

Литература

1. Баннов П.Г. Процессы переработки нефти. М.: ЦНИИТЭ-нефтехим. – 2011. – 429 с.
2. Бокин А.И., Балаев А.В. Моделирование процесса дегидрирования метилбутенов в адиабатическом реакторе с неподвижным слоем железосодержащего катализатора // Катализ в промышленности.–2004.– №6. – С.25 – 29 с
3. ОФС 42-0050-07 (ГФ XII). Государственная фармакопейная статья №12.
4. Color stabilization of alkylarenesulfonic acids. Pat. US2880235. MonsantoChemicals. 2011.

**РАСЧЕТНЫЙ МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГРУППОВОГО СОСТАВА ВАКУУНОГО
ДИСТИЛЛЯТА НА ОСНОВании ДАННЫХ О ФРАКЦИОННОМ СОСТАВЕ И ПЛОТНОСТИ
ФРАКЦИИ**

Т. А. Шафран, Г. Ю. Назарова

Научный руководитель, профессор Е. Н. Ивашкина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При моделировании процессов глубокой переработки нефтяного сырья возникает ряд трудностей, одной из которых является сложность идентификации группового углеводородного состава тяжелых фракций сырьевого потока (фракционный состав 350–580°C), необходимого для оценки термодинамических параметров реакций процесса и детализации схемы химических превращений.

На сегодняшний день, как правило, в лабораториях нефтеперерабатывающих заводов химические анализы по определению группового состава сырья не осуществляются на регулярной основе, при этом, измерение физико-химических свойств нефтяных фракций (фракционный состав, плотность, вязкость, содержание общей серы и др.), согласно графикам контроля, осуществляется ежедневно. Эти данные могут быть использованы в качестве основы, при разработке расчетного метода определения группового состава тяжелых фракций углеводородов.

Поэтому актуальной задачей является определение группового состава (мольного содержания парафиновых, нафтеновых и ароматических углеводородов) тяжелой нефтяной фракции сырьевого потока каталитического крекинга в зависимости от фракционного состава и плотности.

Работы по связи фракционного и группового состава тяжелых фракций ведутся с 60-ых годов. В литературных данных представлены запатентованные корреляции (TOTAL, n-d-M, API) физико-химических свойств с групповым составом нефтяных фракций [1,2]. Но каждый метод имеет ряд ограничений по диапазону применения. Так, например, метод TOTAL позволяет определить содержание лишь ароматических углеводородов во фракции, а метод n-d-M направлен на изучение структурно-группового состава фракции, а именно содержание углерода в парафиновых, нафтеновых и ароматических структурах, при этом позволяет определить среднее число ароматических и нафтеновых колец во фракции.

Наиболее полный групповой состав позволяет определить метод API – обобщенный метод прогнозирования мольной долевой концентрации парафиновых, нафтеновых и ароматических углеводородов в тяжелых фракциях углеводородов.

В данной работе предложен метод расчета группового состава сырья каталитического крекинга в зависимости от фракционного состава сырья и плотности. Схематично данный подход изображен на рисунке 1.

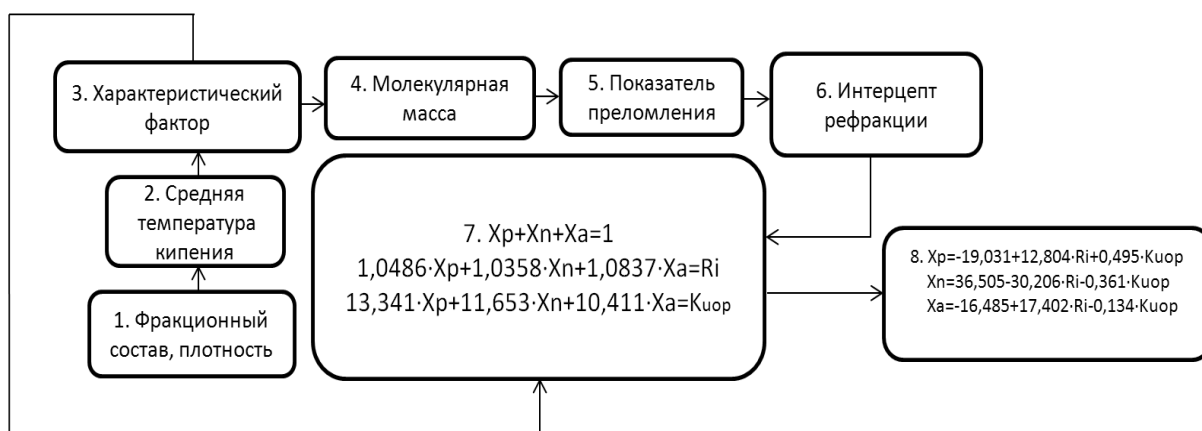


Рис. 1 Алгоритм расчёта группового состава сырья каталитического крекинга

Ниже представлены основные этапы расчета группового состава сырья каталитического крекинга, по

разработанной методике:

1. Определение характеристического фактора K_{UOP} , который учитывает парафинистую природу сырьевого потока [3]:

$$K_{UOP} = \frac{(t_{ог} + 460)^{1/3}}{pls},$$

где $t_{ог}$ – объемная температура кипения фракции, °F; pls – относительная плотность сырья при 15°C (или 60°F).

2. Расчет интрерцепта рефракции – Ri в зависимости от показателя преломления – $n_{(20)}$ и относительной плотности – pls :

$$Ri = n_{(20)} - \frac{pls}{2}$$

Таблица 1

Сравнение рассчитанных значений концентраций групп углеводородов с лабораторными исследованиями

Дата отбора пробы	Групповой состав сырья	Значения по расчету	Значения по лаборатории	Абсолютная погрешность, % масс.
28.11.2013	Парафиновые углеводороды, % масс.	47,34	48,04	0,70
	Нафтеновые углеводороды, % масс.	17,64	21,86	4,22
	Ароматические углеводороды, % масс.	35,02	30,10	4,92
10.02.2014	Парафиновые углеводороды, % масс.	48,06	45,50	2,56
	Нафтеновые углеводороды, % масс.	17,78	20,70	2,92
	Ароматические углеводороды, % масс.	34,16	33,80	0,36
15.07.2014	Парафиновые углеводороды, % масс.	47,50	46,87	0,63
	Нафтеновые углеводороды, % масс.	18,49	21,33	2,84
	Ароматические углеводороды, % масс.	34,01	31,90	2,11
20.05.2015	Парафиновые углеводороды, % масс.	45,12	45,22	0,1
	Нафтеновые углеводороды, % масс.	21,65	20,58	1,07
	Ароматические углеводороды, % масс.	33,23	34,20	0,97

3. Определение мольной доли парафиновых (x_p), нафтенных (x_n) и ароматических углеводородов (x_a) из системы трех уравнений с тремя неизвестными. Данная система трех уравнений была решена относительно x_p , x_n и x_a по методу Крамера (см. рис. 1), где 1.0486, 1.0358, 1.0837 – средний интерцепт рефракции для парафиновых, нафтенных и ароматических углеводородов соответственно; 13.341, 11.653, 10.411 – средний характеристический фактор для парафиновых, нафтенных и ароматических углеводородов соответственно [1].

4. Перевод мольной долевой концентрации парафиновых, нафтенных и ароматических углеводородов в массовые.

В таблице 1 представлены результаты по определению группового состава сырьевого потока каталитического крекинга, полученные расчетным путем и лабораторными исследованиями на приборе «ГРАДИЕНТ-М».

Таким образом, можно сделать вывод о согласовании рассчитанных значений по групповому составу вакуумного дистиллята с лабораторными данными, а значит, точность данной методики высока. Средняя погрешность расчетов составила не больше 5%. Данный подход может быть использован при расчете группового состава вакуумного дистиллята, на основании физико-химических характеристик фракции.

Работа выполнена при поддержке гранта Президента РФ для молодых российских ученых-докторов наук МД-5019.2016.8

Литература

1. Riazi M. R., Daubert T. E. Prediction of the Composition of Petroleum Fractions // Ind. Eng. Chem. Process Des. Dev. 1980. Vol. 19. P. 289-294.
2. Каталитический крекинг в псевдоожигенном слое катализатора. Справочник по эксплуатации, проектированию и оптимизации установок ККФ / Под ред. О.Ф. Глаголева. – СПб.:ЦОП «Профессия», 2014. – 384с.
3. Расчетные и графические методы определения свойств нефти и нефтепродуктов / Под ред. Ю. Г. Кирсанов. – Урал. ун-т.: Издательство, 2014. – 136с.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТОРФОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ
«ГАЗОПРОВОДНОЕ» В КАЧЕСТВЕ ЛЕЧЕБНЫХ ГРЯЗЕЙ**

К. Е. Щукина

Научный руководитель, доцент, к.т.н. С. Г. Маслов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Торф обладает целебными свойствами и используется в медицине (офтальмология, курортология, гинекология, ветеринария) и для получения лекарственных препаратов. Содержит биологически активные соединения: амины, фенолы [1].

Лечебная грязь, в настоящее время, имеет большую ценность, так как является высокоэффективным природным лечебным средством [2].

Целью данной работы, является исследование возможности применения торфов месторождения «Газопроводное», в качестве лечебных грязей.

Объектом исследования являются шесть образцов торфа, отобранных на месторождении «Газопроводное» Томской области.

Месторождение «Газопроводное» представляет собой выпуклое олиготрофное болото, возрастом около 3700 лет. Состоит из двух участков, разделенных неширокой песчаной гривой. Общая площадь болота в нулевых границах торфяной залежи около 123 га при максимальной глубине около 3 м.

Месторождение относится к категории мелкоконтурных замкнутых (бессточных) участков, с преимущественно атмосферным типом водно-минерального питания.

Таблица 1

Характеристика торфов

Объект, см	Вид	R, %	W ^a , %	A ^d , %
0 – 25	комплексный, верховой	25	10,6	4,1
50 – 75	сосново-фагновый, верховой	27	9,6	2,8
100 – 125	сосново-пушицевый, верховой	51	11,8	2,6
150 – 175	комплексный, верховой	32	10,5	2,6
200 – 225	травяно-гипновый, переходный	32	11,2	3,3
300 – 325	осоково, низинный	29	8,8	13,0

Результаты, полученные при определении требований, предъявляемым к лечебным грязям, представлены в таблице 2.

Таблица 2

Результаты физико-химических исследований

Показатель	Размерность	Норма	Проба, см					
			0-25	50-75	100-125	150-175	200-225	300-325
Твердые минер, включения размером более 5 мм	% на естественное вещество	отсутствие	-	-	-	-	-	-
Засоренность минеральными частицами размером 0,25-5 мм,	% на естественное вещество	< 2	0,06	0,08	0,05	0,05	0,07	0,38
Влажность	%	50-85	90,50	89,48	89,57	90,26	90,50	88,96
Степень разложения	% на органическое вещество	Не ниже 40	25	27	51	32	32	29
Сопротивление сдвигу	дин/см ²	1500-4000	2697,75	2145,94	2881,69	2575,12	2207,25	3065,63

По физико-химическим показателям, образцы торфа с различных глубин залегания, в общем соответствуют нормам для этого типа грязи.