**Введение**

Нефтеперерабатывающая промышленность – замыкающее звено нефтяной отрасли. От ее состояния зависят показатели всей отрасли, экономика и обороноспособность страны.

Важнейшей проблемой, стоящей в настоящее время перед нефтеперерабатывающей промышленностью, является углубление переработки нефти с целью максимального получения наиболее ценных светлых нефтепродуктов – моторных топлив и нефтехимического сырья.

Актуальность углубления переработки нефти все более возрастает в связи со снижением прироста ее добычи, увеличением затрат на добычу и транспортировку. Ограниченность мировых запасов нефти ведет к необходимости вовлечения в переработку нетрадиционных видов сырья – тяжелых и битуминозных нефтей, запасы которых заметно превосходят запасы обычных нефтей. Современные мировые доказанные запасы тяжелых нефтей и природных битумов составляет до 100 млрд. м3. Ресурсы тяжелой нефти и нефтяных песков играют весьма существенную роль уже в настоящее время. Кроме того, многие нефтеперерабатывающие заводы стоят перед проблемой утилизации тяжелых остаточных фракций в связи с сокращением потребления котельных топлив, а также в связи с вводом норм ЕЭС, ограничивающих содержание в них серы (0.25 – 0.15%).

В девяностых годах отечественная нефтепереработка пережила глубочайший кризис, приведший к тому, что по объему переработки нефти Россия переместилась со второго места после США на четвертое, пропустив вперед Японию и Китай. Это, прежде всего, связано со следующими обстоятельствами: на большинстве нефтеперерабатывающих заводах износ основных фондов оценивается в 80% и приближается к критической черте; суммарная мощность предприятий используется на 80% /1/.

Эти два обстоятельства не позволяют нефтеперерабатывающим заводам накопить оборотных средств, для того, чтобы произвести модернизацию технологических процессов или внедрить новые экологически безопасные технологические процессы, которые бы позволили повысить глубину переработку нефти и обеспечить потребности страны в высококачественных, экологически чистых моторных топливах, смазочных материалах и другой продукции.

Доля углубляющих процессов в России примерно 20% от объема переработки нефти, а в США более 73%. Существенно отстает и развитие процессов, обеспечивающих качество нефтепродуктов (алкилирование, изомеризация, производство оксигенатов). Сравнительный состав технологических процессов приведен в таблице.

Современный состав технологических процессов нефтепереботки

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Основные вторичные процессы | Зап. Европа | США | Россия | Япония | Китай |
| Каталитический крекинг | 15.6 | 36.2 | 6.6 | 19.1 | 20.9 |
| Гидрокрекинг | 6.6 | 9.6 | 0.5 | 3.8 | 2.9 |
| Термокрекинг (висбрекинг) | 12.4 | 0.3 | 4.7 | - | - |
| Коксование | 2.5 | 15.6 | 1.9 | 2.2 | 7.8 |
| Риформинг | 12.6 | 18.6 | 11.3 | 13.5 | 3 |
| Гидроочистка | 45.5 | 48.1 | 25.8 | 76.3 | 5.6 |
| Алкилирование | 1.3 | 5.8 | 0.2 | 0.8 | 0.5 |
| Изомеризация | 2.2 | 2.8 | 0.6 | 0.3 | - |
| Производство МТБЭ | 0.3 | 0.6 | 0.1 | 0.1 | 0.02 |
| Производство ароматики | 1.6 | 2.4 | 0.8 | 3.6 | - |
| Производство масел | 1.0 | 1.0 | 1.5 | 0.9 | 1.1 |
| Битум | 2.7 | 3.4 | 3.8 | 2.7 | - |
| Процессы углубляющие переработку | 42.9 | 73.3 | 20.3 | 32.6 | 33.4 |

Период формирования новой российской нефтепереработки совпал с существенным ужесточением мировых требований к качеству нефтепродуктов. Впервые было сформулировано понятие «экологически чистые моторные топлива».

За последние годы на большей части нефтеперерабатывающих заводов достигнуты определенные успехи в увеличении глубины переработки нефти, изменения ассортимента и улучшения качества нефтепродуктов.

Решение проблемы углубления переработки нефти в России (до уровня 75% к 2010 г. и 85% к 2020 г.) будет предопределятся наличием сырья для загрузки мощностей углубляющих процессов и освоения новых технологий для вовлечения в глубокую переработку нефтяных остатков, т.е. процессов каталитического крекинга, висбрекинга, коксования, гидрогенизационных процессов.

Основным процессом углубления, по имеющимся оценкам и прогнозам, будет каталитический крекинг. Для загрузки этого процесса потребуется вовлечение все более тяжелого сырья, вплоть до мазутов и гудронов после соответствующей подготовки их путем деасфальтизации различными растворителями, а также газойлей вторичного происхождения.

Наряду с каталитическим крекингом достаточно широкое использовние в мировой нефтепереработке находит гидрокрекинг, обеспечивающий более высокие выходы моторных топлив, а сочетание каталитического кркинга с гидрокрекингом позволяет создавать оптимальные схемы перебоки с максимальным выходом и требуемым ассортиментом моторных топлив с заданным соотношением автобензина, авиакеросина и дизельного топлива.

Наращивание мощностей по каталитическому крекингу, термическому крекингу и коксованию приведет к увеличению ресурсов низших олефинов, которые будут вовлекаться в химическую переработку с целью получения изопарафиновых углеводородов путем алкилирования и кислородсодержащих соединений, главным образом, путем этерификации.

Без увеличения производства изопарафиновых углеводородов и кислородсодержащих соединений обеспечить потребности общества в высокосортных и экологически чистых бензинах практически невозможно.

Большая часть бензинов, выпускаемых отечественными нефтеперерабатывающими заводами, не соответствуют европейским стандартам. Экспортируемый бензин используется как сырье для дальнейшей переработки, а не как топливо.

Основными базовыми компонентами товарных автобензинов являются катализаты риформинга и каталитического крекинга. Распространение каталитического риформинга может быть ограничено из-за высокого содержания в продуктах ароматических углеводородов, в том числе бензола.

Процессы алкилирования изобутана бутиленами, изомеризации пентан-гексановой фракции, олигомеризации и полимеризации, производства оксигенатов в последнее десятилетия значительно усовершенствованы. Указанные процессы позволяют вырабатывать нетоксичные высокооктановые компоненты, доля которых в товарных бензинах неуклонно растет.

По имеющимся оценкам для выхода России на уровень ведущих стран мира по выпуску высокооктановых бензинов необходимо мощности каталитического крекинга довести до 15% к мощности установок первичной переработки нефти; мощности каталитического риформинга – 15%, изомеризации легких бензиновых фракций – до 3%, алкилирования с получением технического изооктана – до 4%. Одновременно требуется существенно расширить вовлечение в товарные бензины кислородсодержащих добавок (эфиры и спирты) и различных октанповышающих присадок.

**1. Характеристика исходного сырья**

Исходным сырьём принимается Одоптинская нефть окобыкайской свиты о. Сахалин. Характеристика исходного сырья приведена в таблице 1.1.

Таблица 1.1. – Характеристика исходного сырья

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование показателя | Фактическое значение |
| -плотность – с4Іє– молекулярная масса– кинематическая вязкость, сст, при 20 єС-при 50 єС– температура застывания, єС с обработкойбез обработкой– температура вспышки в закрытом тигле, єС– содержание твердых парафинов, % масс– содержание серы, %масс– содержание азота, %масс– содержание смол, %масс сернокислотныхсиликагелевых– содержание асфальтенов, %масс– коксуемость, %масс– зольность % масс– выход фракций до 200єС, % масс– выход фракций до350 єС, % масс– выход базовых масел на нефть % масс– выход базовых масел на мазут % масс | 0,85712064,552,26минус 10минус 6минус 353,500,400,23287,111,141,780,00830,6869,515,450,49 |

Пригодность нефти для производства битумов (ГОСТ11954–66) определяется по формулам:

А+С – 2,5\*П≥8 – наиболее пригодна; /5, с. 245/ (1.1)

0≤А+С – 2,5\*П≤8 – пригодна; /5, с. 245/ (1.2)

А+С – 2,5\*П≤0 – непригодна; /5, с. 245/ (1.3)

где А – содержание асфальтенов, % масс;

С – содержание смол, % масс;

П – содержание твердых парафинов, % масс;

Поскольку выражение А+С – 2,5\*П= -0,50, то Одоптинская нефть не пригодна для производства битумов.

**2. Характеристика продукции**

Готовой продукцией завода является: автомобильный бензин Аи-95, зимнее и летнее дизельное топливо, сера элементарная, сжиженные газы, жидкий парафин, кокс.

**2.1 Характеристика автомобильного бензина**

На НПЗ вырабатывается бензин Аи-95. Требования к бензину Аи-95 представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Требования к бензину АИ-95 по ГОСТ 2084–77

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № | Наименование показателя | Норма для марки Аи-95 | Метод испытания |
| Неэтилированный (ОКП 02 5112 0300) |
| 1 | Детонационная стойкость, октановоечисло не менее:по моторному методупо исследовательскому методу | 8595 | По ГОСТ 511–82По ГОСТ 8226–82 |
| 2 | Концентрация свинца, гр на 1 дм3 бензина, не более | 0,013 | По ГОСТ2084–77 п. 4.5 |
| 3456 | Фракционный состав:температура начала перегонкибензина, 0С, не ниже:летнегозимнего10% бензина перегоняется притемпературе 0С, не выше:летнегозимнего50% бензина перегоняется притемпературе 0С, не выше:летнегозимнего90% бензина перегоняется при температуре, 0С | 30Не нормируется7555120105 | По ГОСТ 2177–8 |

**2.2 Характеристика дизельного топлива (ДТ)**

Требования к дизельному топливу представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Характеристика ДТ в соответствии с ГОСТ 32675 – 01

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № | Наименование показателя | Норма для марки | Методиспытания |
| Л | З | А |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1. | Цетановое число, не менее | 45 | 45 | 45 | По ГОСТ 3122–76 |
| 2. | Фракционный состав:50% перегоняется при температуре, 0С, не выше96% перегоняется при температуре (конец перегонки), 0С, не выше | 280360 | 280340 | 255330 | По ГОСТ 2177–82 |
| 3. | Кинематическая вязкость при 20 0С, мм2/с (сСт) | 3,0–6,0 | 1,8–5,0 | 1,5–4,0 | По ГОСТ 33–2000 |
| 4. | Температура застывания 0С, для климатической зоны, не выше:умереннойхолодной | -10- | -35-45 | --55 | По ГОСТ 20287–91 и п. 5.2 ГОСТ 305–82 |
| 5. | Температура помутнения для климатической зоны, 0С, не выше:умереннойхолодной | -5- | -25-35 | -- | По ГОСТ 5066–91 (второй метод) |
| 6 | Температура вспышки, определяемая в закрытом тигле, 0С, не ниже:для тепловозных и судовых двигателей и газовых турбиндля дизелей общего назначения | 6240 | 4035 | 3530 | По ГОСТ 6356–75 |

**2.3 Характеристика сжиженного газа**

Характеристика сжиженного газа СПБТЗ приведена в таблице 2.3.

Таблица 2.3 - Характеристика сжиженного газа СПБТР по ГОСТ 20448–75

|  |  |
| --- | --- |
| Показатели | Нормы |
| 1 | 2 |
| 1. Компонентный состав газа, % масс2. Сумма метана, этана, этилена, не более3. Сумма пропана и пропилена, не более4. Сумма бутана и бутилена, не боле5. Жидкий остаток (С5 и выше), не более6. Давление насыщенных паров избыточное,кгс/смІ(МПа), не более:при 45єСпри «минус 20єС7. Содержание сероводорода, г/100мі газа, неболее8. Содержание общей серы, % масс, не более9. Запах должен ощущаться при содержании газав воздухе, % об | 4752011,6 (0,16)1,6 (0,16)50,150,5 |

**2.4 Характеристика нефтяного кокса**

Характеристика нефтяного кокса К3–25 приведена в таблице 2.4

Таблица 2.4 – Основные характеристики нефтяных коксов

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Марка кокса | Выход летучих, % не более | Содержание, % не более |
| серы | золы | мелочи менее 25 мм | мелочи менее 8 мм |
| К3–25:1-й сорт2-й сортК3–8К3–0 | 799,510 | 1,31,51,51,5 | 0,50,60,70,8 | 1010-- | --25- |

**3. Обоснование варианта переработки нефти**

В курсовой работе разработан вариант переработки Одоптинской нефти с целью максимального получения бензинов, т.е. глубокой переработки нефти.

Одоптинская нефть является малосернистой, малопарафинистой. Потенциальное содержание фракций, выкипающих до 350С составляет 69,5% масс, а потенциальное содержание базовых масел 15,4% масс индексом вязкости 72. Содержание серы в Одоптинской нефти составляет 0.40% масс.

Одоптинская нефть имеет шифр: 1.1.2.4.2. согласно технологической классификации (ГОСТ 912–66).

Из Одоптинской нефти нельзя получить дорожные и строительные битумы, т.к. нефть имеет содержание твердых парафинов 3.50% масс и выражение А+С – 2,5\*П = -0,50.

В связи с вышесказанным, требуются установки для обессеривания, включение в состав нефтеперерабатывающего завода каталитических, гидрогенизационных и термокаталитических процессов, позволяющих значительно увеличить отбор светлых нефтепродуктов.

Газы, растворенные в нефти, после атмосферной трубчатки поступают на газофракционирующую установку предельных углеводородов. Туда же поступают газы с установок каталитического риформинга.

Фракция НК-620С получается на блоке вторичной перегонки АТ и используется в качестве сырья на установке каталитической изомеризации. Назначение изомеризации – повышение октанового числа нефтяных фракций С5-С6 путём превращения парафинов нормального строения в их изомеры, имеющие более высокое октановое число. Изомеризация протекает по карбкатионному механизму на бифункциональных катализаторах в присутствие водородсодержащего газа.

Фракция 62–850С идет на установку Цеоформинг Процесс Цеоформинг позволяет получать высокооктановые неэтилированные автобензины. Катализаторы процесса не содержат благородных металлов. Стоимость одной загрузки катализатора составляет не более 2% стоимости наработанного на нем топлива. Срок службы катализатора 5000 – 7000 часов.

Фракция 85–1800С является сырьём установки каталитического риформинга получения базового компонента бензина Аи – 95.

Таблица 3.1 – Характеристика сырья цеоформинга и риформинга

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Фракция | Выход на нефть, % масс. | с420 | Сод-е S, % м. | Содержание углеводородов, % масс. |
| Ароматических | Нафтеновых | Метановых |
| 62 – 85 | 2,4 | 0,7170 | следы | 11 | 50 | 39 |
| 85 – 180 | 22,3 | 0,7780 | следы | 26 | 39 | 35 |

На АТ отбирается дизельная фракция 180 – 350, которая поступает на установку депарафинизации дизельного топлива.

Таблица 3.2 – Характеристика дизельной фракции

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Фракция | Выход на нефть, % масс. | с420 | Температура застывания, ˚С | Сод-е S, % м. |
| 180 – 350 | 44,0 | 0,8498 | – 33 | 0,01 |

Часть мазута с АТ направляется в вакуумный блок, часть – на установку каталитического крекинга. Туда же после ВТ поступает фракция 350–450. Этот процесс является одним из ведущих процессов современной нефтепереработки. Целевое назначение каталитического крекинга – это производство с максимально высоким выходом высокооктановых компонентов бензинов изомерного строения и ценных сжиженных газов – сырья для последующих производств высокооктановых компонентов бензинов.

В основу установки положен процесс Эйч-Оу-Си-П (НОС-Р). На этой установке перерабатывают мазут, в котором содержание никеля составляет 8–9 мг/кг, а ванадия 12–16 мг/кг /1/.

Мазут Одоптинской нефти удовлетворяет этим показателям (V – 4 мг/кг, Ni – 7,2 мг/кг). Следовательно, данный гудрон может перерабатываться на данной установке.

Таблица 3.3 – Характеристика сырья каталитического крекинга

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Фракция | Выход на нефть, % масс. | с420 | Сод-е S, % м. | Т-ра застывания, ˚С |
| 350 – 450 | 15,5 | 0,9065 | 0,60 | 19 |

Гудрон с ВТ направляется на установку замедленного коксования (УЗК). Для получения электродных коксов содержание серы не должно быть более 2%, для получения анодной массы – не более 3,5%. УЗК позволяет получить крупнокусковой кокс.

Газы коксования содержат значительное количество непредельных, совместно с газами каталитического крекинга они отправляются на ГФУ непредельных углеводородов.

Бензин коксования имеет низкое октановое число и является сырьём каталитического риформинга, лёгкий газойль подвергается гидроочистке с целью гидрирования непредельных. Тяжёлый газойль используется как сырьё каталитического крекинга.

Таблица 3.4 – Характеристика сырья деструктивных процессов

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Остаток после отбора фракции до темпер. | Выход на нефть, % масс. | с420 | Т-ра заст., ˚С | Сод-е S, % м. | Коксуемость, % | Содержание металлов, % масс. |
| V | Ni |
| 450˚С | 15,1 | 0,9869 | 24 | 1,92 | 11,19 | 6,04\*10-5 | 1,09\*10-4 |

С установки ГФУ непредельных бутан-бутиленовая фракция направляется на производство МТБЭ, который используют в качестве присадки для повышения октанового числа бензинов. Синтез МТБЭ осуществляется по реакции этерификации (взаимодействие изобутилена и метанола), в качестве катализатора используют ионообменную смолу. Октановое число МТБЭ 118 (ИМ).

Далее отработанная бутан-бутиленовая фракция поступает на на установку алкилирования. Назначение данной установки – производство высокооктанового изокомпонента бензинов. Целевой продукт процесса – алкилат, состоящий практически нацело из изопарафинов, имеет высокое октановое число.

Преимуществом данной установки алкилирования является то, что процесс протекает в подвижном слое катализатора на твердом носителе. Использование твердого катализатора позволяет снизить эксплуатационные затраты на получение алкилата. Исключаются проблемы, связанные с использованием серной кислоты: необходимость утилизации отработанных кислот, необходимость выделения и последующей нейтрализации алкилата.

Комбинирование установок производства МТБЭ и алкилирования позволяет снизить нагрузку установок алкилирования и повысить октановое число алкилата.

**4. Материальные балансы технологических установок**

В таблицах 4.1–4.15 представлены материальные балансы технологических установок, предусмотренных для переработки нефти на проектируемом НПЗ. При составлении материального баланса следует принять, что секция обессоливания и обезвоживания должны обеспечивать подготовку всей нефти, поступающей на НПЗ. Согласно действующим нормам технического проектирования, число рабочих дней в году принято равным 334. На установку ЭЛОУ АВТ поступает нефть, подготовленная на промыслах по нормам І группы.

* 1. **Расчёт материального баланса установки ЭЛОУ–АТ**

Производительность установки по нефти 4 млн. тонн/ год.

Таблица 4.1 – Материальный баланс ЭЛОУ АТ

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Продукты | % масс. | тыс. т/год | т/сут | кг/ч |
| **Поступило:**Обезвоженная и обессоленная нефть, в том числе:НефтьВода**Получено:**Газ и головка стабилизацииФр. н.к. – 62 єСФр. 62 – 85 єСФр. 85 – 180єСФр. 180 –350 єСФр. 350 – 450 єСВодаПотери**Всего:** | **100,5****100,0**0,50,20,62,422,34429,80,50,7**100,5** | **4020****4000**2082496892176011922028**4020** | **12035,93****11976,05**59,8823,9571,86287,432670,665269,463568,8659,8883,83**12035,93** | **501497,01****499001,99**2495,01998,002994,0111976,05111277,45219560,88148702,602495,013493,01**501497,01** |

* 1. **Расчёт материального баланса установки вакуумного блока**

Таблица 4.2 – Материальный баланс вакуумного блока

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Продукты | % масс. | тыс. т/год | т/сут | кг/ч |
| **Поступило:**Мазут**Получено:**Вакуумный газоильГудронПотери**Всего:** | 10056,1743,130,7**100** | 794,67446,37342,745,56**794,67** | 2379,251336,431026,1716,66**2379,25** | 99135,4855684,4042757,13693,95**99135,48** |

**4.3 Расчет материального баланса установки Цеоформинг**

Процесс Цеоформинг позволяет получать бензин, который по своим эксплуатационным и физико – химическим характеристикам соответствует автобензину Аи – 95. Разработанная технология не требует применения водорода и связанного с ним компрессорного оборудования. В процессе отсутствуют газовые, жидкие и твердые отходы.

Каталитическое превращение сырья в реакторе осуществляется при температуре 350–450˚С, давлении 5–15 атм.

Катализаторы процесса ИК – 28 и ИК – 30 не содержат благородных и тяжелых металлов. Одна тонна катализатора за период его эксплуатации позволяет переработать 5–8 тысяч тонн сырья.

Таблица 4.3 - Материальный баланс установки Цеоформинг

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Продукты | % масс. на сырьё | % масс. на нефть | тыс. т/год | Кг/ч |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| **Поступает:**Фр. 62–85оС**Всего:****Получено:**Бензин АИ-93У/В газСольветПотери**Всего:** | 100**100**652861**100** | 2,4**2,4**1,560,6720,1440,024**2,4** | 96**96**62,4026,885,760,96**96** | 11976,05**11976,05**7784,433353,29718,56119,76**11976,05** |

**4.4 Расчет материального баланса установки каталитического риформинга с целью получения базового компонента бензина Аи–95**

Процесс каталитического риформинга предназначен для получения высокооктанового компонента автомобильных бензинов. Сырьём служит прямогонная фракция 85–180С, а также бензин-отгоны с установок: гидроизомеризации дизельного топлива и УЗК.

Также на установке вырабатывается водородсодержащий газ, который используется в гидрокаталитических процессах. Головка стабилизации каталитического риформинга, содержащая в основном углеводороды С3-С4, используется как сырье газофракционирующей установки.

Расчет материального баланса установки каталитического риформинга приведен в таблице 4.3

Таблица 4.4 – Материальный баланс установки каталитического риформинга получения базового компонента бензина Аи–95

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Продукты | % масс. на сырьё | % масс. на нефть | тыс. т/год | кг/ч |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| **Поступило:**Фр.85–180єСБензин с УЗКБензин-отгон с гидроочистки сырья КК**Всего:****Получено:**КатализатВСГв том числе водородГоловка стабилизацииГазПотери**Всего:** | 91,867,900,24**100**82,305,80(-1,3)4,506,401,00**100** | 22,301,910,06**24,27**19,981,41(-0,32)1,091,550,24**24,27** | 892,0076,642,37**971,01**799,1456,32(-12,62)43,6962,149,71**971,01** | 111277,459560,88295,66**121133,98**99693,117025,95(-1574,35)5450,357752,001211,33**121133,98** |

**4.5** **Расчет материального баланса газофракционирующей установки предельных газов**

Материальный баланс газофракционирующей установки приведён в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Материальный баланс газофракционирующей установки (ГФУ)

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Продукты | % масс. на сырьё | %масс. на нефть | тыс. т/год | кг/ч |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| **Поступило:**Газы до С4Головка кат. Риформинга**Всего:** | 15,5084,50**100** | 0,21,09**1,29** | 8,0043,60**51,60** | 998,005439,12**6437,13** |
| **Получено:**ПропанИзобутанн – БутанИзопентанн-пентанГазовый бензинГазПотери**Всего:** | 21,6016,1033,008,6011,001,806,501,40**100** | 0,280,210,430,110,140,020,080,02**1,29** | 11,158,3117,034,445,680,933,350,71**51,60** | 1390,971036,682124,50553,89708,58116,02417,9188,57**6437,13** |

**4.6 Расчет материального баланса установки изомеризации**

Назначение установки изомеризации – повышение октанового числа нефтяных фракций С5-С6 путем превращения парафинов нормального строения в их изомеры, имеющие более высокое октановое число. На установку изомеризации поступает прямогонная фракция НК – 62˚С и н-пентан с ГФУ предельных углеводородов.

Расчет материального баланса установки изомеризации представлен в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Материальный баланс установки изомеризации

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Продукты | % масс. на сырьё | % масс. на нефть | тыс. т/год | кг/ч |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| **Поступило:**фр. н.к. – 62єСн – Пентан с ГФУВСГВ т.ч водород**Всего:** | 79,4420,561,030**101,03** | 0,600,160,010**0,77** | 24,006,210,3110**30,52** | 2994,01774,7038,800**3807,39** |

**4.7 Расчет материального баланса установки каталитического крекинга**

Процесс каталитического крекинга является одним из наиболее распространенных крупнотоннажных процессов углубленной переработки нефти и в значительной мере определяет технико-экономические показатели современных НПЗ топливного профиля.

Как уже указывалось, целевое назначение каталитического крекинга – производство с максимально высоким выходом высокооктанового бензина и ценных сжиженных газов. Получающийся в процессе легкий газойль используется как компонент дизельного топлива, а тяжелый газойль – как сырье для производства кокса.

Расчет материального баланса установки каталитического крекинга приведен в таблице 4.7

Таблица 4.7 – Материальный баланс установки каталитического крекинга НОС-Р

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Продукты | % масс. на сырьё | % масс. на нефть | тыс. т/год | кг/ч |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| **Поступает:**МазутФр. 350–450Тяж. газоиль коксования**Всего:** | 43,6145,7710,62**100,00** | 10,6311,162,59**24,38** | 425,33446,36103,53**975,22** | 53060,1355683,6312915,42**121659,18** |
| **Получено:**Газ+головкаБензинЛег. газоильОстатокКокс выжигаемый иПотери**Всего:** | 24,4052,1011,984,157,37**100,00** | 5,9612,702,911,011,80**24,38** | 237,95508,09116,8340,4771,87**975,22** | 29684,3863384,4814574,605048,658965,82**121659,18** |

**4.8. Расчет материального баланса установки замедленного коксования**

Коксование – метод переработки нефтяных остатков в условиях высоких температур (450–510˚С) и давлении, близком к атмосферному, с целью получения кокса, жидких дистиллятов и газа.

При коксовании нефтяных остатков в результате углубления реакций крекинга и перераспределения водорода получается до 60–65% широкой фракции.

УЗК позволяет получить крупнокусковой кокс.

Расчет материального баланса установки замедленного коксования представлен в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Материальный баланс УЗК

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Продукты | % масс. на сырьё | % масс. на нефть | тыс. т/год | кг/ч |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| **Поступает:**ГудронОстаток с установки катал. крекинга**Всего:** | 89,4410,56**100** | 8,571,01**9,58** | 342,7440,47**383,21** | 42756,9865048,65**47805,64** |
| **Получено:**Газ и гол. Стаб.БензинЛег. газоильТяж. газоильКоксПотери**Всего:** | 4,5120,0026,6727,1218,703,00**100** | 0,661,9231,18220,73,990,435**9,58** | 17,2876,65102,21103,9371,6711,50**383,21** | 2156,039561,1312749,7612964,898939,651434,17**47805,64** |

**4.9 Расчет материального баланса установки гидроочистки дизельного топлива**

Гидроочистка предназначена для снижения содержания серы в дистиллятах. Одновременно с удалением серы уменьшается содержание в продуктах непредельных и смолистых соединений.

Для составления материального баланса гидроочистки необходимо определить количество образовавшегося сероводорода по формуле [4.1]:

GН2S = Gсырья\*(XS – Хдоп)\*MН2S /Ms, /7, с. 45/ [4.1]

где GН2S – количество образовавшегося сероводорода, тыс. т/год;

Gсырья – количество поступившего на установку газойля, тыс. т/год;

XS – содержание серы в сырье, мас. доли;

Хдоп – допустимое содержание серы в топливе (по ГОСТ)

MН2S и Ms – молекулярные массы сероводорода и серы.

GН2S = (102,2\*(0,0192–0,002)+ 116,83\*(0,006–0,002))\*34 /32 = 2,34 тыс. т/год

Таблица 4.9 – Материальный баланс гидроочистки ДТ

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Продукты | % масс. на сырьё | % масс. на нефть | тыс. т/год | кг/ч |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| **Поступает:**Легкий газоиль коксованияТяжёлый газойль ККВодород содержащий газв т.ч водород**Всего:****Получено:**Гидроочищенное дизельное топливоБензин-отгонСероводородГазПотери**Всего:** | 46,6653,341,80[0]**101,8**96,811,101,092,300,50**106,7** | 2,562,920,10[0]**5,58**5,310,060,060,130,02**5,58** | 102,20116,833,87[0]**219,03**208,292,372,344,951,08**4311,6** | 12749,5014574,60482,78[0]**27806,88**25984,28295,66291,92617,52134,73**27806,88** |

**4.10 Расчет материального баланса установки депарафинизации**

Таблица 4.10 – Материальный баланс установки депарафинизации

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Продукты | % масс. на сырьё | % масс. на нефть | тыс. т/год | кг/ч |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| **Поступило:**Фр. 180–350 єС**Всего:****Получено**:ДТ (зимнее)Промежуточная фр.Парафин жидкийПотери**Всего:** | 100**100**859,150,9**100** | 35,00**35,00**29,753,191,750,31**35,00** | 1400,00**1400,00**1190,00127,4070,0012,60**1400,00** | 174650,70**174650,70**148453,0915893,218732,531571,86**174650,70** |

**4.11 Расчет материального баланса газофракционирования непредельных углеводородов**

В состав нефтеперерабатывающих заводов включаются установки для получения лёгких углеводородных фракций высокой чистоты из нефтезаводских газов. По типу перерабатываемого сырья газофракционирующие установки подразделяются на ГФУ предельных и ГФУ непредельных газов. Материальный баланс ГФУ непредельных газов представлен в таблице 4.11.

Таблица 4.11 Материальный баланс ГФУ непредельных газов

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Продукты | % масс. на сырьё | % масс. на нефть | тыс. т/год | кг/ч |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| **Поступает:**Газ+головка ККГаз+головка коксования**Всего:****Получено:**ППФББФГазовый бензинГазПотери**Всего** | 93,036,97**100,0**33,7636,502,5024,243**100** | 5,950,43**6,38**2,152,330,161,550,19**6,38** | 237,9517,28**255,23**86,1793,166,3861,877,65**980,06** | 29684,382155,69**31840,07**10749,7511621,76795,917718,31954,34**31840,07** |

**4.12 Расчет материального баланса установки производства МТБЭ**

Особенностью МТБЭ является то, что при смешении его с другими компонентами октановое число смеси получается выше, чем рассчитанное по правилу аддитивности. Синтез МТБЭ осуществляется по реакции этерификации, расчет материального баланса приведен в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Материальный баланс установки производства МТБЭ

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Продукты | % масс. на сырьё | % масс. на нефть | тыс. т/год | кг/ч |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| **Поступает:**Бутан-бутиленовая фракцияВ т.ч. изобутанМетанол**Всего:****Получено:**МТБЭОтработанная ББФПотери**Всего:** | 100,0(-16,00)9,02**109,02**24,3981,643,00**109,02** | 2,33(-0,4)0,23**2,56**0,581,900,01**2,56** | 93,16(-14,42)8,13**101,29**22,6675,852,78**101,29** | 11621,76(1798,90)1014,22**12635,98**2826,859462,33348,05**40346,83** |

**4.13 Расчет материального баланса установки алкилирования**

Таблица 4.11 – Материальный баланс установки алкилирования

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Продукты | % масс. на сырьё | % масс. на нефть | тыс. т/год | кг/ч |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| **Поступает:**ББФ с МТБЭВ т.ч. изобутан**Всего:****Получено:**Легкий алкилатТяжелый алкилатПропанОтработанная ББФПотери**Всего:** | 100,00(-41)**100,00**79,103,401,9012,603,00**100,00** | 1,90(-0,85)**1,90**1,500,070,040,240,06**1,90** | 75,85(-30,16)**75,85**59,992,581,449,562,28**1520,57** | 9462,333762,48**9462,33**7483,79321,86179,641192,62284,43**9462,33** |

**4.14 Расчет материального баланса установки получения серы**

Одоптинская нефть содержит 0,4% масс серы, т.е. на проектируемый завод вместе с нефтью поступает 16 тыс. т. серы в год. При переработке этой нефти на данном заводе образуется 291,92 кг/ч или 2,34 тыс. т/год сероводорода. Остальное количество серы остается в битуме. Сжигать образующиеся сероводород на факелах завода нельзя, т. к. это приведет к загрязнению воздушного бассейна, поэтому предусмотрена установка по переработке сероводорода в серу.

Материальный баланс установки производства серы приведен в таблице 4.14.

Таблица 4.14 – Материальный баланс установки производства серы приведен

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Продукты | % масс. на сырьё | % масс. на нефть | тыс. т/год | кг/ч |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| **Поступает:**Сероводород**Всего:****Получено:**Сера элементарнаяПотери**Всего:** | 100,0**100,0**97,03,0**100,0** | 0,060**0,060**0,0580,002**0,060** | 2,34**2,34**2,270,07**2,34** | 291,92**291,92**283,188,73**291,92** |

**4.15 Расчёт материального баланса установки компаундирования бензина Аи-95**

На установку компаундирования для приготовления бензина Аи-95 поступает:

– н-бутан с ГФУ;

– изогексановая фракция с установки изомеризации;

– изопентановая фракция с установки изомеризации;

– изопентановая фракция с установки ГФУ;

– газовый бензин (фракция С6) с ГФУ;

– бензин АИ-93 с установки процесса «Цеоформинг»

– базовый компонент – катализат с установки каталитического риформинга;

– бензин каталитического крекинга НОС-Р;

– присадка МТБЭ;

– газовый бензин (фракция С6) с ГФУ непредельных УВ;

– лешкий алкилат с установки алкилирования.

Количество и свойство компонентов компаундирования представлены в таблице 4.15.

Таблица 4.15 - Количество и свойства компонентов компаундирования

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Продукт | кг/ч | тыс. т/год | % масс. | Октановое число ИМ |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Бутановая фракция (ГФУ)Изогексановая фракцияИзопентановая фракцияИзопентановая фракция (ГФУ)Газовый бензин (ГФУ)Бензин («Циоформинг»)Катализат (КР)Бензин (КК)Легкий алкилатМТБЭГазовый бензин (ГФУ непр. УВ) | 1062,25991,772630,99553,89116,027784,4399693,1163384,487483,782826,85795,91 | 8,5157,9521,094,440,9362,40799,14508,0959,9922,666,38 | 0,570,531,400,300,064,1653,2233,843,991,510,42 | 93,87492,392,38293100939311883 |
| **Бензин Аи-95** | **187323,48** | **1501,585** | **100,0** | **95,9** |

Октановое число бензина рассчитывается по формуле [4.2]:

Осм = (ОА·А + ОВ·В + ОС·С + …)/ 100 /8, с. 39/ [4.2]

где Осм – октановое число смеси;

ОА,ОВ, ОС – октановые числа компонентов;

А, В, С – содержание компонентов в смеси, % масс.

Октановое число получаемого бензина рассчитывается следующим образом:

Осм=(0,57·93,8+0,56·74+1,40·92,3+0,30·92,3+0,06·82+4,16·93+53,22·100+33,84\*93+3,99·93+1,51·118 + 0,42·83)/100=95,9

Таким образом, при компаундировании вышеназванных компонентов в указанных количествах, и вырабатываемых согласно поточной схеме (рис. 3), получается летний вид автобензина Аи-95 без добавления антидетонаторов

**4.16 Расчет материального баланса установки компаундирования зимнего дизельного топлива**

На установку компаундирования для приготовления летнего дизельного топлива поступают:

– дизельное топливо с установки гидроочистки;

– фракция 180–350;

– тяжелый алкилат установки алкилирования;

– промежуточная фракция с карбомидной депарафинизации.

Количество и свойство компонентов компаундирования летнего

дизельного топлива представлены в таблице 4.16.

Таблица 4.16 – Количество и свойства компонентов компаундирования

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Продукт | кг/ч | тыс. т/год | % масс. | Цетановое число |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Гидроочищенное ДТФр. 180–350Тяжелый алкилатПромежуточная фракция | 25984,2844910,18321,8615893,21 | 208,293602,58127,40 | 29,8351,560,3718,25 | 53495259 |
| **Летнее дизельное топливо** | **87109,53** | **698,27** | **100,0** | **52,03** |

Цетановое число дизельного топлива рассчитывается по формуле:

Цсм = (ЦА·А + ЦВ·В + ЦС·С + …)/ 100, /8, с. 42/ (4.3)

где Цсм – цетановое число смеси;

ЦА,ЦВ, ЦС – цетановые числа компонентов;

А, В, С – содержание компонентов в смеси, % масс.

Цетановое число получаемого дизельного топлива рассчитывается следующим образом:

Цсм = (53·29,83+ 49·51,56+52·0,37+59·18,25)/100 = 52,03

Таким образом, при компаундировании вышеназванных компонентов в указанных количествах, и вырабатываемых согласно поточной схеме (рис. 3), получается зимнее дизельное топливо без добавления цетанповышающих добавок.

**5. Сводный товарный баланс проектируемого НПЗ**

нефтепереработка сырье баланс технологический

Таблица 5.1 – Сводный материальный баланс проектируемого НПЗ

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Продукты | % масс. на нефть | кг/ч | тыс. т/год |
| **Поступило:**Нефть товарнаяМетанол**Всего:** | 100,000,23**100,23** | 499002,001014,22**500016,22** | 40008,13**4008,13** |
| **Получено:**Автомобильный бензин Аи-95в том числе:– бутановая фракция– изогексановая фракция– изопентановая фракция– изопентановая фракция (ГФУ)– газовый бензин (ГФУ)– Бензин («Цеоформинг»)– Катализат (КР)– Бензин(КК)– Присадка МТБЭ– Газовый бензин (ГФУ непред. УВ)Дизельное топливо зимнее.Дизельное топливо летнее в том числе:– фр. 180–350 оС с АТ– фр. 180–350 оС с ГО– тяжелый алкилат– промежуточная фракцияСольвентЖидкий парафинЭлементная сераСжиженные газы в том числе:– пропан– изобутан– пропан-пропиленовая фракция– н-бутанКоксТопливный газПотери в том числе выжигаемый кокс**Всего** | 37,370,2150,200,530,110,021,5619,9812,700,580,1629,7517,5795,310,073,190,1441,750,0583,160,280,212,150,2151,793,8874,753**100,23** | 179839,701062,258494,8822545,35553,89116,027784,4399693,1163384,4812635,98795,91148453,0987109,5344910,1825984,28321,8615893,21718,568732,53283,1814239,651390,971036,6810749,751062,258939,6219396,2123717,56**500016,22** | 1441,5958,5157,9521,094,440,9362,40799,14508,0922,666,381190,00698,27360208,292,58127,405,76702,27114,14511,158,3186,178,51571,66155,48190,12**4008,13** |

**Заключение**

На основании изучения физико-химических характеристик Одоптинской нефти и определения потенциального содержания в ней нефтяных фракций, а также в соответствии с заданием был выбран топливный вариант с глубокой переработкой нефти.

На основании литературных данных составлены материальные балансы выбранных процессов.

Приведена краткая характеристика набора процессов включенных в поточную схему завода.

Включение в схему завода современных высокоэффективных процессов таких как «Цеоформинг», каталитический риформинг, каталитический крекинг остаточного сырья, алкилирование позволило получить глубину переработки нефти – 91,85% и обеспечить выход высококачественного бензина соответствующего марке Аи-95 равный 37,37%. Включение процесса коксования позволило получить кокс марки К3–25, который в дальнейшем используется в производстве алюминия и электродов.

Таким образом, предложена технология глубокой переработки нефти с максимальным выходом топлив представляющая почти безотходную технологию.

**Библиография**

1 Козин В.Г. Современные технологии производства компонентов моторных топлив / В.Г. Козин, Н.Л. Солодова, Н.Ю. Башкирцева. – Казань: Татарское республиканское издательство Хэтер (ТаРИХ), 2003. – 264 с.

2 Мановян А.К. Технология переработки природных энергоносителей / А.К. Мановян. – М.: Химия, КолосС, 2004. – 456 с.

3 Каминский Э.Ф. Глубокая переработка нефти: технологический и экологический аспекты / Э.Ф. Каминский, А.В. Хавкин. – М.: Издательство «Техника», 2001. – 384 с.

4 Нефти Восточных районов СССР / под ред. С.Н. Павловой и З.В. Дриацкой. – М.: Химия, 1962. – 504 с.

5 Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа / С.А. Ахметов. – Уфа: Гилем, 2002. – 672 с.

6 Карманный справочник нефтепереработчика / под ред. М.Г. Рудина. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2004. – 336 с.

7 Разработка поточной схемы и расчет товарного баланса нефтеперерабатывающего завода: методические указания / Казан. гос. технол. ун-т; сост. В.Г. Козин. – Казань, 1993. – 52 с.

8 Основы проектирования нефтеперерабатывающих заводов / В.Г. Козин [и др.]. – Казань: Казан. гос. технол. ун-т, 1998. – 226 с.