

Таблица 2. Углеводородный состав дизельных фракций

Свойства	ДФ № 1	ДФ № 2	ДФ № 3	ДФ № 4	ДФ № 5	ДФ № 6	ДФ № 7
Парафины	49,74	62,58	58,72	63,46	62,60	63,58	58,49
Н-парафины	18,71	40,23	41,00	45,34	39,78	40,95	33,15
Изо-парафины	31,03	22,35	17,73	18,12	22,83	22,64	25,34
Н-парафины/Изо-парафины	0,60	1,80	2,31	2,50	1,74	1,81	1,31
Нафтены	21,47	10,72	13,51	17,91	7,60	13,68	14,80
Нафтены/Н-парафины	1,15	0,27	0,33	0,40	0,19	0,33	0,45
Арены	24,85	16,90	26,55	17,03	22,38	19,35	26,52
Арены/Н-парафины	1,33	0,42	0,65	0,38	0,56	0,47	0,80
Смолы	3,94	9,80	1,21	1,60	7,41	3,39	0,19
Всего	100	100	100	100	100	100	100

наименьшее содержание парафинов (49,74 % мас.) и самый низкий коэффициент нормальности парафинов – 0,6, самое высокое содержание нафтенов (21,47 % масс.), низкая температура выкипания 90 % фракции (301,5 °С) и узкий фракционный состав – 114,5 °С.

3. Таким образом, определяющими факторами, влияющими на низкотемпературные свойства, являются: содержание парафинов, на-

фтенов, коэффициент нормальности парафинов. Нафтены препятствуют сокристаллизации н-парафинов за счет пространственных затруднений из-за циклического строения, что способствует снижению температур застывания.

4. Чем уже фракционный состав и ниже температуры выкипания 90 % фракции, тем лучше ее низкотемпературные свойства.

Список литературы

1. Улучшение низкотемпературных свойств дизельного топлива / Г. М. Зиннатуллина, О. А. Баулин, А. Ю. Спащенко [и др.] // Науч-

ные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР, 2018. – № 2. – С. 77–81.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ ГАЗА

М. Ю. Патрихин

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

ФГАОУ ВО Национальный исследовательский Томский политехнический университет
634050, Россия, г. Томск, проспект Ленина, дом 30, тур11@tpu.ru

Промысловая подготовка газов газовых и газоконденсатных месторождений Надым-Пур-Тазовского района на действующих и проектируемых месторождениях осуществляется по технологии низкотемпературной сепарации газа (НТС) [1].

Остаточное содержание углеводородов C_{3+} в товарном газе находится на высоком уровне – около 50 г/м³. На повышенное содержание жирных компонентов в товарном газе влияет снижение эффективности процесса низкотемпературной сепарации вследствие падающих

рас-ходов и устьевых давлений газовых скважин.

Для увеличения степени извлечения жирных углеводородов необходимо осуществлять подбор оптимальных термодинамических параметров путем математического моделирования этих процессов.

Существующие решения по моделированию процессов НТС и подготовки газа, по большей части, представлены зарубежными программными комплексами, такими как, например, Aspen HYSYS или Unisim Design.

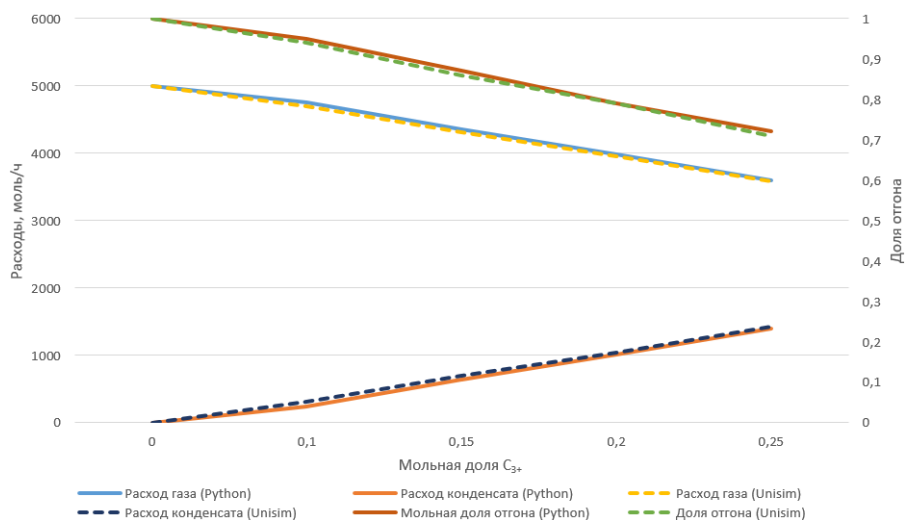


Рис. 1. Зависимости расходов жидкости, газа и мольной доли отгона от содержания компонентов C_{3+}

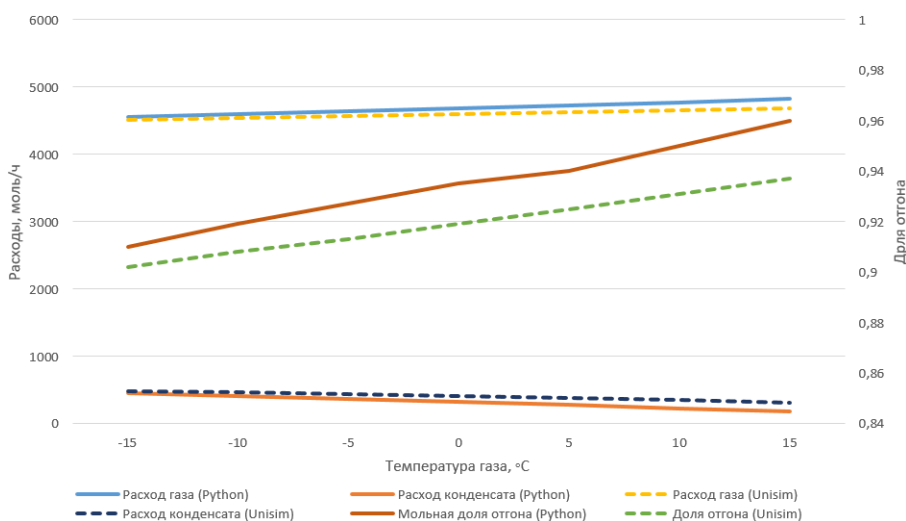


Рис. 2. Зависимости расходов жидкости, газа и мольной доли отгона от температуры газа

С целью импортозамещения и повышения эффективности работы отечественных установок ведется разработка собственной библиотеки компонентов химико-технических систем для расчета процессов низкотемпературной сепарации.

В работе проводилось моделирование процессов сепарации природного газа от конденсатов, выпадающих при определенных термобарических условиях.

Для расчета фазового и компонентного состава углеводородных смесей использовалось уравнение Пенга-Робинсона [2]:

$$P = \frac{RT}{v-b} - \frac{a}{v \cdot (v-b) + b \cdot (v-b)} \quad (1)$$

Все расчеты проводились в программе, написанной на языке программирования Python. В результате была получена зависимость расходов жидкости и газа, а также мольной доли отгона от состава газа (доли C_{3+}) – рисунок 1 и от температуры газа – рисунок 2.

Помимо сепарации в данный момент разрабатываются программы, позволяющие рассчитывать компрессоры, турбодетандеры, теплообменники и дроссельные устройства.

В будущем предполагается объединение созданных блоков в единую схему НТС и полный расчет параметров газа в процессе низкотемпературной сепарации, а также перевод расчетов в онлайн среду.

Список литературы

1. Истомин В. А. Низкотемпературные процессы промышленной обработки природных газов. – М.: ИРЦ Газпром, 1999. – 76 с.
2. Николаев Е. В., Харламов С. Н. // Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов, 2016. – Т. 237. – № 7. – С. 84–99.

ВЛИЯНИЕ МАГНИТНОЙ ОБРАБОТКИ НА УСТОЙЧИВОСТЬ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

Н. Н. Петрова

Научный руководитель – к.т.н., доцент ОХИ Е. В. Попок

Национальный Исследовательский Томский Политехнический Университет
634034, Россия, Томск, проспект Ленина, 30, npr8@tpu.ru

В настоящее время большинство нефтяных месторождений находится на завершающей стадии разработки, что подразумевает высокую обводненность и вязкость добываемой продукции, отличающейся высоким содержанием смолисто-асфальтеновых веществ. Для достижения товарных характеристик требуются значительные финансовые затраты на приобретение химических реагентов, оборудование и его эксплуатацию. В связи с вышеперечисленными проблемами возникает необходимость в разработке и применении альтернативных способов разрушения водонефтяных эмульсий, одним из которых является магнитная обработка [1].

Целью данной работы является исследование влияния постоянного магнитного поля на устойчивость водонефтяных эмульсий. Для проведения исследования были использованы водонефтяные эмульсии, полученные при интенсивном перемешивании 100 мл воды и 200 мл нефти. В данной работе были взяты нефти Соболиного и Столбового месторождений. Магнит-

ная индукция применяемого магнитного поля равна 200 мТл. В качестве регулируемых параметров, влияющих на процесс разделения, были выбраны скоростной и температурный режимы магнитной обработки, а также предложены следующие варианты опытов:

- прокачивание образцов водонефтяной эмульсии с разными скоростями;
- предварительный или последующий нагрев образцов водонефтяной эмульсии при 50 °С в течение 20 минут и их прокачивание через магнитную установку с оптимальной скоростью.

Анализ результатов первого опыта (рис. 1) показал, что наиболее эффективное разделение наблюдается при применении «быстрой» магнитной обработки, эффективность которой составила 51,81 %, против 30,12 % у «медленной» обработки.

Анализ результатов второго опыта (рис. 2) показал, что эффективность магнитной обработки возрастает при предварительном нагреве

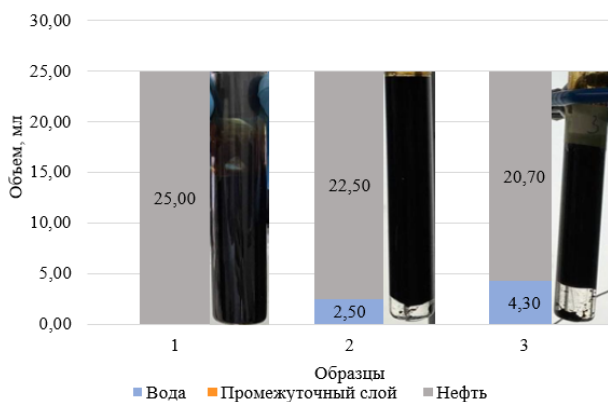


Рис. 1. Результаты опыта с нефтью Соболиного месторождения: 1 – необработанная эмульсия; 2 – обработка 5 мл/мин и последующий нагрев; 3 – обработка 40 мл/мин и последующий нагрев

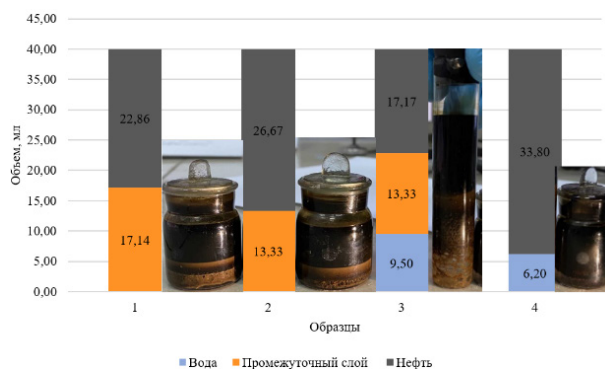


Рис. 2. Результаты опыта с нефтью Столбового месторождения: 1 – необработанная эмульсия; 2 – обработка с последующим нагревом; 3 – обработка с предварительным нагревом; 4 – применение деэмульгатора