**Государственное автономное профессиональное образовательное учреждение**

**Самарской области**

**«Новокуйбышевский нефтехимический техникум»**

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ**

**ПО ПРОВЕДЕНИЮ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ**

**для специальности 18.02.09 Переработка нефти и газа**

**МДК 05.01 Выполнение работ по профессии рабочего: 16081 Оператор технологических установок**

**Новокуйбышевск, 2017**

Рассмотрено: Утверждено:

на заседании ПЦК Зам. директора по УР

«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 2017 г. \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_В. Б.Семисаженова

Председатель \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_Н. В. Кирдишева «\_\_\_\_» \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 2017 г.

Автор: М. В. Коряковская — преподаватель ГАПОУ СО «ННХТ»

**Предисловие**

* 1. **Назначение методических указаний**

Настоящие методические указания по проведению практических занятий составлены в соответствии с программой **МДК 05.01 Выполнение работ по профессии рабочего: 16081 Оператор технологических установок** для учащихся колледжа **по профессии 18.02.09 Переработка нефти и газа**

Практические занятия – одно из звеньев учебно-педагогического процесса: учащиеся получают новые знания, навыки самостоятельной работы, умения делать выводы из полученных данных и тем самым более полно усваивать материал МДК.

Практические работы проводят при изучении или в конце изучения определённой темы. Их главной целью является закрепление знаний и практических умений учащихся.

Приступая к выполнению конкретной работы, учащиеся должны внимательно ознакомиться с порядком выполнения работы и получить от преподавателя необходимые разъяснения. Предварительная подготовка к практическим работам состоит в повторении теоретических вопросов, ожидаемых результатов, порядка выполнения работы, содержания отчёта. Для этой цели может использоваться устный опрос, беседа, самостоятельная работа по карточкам-заданиям, программированный опрос и т.д. Каждая работа оформляется в виде отчёта и сдаётся преподавателю.

Для выполнения практических работ учащимся необходимы чертёжные и измерительные инструменты: простые карандаши различной твёрдости, линейки, треугольники, циркули, миллиметровая бумага, калькулятор. Рисунки и таблицы должны быть выполнены с требуемой точностью и качеством

В результате выполнения практических работ учащиеся должны приобрести необходимые знания по технологическому оборудованию, применяемому в нефтеперерабатывающей промышленности, а также ремонтным работам основного оборудования таких производств.

**1.2.Требования к умениям, компетенции, которые формируются после проведения практических занятий по МДК 05.01 Выполнение работ по профессии рабочего: 16081 Оператор технологических установок**

Выполнение практических занятий должно способствовать формированию умений:

- обеспечивать соблюдение параметров технологического процесса;

- осуществлять контроль качества сырья, полуфабрикатов и готовой продукции по показаниям КИП и результатам анализа;

- отбирать пробы на анализ и проводить анализы;

- проводить розлив, затаривание и транспортировку готовой продукции на склад;

- соблюдать правила пожарной и электрической безопасности;

- анализировать причины нарушения технологического процесса и разрабатывать меры по их предупреждению и ликвидации;

- осуществлять контроль за образующимися на производстве продукции отходами, сточными водами, выбросами в атмосферу, методами утилизации и переработки;

- осуществлять выполнение требований охраны труда, промышленной и пожарной безопасности при эксплуатации производственного объекта;

- оценивать состояние техники безопасности, экологии и окружающей среды на производственном объекте;

- вести учёт расхода сырья, реагентов, количества вырабатываемой продукции, энергоресурсов;

- вести отчётно-техническую документацию;

Практические занятия будут формировать общие и профессиональные компетенции.

**Общие компетенции:**

|  |  |
| --- | --- |
| **Код** | **Наименование результата обучения** |
| **ОК 2.** | Организовывать собственную деятельность, выбирать типовые методы и способы выполнения профессиональных задач, оценивать их эффективность и качество |
| **ОК 3.** | Решать проблемы, оценивать риски и принимать решения в нестандартных ситуациях |
| **ОК 4.** | Осуществлять поиск, анализ и оценку информации, необходимой для постановки и решения профессиональных задач, профессионального и личностного развития |
| **ОК 5.** | Использовать информационно-коммуникационные технологии для совершенствования профессиональной деятельности |
| **ОК 6** | Работать в коллективе и команде, обеспечивать ее сплочение, эффективно общаться с коллегами, руководством, потребителями |
| **ОК 7** | Брать на себя ответственность за результаты выполнения задания |
| **ОК 8.** | Самостоятельно определять задачи профессионального и личностного развития, заниматься самообразованием, осознанно планировать повышение квалификации |

**Профессиональные компетенции:**

|  |  |
| --- | --- |
| **Код** | **Наименование результата обучения** |
| **ПК 5.1.** | Контролировать и регулировать технологический режим с использованием средств автоматизации и результатов анализов |
| **ПК 5.2.** | Контролировать качество и расход сырья, продукции, реагентов, катализаторов, топливно – энергетических ресурсов |
| **ПК 5.3.** | Осуществлять техническое обслуживание оборудования, трубопроводов, арматуры и коммуникаций |
| **ПК 5.4.** | Проводить подготовку к ремонту оборудования и сдачу его в ремонт |

**2. Правила проведения лабораторных работ и практических занятий**

* 1. Обучающийся должен подготовить ответы на теоретические вопросы к ПЗ;
  2. Перед началом каждого занятия проверяется готовность обучающегося к ПЗ;
  3. После завершения ПЗ обучающийся должен сдать преподавателю отчёт о проделанной работе, выполненной в тетради;
  4. Обучающийся, пропустивший ПЗ по уважительной или неуважительной причинам, обязан выполнить задания ПЗ в дополнительно назначенное время;
  5. Оценка за выполненные задания обучающемуся выставляется с учётом предварительной подготовки к занятию, доли самостоятельности при выполнении расчётов, точности и грамотности оформления отчёта.

**Лабораторные работы и практические занятия**

**по МДК 05.01 Выполнение работ по профессии рабочего: 16081 Оператор технологических установок**

**Лабораторная работа № 1**

**Отбор проб нефти и нефтепродуктов**

**Цель занятия:** ознакомление с правилами отбора проб нефтепродуктов.

**Пояснения**

Нефть и жидкие нефтепродукты могут двигаться, например, перемещаться по трубопроводу, или находиться в покое в какой-либо емкости. Для этих двух основных случаев применяют соответствующие методы отбора проб. Различают индивидуальную, среднюю и контрольную пробы. Индивидуальная проба характеризует нефть или нефтепродукты в определенное время при движении по трубопроводу или в определенном месте резервуара.

Средняя проба позволяет судить о свойствах и качестве нефти или нефтепродукта, находящегося в одной или нескольких емкостях или протекающего по трубопроводу в течение определенного времени. Средняя проба составляется смешением индивидуальных проб.

Контрольная проба служит для контроля некоторых показателей качества нефти или нефтепродукта и представляет собой часть средней или индивидуальной пробы.

Для характеристики качества нефти и нефтепродуктов и сравнения их показателей с требованиями технических норм наибольшее значение имеет средняя проба.

Отбор и составление средней пробы из горизонтальных резервуаров диаметром более 2500 мм, танков и из вертикальных резервуаров следует проводить по правилам, которые приведены в табл 1.

**Таблица 1. Составление средних проб продуктов из резервуара**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Уровень, с которого берут пробу | Количество частей, вводимых в среднюю пробу | |
| вертикальный резервуар и танк наливного судна | горизонтальный резервуар диаметром более 2500 мм |
| Верхний уровень на расстоянии 200 мм ниже поверхности нефтепродукта  Средний уровень – середина высоты взлива  Нижний уровень – ниже 100 мм нижнего обреза приёмно-раздаточной трубы или на 250 мм от дна, если в резервуаре отсутствует сливная труба или она расположена на расстоянии 350 мм от дна | 1  3  1 | 1  6  1 |

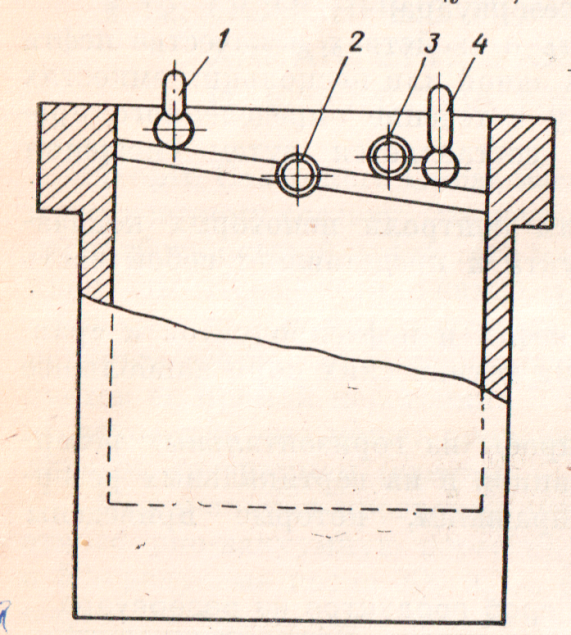


Рис. 1. Пробоотборник:

1, 3, 4 – кольцо, 2 – ось.

Отбор пробы на заданной высоте резервуара осуществляют с помощью пробоотборника, который представляет собой металли­ческий цилиндр высотой 150 мм и объемом 1 л (рис. 1). Утяжеленное дно пробоотборника способствует его погружению даже в очень вязкую жидкость. Пробоотборник имеет крышку овальной формы, которая хорошо пригнана к внутренней поверхности цилиндра и может поворачиваться вокруг оси 2. В крышке имеются кольца 1 и 4 для цепей и кольцо 3 для рулетки. Для отбора пробы пробоотборник держат за цепь, прикрепленную к кольцу 4, и опускают его в нефтепродукт. На определенной глубине по рулетке цепь ослабляют и держат пробоотборник за цепь, прикрепленную к кольцу 1. В этот момент крышка открывается и принимает вертикальное положение, пробоотборник заполняется нефтепродуктом, что легко можно наблюдать по выделению на поверхность нефтепродукта пузырьков воздуха. Затемослабляют цепь, прикрепленную к кольцу 1, с помощью цепи, прикрепленной к кольцу 4, извлекают пробоотборник из нефтепродукта и выливают его содержимое в сухую чистую посуду.

С каждого уровня, в направлении сверху вниз, в количестве, указанном в табл. 1, точно так же отбирают не ополоснутым пробоотборником остальные индивидуальные пробы, которые сливают все вместе, перемешивают, а затем разливают в две сухие чистые бутылки. Бутылки закупоривают и наклеивают на них этикетки с указанием необходимых данных. Одна проба поступает в лабораторию на анализ, а другая хранится у поставщика в течение 45 дней со дня отгрузки нефтепродукта. Если пробы отбирают для определения плотности нефтепродукта, то необходимо измерить температуру каждой пробы и затем подсчитать среднюю температуру.

Отбор проб из резервуаров, где находятся нефтепродукты под давлением, и из резервуаров с плавающими крышками проводится с помощью специальных пробоотборников.

Пробы бензина, содержащие легколетучие углеводороды, помещают в водяную баню при температуре 0—20°С и после охлаждения перемешивают для составления средней пробы.

**Пример** отбора и составления средней пробы из вертикального цилин­дрического резервуара без сливной трубы, высотою 12 м; высота налива нефте­продуктов 10 м.

Проба с верхнего уровня отбирается на расстоянии (12 — 10) + 0,2 = 2,2 м от верха резервуара.

Проба со среднего уровня отбирается на расстоянии (12 — 10) + 0,5 х 10 = 7 м от верха резервуара.

Проба с нижнего уровня отбирается на расстоянии (12 — 10) +10 - 0,25 = 11,75 м от верха резервуара.

Из пробоотборника пробы выливают в банку, тщательно перемешивают, а затем разливают в бутылки.

Из четырёхосной железнодорожной цистерны и горизонтального резервуара диаметром меньше 2500 мм средняя проба составляется смешением в равных количествах двух проб. Одна из них отбирается на расстоянии 250 мм от дна сосуда, а вторая – на высоте, равной 1/3 диаметра сосуда.

Для составления средней пробы бочки, бидоны, бутылки, банки и тубы отбирают из разных мест складирования, отстоящих друг от друга на равном расстоянии. Каждую отложенную упаковку ставят крышкой вверх и перед вскрытием протирают ее тряпкой. Пробы отбирают трубкой с оттянутым концом, опуская ее до дна тары. После заполнения трубки нефтепродуктом ее свободный конец закрывают пальцем и вынимают трубку из упаковки. Отобранные пробы в равных количествах вносят в один чистый сосуд и перемешивают.

Из напорных трубопроводов и непрерывно действующих технологических установок отбор проб очень часто осуществляется с помощью автоматических пробоотборников, которые отбирают пробу нефти и нефтепродуктов пропорционально их объему, прошедшему через сечение трубопровода.

Автоматические пробоотборники для маловязких продуктов иногда заменяют приспособлением, которое можно легко изготовить в лаборатории (рис. 2). Оно состоит из склянки с резиновой пробкой, через которую проходят две стеклянные трубки. Одна из них, короткая, согнута под прямым углом, а другая, длинная, доходит до дна склянки и соединена с помощью резиновой трубки с устройством, способным собирать нефтепродукт каплями или тонкой струйкой. С помощью резиновой трубки прямой конец стеклянной трубки прибора присоединяют к штуцеру трубопровода. Количество отбираемой жидкости регулируется винтовым зажимом на резиновой трубке.

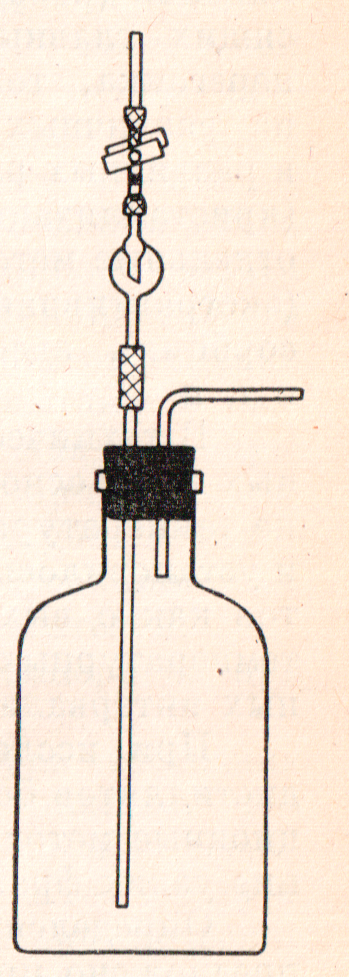


Рис. 2. Приспособление для отбора проб маловязких жидкостей.

Иногда средняя проба передаваемого по трубопроводу нефтепродукта составляется из разных объемов отдельных проб. Для этого на прямой части трубопровода монтируется пробоотборный кран, а в нижней части - укрепляется дренажная воронка для стока нефтепродукта. Через равные промежутки времени, обычно через 1 ч или через 2 ч, отбирают пробы (по 100, 200 или 500 мл) и сливают их в закрытый сосуд. Перед каждым взятием пробы кран должен быть чистым, поэтому застоявшийся в кране нефтепродукт следует спустить в дренаж, а через кран пропустить небольшой объем нефтепродукта из трубопровода для промывки.

**Задание**

1. Изучив правила отбора проб из резервуаров и табл. 1 рассчитайте точку отбора пробы с верхнего, среднего и нижнего уровня вертикального цилиндрического резервуара без сливной трубы и составьте среднюю пробу; высота резервуара 16 м; высота налива нефтепродукта 14 м.
2. Рассчитайте точки отбора проб и составьте среднюю пробу при высоте резервуара 20 м и высоте налива нефтепродукта 18 м.

**Необходимые принадлежности**

1. Простой карандаш, линейка, ластик.
2. Калькулятор.

**Работа в аудитории**

1. Рассчитайте точку отбора пробы с верхнего, среднего и нижнего уровня вертикальных цилиндрических резервуаров и составьте среднюю пробу, использовав габариты резервуара и высоту налива нефтепродукта в задании 1 и 2.
2. Нарисуйте приспособление для отбора проб маловязких жидкостей и опишите принцип его работы.

**Содержание отчёта**

1. Номер и название работы;
2. Цель работы;
3. Задание с исходными данными;
4. Необходимые принадлежности;
5. Выполненные расчёты и задания;
6. Заключение, ответы на контрольные вопросы.

**Контрольные вопросы**

1. Какие виды проб вы знаете ?
2. Как составляется средняя проба ?
3. Правила отбора проб с верхнего, среднего и нижнего уровня вертикальных цилиндрических резервуаров ?
4. Принцип работы пробоотборника.
5. Как идёт отбор проб из трубопроводов ?

**Литература**

1. Б. В. Белянин, В. Н. Эрих. Технический анализ нефтепродуктов и газа, издательство “Химия”, 1975. – 336 с.

**Лабораторная работа № 2**

**Проведение анализа нефтепродуктов на содержание воды (6 часов)**

**Цель занятия:** ознакомление с правилами отбора проб нефтепродуктов.

**Пояснения**

Количественное определение содержания воды по методу Дина и Старка в соответствии с требованиями ГОСТ 2477-65 (2013).

В основе метода Дина и Старка лежит принцип азеотропной перегонки, который заключается в совместной отгонке воды и растворителя, не смешивающегося с водой от нефтепродукта, с последующим разделением конденсата их паров в градуированном приемнике. В качестве растворителя используется бензин-растворитель БР-1, предварительно обезвоженный хлоридом кальция и отфильтрованный, или толуол.

**Ход определения**

Анализ выполняют в приборе Дина и Старка (рис. 1).

Прибор аккуратно собирают в следующей последовательности:

1. колбу лапкой-держателем закрепляют над колбонагревателем;

2. с помощью шлифа к колбе присоединяют приемник-ловушку;

3. над ловушкой в штативе закрепляют холодильник.



Рис. 5.1. Прибор Дина и Старка:

1 – колба; 2 – ловушка; 3 – холодильник

Прибор состоит из круглодонной стеклянной колбы 1 емкостью 250 мл, холодильника 3, приемника-ловушки 2, представляющего собой градуированную цилиндрическую пробирку емкостью 10 мл с конической нижней частью.

Для лучшего стока конденсирующихся паров трубка холодильника срезана под острым углом к оси трубки. Пробу испытуемого нефтепродукта в течение 5 мин. перемешивают. В чистую сухую колбу 1 отвешивают с точностью до 0,1 г на технических весах 100 г продукта, приливают 100 мл отмеренного цилиндром растворителя и перемешивают. Для равномерного кипения в колбу опускают 2–3 кусочка пемзы. Пускают воду в холодильник. Укрывают колбу асбестовым одеялом. Включают обогрев, регулируя его таким образом, чтобы в ловушку-приемник из холодильника стекали 2–3 капли в секунду. Через некоторое время приемник-ловушка наполнится жидкостью, и ее избыток будет стекать обратно в колбу. Содержащаяся в нефтепродукте вода, испаряясь из колбы и конденсируясь в холодильнике, вместе с растворителем падает в приемник, где из-за разности удельных весов быстро отстаивается в нижнем слое.

Когда количество воды в приемнике перестанет увеличиваться и верхний слой растворителя станет прозрачным, перегонку прекращают. При небольшом количестве воды растворитель иногда долго не становится прозрачным. В этом случае ловушку на 20 мин. помещают в горячую воду до осветления растворителя.

Капли воды, приставшие к стеклу ловушки, смывают кратковременным сильным кипячением, а если это не помогает, то их сталкивают на дно градуированной пробирки приемника стеклянной палочкой с надетым на ее конец кусочком каучуковой трубки.

Измеряют объем отогнанной воды по шкале приемника-ловушки в мл. Содержание воды X вычисляют по формуле, % масс.:

Х = [(V/X)/ G] ∙ 100,

где V – объем воды в ловушке, мл; G – навеска испытуемого вещества, г.

Количество воды в приемнике-ловушке 0,03 мл и меньше считается следами. Отсутствие воды в испытуемом нефтепродукте определяется состоянием, при котором в нижней части ловушки-приемника не видно капель воды.

В сомнительных случаях отсутствие воды проверяется нагреванием испытуемого продукта в пробирке, помещенной в масляную баню, до температуры 150 оС (способ Клиффорда). Отсутствием воды считается случай, когда не слышен треск в нагреваемой пробе продукта.

**Задание**

1. Изучив методику определения воды в нефтепродукте, ознакомившись с ходом выполнения работы и получив допуск к ее выполнению, собрать установку Дина и Старка.

2. Выполнять работы в соответствии с методическими указаниями.

**Необходимые принадлежности**

1. Простой карандаш, линейка, ластик.

2. Калькулятор.

**Работа в аудитории**

1. Рассчитать количество воды содержащейся в образце нефтепродукта по формуле.

2. Изобразить прибор Дина и Старка

**Содержание отчёта**

1. Номер и название работы;

2.Цель работы;

3.Задание с исходными данными;

4.Необходимые принадлежности;

5.Выполненные расчёты и задания;

6.Заключение, ответы на контрольные вопросы.

**Контрольные вопросы**

1. В каком количестве допускается присутствие воды в моторных топливах и маслах?

2. В чем состоит отрицательное влияние содержания воды в топливах на их эксплуатационные свойства?

3. Можно ли определить содержание воды в нефтепродукте

без добавления растворителя?

4. Какие соли вызывают наиболее сильную коррозию оборудо-

вания в процессе первичной переработки нефти?

**Литература**

1.Б. В. Белянин, В. Н. Эрих. Технический анализ нефтепродуктов и газа, издательство “Химия”, 1975. – 336 с.

**Практическое занятие № 1**

**Определение и составление шифра нефти (4 часа)**

**Цель занятия:** ознакомление с методикой определения шифра нефти

**Пояснения**

**Определение шифра нефти**

Для определения единого подхода к техническим требованиям к нефти, производимой нефтегазодобывающими организациями при подготовке к транспортировке по магистральным нефтепроводам, наливным транспортом для поставки потребителям Российской Федерации и на экспорт, с 1 июля 2002 г. введен в действие ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия».

Этот стандарт распространяется на нефти, подготовленные нефтегазодобывающими предприятиями к транспортировке и для поставки потребителям. В настоящем стандарте дается определение понятий сырой и товарной нефти.

Сырая нефть – жидкая природная ископаемая смесь углеводородов широкого фракционного состава, которая содержит растворенный газ, воду, минеральные соли, механические примеси и служит основным сырьем для производства жидких энергоносителей (бензина, керосина, дизельного топлива, мазута), смазочных масел, битума и кокса.

Товарная нефть – нефть, подготовленная к поставке потребителю в соответствии с требованиями действующих нормативных и технических документов, принятых в установленном порядке.

**Методика определения шифра нефти**

В соответствии с новым ГОСТ Р 51858−2002 нефть подразделяют по физико-химическим свойствам, степени подготовки, содержанию сероводорода и легких меркаптанов на классы, типы, группы и виды.

В зависимости от массовой доли серы нефть подразделяют на следующие классы.

Таблица 1 – Класс нефти

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Класс нефти | Наименование | Содержание серы, % (масс.) |
|  | Малосернистая | До 0,60 включительно |
|  | Сернистая | От 0,61 до 1,80 |
|  | Высокосернистая | От 1,81 до 3,50 |
|  | Особо высокосернистая | Свыше 3,50 |

По плотности нефти подразделяют на пять типов: 0 – особо легкая; 1 – легкая; 2 – средняя; 3 – тяжелая; 4 – битуминозная. С 1 января 2004 г. обязательно определение плотности при 15°С.

Таблица 2 – Тип нефти

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование параметра | Норма для нефти типа |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |
| Плотность, кг/м3, при температуре 20 °С 15 °С | Не более 830,0 Не более 833,7 | 830,1-850,0 833,8-853,6 | 850,1-870,0 853,7-873,5 | 870,1-895,0 873,6-898,4 | Более 895,0 Более 898,4 |

По степени подготовки нефть подразделяют на группы.

Таблица 3 – Группа нефти

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Показатель | Норма для группы |  |  |
|  |  |  |  |
| Содержание воды, % (масс.), не более | 0,5 | 0,5 | 1,0 |
| Концентрация хлоридов (хлористых солей), мг/дм3, не более |  |  |  |
| Содержание механических примесей, % (масс.), не более | 0,05 | 0,05 | 0,05 |
| Давление насыщенных паров, кПа (мм. рт. ст.), не более | 66,7 (500) | 66,7 (500) | 66,7 (500) |
| Содержание хлорорганических соединений, млн-1 (ppm) | Не нормируется. Определение обязательно |  | |

По массовой доле сероводорода и легких меркаптанов нефти делятся на виды.

Таблица 4 – Вид нефти

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Показатель | Норма для группы |  |  |
|  |  |  |  |
| Содержание сероводорода, млн-1 (ppm), не более |  |  |  |
| Суммарное содержание метил- и этилмеркаптанов, млн-1 (ppm), не более |  |  |  |

Таким образом, по технической классификации в соответствии с ГОСТ Р 51858−2002 условное обозначение нефти состоит из четырех цифр, соответствующих обозначениям класса, типа, группы и вида нефти.

Для определения шифра нефти необходимо найти по справочникам [7−10] необходимые данные для определения шифра нефти. В контрольной работе также необходимо привести геологическую характеристику и схему размещения нефтяного месторождения. Затем указать в таблице 5 характеристики, необходимые для определения шифра нефти. Определить класс, тип, группу и вид нефти и записать полный шифр нефти.

Например, нефть (при поставке потребителю в России) с содержанием серы 1,15% (масс.) (класс 2), плотностью при 20°С 860,0 кг/м3(тип 2), концентрацией хлористых солей 120 мг/дм3, содержанием воды 0,40% (масс.) (группа 2), с содержанием сероводорода менее 20 ppm (вид 1) обозначают 2.2.2.1 ГОСТ 51858−2002.

Таблица 5 – Определение шифра нефти в соответствии с технической классификацией

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Содержание серы,  % (масс.) | Плотность нефти, кг/м3 | Содержание воды,  % масс. | Концентрации хлористых солей, мг/дм3 | Содержание механических примесей,  % масс. | Давление насыщенных паров,  мм рт. ст. | Массовая доля сероводорода,  млн.-1 (ppm) | Шифр нефти |
| при 20 °С | при 15 °С |  | | | | | |
|  |  |  | 0,45 |  | 0,04 |  |  |

**Задание (по вариантам)**

1. Определить шифр туймазинской нефти по ГОСТ Р 51858-2002

2. Определить шифр шаимской нефти по ГОСТ 51858-2002

3. Определить шифр яринской нефти по ГОСТ 51858-2002

4. Определить шифр мегионской нефти по ГОСТ 51858-2002

5. Определить шифр ромашкинской нефти по ГОСТ 51858-2002

6. Определить шифр пронькинской нефти по ГОСТ 51858-2002

7. Определить шифр арланской нефти по ГОСТ 51858-2002

8. Определить шифр коробковской нефти по ГОСТ 51858-2002

9. Определить шифр тенгизской нефти по ГОСТ 51858-2002

10. Определить шифр уланхольской нефти по ГОСТ 51858-2002

**Необходимые принадлежности**

1. Тетрадь, ручка, таблицы

**Работа в аудитории**

1. Определить шифр нефти

**Содержание отчёта**

1. Номер и название работы;

2.Цель работы;

3.Задание с исходными данными;

4.Необходимые принадлежности;

5.Выполненные задания;

6.Заключение, ответы на контрольные вопросы.

**Контрольные вопросы**

1. Основываясь, на каких параметрах, составляют шифр нефти?

2. На каком ГОСТе основана методика определения и составления шифра нефти?

3. В чем отличие товарной нефти от сырой?

**Литература**

1. В. П. Суханов. Переработка нефти, М.: Высшая школа, 1979. – 335.
2. Б. И. Бондаренко. Альбом технологических схем процессов переработки нефти и газа. М., Химия, 1983. – 128 с.

**Практическое занятие № 4**

**Вычерчивание схем процесса термического крекинга (8 часов)**

**Цель занятия:** закрепление знаний по термическим процессам нефтепереработки.

**Пояснения**

Под влиянием высоких температур связи между атомами и мо­лекулами углеводородов нефти ослабевают, они могут разрывать­ся, и тогда образуются новые соединения. В каждом гомологиче­ском ряду более легкие, низкокипящие углеводороды расщепляют­ся труднее, чем высококипящие. Наряду с расщеплением и образо­ванием более легких углеводородов происходят и другие превра­щения, в том числе уплотнение с получением более крупных моле­кул. Процессы, в которых более тяжелые фракции первичной пе­регонки нефти подвергаются разложению под влиянием повышен­ных температур, называются *термическими.* В нефтеперерабаты­вающей промышленности применяют следующие термические про­цессы: термический крекинг, коксование и пиролиз.

*Термический крекинг,* обычно осуществляемый под давлением до 5 МПа (50 кгс/см2) и при температурах от 420 до 550° С, являет­ся процессом качественного изменения сырья с образованием но­вых соединений, отличающихся от исходных своими физико-хими­ческими свойствами. В зависимости от состава сырья и условий процесса выход бензиновых фракций при крекинге составляет 7—30% от исходного сырья. Наряду с бензиновыми фракциями об­разуются другие продукты — газообразные, жидкие и твердые (кокс).

*Коксование* нефтяных остатков ведут при температурах от 445—460 (при коксовании в кубах) до 485—540° С. В зависимости от качества сырья, типа процесса и технологического режима полу­чают (от исходного сырья) 15—38% товарного кокса, 49—77,5% жидких продуктов (в том числе 7—17% бензиновых фракций) и 5—12% газа до С4 включительно.

*Пиролиз* дистиллятного сырья, а также легких углеводородов (от этана до бутана) проводят обычно при температурах от 650 до 850° С. Основное назначение пиролиза — получение этилена и пропилена, а раньше — получение ароматических углеводородов.

В 30—50-х гг. термический крекинг сыграл большую роль в уве­личении производства бензина, необходимого для карбюраторных двигателей. Однако в дальнейшем качество бензинов, получаемых на установках термического крекинга, перестало удовлетворять возросшим требованиям потребителей. После появления каталити­ческих процессов термический крекинг в основном применяют для получения низковязких мазутов из продуктов, остающихся при первичной переработке нефти, и термогазойлей — сырья для полу­чения сажи. Процессы коксования продолжают развиваться в основном для удовлетворения нужд народного хозяйства в коксе, осо­бенно электродном. Одновременно, а иногда и специально, жид­кие продукты коксования используют для увеличения производства светлых нефтепродуктов. Пиролиз развивается быстрыми темпами в связи со все возрастающими потребностями в олефиновом сырье, необходимом для химической и нефтехимической промышленности.

**Установка висбрекинга тяжёлого сырья.**

Висбрекинг — процесс однократного термиче­ского крекинга тяжелого остаточного сырья, прово­димый в мягких условиях. Типичное сырье висбрекинга — мазуты, получаемые при атмосферной пере­гонке нефтей, или вакуумные гудроны. Восприим­чивость гудрона к висбрекингу тем выше, чем ниже температура его размягчения и чем меньше асфальтенов, нерастворимых в н-пентане .

Висбрекинг проводится для производства преиму­щественно жидкого котельного топлива пониженной по сравнению с сырьем вязкости (вариант I), либо с целью производства в повышенных количествах га­зойля—сырья для установок гидрокрекинга и ката­литического крекинга (вариант II). В обоих вариантах побочными легкими продуктами являются газы и бен­зиновые фракции, выход которых обычно не превыша­ет 3 и 8 % (масс.) на сырье. Проведение процесса в бо­лее жестких условиях, что оценивается по выходу бензина, может приводить к нестабильности топлив, получаемых смешением остаточного продукта висбрекинга с другими компонентами тяжелого жидкого котельного топлива. Нестабильное топливо расслаи­вается, в нем образуется осадок.

При проведении висбрекинга по варианту I характерно следующее:

- сохранение в составе остаточного продукта (назы­ваемого ниже висбрекинг-мазутом) всех жидких фракций, кроме бензиновых;

- высокий выход висбрекинг-мазута (90—93 % масс. на сырье);

- более низкие по сравнению с сырьем вязкость, температуры начала кипения и застывания висбре­кинг-мазута;

- простота и гибкость технологической схемы уста­новки, позволяющие перерабатывать остаточное сырье разного качества.

В результате висбрекинга гудронов значительно сокращается расход маловяз­кого дистиллятного разбавителя при приготовлении котельного топлива. Содержание тяжелых бензино­вых фракций в остаточном продукте висбрекинга ограничивают, учитывая необходимость получения топлива с достаточно высокой температурой вспышки.

При проведении висбрекинга по варианту II установка дополняется вакуумной секцией, пред­назначаемой для выделения из висбрекинг-мазута вакуумного газойля. В результате процесса потен­циальное содержание вакуумного газойля в сырье повышается на 25—40 % (об.).

На некоторых заводах часть тяжелого остатка, получаемого по варианту II и являющегося нижним продуктом вакуумной колонны, используется как топливо на самих заводах, а избыток после разбавле­ния маловязким продуктом, например каталити­ческим газойлем, направляется в резервуар товар­ного мазута нормированной вязкости. Ниже в каче­стве примера дана характеристика сырья, используе­мого для висбрекинга, выходы продуктов и их каче­ство, по данным фирмы Lummus:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Показатели | Остаток  атмосферной  колонны | Остаток  вакуумной  колонны |
| Характеристика сырья  плотность при 15 оС, кг/м3  температура застывания, оС  вязкость кинематическая, мм2/с  при 50 оС  при 99 оС  Выходы продуктов, % (масс.)  газ  нестабильный бензин (кк 175 оС)  остаток > 177 оС  Характеристика остатка > 177 оС  плотность при 15 оС, кг/м3  температура застывания, оС  вязкость кинематическая, мм2/с при 99 оС | 948,4  10  175  22  2,5  7,5  90,0  924,8  4,4  10 | 1024,6  49  1900  -  2,5  7,5  90,0  995,8  40,6  380 |

Установка висбрекинга может входить как секция в состав комбинированной установки, например атмосферная перегонка нефти висбрекинг атмо­сферного мазута вакуумная перегонка висбрекинг-мазута для выделения газойлевых фракций или висбрекинг атмосферного мазута

выделение газойлей (в частности, под вакуумом) термический крекинг смеси газойлей с целью увеличения выходакеросиновой фракции. Возможны также варианты установок висбрекинга: на одних нагретое сырье по выходе из печи направляется в не обогреваемый реактор, где в основном и осуществляется неглубокий термокрекинг; на других — нагретое сырье подвер­гается висбрекингу в обогреваемом змеевике (сокинг-секция), расположенном во второй топочной камере трубчатой печи.

Для висбрекинга гудронов условия процесса такие: температура 460—500°С; давление 1,4— 3,5 МПа. Длительность пребывания сырья в зоне реакции определяется с помощью уравнения скорости реакции первого порядка . Требуемый объем реакционной зоны, т. е. того уча­стка змеевика, где температура сырья превышает 399 °С, составляет 3,6—4,8 м3 на каждые 1000 м3 перерабатываемого жидкого сырья в сутки.

Процесс висбрекинга протекает с поглощением тепла.

Октановое число бензиновой фракции висбрекинга находится в пределах от 58 до 68 (моторный метод, без присадки). Содержание серы в бензиновых и керосиновых фракциях существенно ниже, чем в сырье; однако эти фракции обычно нуждаются в очистке. Например, подвергая висбрекингу мазут [мол. масса 407, плотность 938,5 кг/м3; содержание серы 1,81 % (масс.), коксуемость 5,0 % ], самотлорской нефти, получали бензин и керосин, содержащие до очистки 0,7 и 1,0 % (масс.) серы .

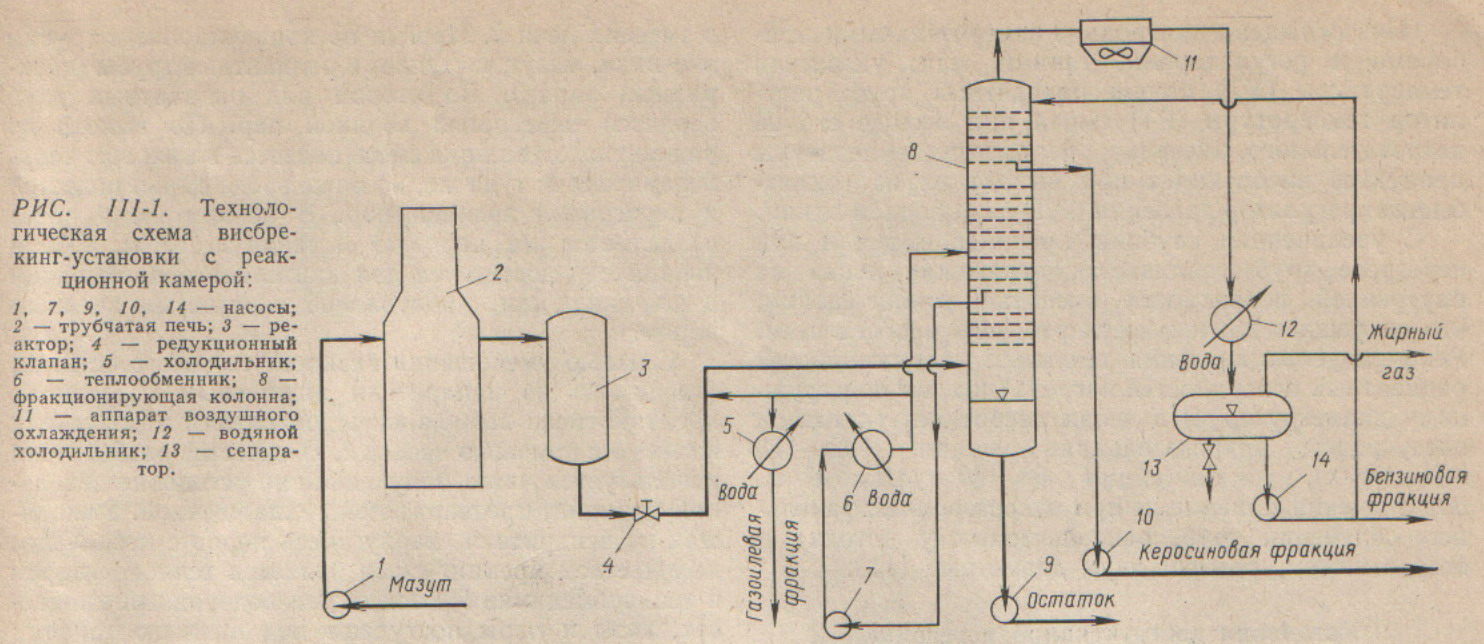
****

Рис. 1. Технологическая схема висбрекинг-установки с реакционной камерой: 1, 7, 9, 10, 14 – насосы, 2 – трубчатая печь, 3 – реактор, 4 – редукционный клапан, 5 – холодильник, 6 – теплообменник, 8 – фракционирующая колонна, 11 – аппарат воздушного охлаждения, 12 – водяной холодильник, 13 – сепаратор.

**Висбрекинг-установка с реакционной камерой**

Горячий мазут, поступающий с неф­теперегонной установки, подается насосом 1 в змеевик печи 2. По выходе из печи сырье подвергается висбре­кингу в реакционной камере 3 (реакторе), работаю­щей при давлении около 1,7 МПа. Полученная смесь продуктов, пройдя редукционный клапан 4, направ­ляется далее в фракционирующую колонну 8. До входа в колонну смесь охлаждается за счет подачи в линию холодного газойля, нагнетаемого насосом 7, через теплообменник 6. Остальная часть охлажден­ного газойля (рециркулят) возвращается этим же насосом в среднюю зону колонны 8. Балансовое коли­чество газойля отводится с установки через холо­дильник 5.

Для конденсации бензиновых паров и охлаждения газов, выходящих из колонны 8 сверху, служит аппарат воздушного охлаждения 11. После него смесь проходит водяной холодильник 12. В горизон­тальном сепараторе 13 (он же сборник орошения) жирные газы отделяются от нестабильного бензина. Часть бензина подается насосом 14 на верхнюю та­релку колонны в качестве орошения; остальное коли­чество отводится с установки.

Легкая керосиновая фракция отбирается из ко­лонны с промежуточной тарелки и насосом 10 выво­дится с установки. На некоторых установках эта фракция предварительно продувается водяным паром в выносной отпарной колонне.

Описанная установка является частью комбиниро­ванной установки, и с низа колонны 8 остаток — утяжеленный висбрекинг-мазут — направляется на­сосом 9 в вакуумную ступень.

**Термический крекинг.** В 1890 г. знаменитый русский ученый В. Г. Шухов спроектиро­вал первую в мире крекинг-установку для получения легких неф­тепродуктов из мазута. В дальнейшем, с увеличением потребности в автомобильном бензине, была создана система с реакционными камерами, в которых сырье, нагретое в трубчатом змеевике печи до температуры реакции, задерживалось и крекировалось до об­разования кокса. Время заполнения реактора коксом определяло продолжительность рабочего цикла установки. Затем вместо реак­ционной камеры стали создавать реакционный объем в трубах, рас­положенных в конвекционной камере печи. Во избежание закоксовывания аппаратуры продукты реакции на выходе из печи охлаж­дали холодным сырьем (так называемый квенч), тем самым пре­кращая процесс крекинга (по такой схеме работали установки Винклера—Коха). В дальнейшем были введены и другие усовер­шенствования как за ру­бежом, так и в Советском Союзе, где термический крекинг был внедрен в 1927—1928 гг.

Как уже говорилось, основной реакцией при термическом крекинге является реакция разло­жения (расщепления, кре­кинга). Легче всего под­вергаются крекингу пара­финовые углеводороды, затем нафтеновые; наи­более устойчивы аромати­ческие углеводороды. В каждом гомологическом ряду легче подвергаются крекингу углеводороды большей молекулярной массы. Таким образом, более тяжелые фракции нефтяных продуктов менее стабильны и крекируются значительно легче, чем более легкие.

Результаты крекинга зависят от фракционного и химического состава сырья и технологического режима, особенно температуры и давления.

**Сырье.** При прочих равных условиях скорость крекинга зависит от фракционного и химического состава крекируемого сырья.

Скорость образования бензина, так и выход всех образовавшихся фракций увеличиваются с повы­шением температуры выкипания (утяжелением) сырья. Вместе с тем выход кокса при одинаковом выходе бензина увеличивается при крекировании более тяжелого сырья. В заводских условиях выход кокса допускается не более 0,1% от исходного сырья, при этом условии однократный крекинг мазута дает не более 8% бензина (с температурой конца кипения 200°С), крекинг керосина — не бо­лее 40%.

Скорость крекинга зависит также от химического состава сырья. Так, сырье с высоким содержанием ароматических углеводородов плохо поддается крекингу, поэтому скорость его значительно мень­ше, чем крекинга парафинистого сырья. Как уже говорилось, высокомолекулярные парафиновые углеводороды или парафиновые боковые цепи циклических углеводородов разрушаются легче, чем нафтеновые и особенно ароматические углеводороды с короткими боковыми цепями. Таким образом, скорость крекинга тесно связа­на с химическим составом и молекулярной массой крекируемого сырья.

**Температура** — один из основных факторов крекинг-процесса. С повышением температуры скорость реакций крекинга увеличи­вается. Зависимость температуры и времени крекинга мазута при одинаковом (30%-ном) выходе бензина характеризуется следую­щими данными:

Температура крекинга, °С . . 400 425 450 475 500

Продолжительность крекинга,

мин 720 120 20 2 0,6

Обычно продолжительность крекинга керосино-дизельных фракций в промышленных условиях составляет 5—7 мин. Для упрощенных расчетов можно принять, что скорость крекинга удваивается при нагреве на каждые 10° С при температуре процесса около 400° С, на каждые 14° С — при 500° С и на каждые 17° С — при 600° С.

**Давление** заметно не влияет на скорость крекинга и образова­ние бензина при обычных его выходах. Однако крекинг под давле­нием обеспечивает наиболее желательные условия для распределе­ния тепла и устранения местного перегрева и поэтому дает мень­ший выход смол и кокса, протекает с максимальным эффектом и минимальным расходом топлива. Повышение давления позволяет увеличить производительность установок.

Первичные реакции не зависят от давления, а вторичные (поли­меризации и конденсации) — зависят. Высокие давления благо­приятствуют протеканию ряда вторичных реакций, в том числе пре­вращению олефиновых углеводородов в нафтеновые. В результате реакций уплотнения, протекающих быстрее при крекинге под дав­лением (особенно в паровой фазе), продукты крекинга содержат меньше непредельных углеводородов, чем продукты крекинга, про­веденного под низким давлением. Повышение давления способствует протеканию реакции полимеризации, в результате чего содержа­ние в газе непредельных углеводородов, особенно легких олефинов, снижается.

**Глубина превращения** определяется выходом бензина из исход­ного сырья. Она является сложной функцией продолжительности и скорости крекинга. Так как скорость крекинга определяется в ос­новном температурой и временем, глубина превращения обычно яв­ляется функцией времени и температуры. Коксообразование при крекинге крайне нежелательно, так как кокс отлагается в аппаратуре, в трубах пе­чи и трубопроводах, что сокращает межремонтное время и может привести к прогару печных труб и ухудшению качества крекинг-остатка.

**Теплота основных реакций термического крекинга.** Величиной, необходимой при расчете крекинг-печей, является теплота реак­ций, которая принимается равной: для легкого крекинга (висбрекинга) гудрона и полугудрона 117—234 кДж/кг (28—56 ккал/кг); для крекинга керосино-дизельных фракций 1256—1465 кДж/кг (300—350 ккал/кг) и для крекинга мазута 1256—1675 кДж/кг (300—400 ккал/кг). Приведенные выше значения теплоты реакций термического крекинга являются разностью между теплотами реак­ций расщепления, которые проходят с поглощением тепла (эндо­термические реакции), и реакций уплотнения, протекающих с вы­делением тепла (экзотермических). Как видно из приведенных дан­ных, термический крекинг идет с поглощением тепла.

**Термический крекинг с рециркуляцией.** В результате совмест­ного воздействия рассмотренных выше факторов определяются по­казатели однократного крекинга. Выход бензина в процессе одно­кратного крекинга ограничивается, с одной стороны, началом его интенсивного разложения (что приводит к увеличению выхода га­за) , с другой — усилением коксообразования. Последнее влияет на межремонтное время установки и объем коксоочистительных работ, определяющие длительность ремонта установки. При однократном крекинге получают газ, бензин, промежуточные фракции, крекинг-остаток и иногда — крекинг-керосин. Максимальный выход бензи­на из легких дистиллятов прямой перегонки нефти при однократ­ном крекинге без заметного коксообразования составляет до 30%, а из тяжелых дистиллятов и остатков (гудрона) — соответственно 20 и 6% исходного сырья.

Более высокие выходы крекинг-бензина с минимальным коксо-образованием могут быть получены в результате многократного повторения крекинга, когда крекируются и дистилляты (промежу­точные фракции), получаемые после отделения и удаления остат­ков, содержащих коксообразующие продукты конденсации. Проме­жуточную фракцию (крекинг-флегму) можно подвергать крекингу отдельно (так называемый крекинг «гуськом») или в смеси со све­жим сырьем (крекинг с рециркуляцией).

В промышленности основным процессом является крекинг с ре­циркуляцией. Отношение количества крекинг-флегмы к количеству свежего сырья называется коэффициентом рециркуляции, а отно­шение полной загрузки реакционного аппарата к загрузке его све­жим сырьем — коэффициентом загрузки, С увеличением коэффи­циента рециркуляции растет выход бензина, но снижается произ­водительность установки.

**Коксование.**Процесс замедленного коксования в необогревае­мых камерах предназначен для получения крупно­кускового нефтяного кокса как основного целевого продукта, а также легкого и тяжелого газойлей, бензина и газа. Сырьем для коксования служат мало­сернистые атмосферные и вакуумные нефтяные остат­ки, сланцевая смола, тяжелые нефти из битуминозных песков, каменноугольный деготь и гильсонит. Эти виды сырья дают губчатый кокс. Для получения высококачественного игольчатого кокса используют более термически стойкое ароматизированное сырье, например смолу пиролиза, крекинг-остатки и катали­тические газойли.

Основными показателями качества сырья явля­ются плотность, коксуемость по Конрадсону и содер­жание серы. Выход кокса определяется коксуемостью сырья и практически линейно изменяется в зависи­мости от этого показателя. При коксовании в необо­греваемых камерах остаточного сырья выход кокса составляет 1,5—1,6 от коксуемости сырья. При коксовании дистиллятного сырья выход кокса не соответствует коксуемости сырья, поэтому состав­лять материальный баланс расчетным методом для такого сырья нельзя. Главным потребителем кокса является алюминие­вая промышленность, где кокс служит восстановите­лем (анодная масса) при выплавке алюминия из алюминиевых руд. Кроме того, кокс используют в качестве сырья при изготовлении графитированных электродов для сталеплавильных печей, для по­лучения карбидов (кальция, кремния) и сероугле­рода.

Основными показателями качества кокса явля­ются истинная плотность, содержание серы, золь­ность и микроструктура. Для игольчатого кокса истинная плотность должна быть не ниже 2,09 г/см3, для кокса марки КНПС (пиролизного специального), используемого в качестве конструкционного мате­риала, она находится в пределах 2,04—2,08 г/см3 .

Содержание серы в коксе почти всегда больше, чем в остаточном сырье коксования. Из остатков малосернистых нефтей получают малосернистый кокс, содержащий, как правило, до 1,5 % (масс.) серы; кокс из сернистых остатков содержит обычно 2,0— 4,5 % (масс.) серы, а из высокосернистых — более 4,0 % (масс.).

Содержание золы в коксе в значительной мере зависит от глубины обессоливания нефти перед ее перегонкой.

**Пиролиз нефтяного сырья.** Назначением процесса пиролиза — наиболее же­сткой формы термического крекинга — является получение углеводородного газа с высоким содержа­нием непредельных, и в первую очередь этилена, поэтому часто установки пиролиза называют этиле­новыми установками. Процесс может быть направлен и на максимальный выход пропилена или бутиленов и бутадиена .

Получаемый с помощью пиролиза этилен идет на производство оксида этилена, пластических масс и полимеров. Образующийся в процессе пиролиза пропилен используется в основном для производства полипропилена, акрилопитрила и бутадиена.

Сырьем для процесса пиролиза служат угле­водородные газы, легкие бензиновые фракции, газоконденсаты, рафинаты каталитического риформинга, керосиновые и газойлевые фракции; ведутся иссле­дования по пиролизу нефтей и нефтяных остатков. Выбор сырья определяется целью пиролиза, а также доступностью сырья, его количеством, стоимостью, а также экономическими показателями процесса. От качества сырья и технологического режима уста­новки зависят выходы продуктов пиролиза. Наи­больший выход этилена получается при пиролизе этана. По мере утяжеления сырья выход этилена снижается с одновременным увеличением выхода пиролизной смолы (углеводородов С6 и выше) и кокса. С повышением температуры процесса и умень­шением времени реакции выход этилена увеличи­вается. Для повышения выхода непредельных и снижения коксообразования в реакционную смесь подают различные разбавители, например водяной пар, водород, метан или метано-водородную смесь.

Известны различные варианты пиролиза: с твер­дым теплоносителем, в перегретом водяном паре, в электроразрядных трубках, в вольтовой дуге, в системе с катализатором. Наибольшее же распро­странение в промышленности получил пиролиз в трубчатых печах.

Основными продуктами современных пиролизных установок являются: этилен чистотой 99,9% (масс.), пропилен чистотой 99,9% (масс.), бутан-бутадиеновая фракция, содержащая 30—40% (масс.) бутадиена, 25—30% (масс.) изобутилена и 15—30% (масс.) н-бутилена, и смола пиролиза. Смола пиролиза разгоняется на фракции по разным вариан­там. Например, на установке ЭП-300 выделяют аро­матизированную фракцию н.к.—150°С, содержа­щую 25—30 % (масс.) бензола, 20—25 % (масс.) толуола и 10—15% (масс.) ксилолов для экстрак­ции ароматических углеводородов; фракция 150— 250°С служит дистиллятным топливом, а фракция 250—400СС — компонентом котельного топлива. На одной из зарубежных установок (Германия) смолу раз­гоняют на бензин до 200°С и остаток. На некоторых заводах страны из смолы получают следующие фрак­ции: н.к.—70°С, являющуюся компонентом бен­зина; 70—130 °С, используемую для извлечения ароматических углеводородов; 130—160оС, иду­щую на полимеризацию с получением полимеров стирола; 160—190°С, полимеризуемую в инден-кумароновую смолу; 190—230оС, используемую для извлечения нафталина, и остаток >230°С — пек пиролиза, используемый для получения кокса, пеков или технического углерода.

**Задание**

1. Заполнить таблицу 1 по основным параметрам термических процессов.

**Таблица 1.** Параметры термических процессов

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| №№  п/п | Наименование процесса | Сырьё | Температура, 0 С | Давление, ат |
| 1. | Термический крекинг |  |  |  |
| 2. | Коксование |  |  |  |
| 3. | Пиролиз |  |  |  |
| 4. | Висбрекинг тяжёлого сырья |  |  |  |

1. Составить таблицу 2, указав наименование процесса и получаемые продукты.

**Необходимые принадлежности**

1. Простой карандаш, линейка, ластик.

**Работа в аудитории**

1. Заполнить таблицу 1.
2. Составить таблицу 2.
3. Почему в процессе термического крекинга используется тяжёлое сырьё ?
4. Как зависит выход продуктов термических процессов от температуры процесса ?
5. Для чего на установке висбрекинга тяжёлого сырья после печи стоит реакционная камера ?
6. Какие из термических процессов используют рециркуляцию непревращённого сырья ?

**Содержание отчёта**

1. Номер и название работы;
2. Цель работы;
3. Задание с исходными данными;
4. Необходимые принадлежности;
5. Выполненные задания;
6. Заключение, ответы на контрольные вопросы.

**Контрольные вопросы**

1. Сырьё термических процессов нефтепереработки.
2. Основные параметры термических процессов.
3. Основные факторы термических процессов.
4. Применение продуктов термических процессов нефтепереработки.
5. Почему в газах термических процессов нефтепереработки присутствует большое количество непредельных углеводородов ?

**Литература**

1. В. П. Суханов. Переработка нефти, М.: Высшая школа, 1979. – 335.
2. Б. И. Бондаренко. Альбом технологических схем процессов переработки нефти и газа. М., Химия, 1983. – 128 с.

**Практическое занятие № 5**

**Вычерчивание схем процесса каталитического крекинга (8 часов)**

**Цель занятия**: ознакомление с технологической установкой каталитического крекинга, параметрами процесса.

**Пояснения**

Каталитический крекингпредставляет собой процесс превраще­ния высококипящих нефтяных фракций в базовые высокооктано­вые компоненты авиационных и автомобильных бензинов и в сред­ние дистилляты.

Промышленные процессы каталитического крекинга основаны на контактировании сырья с активным катализатором в условиях, при которых значительная часть сырья превращается в бензин и другие легкие продукты. При реакции крекинга на катализаторе образуются углеродистые отложения, которые резко снижают его активность, в данном случае крекирующую способность. Для вос­становления активности катализаторы регенерируют — выжигают углеродистые отложения (обычно называемые коксом) в среде воз­духа.

Одно из ведущих мест среди вторичных процес­сов нефтепереработки принадлежит процессу ката­литического крекинга тяжелых дистиллятных фрак­ций на мелкодисперсных катализаторах. Целевым назначением процесса является получение высоко­октанового бензина. Газы, богатые бутан-бутиленовой и пропан-пропиленовой фракциями, находят широкое применение в качестве сырья для производ­ства высокооктанового компонента бензина — алкилата, а также в производстве синтетического кау­чука и в нефтехимии.

Легкий газойль каталитического крекинга ис­пользуют как компонент дизельного топлива. Тя­желый газойль с высоким содержанием полицикли­ческих ароматических соединений имеет широкое применение как сырье для получения дисперсного технического углерода, игольчатого кокса, а также в качестве компонента мазутов.

Основным сырьем крекинга являются вакуумные газойли широкого фракционного состава, например с температурами выкипания от 300 до 500°С. В по­следние годы стали применять утяжеленные вакуум­ные газойли с температурой конца кипения до 550 и даже 590оС. Для расширения ресурсов сырья ис­пользуют и сырье вторичного происхождения, в ча­стности газойли коксования .

Сырье каталитического крекинга должно обла­дать низкой коксуемостью (не более 0,5 % масс.), т. е. содержать немного полициклических аромати­ческих углеводородов и смолистых веществ, вызы­вающих быстрое закоксовывание катализатора. Кроме того, в сырье должно быть обеспечено низкое (не более 20—25 г т) содержание металлов, способ­ных дезактивировать (отравлять) катализатор. В на­стоящее время разрабатывают способы предваритель­ной деметаллизации сырья. Зольность сырья кре­кинга обычно находится в пределах 0,006—0,007% (масс.).

Использование сернистого сырья вызывает не­обходимость его гидроочистки. Последние проекты предусматривают оснащение установок каталити­ческого крекинга блоком гидроочистки, в котором соединения серы удаляются в виде сероводорода, а также происходит общее облагораживание сырья - очистка от соединений азота и кислорода. Содержа­ние серы в сырье после гидроочистки снижается до 0,1—0,3% (масс.).

На установках крекинга широко применяют высокоактивные цеолитсодержащие катализаторы, в которых от 10 до 25% (масс.) кристаллических алюмосиликатов в массе аморфной матрицы. Это поз­воляет значительно увеличить выход бензина и по­высить его октановое число до 82—84 (моторный ме­тод) или 92—94 (исследовательский метод), а также уменьшить время контакта. Катализатор должен иметь определенный гранулометрический состав, раз­витую поверхность, высокие пористость и механиче­скую прочность.

Под глубиной каталитического крекинга пони­мается общий выход продуктов (в % масс.), за исклю­чением либо тяжелого газойля, либо суммы легкого и тяжелого газойлей.

Выходы продуктов каталитического крекинга и их качество весьма существенно зависят от природы сырья — содержания в нем ароматических, нафте­новых и парафиновых углеводородов.

**Основные факторы процесса**

В зависимости от вида перерабатываемого сырья и системы или типа установки, а также состава и свойств катализатора процесс можно вести при различном технологическом режиме. Основными факторами процесса каталитического крекинга являются температура, давление, объемная скорость подачи сырья и кратность циркуляции катализатора.

Каталитический крекинг практически на установках всех типов протекает при 470—535°С и давлении 0,13—0,28 МПа (1,3—2,8 кгс/см2), а регенерация катализатора — в атмосфере воздуха (в некоторых случаях с добавлением кислорода) или в смеси его с продуктами сгорания при 540—680°С и 0,13—0,31 МПа (1,3—3,1 кгс/см2).

**Температура в реакторе.** Выход бензина при повышении температуры сначала увеличивается, достигает максимума и при дальнейшем росте температуры уменьшается вследствие глубокого разложения ранее образовавшихся углеводородов. С повышением температуры усиливаются реакции распада и увеличивается скорость вторичных реакций дегидрирования нафтеновых углеводородов в| ароматические. Это приводит к увеличению содержания ароматических и непредельных углеводородов в газе и бензине. При этом и газе возрастает содержание углеводородов С1—С3 и снижается содержание С4. Октановое число бензина с повышением темпера­туры увеличивается. Повышение температуры приводит также к увеличению соотношения выходов бензина и кокса и дезактивации катализатора с утратой его кристаллической структуры.

**Давление в реакторе.** Повышение давления оказывает действие, обратное повышению температуры, — снижает выход бензина, газов С1—С3, олефиновых и ароматических углеводородов. В последнее время наметилась тенденция к увеличению давления до 0,21—0.28 МПа (2,1—2,8 кгс/см2) и соответственно повышению тем­пературы. Одновременно повышаются давление и температура (до 700—760° С) в регенераторе, что способствует более полному выжи­гу кокса.

**Объемная скорость подачи сырья.** Напомним, что объемной ско­ростью называют отношение объёма сырья, подаваемого в реактор за 1 ч, к объему катализатора в зоне крекинга. Выражают ее в м3/(м3.ч) или ч-1. На установках с циркулирующим микросферическим катализатором используют понятие «массовая скорость», так как плотность слоя катализатора в реакционном объеме изменя­ется в широких пределах в зависимости от скорости паров, прохо­дящих через слой катализатора, и его гранулометрического со­става.

Объемная скорость может быть подсчитана для свежей загруз­ки реактора либо для общей загрузки, т. е. с учетом рециркулирующего сырья (рисайкла). Обычно в качестве рециркулирующего сырья используют газойли каталитического крекинга. С уменьше­нием объемной скорости глубина превращения (крекинга) возрастает вследствие увеличения времени пребывания углеводородным фракций в реакторе, т. е. более продолжительного контакта их е катализатором. При применении катализатора повышенной актив­ности легко крекируемое сырье можно перерабатывать при более высоких значениях объемной скорости — до 3—5 ч-1 и выше.

**Кратность циркуляции катализатора.** В системах для катали­тического крекинга с циркулирующим микросферическим катализатором на каждую тонну поступающего в реактор сырья вводят 6-10 т регенерированного катализатора, а на установках с круп­нозернистым катализатором (частицы диаметром 3—5 мм) - от 3 до 4 т (в зависимости от конструкции установки). Это отношение называют массовой кратностью циркуляции катализатора. Иногда его выражают в объемных единицах и называют объемной крат­ностью циркуляции катализатора. Значение объемной кратности циркуляции больше, чем массовой.

При прочих равных условиях с увеличением кратности катализатора глубина крекинга увеличивается, а закоксованность катализатора уменьшает­ся, хотя общий выход кокса от сырья возрастает. Это объясняется тем, что образующееся количество кокса приходится на большее количество циркулирующего катализатора.

Кратность циркуляции катализатора является важным показа­телем технологического режима, влияющим не только на режим процесса каталитического крекинга, но и на мощность и размеры (при проектировании) воздуходувок-компрессоров, катализаторопроводов, охлаждающих змеевиков в регенераторе и некоторых других устройств.

**Глубина превращения.** Выше отмечалось, что глубина превра­щения (в %) равна 100 минус выход (от сырья) газойлей. Если хо­тят достигнуть более глубокого превращения и получить из сырья больше бензина, то крекингу подвергают не только исходное сырье, но и часть образующихся газойлевых фракций. В последнее время свежее сырье и газойли стали подавать в реактор раздельно.

Однако увеличение глубины превращения требует больших энергетических затрат и, что особенно важно, приводит к сниже­нию производительности установок по исходному сырью. Это име­ет большое значение при использовании малоактивных катализато­ров. С применением же активных цеолитсодержащих катализато­ров, когда количество рисайкла резко снижается (а в отдельных случаях он даже исключается), производительность установки изменяется мало.

Технологическая схема установки каталитиче­ского крекинга с прямоточным реактором приведена на рисунке 1. Установка включает следующие блоки: гидроочистки сырья — вакуумного дистиллята, ка­талитического крекинга, ректификации, газофрак­ционирования и стабилизации бензина. Сырье - гидрогенизат, поступающий из секции гидроочи­стки, — насосом 1 подается в змеевик печи 2 и за­тем перед входом в реактор 11 смешивается с рециркулятом и водяным паром, подаваемым на распиыливание. В нижней зоне прямоточного реактора 11 сырье, контактируя с горячим регенерированным катализатором, испаряется и подвергается кре­кингу. Основная масса катализатора отделяется от продуктов реакции в реакторе-сепараторе 10.

Предложены различные способы отделения про­дуктов реакции от катализатора. Так, на одной из отечественных установок верхняя часть прямоточ­ного реактора расширена (так называемый реактор с форсированным псевдоожиженным слоем). Ско­рость потока газов и паров в нем составляет при­мерно 2 м/с. За счет меньшей скорости по сравнению со скоростью в лифт-реакторе происходит отделе­ние основной массы катализатора от газов и паров, которое завершается в реакторе-сепараторе, а затем в циклонах и электрофильтрах.

Катализатор, пройдя зону отпаривания водяным паром, по транспортной линии 5 поступает в ре­генератор 6 с псевдоожиженным слоем катали­затора, куда одновременно воздуходувкой 3 через горизонтальный распределитель подается воздух, необходимый для регенерации катализатора. Ре­генерированный катализатор по трубопроводу 7 опускается в узел смешения с сырьем. Пары про­дуктов крекинга и газы регенерации отделяются от катализатор ной пыли в соответствующих двухсту­пенчатых циклонах и объединяются в сборных ка­мерах, расположенных в верхней части аппаратов 6 и 10. Газы регенерации проходят паровой котел-утилизатор 9, где их тепло используется для выра­ботки водяного пара. Затем они очищаются от остатков пыли в электрофильтре 8 и выводятся в ат­мосферу через дымовую трубу (на схеме не показана).

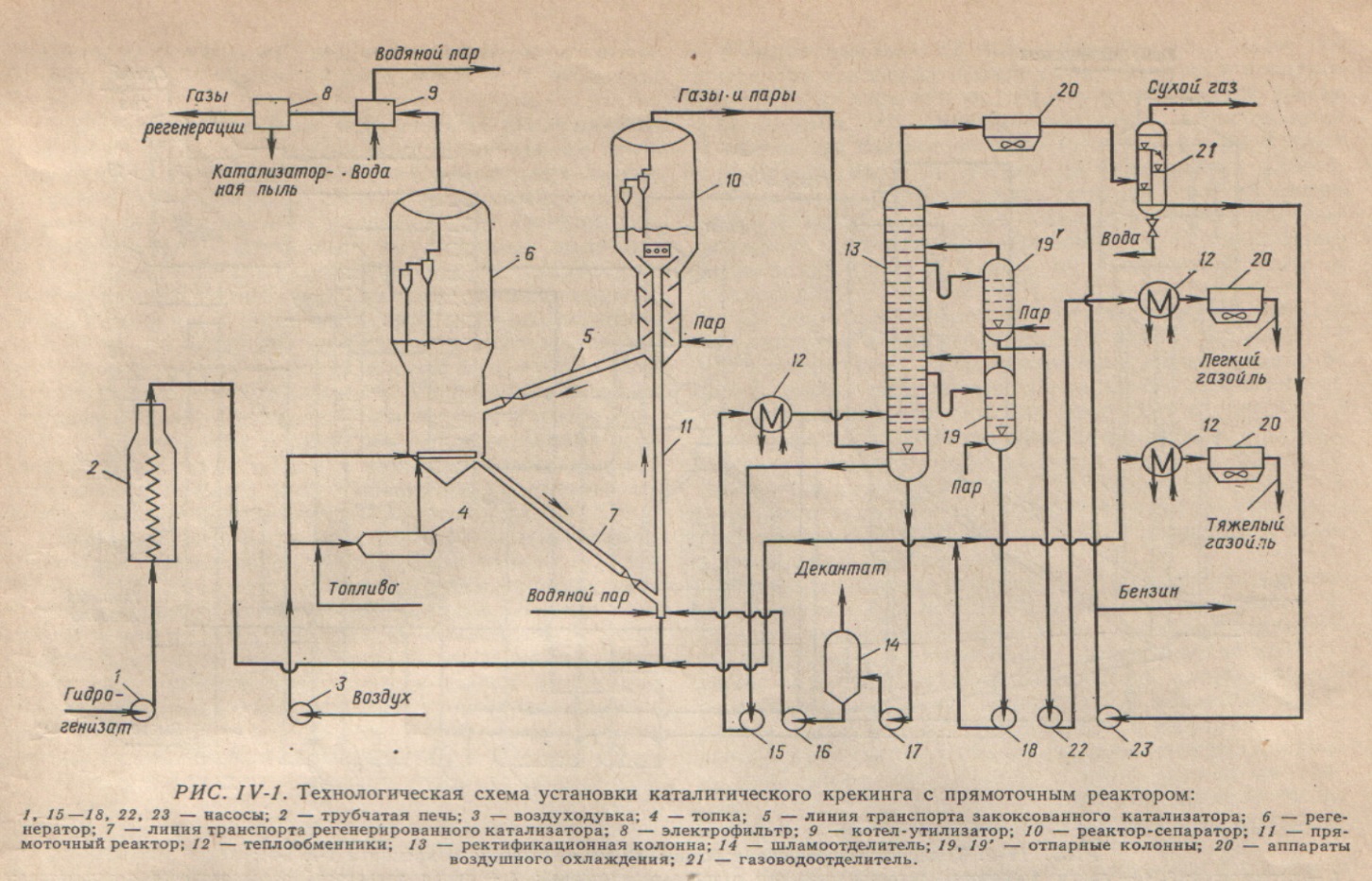


Рис. 1. Технологическая схема установки каталитического крекинга с прямоточным реактором:

1, 15-18, 22, 23 – насосы, 2 – трубчатая печь, 3 – воздуходувка, 4 – топка, 5 – линия транспорта закоксованного катализатора, 6 – регенератор, 7 – линия транспорта регенерированного катализатора, 8 – электрофильтр, 9 – котёл-утилизатор, 10 – реактор-сепаратор, 11 – прямоточный реактор, 12 – теплообменники, 13 – ректификационная колонна, 14 – шламоотделитель, 19,19I – отпарные колонны, 20 – аппараты воздушного охлаждения, 21 – газоводоотделитель.

Парообразные продукты крекинга направляются в нижнюю отмывочно-сепарационную секцию рек­тификационной колонны 13. Здесь продукты кре­кинга разделяются. В нижней части колонны от па­ров отделяется увлеченная катализаторная пыль, кроме того, происходит конденсация тяжелой части паров (за счет подачи нижнего орошения насосом 15). Легкий и тяжелый газойли выводятся из соответст­вующих точек колонны 13 в отпарные колонны 19 и 19' затем насосами 18 и 22 прокачиваются через теплообменники 12 и аппараты воздушного охлаж­дения 20 и выводятся с установки. Часть тяжелого газойля подается в узел смешения с катализатором (на рециркуляцию). С низа колонны 13 насосом 17 смесь тяжелых углеводородов с катализаторной пы­лью откачивается в шламоотделитель 14. Шлам за­бирается с низа аппарата 14 насосом 16 и возвра­щается в реактор, а с верха шламоотделителя вы­водится ароматизированный тяжелый газойль (де­кантат). Из колонны 13 сверху отводятся пары бензина, углеводородные газы и водяной пар; они поступают в аппарат воздушного охлаждения 20, газоводоот­делитель 21, где газ отделяется от конденсата бен­зина и воды. Бензин насосом 23 частично возвра­щается в колонну 13 в качестве острого орошения, а балансовое его количество направляется на стаби­лизацию (для отделения растворенных газов). В период пуска установки воздух в регенератор подается через топку 4, в которой для его нагрева под давлением сжигается топливо. В теплообменниках 12 тепло отходящих потоков используется для нагрева исходного сырья, поступающего в сек­цию гидроочистки.

**Режим работы реакторного блока**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Показатели | Прямоточ  ный  реактор\* | Реактор-сепаратор | Регенера  тор |
| Температура, °С  Давление, МПа  Скорость паров, м/с  Массовая скорость подачи сырья, ч-1  Расход пара на сырье, % (масс.)  Скорость суспензии, м/с  Плотность взвеси, кг/м3  Скорость выжига кокса, кг/(т ч)  Расход воздуха на выжиг 1 кг кокса, м3 | 515-545  0,15-0,20  -  18-20  0,1,0  6-8  40-60  -  - | 490-500  0,15-0,20  0,4-0,7  -  -  -  400-450  -  - | 650-700  0,20-0,30  0,9-1,0  -  -  -  450-500  30-50  10-12 |
| \* Диаметр реактора составляет 0.5 — 1,5 м, высота 25—30 м; время пребывания взвеси 2—С с; время регенерации катализатора 5—7 мин. | | | |

**Задание**

1. Нарисовать реакторный блок установки каталитического крекинга.
2. Заполнить таблицу 1.

**Таблица 1.** Характеристики процесса каталитического крекинга

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| №№  п/п | Характеристики процесса  каталитического крекинга | |
| 1. | Сырьё |  |
| 2. | Продукты |  |
| 3. | Температура, оС |  |
| 4. | Давление, ат |  |
| 5. | Катализатор |  |
| 6. | Выход бензина, % |  |
| 7. | Октановое число бензина |  |

**Необходимые принадлежности**

1. Простой карандаш, линейка, ластик.

**Работа в аудитории**

1. Нарисовать реакторный блок установки каталитического крекинга, подписать наименование технологических потоков (задание 1).
2. Заполнить таблицу 1 (задание 2).
3. Определить факторы, влияющие на выход и качество получаемых продуктов.
4. Почему установка каталитического крекинга работает на тяжёлом сырье ?
5. Какие реакции являются желательными, а какие нежелательными в процессе каталитического крекинга ?
6. Применение продуктов процесса.

**Содержание отчёта**

1. Номер и название работы;
2. Цель работы;
3. Задание с исходными данными;
4. Необходимые принадлежности;
5. Выполненные задания;
6. Заключение, ответы на контрольные вопросы.

**Контрольные вопросы**

1. Назначение процесса каталитического крекинга.
2. Сырьё и продукты процесса.
3. Параметры процесса.
4. Основные факторы процесса.
5. Какие факторы процесса влияют на выход и качество получаемого компонента автомобильного бензина ?
6. В чём заключается регенерация катализатора процесса ?
7. Какие устройства расположены в верхней части реактора и регенератора для улавливания частиц катализатора ?

**Литература**

1. В. П. Суханов. Переработка нефти, М.: Высшая школа, 1979. – 335.
2. Б. И. Бондаренко. Альбом технологических схем процессов переработки нефти и газа. М., Химия, 1983. – 128 с.

**Практическое занятие № 6**

**Вычерчивание схем процесса каталитического риформинга (8 часов)**

**Цель занятия:** ознакомление с технологической установкой каталитического риформинга, параметрами процесса.

**Пояснения**

Одним из процессов, позволяющим улучшить качество бензинов, а также получить ценные моно­меры, является каталитический риформинг, широко распространенный в современной нефтепереработке. В настоящее время работают в основном установки каталитического риформинга на платиновом катали­заторе, так называемый платформинг.

Назначение процесса — производство высоко­октанового базового компонента автомобильных бен­зинов, а также получение индивидуальных аромати­ческих углеводородов: бензола, толуола, ксилолов. В результате процесса получают и водородсодержащий газ (технический водород), используемый далее в процессах гидроочистки топлив, масляных и других фракций, а также на установках гидро­крекинга.

Сырьем для каталитического риформинга служат бензиновые фракции прямой перегонки: широкая фракция 85—180°С для получения высокооктано­вого бензина, фракции 62—65, 85—115 и 115—150°С для получения бензола, толуола и ксилолов соответ­ственно. Иногда к прямогонной широкой бензи­новой фракции добавляют низкооктановые бензины коксования, термического крекинга. Сера, содер­жащаяся в сырье, вызывает отравление (дезакти­вацию) катализатора, поэтому платформингу обычно предшествует гидроочистка сырья. Минимальная степень дезактивации катализатора достигается при использовании сырья, содержащего 0,01 % (масс.) серы.

При каталитическом риформинге углеводороды нефтяных фракций претерпевают значительные прев­ращения, в результате которых образуются арома­тические углеводороды. Это - дегидрирование шестичленных нафтеновых углеводородов, дегидроизомеризация алкотированных пятичленных нафтенов и дегидроциклизация парафиновых углеводородов; одновременно протекают реакции расщепления и деалкилирования ароматических углеводородов, а также их уплотнения, которые приводят к отложе­нию кокса на поверхности катализатора. Для пре­дотвращения закоксовывания катализатора и ги­дрирования образующихся при крекинге непредель­ных углеводородов в реакторе поддерживается дав­ление водорода 3—4 МПа при получении высоко­октанового бензина и 2 МПа — при получении ин­дивидуальных ароматических углеводородов.

Все основные реакции протекают с отрицательным тепловым эффектом (с поглощением тепла), причем суммарный тепловой эффект процесса определяется глубиной превращения углеводородов. В ходе про­цесса температура (480—520°С) снижается, и даль­нейшего превращения сырья не происходит. Поэ­тому для полного превращения сырья необходим промежуточный подогрев смеси непревращенного сырья и продуктов реакции и использование не­скольких последовательных реакторов (обычно трех).

Выход высокооктанового компонента бензина со­ставляет 80—88% (масс.), его октановое число 80—85 (моторный метод) против 30—40 для сырья.

Основным промышленным катализатором про­цесса риформиига является алюмоплатиновый ката­лизатор (0,3—0,8% масс, платины на оксиде алю­миния); в последние годы наряду с платиной на ос­нову наносится рений. Применение более активного биметаллического платино-рениевого катализатора позволяет снизить давление в реакторе с 3—4 до 0,70—1,4 МПа. Катализатор имеет форму цилиндров диаметром 2,6 мм и высотой 4 мм.

В настоящее время наиболее распространен платформинг в стационарном слое катализатора (нерегенеративный способ); продолжительность работы катализатора между регенерацией достигает 360 сут. В последнее время уделяется внимание процессу платформинга с непрерывной регенерацией движу­щегося катализатора. В этом процессе три реактора расположены друг над другом и выполнены в виде одной конструкции. Катализатор из первого (верх­него) реактора перетекает во второй, затем в третий. Из последнего реактора катализатор подается в спе­циальный регенератор и после регенерации вновь поступает в первый реактор. Таким образом осу­ществляется непрерывный процесс, при этом удается поддерживать более высокий средний уровень актив­ности катализатора, чем в системах со стационарным катализатором.

Технологическая схема установки риформинга со стационарным слоем катализа приведена на рисунке 1. Установка включает следующие блоки: гидроочистки сырья, очистки циркуляционного газа, каталитического риформинга, сепарации га­зов и стабилизации бензина.

Сырье насосом 12 под давлением (4,7 МПа) по­дается на смешение с циркулирующим газом гидро­очистки и избыточным водородсодержащим газом риформинга. Эта газосырьевая смесь подогревается в отдельной секции печи 16 (до 425°С) и поступает в реактор гидроочистки 15. В реакторе на алюмо-кобальтмолибденовом катализаторе разрушаются присутствующие в сырье соединения серы, которые удаляются затем в виде сероводорода. Одновременно происходит очистка сырья от соединений азота и кислорода.

Из реактора 15 парогазовая смесь выходит снизу, охлаждается в кипятильнике 10 и холодильнике 14 и с температурой 35оС поступает в газосепаратор 8. Здесь смесь разделяется на жидкий гидрогенизат и циркуляционный газ. Газ поступает в абсорбер 2 снизу на очистку от сероводорода с помощью раствора моноэтаноламина (МЭА), затем компрессором 11 сжимается до давления 4,7—5,0 МПа и возвращается в систему гидроочистки. Избыток циркуляционного газа сжимается компрессором 1 до давления 6 МПа и выводится с установки.

Гидрогенизат из сепаратора 8 охлаждается в теп­лообменнике 9 и поступает в отпарную колонну 7. С верха колонны выводятся сероводород, углеводо­родные газы и водяные пары, которые после конден­сации и охлаждения в аппарате 6 направляются в сепаратор 4. С низа сепаратора 4 конденсат заби­рается насосом 5 и возвращается в колонну 7. Го­ловной продукт (сероводород и углеводородные газы) из сепаратора поступает в колонну 3, где он очи­щается от сероводорода с помощью раствора МЭА. С верха колонны 3 пары направляются во фракцио­нирующий абсорбер 27.

Гидрогенизат выводится из колонны 7 снизу и после кипятильника 10 и теплообменника 9 направ­ляется насосом 13 в блок платформинга, предвари­тельно смешиваясь с циркулирующим водород­содержащим газом. Газопродуктовая смесь подо­гревается вначале в теплообменнике 20, затем в со­ответствующей секции печи /бис температурой 500 —520°С поступает в реактор 19. Последующий ход смеси — реакторы 18 и 17, причем перед каждым из реакторов она подогревается в змеевиках печи 16. Наконец, из последнего реактора 17 газопродукто­вая смесь направляется в теплообменник 20 и холо­дильник 21, где охлаждается до 30оС, и поступает в сепаратор высокого давления 22 (3,2—3,6 МПа) для отделения циркуляционного газа от катализа­тора.

Циркуляционный газ под давлением 5 МПа ком­прессором 24 возвращается в систему платформинга, а избыток его — в систему гидроочистки. Нестабиль­ный катализат из сепаратора 22 поступает в сепара­тор низкого давления 23 (давление 1,9 МПа). Вы­делившийся из катализата углеводородный газ вы­ходит с верха сепаратора и смешивается с углеводородным газом гидроочистки перед входом во фрак­ционирующий абсорбер 27. В этот же абсорбер на­сосом 25 подается и жидкая фаза из сепаратора 23. Абсорбентом служит стабильный катализат (бен­зин). В абсорбере 27 при давлении 1,4 МПа и тем­пературе внизу 165оС и вверху 40°С отделяется сухой газ.

Нестабильный катализат насосом 26 прокачи­вается через теплообменник 31 и подается в ко­лонну 34, где и происходит его стабилизация. Часть продукта для поддержания температуры низа в аппаратах 27 и 34 циркулирует через соответствующие секции печи 28. Головная фракция стабилизации после охлаждения и конденсации в аппарате 32 поступает в приемник 33, откуда насосом 35 частично возвращается в колонну на орошение, а избыток вы­водится с установки.

Стабильный бензин с низа колонны 34 после ох­лаждения в теплообменниках 31 и 30 насосом 29 подается во фракционирующий абсорбер 27; избыток его выводится с установки.

**Режим работы установки**

|  |  |
| --- | --- |
| Температура, °С  Давление, МПа  Объемная скорость подачи сырья, ч-1  Кратность циркуляции водородсодержащего газа, м3/м3 сырья  Распределение катализатора но ступеням | 480-520  3-4  1,5-2,0  1500  1:2:4 |

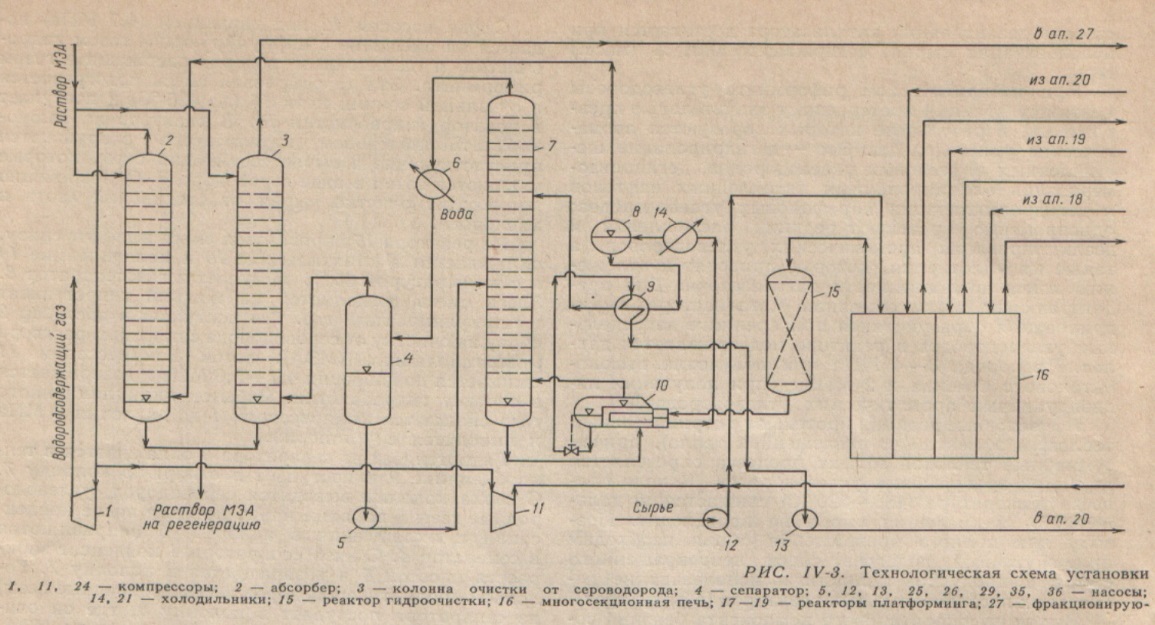


Рис. 1. Технологическая схема установки риформинга со стационарным слоем катализатора:

1, 11, 24 – компрессоры, 2 – абсорбер, 3 – колонна очистки от сероводорода, 4 – сепаратор, 5, 12, 13, 25, 26, 29, 35, 36 – насосы, 6 – конденсатор-холодильник, 7 – отпарная колонна, 8, 22, 23 – газосепараторы, 9, 20, 30, 31 – теплообменники, 10 – кипятильник, 14, 21 – холодильники, 15 – реактор гидроочистки, 16 – многосекционная печь, 17-19 – ректоры платформинга, 27 – фракционирующий абсорбер, 28 – трубчатая печь, 32 – аппарат воздушного охлаждения, 33 – приёмник, 34 – стабилизационная колонна (стабилизатор).

**Задание**

1. Начертите реакторный блок установки каталитического риформинга, подписать наименование технологических потоков.
2. Заполнить таблицу 1.

**Таблица 1.** Характеристики процесса каталитического риформинга

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| №№  п/п | Характеристики процесса  каталитического риформинга | |
| 1. | Сырьё |  |
| 2. | Продукты |  |
| 3. | Температура, оС |  |
| 4. | Давление, ат |  |
| 5. | Катализатор |  |
| 6. | Выход бензина, % |  |
| 7. | Октановое число бензина |  |

**Необходимые принадлежности**

1. Простой карандаш, линейка, ластик.

**Работа в аудитории**

1. Нарисовать реакторный блок установки каталитического риформинга, подписать наименование технологических потоков (задание 1).
2. Заполнить таблицу 1 (задание 2).
3. Определить факторы, влияющие на выход и качество получаемых продуктов.
4. Почему установка каталитического риформинга работает на лёгком сырье ?
5. Какие реакции являются желательными, а какие нежелательными в процессе каталитического риформинга ?
6. Применение продуктов процесса.

**Содержание отчёта**

1. Номер и название работы;
2. Цель работы;
3. Задание с исходными данными;
4. Необходимые принадлежности;
5. Выполненные задания;
6. Заключение, ответы на контрольные вопросы.

**Контрольные вопросы**

1. Назначение процесса каталитического риформинга.
2. Сырьё и продукты процесса.
3. Параметры процесса.
4. Основные факторы процесса.
5. Какие факторы процесса влияют на выход и качество получаемого компонента автомобильного бензина ?
6. Что даёт последовательное соединение реакторов процесса ?

Каким способом подводится тепло вниз аппаратов 27 и 34 ?

1. Почему перед реакторным блоком процесса каталитического риформинга применяют блок гидроочистки сырья ?

**Литература**

1. В. П. Суханов. Переработка нефти, М.: Высшая школа, 1979. – 335.
2. Б. И. Бондаренко. Альбом технологических схем процессов переработки нефти и газа. М., Химия, 1983. – 128 с.

**Практическое занятие № 8**

**Вычерчивание схем процесса каталитической изомеризации (8 часов)**

**Цель занятия:** ознакомление с технологической установкой каталитической изомеризации легчайших бензиновых фракций, параметрами процесса.

**Пояснения**

Процесс каталитической изомеризации предназна­чен для получения высокооктановых компонентов бензина, а также сырья для нефтехимической про­мышленности. Сырьем являются н-бутан, легкие прямогонные фракции н.к.—62°С, рафинаты ката­литического риформинга, н-пентан и н-гексан или их смеси, выделенные при фракционировании газов. Процесс проводят в среде водородсодержащего газа .

Основными катализаторами являются: катализа­тор Фриделя — Крафтса, сульфид вольфрама, би­функциональные, цеолитсодержащие с благород­ными металлами и комплексные. Наиболее распро­странены в настоящее время бифункциональные катализаторы, содержащие платину или палладий на кислотном носителе (оксид алюминия, цеолит).

В зависимости от применяемого катализатора режим процесса изомеризации может меняться в ши­роких интервалах:

|  |  |
| --- | --- |
| Температура, оС  Давление, МПа  Объемная скорость подачи сырья, ч-1  Мольное отношение водород:сырье | 0-480  1,4-10,5  1,0-6,0  (2-6):1 |

Выход целевого продукта — изомеризата с ок­тановым числом 88—92 (исследовательский метод) - составляет 93—97% (масс.); побочным продуктом процесса является сухой газ, используемый как топ­ливный.

**Основные факторы процесса**

**Температура.** С повышением температуры скорость реакции изомеризации возрастает, достигая предела, определяемого равно­весием. Дальнейшее повышение температуры приводит к усилению реакции гидрокрекинга с образованием легких газов и существен­но не влияет на изомеризацию пентана. При этом возрастает рас­ход водорода, а равновесие смещается в сторону компонентов нор­мального строения. Если изомеризацию н-пентана проводят в присутствии платинированных синтетических цеолитов, то при повышении температуры с 350 до 375° С выход изопентана возрастает более чем в 1,5 раза. Повышение температуры до 400° С приводит к усилению реакций гидрокрекинга и снижению выхода изопентана.

**Давление.** С точки зрения термодинамики давление не должно влиять на реакцию изомеризации, например пентана, так как эта реакция протекает без изменения объема. Однако с уменьшением давления от 3 до 1 МПа (от 30 до 10 кгс/см2) выход изопентана возрастает. Это особенно заметно при пониженных температурах. По мере повышения температуры влияние давления на реакцию ослабевает. Так, при температуре 350° С снижение давления с 3 до 1,5 МПа (с 30 до 15 кгс/см2) увеличивает выход изопентана над катализатором СаY + платина на 7%, при температуре 375° С -на 3,6%. При атмосферном давлении и температуре 350—370°С изомеризация практически не идет, а происходит сильный крекинг. Кроме того, продолжительная работа при пониженном давлении (1,5 МПа, 15 кгс/см2) заметно уменьшает активность катализатора вследствие отложения кокса на его поверхности. При давлении 3 МПа (30 кгс/см2) после 110 ч работы активность катализато­ра остается прежней.

**Объемная скорость подачи сырья.** При постоянной глубине превращения объемная скорость подачи сырья и температура одинаково влияют на процесс. В практически важном интервале умень­шение объемной скорости вдвое равноценно повышению температуры процесса примерно на 8—11°С.

**Температура и равновесие изомеризации.** Равновесное содержание парафинов изостроения возрастает с понижением температуры реакции. Равновесный состав продуктов изомеризации пентановой фракции менее подвержен влиянию температуры, чем гексановой.

Установка изомеризации состоит из двух бло­ков — ректификации и изомеризации. В блоке ректификации сырье предварительно разделяется на пентановые и гексановые фракции, направляемые на изомеризацию, после которой проводится стаби­лизация полученного продукта и выделение из него товарных изопентана и изогексана. В блоке изоме­ризации получают изомеризаты.

На рисунке 1 приведена технологическая схема установки изомеризации фракции н.к.-62оC, со­держащей 27,5% (масс.) изопентана, 44% (масс.) н-пентана и 26,2% (масс.) изогексанов, на алюмо-платиновом катализаторе, промотированном фто­ром.

Сырье (смесь исходной фракции и рециркулирующего пентанового изомеризата), а также насыщенный абсорбент из абсорбера 17 поступают па разделение в ректификационную колонну 8. Из колонны 8 сверху отделяется изопептановая фракция, подверга­ющаяся дальнейшей ректификации в бутановой ко­лонне 5, а нижний продукт колонны 8 поступает в ректификационную пентановую колонну 9. Ниж­ний продукт этой колонны направляется на разде­ление в изогексановую колонну 10. Отбираемая из кочонны 9 сверху пентановая фракция, содержа­щая около 91% (масс.) н-пентана, смешивается с во­дород содержащим газом, нагревается в теплообмен­нике 6 и далее через змеевики трубчатой печи 12 поступает в реактор изомеризации 11.

Продукты реакции охлаждаются в теплообмен­нике 6, холодильниках 7 и 3 поступают в сепаратор 2 Циркулирующий газ из сепаратора направляется в адсорбер 14, а изомеризат после стабилизации в колонне 16 в смеси с сырьем направляется на рек­тификацию в колонну 8.

Для подавления кислотной функции катализа­тора свежий водород и циркулирующий газ предва­рительно подвергают осушке на цеолитах типа NaA в адсорбере 14, Концентрация водорода в циркули­рующем газе составляет 80—85 % (об.), расход во­дорода на процесс составляет 0,1—0,3 % (масс.) на сырье. Катализатор регенерируют каждые 3—4 мес. путем выжига кокса.

Изопентан извлекается из газов стабилизации в абсорбере 17, на верх которого в качестве ороше­ния подается часть циркулирующей гексановой фрак­ции.

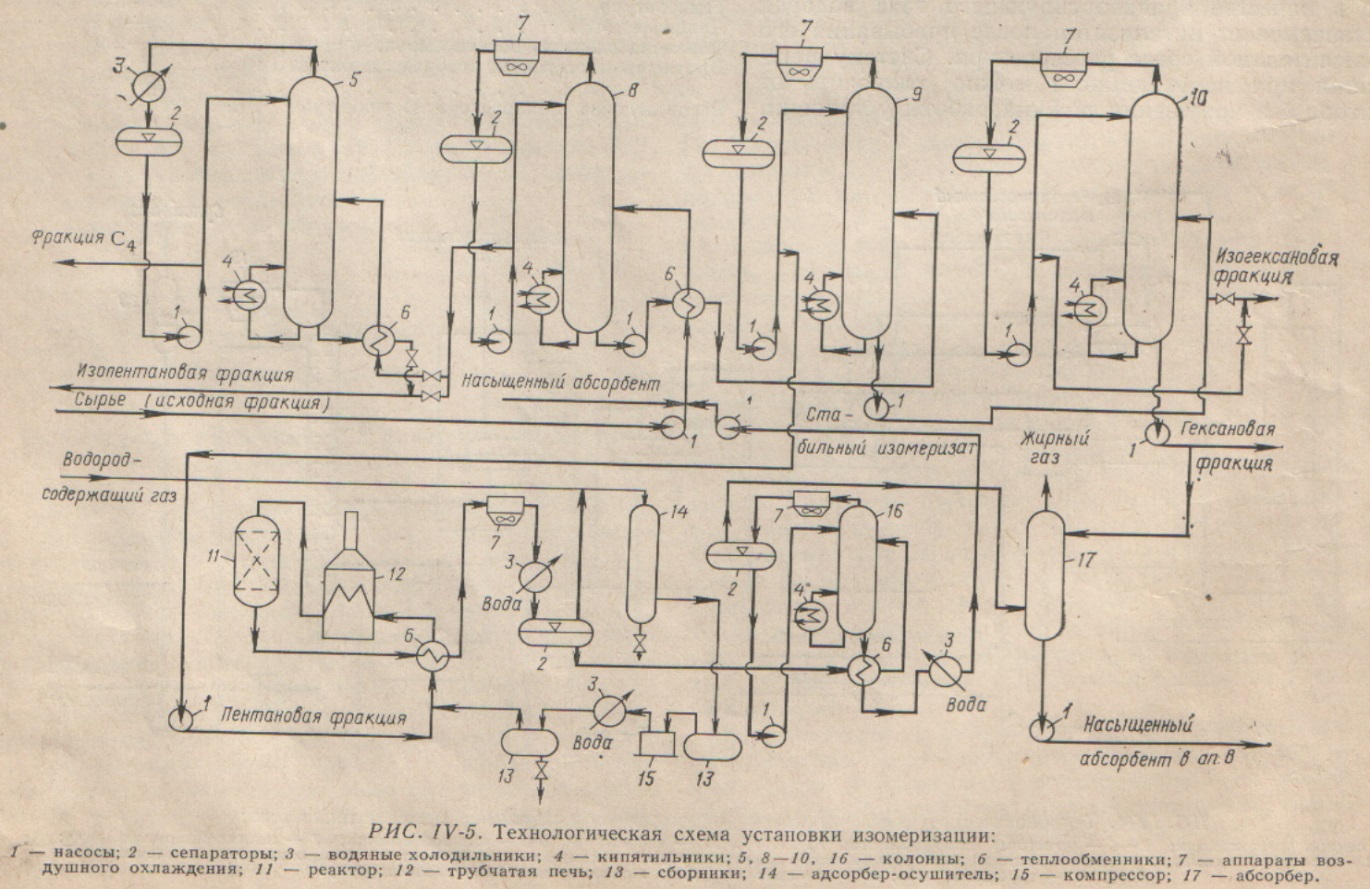


Рис. 1. Технологическая схема установки изомеризации:

1 – насосы, 2 – сепараторы, 3 – водяные холодильники, 4 – кипятильники, 5, 8-10, 16 – колонны, 6 – теплообменники, 7 – аппараты воздушного охлаждения, 11 – реактор, 12 – трубчатая печь, 13 – сборники, 14 – адсорбер-осушитель, 15 – компрессор, 17 – абсорбер.

Технологический режим установки:

|  |  |
| --- | --- |
| Температура, оС  Давление, МПа  Объемная скорость подачи сырья, ч-1  Мольное отношение водород:н-пентан  Кратность циркуляции водородсодержащего газа, м3/м3 сырья  Кратность рециркуляции пентанового изомеризата | 380-450  3,5  1,5  3:1  880  1,25 |

Основным продуктом установки является изопентановая фракция чистотой 95 % (масс.). Окта­новое число исходного дистиллята после изомери­зации пентановой фракции повышается с 79 до 90 (исследовательский метод). В общем случае октановое число легкой фракции можно повысить с по­мощью изомеризации на 15—20 единиц.

Температура и давление в колоннах приведены ниже:

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатели | Колонна 5 | Колонна 8 | Колонна 9 | Колонна 16 |
| Температура, оС  эвапоратора  верхa  низа  Давление, МПа | 55  82  100  0,6 | 90  77  110  0,5 | 84  74  110  0,3 | 84  68  104  0,15 |

**Задание**

1. Заполнить таблицу 1.

**Таблица 1.** Характеристики процесса каталитической изомеризации легчайших бензиновых фракций.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| №№  п/п | Характеристики процесса  каталитической изомеризации легчайших бензиновых фракций | |
| 1. | Сырьё |  |
| 2. | Продукты |  |
| 3. | Температура, оС |  |
| 4. | Давление, ат |  |
| 5. | Катализатор |  |
| 6. | Выход бензина, % |  |
| 7. | Октановое число бензина |  |

**Необходимые принадлежности**

1. Простой карандаш, линейка, ластик.

**Работа в аудитории**

1. Заполнить таблицу 1 (задание 1).
2. Определить факторы, влияющие на выход и качество получаемых продуктов.
3. Почему установка каталитической изомеризации работает на лёгком сырье ?
4. Какие реакции являются желательными, а какие нежелательными в процессе?
5. Применение продуктов процесса.

**Содержание отчёта**

1. Номер и название работы;
2. Цель работы;
3. Задание с исходными данными;
4. Необходимые принадлежности;
5. Выполненные задания;
6. Заключение, ответы на контрольные вопросы.

**Контрольные вопросы**

1. Назначение процесса каталитической изомеризации легчайших бензиновых фракций.
2. Сырьё и продукты процесса.
3. Параметры процесса.
4. Основные факторы процесса.
5. Какие факторы процесса влияют на выход и качество получаемого компонента автомобильного бензина?

**Литература**

1. В. П. Суханов. Переработка нефти, М.: Высшая школа, 1979. – 335.
2. Б. И. Бондаренко. Альбом технологических схем процессов переработки нефти и газа. М., Химия, 1983. – 128 с.

**Практическое занятие № 9**

**Вычерчивание схем процесса гидрокрекинга (8 часов)**

**Цель занятия:** ознакомление с технологической установкой гидрокрекинга вакуумного газойля, параметрами процесса.

**Пояснения**

**Катализаторы гидрогенизационных процессов**

Катализаторы гидрогенизационных процессов можно разделить на три группы:

металлы — платина, палладий и никель в чистом виде или на носителях, применяются в реакциях насыщения непредельных и ароматических углеводородов, используются в низкотемператур­ных процессах, сырье не должно содержать примесей, являющихся каталитическим ядом (особенно серы);

окислы и сульфиды металлов (возможны их сочетания) на ки­слотных носителях — окисях алюминия, магния или кизельгуре, применяются главным образом в реакциях насыщающего гидриро­вания в присутствии потенциальных каталитических ядов;

окислы и сульфиды металлов (возможны их сочетания) на кис­лотных носителях — алюмосиликате, магнийсиликате, окиси алю­миния (кислотной) или активированной глине; применяются для проведения реакции гидроизомеризации и гидрокрекинга.

Активность металлов в некоторой степени зависит от их элек­тронных свойств. Большинство из них представляет собой элемен­ты VI и VIII групп периодической системы Д. И. Менделеева (хром, молибден, вольфрам, железо, кобальт, никель, платина и палла­дий). В некоторых случаях сульфиды и окислы в свободном состоя­нии (без носителей) обнаруживают кислотные свойства. Примером может служить дисульфид вольфрама, обладающий каталитической активностью в реакциях насыщения кратных связей. Так как серосо­держащие соединения присутствуют практически в сырье всех видов, следует применять серостойкие катализаторы — сульфиды метал­лов. В большинстве современных процессов в качестве катализато­ров используют кобальт или никель, смешанные в различных соот­ношениях с молибденом на пористом носителе (в основном окиси алюминия). Иногда применяют сульфидный никельвольфрамовый катализатор. Обычно катализаторы выпускают в окисной форме; при гидрогенизации сернистого сырья окиси кобальта (или никеля) и молибдена полностью или частично переходят в сульфидную фор­му. Часто после загрузки катализатор «осерняют» предварительной обработкой сероводородом или легкоразлагающимися серосодер­жащими соединениями в смеси с водородом.

Кобальтомолибденовые или никельмолибденовые катализаторы на окиси алюминия, а также смешанные катализаторы работают 2—3 года. Так как активность их снижается в основном в резуль­тате отложения кокса в порах, то регенерацию проводят путем вы­жига кокса. Особенностью катализаторов гидрокрекинга является их гидрирующая, крекирующая и изомеризующая активность в при­сутствии серо- и азотсодержащих соединений, как правило, присут­ствующих в сырье. Поэтому в состав катализаторов могут входить лишь немногие окислы.

Катализаторы для первой ступени или для одноступенчатого гидрокрекинга обычно содержат окислы никеля (или кобальта), вольфрама (или молибдена) и кристаллические формы окислов кремния и алюминия. Иногда для усиления деструкции вводят га­логен. Катализаторы для второй ступени гидрокрекинга при пере­работке очищенного сырья (содержание серы не более 100 , 10-4 и азота менее 1 , 10 -4 %) могут не содержать молибдена (или воль­фрама), но вместо никеля содержат драгоценные металлы (палла­дий или платину). Катализаторы для первой ступени или для одно­ступенчатого процесса должны быть особенно стойкими к катали­тическим ядам, чтобы их можно было использовать на неочищен­ном сырье. Необходимо также, чтобы размеры пор катализатора соответствовали размерам молекул перерабатываемого сырья.

В ряде процессов гидрокрекинга в качестве носителя используют цеолиты (молекулярные сита), гидрирующим компонентом иногда служит палладий. При применении цеолита гидрирующую актив­ность можно регулировать, изменяя количество каталитически ак­тивного металла, вводимого (ионный обмен) вместо натрия в ре­шетку цеолита. Наносимый осаждением палладий распределяется в виде частиц атомных размеров. Эта особенность в известной сте­пени уменьшает действие каталитических ядов (серо- и азотсодер­жащих соединений) в тяжелом сырье и позволяет проводить кре­кинг такого сырья при более низких температурах.

Реакции конденсации ароматических углеводородов с непре­дельными, так же как реакции уплотнения углеводородов, тормо­зятся в присутствии водорода. Увеличивая скорость гидрирования непредельных углеводородов по сравнению со скоростью их кон­денсации с ароматическими углеводородами или полимеризации, можно снизить образование кокса. Для этого необходимо повышать парциональное давление водорода (и общее давление в системе) и применять специальные катализаторы. Однако даже при давлении 15—20 МПа (150—200 игс/см2) полностью подавить реакции коксо-образования не удается, и процесс приходится вести с периодиче­ской регенерацией катализатора. При общем давлении выше 30 МПа (300 кгс/см2) процесс гидрокрекинга можно проводить без окислительной регенерации катализатора.

**Основные факторы процессов**

Основными показателями технологического режима гидрогенизационных процессов, так же как и многих каталитических процес­сов, являются температура, давление, объемная скорость подачи сырья, количество циркулирующего водородсодержащего газа и содержание в нем водорода, а также тип катализатора.

**Температура.** Она является одним из основных факторов. С ее повышением жесткость (степень деструкции углеводородов и дру­гих соединений) процесса возрастает, что приводит к снижению со­держания серы, азота, кислорода и металлов в продуктах гидроге­низации. По мере повышения температуры расход водорода увели­чивается, а затем может несколько снизиться в результате проте­кания реакции дегидрирования (при этом образуется водород).

Однако при повышении температуры до области, в которой на­чинается усиленное протекание реакций гидрокрекинга, расход во­дорода резко увеличивается. Так как технико-экономические показа­тели работы гидрогенизационных установок во многом зависят от расхода водорода, рекомендуется температуру процесса поддержи­вать возможно более низкой, при этом можно уменьшить до мини­мума скорость отравления катализатора отлагающимися на нем коксом и металлами.

**Давление.** Давление в гидрогенизационных системах обычно оп­ределяется как рабочее давление и парциальное давление, завися­щее от соотношения водорода и углерода и концентрации водоро­да в циркулирующем газе. Глубина деструкции углеводородов оп­ределяется давлением водорода в процессе. Наиболее сильная де­струкция происходит при давлении около 21 МПа (210 кгс/см2).

С повышением парциального давления водорода увеличивается скорость гидрирования и достигаются более полное удаление серы, азота, кислорода и металлов, а также насыщение непредельных углеводородов. При еще более высоком давлении и применении ка­тализаторов, вызывающих деструкцию (при гидрокрекинге), сни­жается также содержание ароматических углеводородов и асфальтенов. Кроме того, высокое парциальное давление водорода уменьшает закоксованность катализатора, что способствует увеличению срока его службы. Эти положительные результаты достигаются увеличением расхода водорода. Целесообразно поддерживать и об­щее давление, и содержание водорода в циркулирующем газе на максимально возможном уровне. Этот уровень определяется ресур­сами водородсодержащего газа и экономическими показателями.

**Объемная скорость подачи сырья.** Повышение объемной скоро­сти подачи сырья (т. е. уменьшение его контакта с катализатором) при парофазном процессе гидрогенизации ведет к снижению интен­сивности всех каталитических и термических реакций и вследствие этого — к уменьшению расхода водорода и образования кокса на катализаторе. Реакционная способность серосодержащих соедине­ний неодинакова: меркаптаны, сульфиды и дисульфиды легко уда­лить при высоких объемных скоростях, но остающуюся тиофеновую серу — значительно труднее, поэтому гидрировать сырье, содержа­щее ее соединения, следует при меньших объемных скоростях.

Выбор объемной скорости в значительной мере зависит от при­роды сырья (исходной нефти), его фракционного состава и техноло­гии получения (первичная перегонка нефти или вторичные процес­сы ее переработки). При переработке различного сырья необходи­мо выдерживать соответствующие объемные скорости. Если на установку поступает новое сырье, то приходится менять объемную скорость, а следовательно, производительность установки и другие параметры технологического режима. Производительность установ­ки повышается, если новое сырье по сравнению с ранее перераба­тываемым позволяет повысить объемную скорость, и наоборот.

**Отношение циркулирующего водородсодержащего газа к сырью.** При неизменных температуре, объемной скорости и общем давлении отношение циркулирующего водородсодержащего газа (так же как и содержание в нем водорода) к сырью влияет на долю испаряющегося сырья, парциальное давление водорода и продол­жительность контакта сырья с катализатором. Работу установок гидрогенизации принято оценивать и анализировать не только по указанным выше параметрам технологического режима, но и по взаимозависимости некоторых из них и по влиянию их на процесс в целом. Одним из таких параметров является скорость реакции. При гидрогенизационных процессах скорость гидрирования непре­дельных углеводородов значительно больше скорости их распада, поэтому гидрокрекингу практически подвергаются парафиновые углеводороды, образовавшиеся в результате гидрирования. Азот­содержащие соединения при гидрировании разрушаются, как пра­вило, труднее, чем серо- и особенно кислородсодержащие. Напом­ним, что при взаимодействии этих соединений с водородом соот­ветственно образуются аммиак, сероводород и вода. Устойчивость серосодержащих соединений увеличивается в следующем порядке: меркаптан < дисульфид < сульфид < тиофен. С увеличением мо­лекулярной массы серосодержащих соединений скорость гидрогенизационного обессеривания уменьшается. Этим, по-видимому, объяс­няется возможность применения более мягкого режима гидрирования при обессеривании бензиновых и лигроиновых дистиллятов, чем при очистке более тяжёлых дистиллятов.

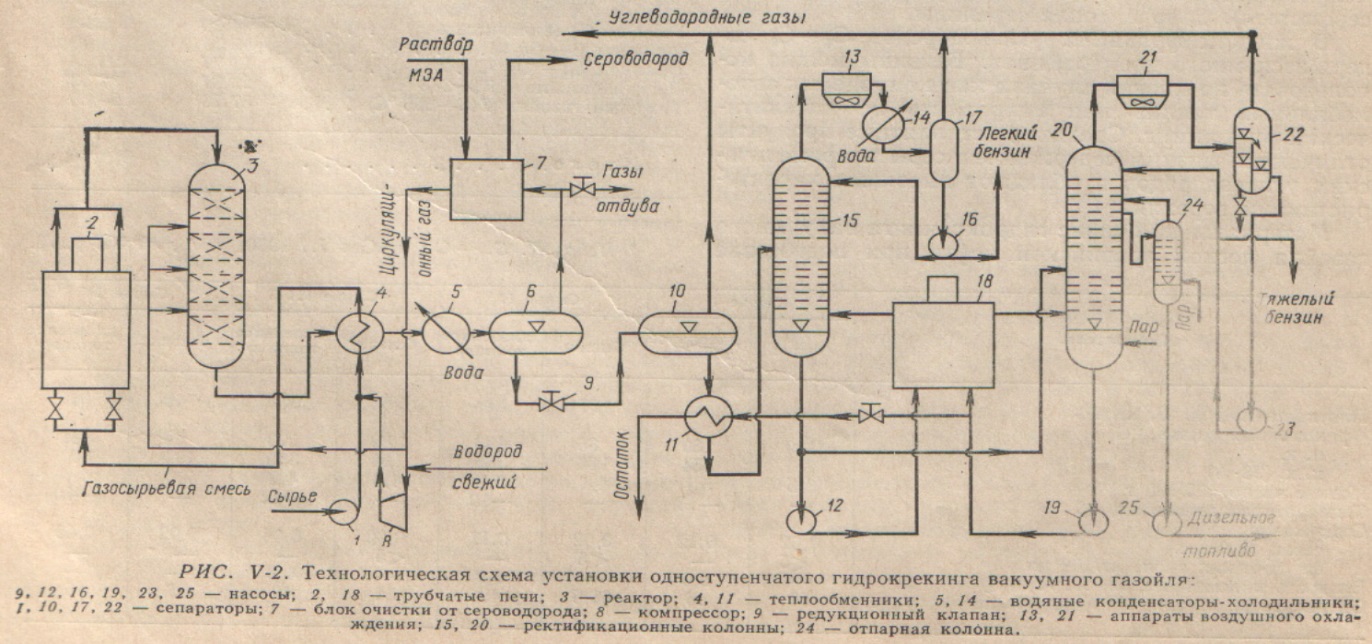
**Расход водорода и его источники.** При увеличении доли гидрогенизационных процессов в переработке нефтей, особенно высокосернистых, а также при увеличении объёма гидрокрекинга нефтяных продуктов, получаемого при каталитическом риформинге водорода недостаточно. Для обеспечения потребности в водороде изыскивают другие источники. При наличии установок пиролиза нефтяного сярья или производства синтетических каучуков с применением процессов дегидрирования углеводородов С 4 и С 5 водород можно выделять из водородосодержащих газов, образующихся в этих процессах. В отсутствие или при недостаточности этих ресурсов прибегают к специальному производству водорода. Для этой цели в нефтеперерабатывающей промышленности используют главным образом конверсию метана (природного газа) с паром.

Процесс гидрокрекинга предназначен в основном для получения малосернистых топливных дистил­лятов из различного сырья. Обычно гидрокрекингу подвергают вакуумные и атмосферные газойли, га­зойли термического и каталитического крекинга, деасфальтизаты и реже мазуты и гудроны с целью производства автомобильных бензинов, реактивных и дизельных топлив, сырья для нефтехимического синтеза, а иногда и сжиженных углеводородных га­зов (из бензиновых фракций). Водорода при гидро­крекинге расходуется значительно больше, чем при гидроочистке тех же видов сырья.

Гидрокрекинг осуществляется в одну или две ступени на неподвижном (стационарном) слое ката­лизатора при высоком парциальном давлении во­дорода. По технологическому оформлению модифи­кации процесса различаются преимущественно при­меняемыми катализаторами. При производстве топ­ливных дистиллятов из прямогонного сырья обычно используют одноступенчатый вариант с рецир­куляцией остатка, совмещая в реакционной системе гидроочистку, гидрирование и гидрокрекинг. При двухступенчатом процессе гидроочистку и гидриро­вание сырья проводят в первой ступени, а гидро­крекинг — во второй. В этом случае достигается более высокая глубина превращения тяжелого сырья.

Для гидрокрекинга наибольшее распространение получили алюмокобальтмолибденовые катализа­торы, а также на первой ступени — оксиды или суль­фиды никеля, кобальта, вольфрама и на второй сту­пени — цеолитсодержащие катализаторы с платиной.

Процесс гидрокрекинга — экзотермический, и для выравнивания температуры сырьевой смеси по высоте реактора предусмотрен ввод холодного водородсодержащего газа в зоны между слоями катали­затора. Движение сырьевой смеси в реакторах нис­ходящее.

Рис.1. Технологическая схема установки гидрокрекинга вакуумного газойля:

9, 12, 16, 19. 23, 25 – насосы, 2, 18 – трубчатые печи, 3 – реактор, 4, 11 – теплообменники, 5, 14 – водяные конденсаторы-холодильники, 1, 10, 17, 22 – сепараторы, 7 – блок очистки от сероводорода, 8 – компрессор, 9 – редукционный клапан, 13, 21 – аппараты воздушного охлаждения, 15, 20 – ректификационные колонны, 24 – отпарная колонна.

Технологические установки гидрокрекинга со­стоят обычно из двухосновных блоков: реакционного, включающего один или два реактора, и блока фрак­ционирования, имеющего разное число дистилляционных колонн (стабилизации, фракционирования жидких продуктов, вакуумную колонну, фракцио­нирующий абсорбер и др.). Кроме того, часто имеется блок очистки газов от сероводорода. Мощность уста­новок может достигать 13 000 м3/сут.

Технологическая схема одноступенчатого гидро­крекинга с получением преимущественно дизельного топлива из вакуумного газойля в стационарном слое катализатора приведена на рисунке 1. Сырье, пода­ваемое насосом 1, смешивается со свежим водородсодержащим газом и циркуляционным газом, ко­торые нагнетаются компрессором 8. Газосырьевая смесь, пройдя теплообменник 4 и змеевики печи 2, нагревается до температуры реакции и вводится в реактор 3 сверху. Учитывая большое тепловыде­ление в процессе гидрокрекинга, в реактор в зоны между слоями катализатора вводят холодный водородсодержащий (циркуляционный) газ с целью выравнивания температур по высоте реактора. Выходящая из реактора смесь продуктов реакции и циркуляционного газа охлаждается в теплооб­меннике 4, холодильнике 5 и поступает в сепара­тор высокого давления 6. Здесь водородсодержащий газ отделяется от жидкости, которая с низа сепара­тора через редукционный клапан 9, поступает далее в сепаратор низкого давления 10. В сепараторе 10 выделяется часть углеводородных газов, а жидкий поток направляется в теплообменник 11, располо­женный перед промежуточной ректификационной колонной 15. В колонне при небольшом избыточном давлении выделяются углеводородные газы и лег­кий бензин.

Бензин частично возвращается в колонну 15 в виде острого орошения, а балансовое его количество через систему «защелачивания» откачивается с уста­новки. Остаток колонны 15 разделяется в атмосфер­ной колонне 20 на тяжелый бензин, дизельное топ­ливо и фракцию >360°С.

Бензин атмосферной колонны смешивается с бен­зином промежуточной колонны и выводится с уста­новки. Дизельное топливо после отпарной колонны 24 охлаждается, «защелачивается» и откачивается с уста­новки. Фракция >360°С используется в виде горя­чего потока в низу колонны 20, а остальная часть (остаток) выводится с установки. В случае произ­водства масляных фракций блок фракционирования имеет также вакуумную колонну.

Водородсодержащий газ подвергается очистке водным раствором моноэтаноламина и возвращается в систему. Необходимая концентрация водорода в циркуляционном газе обеспечивается подачей све­жего водорода {например, с установки каталитиче­ского риформинга).

Регенерация катализатора проводится смесью воздуха и инертного газа; срок службы катализа­тора 4—7 мес.

**Режим процесса гидрокрекинга**

|  |  |
| --- | --- |
| Температура, оС  I ступени  II ступени  Давление, МПа  Объемная скорость пидачи сырья, ч-1  Кратность циркуляции водородсодержащего газа, м3/м3 сырья  Расход водорода, % (масс.) на сырье | 420-430  450-480  15-20  До 1,5  До 2000  1,2-4,0 |

В жидких фракциях углеводородов С4—С6, со­держится много изопарафинов. Бензины можно ис­пользовать во многих случаях как компоненты авто­мобильных топлив или направлять на каталити­ческий риформинг. Средние дистиллятные продукты отличаются низким содержанием серы и ароматиче­ских углеводородов и обладают высокими характе­ристиками горения.

Тяжелый газойль гидрокрекинга рассматривается как хорошее пиролизное сырье для получения эти­лена, а фракции С 5 — 85 °С и 85—193 °С, богатые нафтеновыми углеводородами, — как превосходное сырье для каталитического риформинга, направлен­ного на производство ароматических углеводородов. Легкий газойль обычно используется как компонент дизельного топлива.

**Задание**

1. Начертите технологическую схему установки одноступенчатого гидрокрекинга вакуумного газойля.
2. Объясните, почему процесс гидрокрекинга процесса на первой ступени меньше, чем на второй.

**Необходимые принадлежности**

1. Простой карандаш, линейка, ластик.

**Работа в аудитории**

1. Выполните задания 1 и 2.
2. Назначение процесса гидрокрекинга.
3. Факторы процесса гидрокрекинга.
4. Почему с увеличением температуры процесса увеличивается расход водорода ?
5. Продукты и их применение.
6. Как подводится тепло вниз аппаратов 15 и 20 ?

**Содержание отчёта**

1. Номер и название работы;
2. Цель работы;
3. Задание с исходными данными;
4. Необходимые принадлежности;
5. Выполненные задания;
6. Заключение, ответы на контрольные вопросы.

**Контрольные вопросы**

1. Назначение процесса каталитической изомеризации легчайших бензиновых фракций.
2. Сырьё и продукты процесса.
3. Параметры процесса.
4. Основные факторы процесса.
5. Как влияет давление водорода на глубину обессеривания ?
6. Какие факторы процесса влияют на выход и качество продуктов ?

**Литература**

1. В. П. Суханов. Переработка нефти, М.: Высшая школа, 1979. – 335.
2. Б. И. Бондаренко. Альбом технологических схем процессов переработки нефти и газа. М., Химия, 1983. – 128 с.

**Практическое занятие № 7**

**Вычерчивание схем процесса каталитической гидроочистки (8 часов)**

**Цель занятия:** ознакомление с технологической установкой гидроочистки дизельного топлива, параметрами процесса.

**Пояснения**

Основной целью процесса гидроочистки и гидрообессеривания топливных дистиллятов является улучшение качества последних за счет удаления та­ких нежелательных компонентов, как сера, азот, кислород, металлорганические соединения и смо­листые вещества, непредельные соединения.

Гидроочистку и гидрообессеривание бензиновых фракций проводят с целью подготовки сырья для установки каталитического риформинга. Такая пред­варительная обработка способствует улучшению не­которых важных показателей процесса риформинга, а именно; глубины ароматизации сырья, октанового числа получаемого бензина, а также увеличению срока службы катализатора .

Гидроочистку керосиновых и дизельных фракций проводят с целью снижения содержания серы до норм, установленных стандартом, и для получения товарных топливных дистиллятов с улучшенными характеристиками сгорания и термической стабиль­ности. Одновременно снижается коррозионная аг­рессивность топлив и уменьшается образование осад­ка при их хранении.

Подвергаемые гидроочистке бензиновые фрак­ции имеют различные температурные пределы выки­пания в зависимости от дальнейшей их переработки: из фракций 85—180 и 105—180°С — обычно путем платформинга получают высококачественные бен­зины, а из фракций 60—85, 85—105, 105—140 и 130—165оС — концентраты соответственно бен­зола, толуола и ксилолов. Основным продуктом, получаемым при гидроочистке бензиновых фракций, является стабильный гидрогенизат, выход которого составляет 90—99% (масс.), содержание в гидрогенизате серы не превышает 0,002% (масс.).

Типичным сырьем при гидроочистке керосиновых дистиллятов являются фракции 130—240 и 140— 230°С прямой перегонки нефти. Однако при полу­чении некоторых видов топлив верхний предел вы­кипания может достигать 315°С. Целевым продук­том процесса является гидроочищенная керосиновая фракция, выход которой может достигать 96—97% (масс.). Кроме того, получаются небольшие коли­чества низкооктановой бензиновой фракции (от­гон), углеводородные газы и сероводород.

Одной из важных областей применении гидро­очистки является производство малосернистого ди­зельного топлива из соответствующих дистиллятов сернистых нефтей. В качестве исходного дистиллята обычно используют керосин-газойлевые фракции с температурами выкипания 180—330, 180 360 и 240—360оС (метод разгонки стандартный). Вы­ход стабильного дизельного топлива с содержанием серы не более 0,2% (масс.) составляет 97% (масс.). Побочными продуктами процесса являются низко­октановый бензин (отгон), углеводородный газ, серо­водород и водородсодержащий газ.

Гидроочистке нередко подвергают дистилляты вторичного происхождения (газойли коксования, каталитического крекинга, висбрекипга и т. п.) как таковые или чаще в смеси с соответствующими прямогонными дистиллятами.

Процесс гидроочистки осуществляют на алюмокобальтмолибденовом (Аl—Со—Мо) или на алюмоникельмолибденовом (AI—Ni—Mo) катализаторе при условиях, приведенных ниже:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Показатели | Бензиновые  фракции | Керосиновые  фракции | Дистилляты  дизельных  топлив |
| Катализатор  Температура, °С  Давление, МПа  Объемная скорость подачи сырья, ч-1  Кратность циркуляции  водородсодержащего газа, м3/м3 сырья | AI—Ni—Mo  AI—Ni—Mo  380-420  2,5-5,0  1-5  100-600 | AI—Ni—Mo  AI—Ni—Mo\*  350-360  7,0  5-10  300-400 | AI—Ni—Mo  AI—Ni—Mo  350-410  3,0-4,0  4-6  300-400 |
| \* Цеолитсодержаший. | | | |

Используемый водородсодержащий газ, как пра­вило, получают с установки каталитического риформинга; содержание в нем водорода колеблется от 60 до 95 % (об.).

Технологические схемы промышленных устано­вок гидроочистки имеют много общего и различаются по мощности, размерам и технологическому оформ­лению секций сепарации и стабилизации. В составе промышленных комбинированных установок, на­пример, на комбинированной установке ЛК-6у имеются секции для гидрообессеривания дистилля­тов дизельных и реактивных топлив.

**Гидроочистка нефтяных дистиллятов**

Гидроочистка применяется для очистки от серы бензиновых, ке­росиновых и дизельных фракций, а также парафинов и масел вме­сто очистки их глинами. В последнее время за рубежом стали обессе­ривать и мазуты. Гидроочистку используют также для обессеривания и обессмоливания дистиллятов вторичного происхождения, расход водорода при этом резко увеличивается. Вместе с большим умень­шением содержания серы в продуктах очистки (гидрогенизатах) снижается, но меньше, содержание азотистых соединений и метал­лов. Поэтому гидроочистка наряду с другими процессами позво­ляет при переработке сернистых и высокосернистых нефтей полу­чать высококачественные нефтепродукты.

Гидроочистку различного сырья проводят в большинстве слу­чаев на алюмокобальтмолибденовых, алюмоникельмолибденовых и алюмоникельмолибденосиликатных катализаторах при 325—425°С, 3—7 МПа (30—70 кгс/см2), объемной скорости подачи сырья 1—10 ч-1 и циркуляции водородсодержащего газа 60—900 м3/м3 сырья, содержащего 60—94% (об.) водорода.

**Превращения серосодержащих соединений.** Основным видом сырья на нефтеперерабатывающих заводах являются сернистые и даже высокосернистые нефти. Серосодержащие соединения в таких нефтях являются сложными смесями, состоящими из меркаптанов (тиолов), сульфидов (с открытой цепью и циклических), а также дисульфидов и гетероциклических соединений, содержащих другие элементы. Фракции, выкипающие до 180° С, содержат меркапта­ны, алифатические и алицикличеекие сульфиды, которые гидриру­ются сравнительно легко. В более высококипящих фракциях, осо­бенно выше 350° С, присутствуют замещенные тиофены и бициклические сульфиды.

При гидроочистке нефтяных дистиллятов почти полностью на­рушаются связи С—S, практически не затрагивая связей С—С, т. е. без заметной деструкции сырья. Подтверждением этого явля­ется то, что выход гидрогенизата от сырья достигает 95—98% (масс), а степень обессеривания 90—99,5%. Снижение же содер­жания азотистых соединений при этом не превышает 75%. Они уда­ляются труднее не только серы, но и олефинов и тем более диенов.

Серосодержащие соединения нефти почти всегда концентриру­ются в более тяжелых фракциях в виде гетероциклических арома­тических соединений. В тяжелых фракциях содержится больше и азотсодержащих и металлорганических соединений. Гидроочистка такого тяжелого сырья, в том числе нефтяных остатков, более трудна и требует дополнительного изучения.

**Сырье и продукты процесса.** При гидроочистке бензинов пер­вичной перегонки, используемых в дальнейшем для каталитическо­го риформинга, процесс протекает легко и в мягких условиях. После селективной гидроочистки бензинов термического крекинга и кок­сования заметно снижается октановое число (на 5—10). Эти бен­зины необходимо подвергать гидроочистке не в отдельности, а в смеси с прямогонными. Тогда после каталитического риформинга из них можно получать около 80% риформата с октановым числом по исследовательскому методу до 95. Бензины каталитического крекинга целесообразно подвергать неглубокой селективной гидро­очистке. При этом октановое число очищенных бензинов понижается незначительно. Гидроочистку керосиновых фракций можно про­водить на установках для гидроочистки бензиновых и дизельных фракций или на специальных установках.

При гидроочистке получают следующие продукты: сухой газ (отдув), газ стабилизации, сероводород и в зависимости от сырья — бензин, керосин, дизельное топливо или другой продукт. Выходы этих продуктов зависят от сырья и режима работы установки. Су­хой газ (отдув) и газ стабилизации используют как топливо (по­дают в сеть топливного сухого газа). Иногда эти газы могут слу­жить сырьем для получения водорода конверсией на специальных установках. Сероводород используют как сырье для получения се­ры и серной кислоты. Бензин может быть использован как компо­нент низкосортных автомобильных бензинов (из-за низкого октано­вого числа — 50—56) или сырье каталитического риформинга для получения высокооктанового бензина. Дизельное топливо (или другой продукт) используют по прямому назначению. При переработке продуктов от вторичных процессов дизельное топливо получается с цетановым числом ниже нормы. Для повышения цетанового чис­ла необходимо смешивать его с дизельным топливом, имеющим за­пас цетанового числа, или добавлять специальную присадку. В ря­де случаев гидроочистке подвергают дизельное топливо вторичных процессов в смеси с дизельными фракциями первичной перегонки нефти.

В последнее время гидроочистку широко применяют для очист­ки масел и парафинов, что значительно улучшает качество парафи­нов и эксплуатационные свойства смазочных масел (повышение ин­декса вязкости и стабильности против окисления, снижение содер­жания серы, кокса и улучшение цвета).

**Основные факторы процесса.** При гидроочистке сохраняются общие закономерности и основные параметры, характерные для всех гидрогенизационных процессов.

**Температура.**Влияет на скорость реакций не только протекаю­щих на поверхности катализатора, но и диффузионных (особенно в смешаннофазных системах). Вследствие увеличения летучести углеводородов при повышении температуры уменьшается выход жидкой фазы, что ведет к увеличению скорости диффузии. При гидроочистке нефтяного сырья стремятся предупредить протекание реакций гидрокрекинга и поэтому стараются выдерживать темпера­туру не выше 390°С. В области температур 400—450°С реакции гидрокрекинга становятся преобладающими, выход очищенного продукта снижается, а расход водорода возрастает.

В последнее время для увеличения ресурсов светлых нефте­продуктов в подвергаемое гидроочистке сырье стали добавлять про­дукты вторичных процессов со значительным содержанием не­предельных углеводородов. При одной и той же температуре воз­можная глубина гидрирования непредельных углеводородов снижа­ется по мере увеличения их молекулярной массы. Повышение дав­ления увеличивает глубину гидрирования и расход водорода, кото­рый дополнительно растет с увеличением содержания непредельных углеводородов в сырье.

**Давление.**С повышением парциального давления водорода до 4 МПа (40 кгс/см2) при прочих равных условиях степень гидриро­вания серосодержащих соединений увеличивается довольно резко, но при дальнейшем повышении изменяется незначительно.

На промышленных установках гидроочистки общее давление поддерживают от 3 до 7 МПа (30—70 кгс/см2). Чем выше давление, тем меньше кокса отлагается на катали­заторе. Однако повышение давления с 7 до 20 МПа (с 70 до 200 кгс/см2 )не влияет на начальный период быстрого отложе­ния кокса, но снижает «равновесный» уровень его образования примерно с 30 до 18% (масс.) от катализатора. Реге­нерация катализатора, содержащего столько кокса, хотя и обходится дорого, но в целом экономичнее, чем использо­вание тяжелого и дорогостоящего обору­дования для поддержания в системе дав­ления 20 МПа (200 кгс/см2). Если ресур­сы водорода позволяют, то процесс гидро­очистки лучше вести при более высоком содержании водорода в циркулирующем газе — 80—85% (об.) во всех случаях, но не менее 60%.

**Объемная скорость подачи сырья.**Чем легче по фракционному составу гидрируемый продукт, тем более высокую объемную ско­рость можно поддерживать в процессе, и наоборот, с утяжелением фракционного состава объемную скорость необходимо снижать. Для различных продуктов объемная скорость составляет от 1 до 10 ч-1.

При переработке продуктов, полученных от вторичных процес­сов, объемная скорость должна быть меньше, чем для продуктов такого же фракционного состава, но полученных при первичной переработке нефти. Например, при переработке фракции 240— 350° С, полученной при первичной переработке сернистой нефти типа ромашкинской, объемную скорость можно поддерживать на уровне 4 ч-1, а при переработке такой же фракции из той же нефти, но полученной на установках вторичной переработки (термическо­го и каталитического крекинга), объемную скорость приходится снижать до 2—1,5 ч-1. Важное значение имеет и содержание в пе­рерабатываемом сырье серы: чем ее больше, тем меньше должна быть объемная скорость. Так, для фракции 240—350° С из высоко­сернистой нефти объемную скорость следует поддерживать в пре­делах 2—2,5 ч-1.

**Установка гидроочистки дистиллята дизельного топлива**

Установка (рис. 1), предназначенная для гидроочистки дистиллята дизельного топлива, технологическая схема которой приведена на рисунке, включает ре­акторный блок, состоящий из печи и одного реактора, системы стабилизации гидроочищенного продукта, удаления сероводорода из циркуляционного газа, а также промывки от сероводорода дистиллята. Процесс проводится в стационарном слое алюмокобальтмолибденового катализатора.

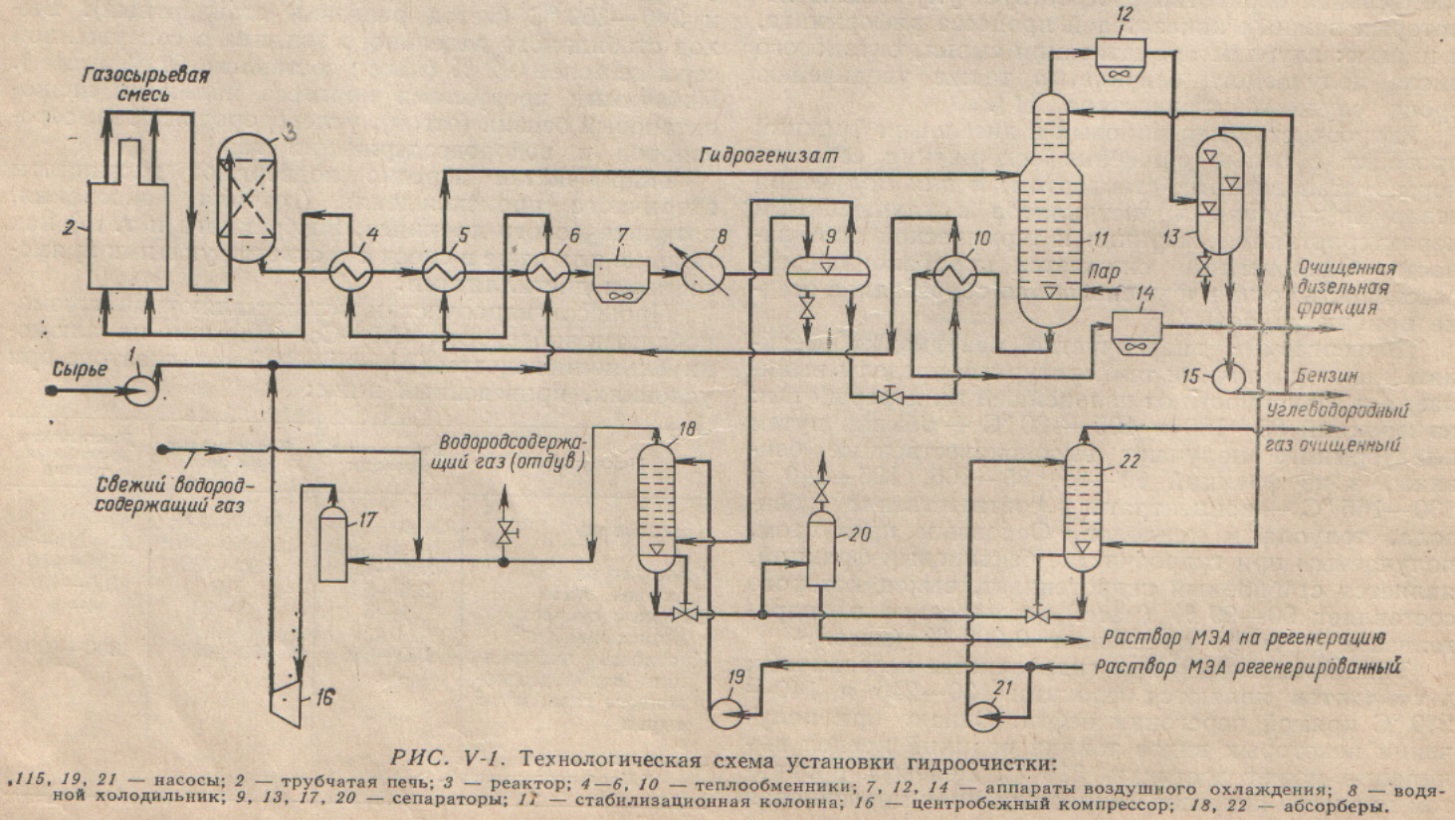
Сырье, подаваемое насосом 1, смешивается с водородсодержащим газом, нагнетаемым компрессо­ром 16. После нагрева в теплообменниках 6 и 4 и в змеевике трубчатой печи 2 смесь при темпера­туре 380—425°С поступает в реактор 3. Разность температур на входе в реактор и выходе из него не должна превышать 10°С.

Продукты реакции охлаждаются в теплообмен­никах 4, 5 и 6 до 160°С, нагревая одновременно газосырьевую смесь, а также сырье для стабилизационной колонны. Дальнейшее охлаждение газо­продуктовой смеси осуществляется в аппарате воздушного охлаждения 7, а доохлаждение (примерно до 38°С) — в водяном холодильнике 8.

Нестабильный гидрогенизат отделяется от цир­куляционного газа в сепараторе высокого давле­ния 9. Из сепаратора гидрогенизат выводится снизу, проходит теплообменник 10, где нагревается примерно до 240°С, а затем — теплообменник 5 и поступает в стабилизационную колонну 11.

На некоторых установках проводится высокотем­пературная сепарация газопродуктовой смеси. В этом случае смесь разделяется при температуре 210—230°С в горячем сепараторе высокого давле­ния; уходящая из сепаратора жидкость поступает в стабилизационную колонну, а газы и пары — в ап­парат воздушного охлаждения. Образовавшийся конденсат отделяется от газов в холодном сепараторе и направляется также в стабилизационную колон­ну .

Циркуляционный водородсодержащий газ после очистки в абсорбере 18 от сероводорода водным рас­твором моноэтаноламина возвращается компрессо­ром 16 в систему.

Рис. 1. Технологическая схема установки гидроочистки:

1, 15, 19, 21 – насосы, 2 – трубчатая печь, 3 – реактор, 4-6, 10 – теплообменники, 7, 12, 14 – аппараты воздушного охлаждения, 8 – водяной холодильник, 9, 13, 17, 20 – сепараторы, 11 – стабилизационная колонна, 16 – центробежный компрессор, 18, 22 – абсорберы.

В низ колонны 11 вводится водяной пар. Пары бензина, газ и водяной пар по выходе из колонны при температуре около 135°С поступают в аппарат воз­душного охлаждения 12, и газожидкостная смесь разделяется далее в сепараторе 13. Бензин из се­паратора 13 насосом 15 подается на верх колонны 11 в качестве орошения, а балансовое его количество выводится с установки. Углеводородные газы очи­щаются от сероводорода в абсорбере 22.

Гидроочищенный продукт, уходящий с низа ко­лонны 11, охлаждается последовательно в тепло­обменнике 10, аппарате воздушного охлаждения 14 и с температурой 50оС выводится с установки.

На установке имеется система для регенерации катализатора (выжиг кокса) газовоздушной смесью при давлении 2—4 МПа и температуре 400—550°С. После регенерации катализатор прокаливается при 550°С и 2 МПа газовоздушной смесью, а затем си­стема продувается инертным газом.

**Задание**

1. Начертить блок очистки углеводородного газа от сероводорода (абсорбер и десорбер), подписать наименование технологических потоков.
2. Объяснить, почему на технологической установке гидроочистки дизельного топлива два абсорбера.

**Необходимые принадлежности**

1. Простой карандаш, линейка, ластик.

**Работа в аудитории**

1. Выполнить задание 1 и 2.
2. Какую функцию выполняет водородосодержащий газ в процессе гидроочистки ?
3. От чего зависит давление водородосодержащего газа в процессе гидроочистки ?
4. Режим процесса гидроочистки.
5. Основные факторы процесса.
6. Влияние температуры на выход и качество гидрогенизата.

**Содержание отчёта**

1. Номер и название работы;
2. Цель работы;
3. Задание с исходными данными;
4. Необходимые принадлежности;
5. Выполненные задания;
6. Заключение, ответы на контрольные вопросы.

**Контрольные вопросы**

1. Назначение процесса гидроочистки.
2. Сырьё и продукты процесса.
3. Параметры процесса.
4. Основные факторы процесса.
5. Как влияет давление водорода на глубину обессеривания ?
6. Какие факторы процесса влияют на выход и качество продуктов ?

**Литература**

1. В. П. Суханов. Переработка нефти, М.: Высшая школа, 1979. – 335.
2. Б. И. Бондаренко. Альбом технологических схем процессов переработки нефти и газа. М., Химия, 1983. – 128 с.

**Практическое занятие № 3**

**Вычерчивание поблочных схем первичной переработки нефти (8 часов)**

**Цель занятия:** составление поточной схемы переработки нефти.

**Пояснения**

Под первичной переработкой подразумевают процессы физического разделения нефти на фракции (фракционирование), как при нормальном, так и при пониженном давлении.

Первой стадией современной первичной переработки нефти является атмосферная перегонка. При этом получается ряд фракций, некоторые из которых используются как конечные продукты, другие отправляются на дальнейшую вторичную переработку и компаундирование.

Атмосферную перегонку проводят в ограниченном интервале температур - примерно до 350 °С. Это связано с тем, что при дальнейшем нагревании соединения входящие в состав нефти начинаю разрушатся, что на данной стадии переработки недопустимо.

Остаток атмосферной перегонки нефти называется мазут. Чтобы разделить мазут на фракции и при этом исключить деструкцию некоторых молекул, используют так называемую вакуумную дистилляцию. Этот процесс основан на том факте, что понижение давления уменьшает температуру начала кипения вещества. При этом принято оперировать мнимыми температурами кипения веществ, т.е. температурами, которые бы были при нормальном атмосферном давлении. Однако, и здесь имеются свои температурные пределы.

Вакуумную дистилляцию обычно проводят до мнимой температуры кипения 500 - 600 °С. Дальнейшее нагревание, даже при пониженном давлении, приведет к расщеплению молекул. Не выкипающий при данной температуре темный высоковязкий продукт называется остатком вакуумной перегонки, или гудроном.

Таким образом, первичная переработка нефти включает два основных процесса: атмосферная перегонка вакуумная дистилляция. На нефтеперерабатывающих предприятиях эти процессы обычно объединяют в одну установку, под названием АВТ (атмосферно-вакуумная трубчатка). Также, зачастую в комплекс включают электрообессолевающую установку, в результате получается блок ЭЛОУ-АВТ.

**Задание**

1. Составить поточную схему переработки нефти, указав на ней наименование потоков продуктов.
2. Обосновать последовательность технологических процессов.

**Необходимые принадлежности**

* + 1. Простой карандаш, линейка, ластик.

**Работа в аудитории**

1. Выполнить задание 1.
2. Выполнить задание 2.
3. Какие показатели изменяются после процессов электрообессоливания.
4. Параметры и характеристики процессов получения бензинов.

**Содержание отчёта**

1. Номер и название работы;
2. Цель работы;
3. Задание с исходными данными;
4. Необходимые принадлежности;
5. Выполненные задания;
6. Заключение, ответы на контрольные вопросы.

**Контрольные вопросы**

* 1. Назначение смазочных масел.
  2. Виды топлив
  3. Свойства топлив
  4. Отходы первичных процессов переработки нефти

**Литература**

1. В. П. Суханов. Переработка нефти, М.: Высшая школа, 1979. – 335.
2. Б. И. Бондаренко. Альбом технологических схем процессов переработки нефти и газа. М., Химия, 1983. – 128 с.

**Практическое занятие № 2**

**Вычерчивание схем подготовки нефти к переработке (8 часов)**

**Цель занятия:** составление схемы подготовки нефти на промыслах и на заводе.

**Пояснения**

Подготовка нефти к переработке - комплекс операций по удалению нежалательных компонентов из сырой нефти для минимизации их пагубного воздейсвтия на нефтеперерабатывающую аппаратуру.

**Нежелательные примеси нефти**

Извлеченная из скважины нефть всегда содержит в своем составе такие мешающие компоненты, как:

1. Вода (200 – 300 кг/т)

На первых этапах эксплуатации месторождения, как правило, добывается нефть, содержащая незначительное количество воды, но со временем обводненность увеличивается и может достигать 90 - 98%. Такое высокое содержание воды в нефти существенно увеличивает затраты на ее транспортировку и переработку.

Чистая нефть, не содержащая в своем составе неуглеводородных составляющих, в первую очередь солей металлов, и пресная вода, взаимно нерастворимы. в процессе отстаивания такая смесь довольно быстро расслаивается.

Однако в случае наличия примесей нефть образует с водой эмульсию - дисперсную систему из двух нерастворимых друг в друге жидкостей, в которой одна диспергирована в другой в виде мельчайших капель. Различают два вида эмульсий: нефть в воде и вода в нефти.

Эмульгаторами, т.е. веществами, способствующими образованию и стабилизации эмульсий, являются такие полярные компоненты нефти, как смолы, асфальтены, асфальтогеновые кислоты и их ангидриды, соли нафтеновых кислот, парафины и цезерины, а также органические примеси.

Для стабилизации нефти в промышленности в качестве диэмульгаторов используют оксиалкенилированные органические соединения, например, оксиэтилированные жирные кислоты (ОЖК).

2. Попутный газ (50 – 100 м3/т)

Сырая нефть подается из скважин в трапы-сепараторы, где попутный газ отделяют от нефти с помощью последовательного снижения давления. Увлеченный попутным газом конденсат отделяют в промежуточных приемниках. После таких процедур в нефти остается еще до 4% растворенного попутного газа.

3.Минеральные соли (10 – 15 кг/т)

Хлориды щелочных и щелочноземельных металлов, присутствующие в нефти (NaCl, MgCl2, CaCl2) при гидролизе образуют соляную кислоту, которая вызывает порчу аппаратуры. Поэтому содержание солей в нефти, поставляемой на НПЗ, не должно превышать 50 мг/л, а в нефти для перегонки не более 5 мг/л.

4.Механические примеси нефти

Механические примеси представляют собой взвешенные частицы глины, известняка и песка, а также поверхностно-активные соединения нефти, которые адсорбируются на поверхности глобул воды, образуя при этом нефтяные эмульсии.

**Удаление нежелательных компонентов из нефти**

Перед тем как направить нефть на первичную переработку, все эти мешающие компонеты необходимо удалить. Для это производится специальная процедура подготовки нефти к переработке. В упомянутых выше газосепараторах происходит отделение попутных растворенных газов, а также отстой сырой нефти от основной массы воды и механических примесей. Из них нефть направляется в специальные отстойные резервуары, а оттуда на установку подготовки нефти (УНП), включающую процессы обезвоживания, обессоливания и стабилизации нефти.

Промышленные процессы обезвоживания и обессоливания нефти на НПЗ осуществляются на специальной электрообезвоживающей, обессоливающей установке (ЭЛОУ), которая может быть как автономной, так и блоком в комплекте с установкой дистилляции нефти (ЭЛОУ-АВТ).

Основным аппаратом ЭЛОУ является электродигидратор, в котором, кроме электрообработки нефтяных эмульсий, происходит также отстой диэмульгированной нефти. В результате содержание воды в обработанной таким образом нефти не превышает 0,1 %, а концентрация солей не более 5 мг/л.

**Задание**

1. Составить поточную схему подготовки нефти, указав на ней наименование потоков продуктов.
2. Обосновать последовательность технологических процессов.

**Необходимые принадлежности**

* + 1. Простой карандаш, линейка, ластик.

**Работа в аудитории**

1. Выполнить задание 1.

2.Выполнить задание 2.

3.Какие показатели изменяются после процессов электрообессоливания

4.Параметры и характеристики процессов получения бензинов.

**Содержание отчёта**

1.Номер и название работы;

2.Цель работы;

3.Задание с исходными данными;

4.Необходимые принадлежности;

5.Выполненные задания;

6.Заключение, ответы на контрольные вопросы.

**Контрольные вопросы**

* 1. Назначение процесса подготовки нефти
  2. Виды подготовки нефти к переработке
  3. Устройство электродегидратора
  4. Отходы процесса подготовки нефти

**Литература**

1.В. П. Суханов. Переработка нефти, М.: Высшая школа, 1979. – 335.

2.Б. И. Бондаренко. Альбом технологических схем процессов переработки нефти и газа. М., Химия, 1983. – 128 с.

**Практическое занятие № 10**

**Изучение способов регулирования технологических параметров технологических процессов на установках III категории (8 часов)**

**Цель занятия:** изучить способы регулирования тех.процессов.

**Пояснения**

Существует более 80 наименований  [рабочих профессий](https://chem21.info/info/681026) [химических производств](https://chem21.info/info/63699). [Основное место](https://chem21.info/info/1505176) среди них занимает аппаратчик, обслуживающий тот или иной [технологический процесс](https://chem21.info/info/21411).

Каждый из них должен знать

1) [технологическую схему производства](https://chem21.info/info/66466), продукт, устройство, [принцип работы](https://chem21.info/info/17593) и [правила эксплуатации основного](https://chem21.info/info/1826702) оборудования, [контрольно-измерительных приборов](https://chem21.info/info/121862)

2) [физико-химические](https://chem21.info/info/2792) и [технологические свойства сырья](https://chem21.info/info/1810661), полуфабрикатов, продуктов, а [так же топлива](https://chem21.info/info/157992), смазочных и [других вспомогательных](https://chem21.info/info/1511516) материалов

3) [физико-химические основы](https://chem21.info/info/152915) и сущность [технологического процесса](https://chem21.info/info/21411) на обслуживаемом участке, [нормальный технологический режим](https://chem21.info/info/1733997) и правила [регулирования процесса](https://chem21.info/info/26678)

4)[методику анализов](https://chem21.info/info/5460), необходимых для контроля данного процесса.

Применение  [контрольно-измерительных приборов](https://chem21.info/info/121862) [различных типов](https://chem21.info/info/25662) для определения и регулирования [качественно-количественных показателей](https://chem21.info/info/1780543) [процессов нефтепереработки](https://chem21.info/info/1868034) зависит от принятой [технологической схемы](https://chem21.info/info/24932), [типа сооружений](https://chem21.info/info/1534946) и [вспомогательного оборудования](https://chem21.info/info/109905).

Оснащение заводов [контрольно-измерительными приборами](https://chem21.info/info/121862) необходимо предусматривать независимо от внедрения [автоматизации технологических процессов](https://chem21.info/info/1522881). [Современная станция](https://chem21.info/info/1768046) подготовки немыслима без объективного [инструментального контроля](https://chem21.info/info/1452038) [работы технологических](https://chem21.info/info/1286721) сооружений, что позволяет повысить качество нефтепродуктов и культуру [производственного процесса](https://chem21.info/info/39965), а также дает возможность обслуживающему персоналу сознательно решать [сложные ситуации](https://chem21.info/info/1503834).

При работе технологического оборудования возможны нестандартные ситуации, приводящие к изменению параметров технологического процесса. Например: повышение температуры верха ректификационной колонны может наблюдаться вследствие маленького орошения, увеличения подвода тепла вниз колонны, повышения температуры ввода сырья. Чтобы температура верха ректификационной колонны понизилась, нужно увеличить орошение, уменьшить температуру ввода сырья, уменьшить подвод тепла вниз колонны. Затем проверить температуру верха по КИП и А. Решение данной ситуации можно представить виде алгоритма по схеме (рис. 3).

Повышение температуры верха колонны

Маленькое орошение

Увеличение подвода тепла вниз колонны

Повышение температуры ввода сырья

Уменьшить

подвод тепла вниз колонны

Уменьшить температуру ввода сырья

Увеличить орошение

Температура норма, проверка

по КИП и А

Рис. 1. Алгоритм повышения температуры верха ректификационной колонны.

**Задание**

1. Составить алгоритм повышения температуры верха колонны нефти.
2. Составить алгоритм понижения температуры низа колонны.
3. Составить алгоритм понижения температуры верха колонны.
4. Составить алгоритм повышения температуры низа колонны.

**Необходимые принадлежности**

1. Простой карандаш, линейка, ластик.

**Работа в аудитории**

1. Изучить причины повышения и понижения температуры верха и низа ректификационных колонн.
2. Составить алгоритмы повышения и понижения температуры верха и низа ректификационных колонн согласно заданиям.

**Содержание отчёта**

1. Номер и название работы;
2. Цель работы;
3. Задание с исходными данными;
4. Необходимые принадлежности;
5. Выполненные задания;
6. Заключение, ответы на контрольные вопросы.

**Контрольные вопросы**

1. Причины повышения температуры верха ректификационной колонны.
2. Причины повышения температуры низа ректификационной колонны.
3. Причины понижения температуры верха ректификационной колонны.
4. Причины понижения температуры верха ректификационной колонны.

**Литература**

1.В. П. Суханов. Переработка нефти, М.: Высшая школа, 1979. – 335.

2.Б. И. Бондаренко. Альбом технологических схем процессов переработки нефти и газа. М., Химия, 1983. – 128 с.

**Практическое занятие № 11**

**Отработка приёмов пуска и остановки технологической установки на тренажерной установке (14 часов)**

**Цель занятия:** отработать навыки пуска и остановки технологических потоков.

**Пояснения**

1. Пуск и остановка технологического оборудования должны осуществляться с разрешения руководителя объекта по производственным инструкциям.

Включение оборудования после перерыва в работе более одной смены должно осуществляться после осмотра резервуаров и газопроводов.

2. Перед пуском технологического оборудования объектов (компрессоров, насосов, испарителей) следует:

* за 15 минут до пуска оборудования включить приточно-вытяжную вентиляцию и проверить состояние воздушной среды в помещениях;
* проверить исправность и герметичность оборудования, арматуры и газопроводов, предохранительных клапанов и контрольно-измерительных приборов, исправность пусковых и заземляющих устройств;
* уточнить причины остановки оборудования (по журналу) и убедиться, что неисправность устранена;
* проверить и при необходимости подтянуть анкерные болты (у компрессоров, насосов, испарителей, электродвигателей);
* проверить исправность автоматики безопасности и блокировок.

3. Перед пуском компрессора необходимо:

* повернуть вручную коленчатый вал;
* проверить наличие масла в картере;
* пустить воду в охлаждающую рубашку;
* убедиться, что вентили на всасывающих и нагнетательных патрубках компрессоров закрыты, после чего открыть запорные вентили на нагнетательном и всасывающем коллекторах;
* удалить конденсат из отделителя жидкости на всасывающем патрубке компрессора в герметическую емкость.

4. После включения электродвигателя компрессора необходимо:

* убедиться в правильном вращении вала по стрелке на передней крышке картера;
* при достижении номинального числа оборотов открыть вентиль на нагнетательном патрубке компрессора и постепенно открыть вентиль на всасывающем патрубке компрессора.

5. При пуске компрессора следить за тем, чтобы во всасывающем газопроводе не было жидкой фазы СУГ (проверить работу конденсатосборника), наличие которой проявляется стуком в компрессоре или резким понижением температуры всасывания. В случае появления стука в компрессоре необходимо немедленно остановить компрессор и удалить конденсат газа из подводящего газопровода, после чего вновь запустить компрессор.

6. Остановка компрессора должна выполняться в следующем порядке:

* закрыть запорный вентиль на всасывающем патрубке компрессора;
* остановить электродвигатель компрессора;
* после прекращения вращения вала закрыть запорный вентиль на нагнетательном патрубке компрессора;
* прекратить подачу воды;
* закрыть линейные запорные вентили на магистральном всасывающем коллекторе;
* при остановке на длительный период в компрессоре необходимо слить воду из охлаждающих рубашек.

7. Перед пуском насосов необходимо:

* проверить смазку в подшипниках;
* провернуть ротор насоса (вручную);
* открыть задвижку на всасывающем газопроводе (задвижка на нагнетательном газопроводе должна быть закрыта), залить насос жидкой фазой газа;
* открыть вентиль на обводной линии;
* включить электродвигатель;
* открыть задвижку на нагнетательном газопроводе.

8. При достижении требуемого напора на нагнетании закрыть вентиль на обводной линии.

9. Во избежание кавитации давление жидкой фазы газа, перед насосом должно быть выше упругости паров СУГ. Не допускается оставлять без надзора работающие компрессоры и насосы.

10. Остановку насосов следует осуществлять в порядке:

* отключить электродвигатель;
* открыть вентиль на обводной линии;
* закрыть задвижки на нагнетательной и всасывающей линии насоса, а также все отключающие устройства на газопроводах.

11. После остановки технологического оборудования насосы, компрессоры и испарители следует осмотреть с целью выявления неисправностей (утечек газа, ослабления затяжки болтов и др.).

*Все замеченные неисправности должны устраняться и регистрироваться в журнале.*

12. Пуск в эксплуатацию оборудования (компрессоры, насосы, испарители) после технического обслуживания и ремонта должен проводиться в соответствии с производственными инструкциями.

13. Работа насосов и компрессоров с отключенной автоматикой, аварийной сигнализацией, а также блокировкой с вентиляторами вытяжных систем не допускается.

**Задание**

1. Запустить тренажерную установку, поддерживать ее работу в нормальном технологическом режиме в течение 30 минут и затем провести ее остановку (согласно методическим указаниям)
2. Вычертить схему тренажерной установки.

**Необходимые принадлежности**

1.Простой карандаш, линейка, ластик, методические указания

**Работа в аудитории**

1.Изучить причины возникновения внештатных ситуаций при работе технологического оборудования

2.Вычерчивание технологической схемы тренажерной установки.

**Содержание отчёта**

1.Номер и название работы;

2.Цель работы;

3.Задание с исходными данными;

4.Необходимые принадлежности;

5.Выполненные задания;

6.Заключение, ответы на контрольные вопросы.

**Контрольные вопросы**

1.Ответить на контрольные вопросы в методических указаниях.

**Литература**

1. В. П. Суханов. Переработка нефти, М.: Высшая школа, 1979. – 335.

2. Б. И. Бондаренко. Альбом технологических схем процессов переработки нефти и газа. М., Химия, 1983. – 128 с.

**Практическое занятие № 12**

**Изучение внутреннего распорядка предприятия (4 часа)**

**Цель занятия:** изучить правила внутреннего распорядка

**Пояснения**

Одним из инструментов, который позволяет организовать сотрудников, являются Правила внутреннего трудового распорядка. Практика показывает, что это один из самых «лакомых кусочков» для трудовой инспекции. Ведь при составлении Правил нужно не только раскрыть специфику деятельности компании, но и не забыть при этом про нормы Трудового кодекса.

**Правовые основы**

Согласно статье 189 Трудового кодекса правила внутреннего трудового распорядка – это локальный нормативный акт, регламентирующий трудовые отношения в организации. При приеме на работу (до подписания трудового договора) работодатель обязан ознакомить работника с данным документом под расписку (ст. 68 ТК).

Отметим, что Трудовой кодекс содержит множество ссылок на правила. Так, в них должно быть определено следующее:

1) рабочее время − время, в течение которого работник должен исполнять трудовые обязанности (ст. 91 ТК);

2) режим рабочего времени. Он должен предусматривать продолжительность рабочей недели (пятидневная − с двумя выходными днями; шестидневная − с одним выходным днем; рабочая неделя с предоставлением выходных дней по скользящему графику; неполная рабочая неделя). Если нужно – то и работу с ненормированным рабочим днем для отдельных категорий сотрудников. Также указывается продолжительность ежедневной смены, в том числе неполного рабочего дня, время начала и окончания работы, время перерывов в работе, число смен в сутки, чередование рабочих и нерабочих дней (ст. 100 ТК);

3) при необходимости − порядок введения суммированного учета рабочего времени (ст. 104 ТК);

4) время предоставления перерыва для отдыха и питания и его конкретная продолжительность (ст. 108 ТК);

5) продолжительность ежегодного дополнительного оплачиваемого отпуска для работников с ненормированным рабочим днем (ст. 119 ТК);

6) конкретные дни выплаты заработной платы (ст. 136 ТК).

Также в документе можно прописать применяемые к работникам меры поощрения и взыскания, а также иные вопросы регулирования трудовых отношений. Естественно, штатный сотрудник обязан соблюдать подписанные им правила (ст. 21 ТК).

На основании статьи 190 Трудового кодекса работодатель перед утверждением данного локального акта согласовывает его проект с выборным органом первичной профсоюзной организации, представляющим интересы всех или большинства работников. В свою очередь профсоюз в течение пяти рабочих дней со дня получения документов направляет работодателю мотивированное мнение по проекту в письменной форме (ст. 372 ТК).

Если выборный орган не согласен с проектом документа или предлагает его усовершенствовать, то работодатель может пойти ему навстречу либо в течение трех дней после получения ответа провести дополнительные консультации с профсоюзом в целях достижения взаимоприемлемого решения.

В случае «провала переговоров» возникшие разногласия оформляются протоколом, после чего работодатель имеет право принять локальный нормативный акт. Впрочем, документ может быть обжалован профсоюзом в соответствующую государственную инспекцию труда или в суд. Также выборный орган может затеять коллективный трудовой спор с руководством компании.

**Задание**

1.Составить перечень правил внутреннего распорядка для работника завода.

2.Обменяться с соседом по парте и дополнить список недостающими пунктами.

**Необходимые принадлежности**

1. Простой карандаш, линейка, ластик.

**Работа в аудитории**

1. Изучить правила внутреннего распорядка для работников нефтепереработки.
2. Найти ошибки в тексте.

**Содержание отчёта**

1.Номер и название работы;

2.Цель работы;

3.Задание с исходными данными;

4.Необходимые принадлежности;

5.Выполненные задания;

6.Заключение, ответы на контрольные вопросы.

**Контрольные вопросы**

1. На каких статьях ТК основываются правила внутреннего распорядка компании?

2. Что должно быть определено в правилах внутреннего трудового распорядка?

3. Действия в случае несогласования правил внутреннего трудового распорядка с профсоюзом?

**Литература**

1.В. П. Суханов. Переработка нефти, М.: Высшая школа, 1979. – 335.

2. Б. И. Бондаренко. Альбом технологических схем процессов переработки нефти и газа. М., Химия, 1983. – 128 с.

**Практическое занятие № 13**

**Изучение схемы работы основного технологического оборудования установок III категории (16 часов)**

**Цель занятия:** изучить работу основного технологического оборудования

**Пояснения**

*Оборудование для нефтепереработки – это:*

* генераторы;
* резервуары;
* фильтры;
* нагреватели жидкости и газа;
* инсинераторы (устройства для термической утилизации отходов);
* факельные системы;
* газовые компрессоры;
* паровые турбины;
* теплообменники;
* стенды гидроиспытаний трубопроводов;
* трубы;
* фитинги и тому подобное.

Кроме того, на предприятиях применяются технологические печи для нефтепереработки. Они предназначены для подогрева технологической среды при помощи тепла, которое выделилось во время сжигания топлива. Существует две разновидности данных агрегатов: трубчатые печи и устройства для сжигания жидких, твердых и газообразных остатков производства.

Основы нефтепереработки заключаются в том, что в первую очередь производство начинается с перегонки нефти и образования ее в отдельные фракции. Затем основная часть полученных соединений преобразуется в более необходимую продукцию при помощи изменений их физических характеристик и строения молекул под воздействием крекинга, риформинга и остальных операций, которые относятся к вторичным процессам. Далее нефтепродукты последовательно проходят разные виды очистки и разделения.

Крупные нефтеперерабатывающие предприятия занимаются фракционированием, преобразованием, обработкой и смешиванием черного золота со смазочными материалами. Кроме того, они производят тяжелое топливо и асфальт, а также могут проводить дальнейшую перегонку нефтепродуктов.

## Печи и теплообменники в нефтепереработке

Печи, применяемые в нефтепереработке – это агрегаты, необходимые:

* для подогрева добытой нефти, эмульсии, газового конденсата и газа;
* для обеспечения процесса рекуперации;
* для пиролиза нефти.

Основная проблема в использовании печей в нефтепереработке, это коксообразование, когда происходят процессы крекинга, что приводит к неэффективному использованию трубопроводов, теплообменников.

Теплообменник – это устройство, без которого НПЗ работать не может. Количество теплообменников на предприятии зависит от объема конечного товара и технологической оснащенности.

Современное предприятие нефтепереработки имеет около 400 устройств теплового обмена, среда, которая проходит в них: дизельное топливо, керосин, бензин, мазут.

Применяемое давление в теплообменники достигает 40 атмосфер, когда среда нагревается до 400 градусов Цельсия. Часто используются устройства, рассчитанные на давление 25 атмосфер, это зависит от профильных технологий НПЗ.

## Реакторы нефтепереработки

Предприятия НПЗ для улучшения параметра ГПН (глубины очистки) используют реакторное оборудование для таких процессов, как: гидроочистка, риформинг, гидрокрекинг, гидроконверсия. Это оборудование для глубоко переработки исходного сырья, получения бензина европейских марок.

Оборудование изготавливается по лицензиям таких мировых компаний: ExxonMobil, Chevron Lummus Global.

**Задание**

1.Составить перечень основного оборудования для нефтепереработки.

**Необходимые принадлежности**

1.Простой карандаш, линейка, ластик.

2.Методические указания

**Работа в аудитории**

1. Вычерчивание схем основного оборудования

2.Подписать основные элементы технологического оборудования

3. Изучить принцип работы оборудования

**Содержание отчёта**

1.Номер и название работы;

2.Цель работы;

3.Задание с исходными данными;

4.Необходимые принадлежности;

5.Выполненные задания;

6.Заключение, ответы на контрольные вопросы.

**Контрольные вопросы**

1. Основное оборудование для процесса переработки нефти?

2. Назначение реактора

3. Назначение печей. Типы печей.

**Литература**

1.В. П. Суханов. Переработка нефти, М.: Высшая школа, 1979. – 335.

2. Б. И. Бондаренко. Альбом технологических схем процессов переработки нефти и газа. М., Химия, 1983. – 128 с

**Практическое занятие № 14**

**Изучение схемы работы обводных технологических линий на установках III категории (6 часов)**

**Цель занятия:** изучить схему работы технологических линий

**Пояснения**

Производственный процесс — это совокупность действий [работников](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A0%D0%B0%D0%B1%D0%BE%D1%82%D0%BD%D0%B8%D0%BA) и [орудий труда](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9E%D1%80%D1%83%D0%B4%D0%B8%D1%8F_%D1%82%D1%80%D1%83%D0%B4%D0%B0), в результате которых [сырьё](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A1%D1%8B%D1%80%D1%8C%D1%91), [материалы](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9C%D0%B0%D1%82%D0%B5%D1%80%D0%B8%D0%B0%D0%BB%D1%8B), [полуфабрикаты](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9F%D0%BE%D0%BB%D1%83%D1%84%D0%B0%D0%B1%D1%80%D0%B8%D0%BA%D0%B0%D1%82%D1%8B) и комплектующие изделия, поступающие на [предприятие](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9F%D1%80%D0%B5%D0%B4%D0%BF%D1%80%D0%B8%D1%8F%D1%82%D0%B8%D0%B5), превращаются в готовую [продукцию](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9F%D1%80%D0%BE%D0%B4%D1%83%D0%BA%D1%86%D0%B8%D1%8F) или [услугу](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A3%D1%81%D0%BB%D1%83%D0%B3%D0%B0) в заданном количестве и заданного свойства, [качестве](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9A%D0%B0%D1%87%D0%B5%D1%81%D1%82%D0%B2%D0%BE_%D0%BF%D1%80%D0%BE%D0%B4%D1%83%D0%BA%D1%86%D0%B8%D0%B8) и [ассортименте](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%90%D1%81%D1%81%D0%BE%D1%80%D1%82%D0%B8%D0%BC%D0%B5%D0%BD%D1%82) в определённые сроки. Производственный процесс состоит из основных, вспомогательных и обслуживающих процессов.

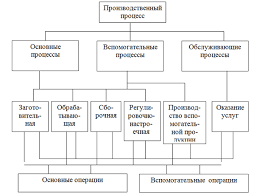
Техническая и организационно-экономическая характеристика производственного процесса на предприятии определяется видом продукции, объемом производства, типом и видом применяемой техники и технологии, уровнем специализации.

Производственный процесс на предприятиях подразделяется на два вида: основной и вспомогательный. К основному относятся процессы, связанные непосредственно с превращением предметов труда в готовую продукцию. Например, переплавка руды в доменной печи и превращение ее в металл или превращение муки в тесто, а затем в готовый испеченный хлеб.

Вспомогательные процессы: перемещение предметов труда, ремонт оборудования, уборка помещений и т. д. Эти виды работ лишь способствуют течению основных процессов, но сами непосредственно в них не участвуют.

Основное отличие вспомогательных процессов от основных состоит в различии места реализации и потребления. Продукция основного производства, где совершаются основные производственные процессы, реализуется потребителям на сторону, согласно заключенным договорам на поставку. Эта продукция имеет свое фирменное наименование, маркировку, на нее устанавливается рыночная цена.

Продукция вспомогательного производства, где осуществляются вспомогательные процессы и обслуживание, потребляется внутри предприятия. Затраты на выполнение обслуживания и вспомогательных работ целиком относятся на себестоимость основной продукции, которая реализуется потребителям на сторону

****

**Задание**

1.Изучить схему вспомогательных технологических потоков на предприятиях города

**Необходимые принадлежности**

1.Простой карандаш, линейка, ластик.

2.Методические указания

3. Технологические карты АО «НК НПЗ» и АО «ННК»

**Работа в аудитории**

1. Вычерчивание схем вспомогательных технологических потоков

2.Подписать основные потоки с указанием направления перемещения

**Содержание отчёта**

1.Номер и название работы;

2.Цель работы;

3.Задание с исходными данными;

4.Необходимые принадлежности;

5.Выполненные задания;

6.Заключение, ответы на контрольные вопросы.

**Контрольные вопросы**

1. Что такое технологический (производственный) процесс?

2. Основные составляющие технологического процесса?

3. Что такое технологическая линия?

4. Основные признаки технологической линии?

**Литература**

1.В. П. Суханов. Переработка нефти, М.: Высшая школа, 1979. – 335.

2. Б. И. Бондаренко. Альбом технологических схем процессов переработки нефти и газа. М., Химия, 1983. – 128 с