны в зависимости от объема проходящих через нее паров и скорости их движения, а также количество колпачков на тарелке в зависимости от площади сечения колонны

**Решение:**

**Определение диаметра колонны**

 Для определения диаметра концентрационной части колоны надо знать объём проходящих через нее паров и скорость их движения.

1. Количество паров в верхней части колонны.

N = Nв.пр. +Nx.op( моль/сут) перевести моль/час

2. Определяем максимальный объём паров в верхней части колонны.

Vп.час = 22,4 \*N\* (м3/час)

 3. Скорость паров в концентрационной части определения:

 ω = К (м/сек)

При плотности паров (кг/м3)

𝝆n =

4. Диаметр концентрационной части колонны (м)

Dк =

**Число колпачков на тарелке в ректификационной колонне.**

1. Площадь сечения колонны

F = (м²)

2. Общее сечение паровых патрубков (10% от свободного сечения верхней части колонны)

Sп.п = 0,1 \* F

3. Число колпачков.

п = (шт) при Sвн.n.n. = 0,003629 м3

**Вывод:**

**ПРАКТИЧЕСКАЯ РАБОТА №3**

**Тема: Расчет основных размеров колонны (отгонная часть); расчет параметров сливных устройств**

**Цель**:Научиться рассчитывать в отгонной части колонны:количество жидкости отгонной части , диаметр колонны , число колпачков , определить зависимость скорости паров в свободном сечении отгонной части от диаметра отгонной части колонны и скорости паров в прорезях колпачков от количества колпачков . Рассчитать сливные устройства (величину погружения нижнего конца сливной трубы в жидкость на лежащую ниже тарелку).

**Теоертическая часть:**

**Тема : Основы процесса перегонки. Сущность ректификации**

*Для ректификации сложной смеси* (к которой относится и нефть) с получе­нием *п* компонентов или фракций нужно *(п*—1) простых колонн. Это очень гро­моздко и требует больших капиталовло­жений и эксплуатационных затрат. По­этому на нефтеперегонных установках строят одну сложную колонну, как бы со­стоящую из нескольких простых колонн с внутренними или выносными отпарными секциями, в которые подают водяной пар. На установках большой производительности выносные отпарные секции ставят одна на другую, и они составляют одну отпарную колонну. Процесс происходит на каждой тарелке. При этом для нормальной работы ректификационной колонны необходимы теснейший контакт между флегмой (жидкостью на тарелке) и вос­ходящим потоком паров, а также соответствующий температурный режим. Первое обеспечивается конструкцией колпачков и тарелок, второе — подачей орошения , обеспечивающего конден­сацию высококипящих компонентов (путем снятия тепла) в верх­ней части колонны. Создание восходящего потока паров, как ука­зывалось выше, обеспечивается нагреванием в печи или в кубе, а также частичным испарением жидкой фазы внизу колонны при по­мощи кипятильников или водяного пара.

*Остановимся подробнее на способах* ***орошения*.** Подачей ороше­ния регулируется температура вверху колонны, создается нисхо­дящий поток жидкости и обеспечивается необходимое снижение температуры паров по мере прохождения их по колонне снизу вверх.

В зависимости от способа орошение бывает *холодное* (острое), *горячее* (глухое) и *циркуляционное* (рис. 51). Недостатки горячего орошения — значительная коррозия деталей парциального конден­сатора, ведущая к образованию течи и попаданию сырья в дистил­лят, и трудность очистки конденсатора. Для создания циркуляци­онного орошения флегму с некоторых тарелок колонны выводят на­ружу, пропускают через теплообменник, в котором она отдает теп­ло исходному сырью и охлаждается, после чего возвращают в ко­лонну на вышестоящую тарелку. Циркуляционное орошение осу­ществляют в верхнем либо в среднем сечении колонны и часто со­четают с острым орошением. Циркуляционное орошение выгодно, так как частично разгружает верхнюю часть ректификационной ко­лонны от паров. Кроме того, оно позволяет усилить предваритель­ный подогрев сырья, так как обычно служит тепловоспринимающей средой в теплообменнике.

Подача орошения в верхнюю часть колонны не должна резко колебаться, чтобы не вызвать переполнения тарелок флегмой или, наоборот, излишнего снижения уровня жидкости на них. То и дру­гое нарушает процесс ректификации. Избыточную подачу ороше­ния можно определить как по счетчикам, так и по снижению тем­пературы в верхней части колонны, недостаточную подачу — по по­вышению температуры в верхней части колонны.

В зависимости от природы сырья, давления в системе и расхо­да водяного пара температура в колоннах и их частях может коле­баться в широких пределах: от 80 до 120° С — для паров бензина (разного качества); от 190 до 220°С — для дизельного дистиллята в атмосферной колонне; от 220 до 360° С — для масляных (вакуум­ных) дистиллятов при остаточном давлении 5,32—10,64 кПа (40—80 мм рт. ст.) в вакуумной колонне.

Для создания восходяще­го потока паров, а также максимального извлечения из жидкого остатка более легких фракций в **нижнюю часть колонны подают тепло путем ввода острого пара или при помощи кипятильников** (подогревателей).

Четкость разделения дистиллятов в колонне считается удовле­творительной, если температура начала кипения более тяжелого дистиллята равна температуре конца кипения предыдущего, более легкого дистиллята или несколько выше ее. Чем больше тарелок в колонне и совершеннее их конструкция и чем больше подается орошения, тем четче ректификация. Однако большое число таре­лок удорожает колонну и усложняет ее эксплуатацию, а чрезмерно большая подача орошения увеличивает расход топлива на после­дующее его испарение. Кроме того, увеличивается расход воды и энергии на конденсацию паров и подачу орошения. Коэффициент полезного действия тарелок в зависимости от их конструкции со­ставляет 0,4—0,8.

Для разделения светлых нефтепродуктов (например, керосина' и дизельного топлива) в концентрационной части колонн ставят от 6 до 9, в отпарной — от 3 до 6 тарелок. Для разделения масля­ных дистиллятов допускается меньшая четкость ректификации, од­нако количество тарелок между выводами фракций и между вво­дом сырья и выводом нижнего дистиллята должно быть не менее 6. Под первой тарелкой снизу монтируют ситчатый отбойник.

На четкость ректификации кроме количества тарелок и подачи ороше­ния влияют скорость движения паров в колонне и расстояние между тарел­ками. Нормальная скорость паров в колоннах, работающих при атмосфер­ном давлении, 0,6—0,8 м/с, в вакууме 1—3 м/с, а в колоннах, работающих под давлением, — от 0,2 до 0,7 м/с. Увеличение производительности установки при сырье того же состава и увеличение тем самым скорости дви­жения паров ухудшает ректифика­цию, так как пары увлекают с собой капельки флегмы, которая разбрызги­вается на вышележащие тарелки и ухудшает качество получаемой про­дукции. Расстояние между тарелками выбирают таким, чтобы капли флегмы, подхватываемые парами с тарелок, не попадали на следующие тарелки и что­бы их можно было ремонтировать и чистить. Обычно расстояние между тарелками равно 0,6—0,7 м, для таре­лок некоторых новых конструкций оно в 2—-3 раза меньше.

**Расчетная часть :**

Ответить письменно на следующие вопросы :

***ВАРИАНТ 1.***

Влияние скорости движения паров в колонне и расстояния между тарелками на четкость ректификации

***ВАРИАНТ 2.*** Способы орошения.

Дано:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Параметры  | Вариант 1  | Вариант 2  |
| Количество паров из печи N кг/час  | 44752  | 47400  |
| Молекулярный вес паров нефти из печи *т*  | 117,8  | 117,8  |
| Количество горячего орошенияfфакт моль/ч | 820,3  | 812,6  |
| Молекулярная масса горячего орошения М  | 275  | 275  |
| Количество жидкости в зоне питания Нж.з.п. кг/ч  | 396000  | 412000  |
| Температура низа колонны t °С  | 286  | 290  |
| Плотность жидкой фазы 𝝆жкг/м3  | 720  | 760  |
| Плотность пара 𝝆п кг/м3  | 45,5  | 47,5  |
| Давление нефти при входе в колонну Рвх МПа  | 10,2  | 10,2  |
| Ро МПа  | 1,033  | 1,033  |
| Периметр слива *в м*  | 15,2  | 15,2  |
| Площадь слива SСЛ  | 1,92  | 1,94  |
| Высота прорези колпачка 1 мм  | 25  | 27  |
| Высота подпора ∆h мм  | 42  | 44  |
| Зазор между нижним концом сливного устройства и тарелкой hc мм  | 44  | 56  |

Определить количество жидкости отгонной части , диаметр колонны , число колпачков , определить зависимость скорости паров в свободном сечении отгонной части от диаметра отгонной части колонны и скорости паров в прорезях колпачков от количества колпачков . Рассчитать сливные устройства (величину погружения нижнего конца сливной трубы в жидкость на лежащую ниже тарелку).

**Расчет отгонной части колонны**

1 . Количество паров нефти из печи (определяется по доле отгона)

NH =

*2.* Определяем объем паров нефти из печи :

V1= 22,4\*NH\* (м3/час)

3. Обьем паров горячего орошения определяется :

V1= 22,4 \* fфакт \* (м3/час)

4. Суммарное количество паров нефти в отгонной части колонны (м3/час)

V = V1 + V2

5. Количество жидкости отгонной части слагается из жидкости после отгона в зоне питания и количества горячего орошения

Nж = fфакт\* M + N ж.з.п.

6. Скорость паров в свободном сечении отгонной части (м/сек)

Ω = 0,05

7. Площадь поперечного сечения (м2)

F =

8. Диаметр отгонной части колонны (м)

Dк =

9. Общее сечение паровых патрубков (10% от свободного сечения верхней части

колонны )

Sп.п. = 0,1 \* F

10. Число колпачков на тарелке

П = при внутр. сечении парового патрубка = 0,003629

**Расчет сливных устройств.**

Расчет сливных устройств проводим из расчета зоны с максимальным количеством перетекающей жидкости через сливные устройства.





1. Количество перетекающей жидкости (м3/ч перевести в m3/cеk)

 Q=

2.Принимаем 4 сливных устройства размером 300x1600 мм, размещаемых в центральной
 части, площадью слива (0,3x1,6)\*4=1,92 м2

3.Скорость перетока жидкости сливах устройствах:

ω = (м/сек)

4. Высота гидравлического затвора

ht = hi + 1

hi - расстояние от уровня жидкости до верхней образующей прорези колпачка принимаем из конструктивных соображений 62 мм

5. Общий уровень жидкости на тарелке

Н = hi + 1 + hB + ha (мм)

Расстояние от низа тарелки до колпачка hB и от нижнего обреза прорези колпачка до его низа ha принимаем равными 10мм.

6.Высота выступающей части сливного устройства над тарелкой

 H1 = H - ∆h

7. Высота выступающей части парового патрубка над тарелкой

Н2 = h1 + 10

8. Величина погружения нижнего конца сливной трубы в жидкость на лежащую ниже тарелку Hк  = H - hc

Вывод:

**Практическая работа №4**

***Тема:*** Расчет абсорбционной осушки газа.

***Цель:*** Освоить методику расчета по определению количества свежего абсорбента и его потерь, атакже рассчитать количество осушаемого газа в абсорбере.

**Теоретическая часть :**

 **Осушка газа**

Наиболее эффективный способ борьбы с гидратами – осушка газа, при которой резко уменьшается содержание влаги.

Осушка газа необходима также и потому, что содержащаяся в газе вода при понижении температуры выделяется, собирается в пониженных местах, препятствует движению газа и уменьшает пропускную способность газопровода. Кроме того, если в газе содержатся двуокись углерода или сероводород то, растворяясь в воде, они образуют слабые кислоты, вызывающие интенсивную коррозию трубопроводов и аппаратуры.

Т.о., осушка газа предупреждает гидратообразование, уменьшает гидравлические потери в трубопроводе и пропускная способность его сохраняется на высоком уровне, замедляет процесс коррозии и удлиняет срок службы трубопроводов и аппаратуры.

Для газа и сжиженных углеводородов в промышленности наиболее широко распространены способы осушки:

- жидкими поглотителями – гликолями (моно-, ди-, три- этиленгликолями);

- твердыми поглотителями (активированной окисью алюминия, силикагелями, бокситом) синтетическими сиолитами (молекулярными ситами) и т.д.

**Расчетная часть** :

**Задача 1.** Определить суточные потери абсорбента:

*Исходные данные:*

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Параметры**  | **Вариант 1**  | **Вариант 2**  |
| *Количество осушаемого газа Vг*  | *3500000*  | *3650000*  |
| *Температура газа на входе в абсорбер tн 0С*t н°С *,*  | 37  | 38  |
| *Начальное влагосодержание газа W1, кг/ 1000м3*  | *1,85*  | *1,98*  |
| *Конечное влагосодержание газа* W2, *кг/ 1000м3*  | *0,12*  | *0,14*  |
| *абсорбент*  | триэтиленгликоль  | Триэтиленгликоль  |
| *Концентрация свежего раствора С1*  | *98*  | 96  |
| *Концентрация раствора насыщенного водой С2*  | *92*  | *90*  |
| *Потери абсорбента , ∆q, г/ 1000м* 3 | *2*  | *1,5*  |

***Ход работы:***

1. Определяем количество отбираемой от газа воды (т/сут):

W= ; (1)

1. Количество свежего абсорбента (т/сут):

G = (2)

1. Суточные потери абсорбента:

 ∆Gп = 10-6 \* ∆q \* Vг .

Вывод:

**Задача 2.** Рассчитать количество осушаемого газа:

*Исходные данные:*

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Параметры**  | **Вариант 1**  | **Вариант 2**  |
| *Количество свежего абсорбента G т/сут*  | *32*  | *34*  |
| *Температура влажного газа на входе в сепаратор tH°C*  | 30  | 35  |
| *Температура осушенного газа 0 С*  | *-15*  | *-10*  |
| *Давление в абсорбере , р МПа* | *2,5*  | *2*  |
| *Концентрация свежего раствора C1*  | 98  | 96  |
| *Концентрация раствора насыщенного водой C2* | 92  | 90  |

***Ход работы:***

1. По рис.1 определяем начальное и конечное влагосодержание (W1 и W2) в зависимости от давления и температуры.

Рис.1Влагосодержание природных газов и зависимости от давления и температуры

 

***2.*** По формуле (2) определяем количество отбираемой из газа воды (т/сут).

***3.*** По формуле (1) определяем количество осушаемого газа (м3/сут).

Вывод:

**Практическая работа №5**

**Тема**: Расчет процесса адсорбции газа; расчет процесса сжижения газа

**Цель**: Освоить методику расчета по определению количества адсорбента , скорости движения и высоты слоя активного угля, а также рассчитать количество откачанного пропана из емкости для хранения сжиженных газов и его погрешность..

**Теоретическая часть** :

 **Осушка газа твердыми поглотителями**

Твердые поглотители (адсорбенты) применяют как для осушки и очистки углеводородных газов, так и для обезвожи­вания углеводородных жидкостей: сжиженных газов, нефтяных продуктов. Адсорбенты обладают свойством поглощать влагу из углеводородного потока при относительно низких темпера­турах и во время десорбции отдавать ее другому потоку (в га­зовой фазе), имеющему более высокую температуру. Адсорбция (удержание молекул на поверхности твердого тела) объясняется действием поверхностных сил и капиллярной конденсации. В процессе адсорбции выделяется теплота, называемая теплотой адсорбции.

Среди многочисленных адсорбентов для осушки газов наи­более широко используют силикагель, алюмогель, активирован­ную окись алюминия, боксит и молекулярные сита. Для умень­шения гидравлического сопротивления слоя адсорбенты изгото­вляют в виде гранул и шариков. К адсорбентам предъявляются следующие требования:

1. они должны выдерживать частую и многократную реге­нерацию без существенной потери активности, т. е. водопоглотительной способности;
2. необходимо, чтобы зерна адсорбента имели высокую ме­ханическую прочность на сжатие (раздавливание) и истирание, не крошились и не разбухали при насыщении водой. В против­ном случае в слое адсорбента будет возрастать сопротивление потоку газа. При измельчении зерен увеличиваются потери ад­сорбента;
3. адсорбенты должны действовать быстро и обладать вы­сокой поглощающей способностью, что позволяет пропускать газ через адсорберы с большей скоростью и использовать не­большие, компактные установки;
4. адсорбенты должны быть дешевыми, так как расходы на них составляют значительную часть затрат на процесс осушки;
5. адсорбенты должны просто и недорого регенерироваться и оказывать малое сопротивление потоку.

Активность адсорбентов характеризуется количеством веще­ства, поглощаемого единицей их массы и объема.

**Расчетная часть :**

**Задача №1.** Определить количество активного угля, высоту слоя адсорбента и диаметр адсорбера периодического действия для поглощения паров бензина из смеси его с воздухом:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Параметры  | Вариант 1  | Вариант 2  |
| Расход паровоздушной смеси V м3/ч  |  | *3450*  | *3650*  |
| Скорость паровоздушной смеси ω м/с  |  | 0,23  | 0,25  |
| Динамическая активность угля по В6Вдесрвввбензину Bg  | %(масс)  | 7  | *8*  |
| Остаточная активность после десорбции Вдес  | %(масс)  | *0,8*  | *0,9*  |
| Насыпная плотность угля р „ас кг/м  | 500  | 600  |
| Начальная концентрация бензина С() кг/м  |  | *0,02*  | 0,04  |
| Продолжительность десорбции. Сушки и охлаждения адсорбента т ч  | *1,2*  | *1,45*  |

**Ход работы :**

1. Определить требуемое количество активного угля (кг):

G=

2. При заданной скорости паровоздушной смеси и расходе определяем диаметр адсорбера(м):

Вывод :

**Задача № 2:** Определить количество теплоты, которые выделяется за один период при адсорбции паров этилового спирта активным углем.

Исходные данные :

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Параметры  | Вариант 1  | Вариант 2  |
| Период времени выделения теплоты , τ мимин | мин | 133 | 135 |
| Диаметр адсорбера d,м |  | 2 | 3 |
| Высота слоя, Н м |  | 1,0 | 1,5 |
| Скорость паровоздушной среды ω м/мин  |  | 25 | 27 |
|  Начальная концентрация Со кг/м3Место для формулы. | 0,029 | 0,03 |
| Концентрация смеси на выходе из аааааааааадс | адсорбера С1 кг/м3 | 0,0002 | 0,00025 |
| Насыпная плотность слоя ρнас кг/м3 | 500 | 600 |

Ход решения :

1. Определить площадь поперечного сечения аппарата (м) :

*S=πD2/4*

1. Объем парогазовой смеси , проходящей через абсорбер за один период (м3) :

V=ωSτ

1. Количество адсорбируемых паров этилового спирта :

Gсп=V\*(C0-C1) (кг) или Gсп= Gсп/46 (кмоль)

1. Количество загружаемого в адсорбер активного угля (кг) :

Gак.уг.=S\*H\*ρнас  , что составляет Gак.уг  = Gак.уг / Gсп  (кг/кмоль)

1. Количество адсорбируемого пара ***а*** на 1 кг угля (л/кг) :

*а* = Gсп\* 22,4\*1000 / Gак.уг

1. Определяем теплоту адсорбции на 1 кг угля (кДж/кг)

q= *т \* ап при т=3,65 \*103 , п=0,928*

1. *Всего* за один период выделяется теплоты (кДж) :

q1=q \* Gак.у

Вывод:

**Задача №3** Определить какое количество пропана откачано при следующих данных :

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Параметры  | Вариант 1  | Вариант 2  |
| Геометрический объем емкости, V , м3 |  | 175 | 175 |
| Первоначальный объем жидкой фазы (пропана(пропана), | (пропана) м3 | 150 | 145 |
| Температура в емкости, t , 0С |  | 20 | 20 |
| Конечный объем жидкой фазы (пропана), м3 |  | 20 | 25 |
| Плотность жидкой фазы ρ1 кг/м3 | 499 | 470 |
| Плотность паровой фазы ρ2 кг/м3 |  | 20,15 | 18,15 |

Решение:

1. Количество откачанного пропана без учета объема паров :

g1=( V1 –V2) ρ1

1. Фактическое количество откачанного пропана :

g2=( V1 –V2)\* ( ρ1 – ρ2)

1. Определяем погрешность :

N= g1 -g2 / g1

Вывод

Список литературы:

А.М.Чуракаев «Переработка нефтяных газов».

А.А Коршак, А.М. Шамазов «Основы нефтегазового дела».

В.П. Суханов «Преработка нефти».