

ПОЛУЧЕНИЕ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ ИЗ ПОПУТНЫХ НЕФТЯНЫХ ГАЗОВ C₃-C₄ НА ЦЕОЛИТСОДЕРЖАЩИХ КАТАЛИЗАТОРАХ

С.Н. Джалилова, Д.С. Мигачева

Научный руководитель – д.т.н., профессор В.И. Ерофеев

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет
634050, Россия, г. Томск, пр. Ленина 30, erofeevvi@mail.ru, dzhalilovasn@mail.ru*

Целью данной работы являлось исследование влияния модифицирования высококремнеземного цеолита ZSM-5 и УФ-обработки цеолитсодержащих катализаторов на активность в процессе превращения низших алканов C₃-C₄ ПНГ в жидкие углеводороды.

Изучение влияния температуры позволило установить, что с ростом температуры реакции с 550 до 600 °С и объемной скорости подачи ПНГ 240 ч⁻¹ на Н-ЦКЕ-Г выход жидких продуктов повышается с 41,4 при 550 °С до 46,0% при 600 °С, а содержание газообразных углеводородов уменьшается с 58,6% при 550 °С до 54,0% при 600 °С (таблица). Степень превращения ПНГ (по пропану) с ростом температуры с 550 до 600 °С увеличивается с 88,4 до 98,1%. Среди жидких углеводородов преобладают ароматические соединения: бензол, толуол и ксилолы, выход бензола с ростом температуры процесса повышается с 18,2% при 550 °С до 32,2% при 600 °С. Среди газообразных продуктов процесса превращения ПНГ преобладают, в основном, метан и этан, которые могут быть применены для топливных целей или в качестве исходного легкого углеводородного сырья для процессов

нефтехимии и газохимии. Их суммарный выход с ростом температуры процесса до 600 °С среди газообразных продуктов повышается до 76,9%. Введение 1% Ga₂O₃ в цеолит Н-ЦКЕ-Г приводит с ростом температуры процесса превращения ПНГ с 550 до 600 °С к значительному повышению выхода жидких продуктов с 55,9 до 60,1% по сравнению с Н-ЦКЕ-Г. Степень превращения низших алканов C₃-C₄ ПНГ с ростом температуры с 550 до 600 °С увеличивается с 75,8 до 93,6%, среди жидких продуктов преобладают ароматические углеводороды C₆-C₉. Введение 3% Ga₂O₃ в цеолит Н-ЦКЕ-Г приводит с ростом температуры процесса превращения ПНГ с 550 до 600 °С к дальнейшему повышению содержания жидких углеводородов с 57,1 до 64,2% по сравнению с Н-ЦКЕ-Г, а степень превращения ПНГ с ростом температуры с 550 до 600 °С увеличивается с 91,6 до 97,8%, среди жидких углеводородов преобладают арены C₆-C₉. Введение 5% Ga₂O₃ в цеолит Н-ЦКЕ-Г приводит с ростом температуры процесса превращения ПНГ с 550 до 600 °С к повышению степени превращения низших алканов C₃-C₄ с 79,2 до 87,8% и повышению содержания жидких углеводородов с

Таблица 1. Влияние температуры процесса на состав продуктов (мас. %) превращения ПНГ на ЦСК 240 ч⁻¹

T, °С	X, %	Газовая фаза, %	Компоненты газовой фазы, %		Жидкая фаза, %	Компоненты жидкой фазы, %			
			Алканы C ₁ -C ₄	Алкены C ₂ -C ₃		C ₆ H ₆	C ₇ H ₈	C ₈ H ₁₀	C ₁₀₊
Н-ЦКЕ-Г									
550	88,4	58,6	93,1	6,9	41,4	18,2	35,7	17,2	16,3
600	98,1	54,0	88,0	12,0	46,0	32,2	25,6	5,9	28,7
1% Ga ₂ O ₃ /Н-ЦКЕ-Г									
550	75,8	44,1	94,2	5,8	55,9	24,3	38,5	14,1	15,5
600	93,6	39,9	92,5	7,5	60,1	30,5	35,0	9,5	18,7
3% Ga ₂ O ₃ /Н-ЦКЕ-Г									
550	91,6	42,9	97,1	2,9	57,1	25,9	36,3	11,3	21,8
600	97,8	35,8	96,2	3,8	64,2	28,8	34,3	8,6	23,9
5% Ga ₂ O ₃ /Н-ЦКЕ-Г									
550	79,2	40,6	95,7	4,3	59,4	25,4	39,2	14,3	16,6
600	87,8	35,3	91,0	9,0	64,7	26,5	38,8	13,1	17,0

59,4 до 64,7% по сравнению с Н-ЦКЕ-Г.

Таким образом, из полученных катализаторов наибольшей активностью и селективностью в образовании аренов из ПНГ обладает катали-

затор 5% Ga₂O₃/95% Н-ЦКЕ-Г, максимальное содержание аренов на котором достигает 64,7% при 600 °С.

Список литературы

1. Миначев Х.М., Дергачев А.А. Каталитические и физико-химические свойства кристаллических пентасилов в превращениях низкомолекулярных олефинов и парафинов // Известия АН СССР. Сер. хим.– Москва, 1993.– №6.– С.1018–1028.
2. Safronova S.S., Koval L.M., Erofeev V.I. Catalytic activity of Ga-containing zeolite catalysts in the coupled reforming of methanol and C₃–C₄ alkanes. // Theoretical Foundations of Chemical Engineering, 2008.– Vol.42.– №5.– P.550–555.

АНАЛИЗ И ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕПЛООБМЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

А.А. Доброва, А.К. Ильчибаева

Научный руководитель – доцент Н.А. Руднев

Уфимский Государственный Нефтяной Технический Университет
Россия, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов 1, info@rusoil.net

Повышение степени использования вторичных топливно-энергетических ресурсов, максимально возможное использование рекуперации теплоты, оптимизация режимов работы технологических установок – одно из приоритетных направлений повышения эффективности энергосбережения нефтеперерабатывающих производств [1].

Основные возможности сокращения энергозатрат на НПЗ зависят от технологии нефтепереработки. Поэтому для достижения выраженного эффекта экономии в первую очередь требуется замена основного производственного оборудования. Большинство крупных компаний ведут или завершают модернизацию своих мощностей. Однако пока в эксплуатации остаются также и установки, запущенные в 50–60-х годах прошлого века [2].

Основной потенциал экономии энергоносителей скрывается в самом технологическом процессе, особенно в схеме рекуперации тепла [3].

В данной работе использовались такие программные обеспечения, как Aspen Hysys V8.8 и Aspen Exchanger Design and Rating V8.4 и программы Resource.

Теплообменная сеть (ТОС) представляет собой три параллельных ряда теплообменных аппаратов, соединенных последовательно. ТОС

существенно снижает нагрузку на печь, обеспечивая нагрев сырья до 200 °С.

Проект оптимизации системы рекуперации тепла существующей установки первичной переработки нефти АВТ проводился по следующей схеме:

1. Анализ имеющихся теплообменных оборудований на наличие дефектов, загрязнение патрубков и расчет остаточного ресурса.

2. Максимальное использование существующего теплообменного оборудования, вовлечение в сеть бездействующих аппаратов.

3. Расчет различных вариантов расположения тепловых потоков. Осуществление переобвязок на каждом потоке сырья, с учетом следующих правил:

- Правило соотношения потоковых теплоемкостей;
- Правило эвристической отметки;
- Правило разделения потоков.

Внедрение мероприятий по оптимизации позволяет получить следующие данные:

1. Экономия от снижения потребления топлива на атмосферной печи составит 1,05 Гкал/ч
2. Тепловая нагрузка ТОС повысится на 4,14%
3. Температура нефти на входе в атмосферную печь увеличится на 5–6 °С.