

Таблица 2. Данные о составе продуктов, выходе ДФ, БФ, газов

Показатели процесса депарафинизации	Класс топлива				
	0	1	2	3	4
н-парафины $C_{10}-C_{27}$, % мас.	14,76	12,92	11,23	9,35	7,56
ПТФ, °С	–20	–26	–32	–38	–44
Выход ДФ, %	89,4	85,4	81,8	77,7	73,8
Выход БФ, %	8,20	11,6	14,7	18,1	21,4
Выход газа, %	2,4	3,0	3,5	4,2	4,8
Температура процесса, °С	328	342	350	357	363

можно увидеть в таблице 2.

Из таблицы 2 видно, что с повышением класса топлива уменьшается содержание н-парафинов в продукте на 51 %, что приводит к понижению предельной температуры фильтруемости на 24 °С. При этом наблюдается закономерное снижение выхода целевых дизельных фракций на 15,6 %. При этом увеличивается выход бензиновых фракций и газа за счет усиления реакций крекинга углеводородов при повышенных тем-

пературах.

Таким образом, для получения дизельного топлива различных классов требуется поддерживать оптимальную температуру процесса депарафинизации. При переработке сырья, рассмотренного в данной работе, температура варьируется в диапазоне от 328 °С до 363 °С в зависимости от требуемого класса дизельного топлива.

Список литературы

1. Белинская Н.С., Луценко А.Н., Попова Н.В. Влияние расхода сырья и температуры на процесс гидродепарафинизации с помощью математической модели // Проблемы геологии и освоения недр: труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск, 4–8 Апреля 2016. – Томск: Изд-во ТПУ, 2016. – Т.2. – С.460
2. Белинская Н.С., Францина Е.В. Кинетическая модель процесса производства дизельных топлив // Модели, системы, сети в экономике, технике, природе и обществе, 2013. – №2(6). – С.145–149.

ЭКСЕРГЕТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ СХЕМ МНОГОКОМПОНЕНТНОЙ РЕКТИФИКАЦИИ

В.Д. Брыль, А.Н. Сабиев

Научный руководитель – к.т.н., доцент М.А. Самборская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет
634050, Россия, г. Томск, пр. Ленина 30, vdb2@tpu.ru

Эксергетический анализ позволяет оценивать термодинамическую эффективность технологических процессов, определять места эксергетических потерь, совершенствовать технологию.

Целью данной работы был анализ эксергетической и энергетической эффективности технологических схем фракционирования нефти. Фракционирование нефти – начальный этап любого нефтеперерабатывающего производства и даже небольшое повышение его энергоэффек-

тивности экономически выгодно в силу больших объемов переработки.

Для анализа выбраны технологические схемы с различной степенью интеграции потоков:

- Двухколонная схема без интеграции потоков (ТС-I);
- Двухколонная схема Петлюка (ТС-II);
- Двухколонная схема с прямой последовательностью разделения (ТС-III);
- Двухколонная схема с обратной последовательностью разделения (ТС-IV);

Таблица 1. Результаты расчета

Продуктовый поток	Удельная эксергия, кДж/кг				
	ТС-I	ТС-II	ТС-III	ТС-IV	ТС-V
Бензиновая фракция	179,75	237,14	56,23	55,86	41,95
Дизельная фракция	188,27	242,02	263,09	153,34	81,72
Мазут	196,87	252,67	469,61	677,23	142,37

- Двухколонная схема с распределенной ректификацией и частичной интеграцией тепловых и материальных потоков (ТС-V).

В работе были рассчитаны удельные химическая ex_x и физическая ex_ϕ эксергии продуктовых потоков:

$$ex_x = I_{обр}^k + I_{обр}^n + I_{обр}^u \quad (1)$$

$$ex_\phi = ex_p + ex_m \quad (2)$$

где: $I_{обр}^k$ – эксергия обратимого процесса перевода вещества из жидкого состояния в паровое, $I_{обр}^n$ – эксергия обратимого процесса перевода паров в идеальное состояние, $I_{обр}^u$ – эксергия обратимой работы разделения (только для

исходной нефти) идеальной газовой смеси, ex_p , ex_m – изобарная (термическая) и изотермическая (механическая) составляющие физической эксергии.

Основные результаты расчетов приведены в таблице 1.

Расчеты усредненной удельной эксергии позволили:

- сравнить энергозатраты на разделение смеси по различным схемам;
- оценить энергетический потенциал отходящих потоков;
- выбрать оптимальную технологическую схему;
- предложить варианты рекуперации тепла.

КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

А.А. Бунаев, И.М. Долганов

Научный руководитель – к.т.н., доцент И.М. Долганов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет
634050, Россия, г. Томск, пр. Ленина 30, ayur.bunaev@mail.ru

Газопереработка – одна из самых молодых отраслей промышленности, развитие которой началось во второй половине XX-ого столетия.

На сегодняшний день общемировые запасы газа составляют примерно 147 триллионов м³ природного газа. Из них около половины разведанных запасов газа приходится на Россию (21,8%) и Иран (23%) [1]. Таким образом, можно предположить, что природный газ – возможное решение глобальной проблемы энергопотребления.

В технологии промысловой подготовки природного газа на сегодняшний день активно используется и развивается процесс низкотемпературной сепарации. Он основан на извлечении жидких углеводородов из газов путем одно или многократной конденсации при пониженных температурах с газо-гидромеханическим разделением газовой и жидкой фаз, находящихся в равновесии [2].

Необходимость проведения процесса низ-

котемпературной сепарации вызвана наличием жидкой фазы, состоящей из воды и легких углеводородов, в добываемом природном газе. Частицы жидкости при транспортировке газа по трубопроводу выступают в роли координационных центров, центров роста кристаллов – газогидратов [3]. Представляющие собой твердые образования внешне похожие на снег, они образуют в трубах т.н. газогидратные «пробки», что является аварийной ситуацией на магистрали, приводящей к остановке производства.

Кратко суть процесса можно выразить так. Добытый газ поступает в сепаратор первой ступени, где разделяется на газ и жидкую фазу, сбрасываемую в отстойники. Очищенный газ направляется затем в газовый теплообменник, где охлаждается встречным потоком обработанного, холодного газа. Оттуда газ снова поступает в сепаратор, где снова происходит процесс сепарации. Подобные стадии могут повторяться необходимое количество раз, в зависимости