

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ НА КАЧЕСТВО ПРОЦЕССА СЕПАРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СРЕД В УСЛОВИЯХ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

Е.В. Николаев

Научный руководитель д.ф.-м.н., профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. При проектировании и эксплуатации оборудования нефтегазового промысла важным является оптимизация параметров работы. При этом эффективное прогнозирование явлений сепарации, обусловленных фазовыми переходами и структурной нестабильностью компонентного состава и теплофизических свойств, является немаловажным составляющим.

В настоящее время существует большое количество эмпирических уравнений, с различной степенью точности позволяющих прогнозировать термодинамические процессы в углеводородных средах. Известно, что в практике прикладных расчетов состава вязких систем очень популярны модели с многокоэффициентными, а также полиномиальными связями между искомыми параметрами. В частности, наиболее удобными, относительно простыми и корректными в сравнении с имеющимися опытными данными являются полиномиальные уравнения состояния. Чувствительные к реальным возмущениям в рабочем процессе они прогнозируют свойства чистых веществ и смесей с большей надежностью в сравнении с моделями, включающими многокоэффициентные уравнения состояния. Стоит заметить, что отдельный анализ достоинств методик прогноза свойств углеводородных сред по указанным уравнениям, представленный в [1] показывает, что проблемы разделения в смесях еще далеки от завершения и требуют детального исследования, особенно в части эволюции структуры веществ в режимах интенсификации массопереноса.

В силу вышесказанного, целью данной работы является детальный анализ компонентного состава и теплофизических свойств углеводородной газовой системы в режимах функционирования оборудования подготовки нефти: температуры $T \approx 0-70^\circ\text{C}$, давления $P \approx 0,1-3,5 \text{ МПа}$.

Формулировка и верификация физико-математической модели. Модель первой ступени сепарации была построена на базе данных пластовой нефти Вынгапуровского месторождения [2] в программном комплексе Aspen HYSYS. Достоинства HYSYS в моделировании таких процессов достаточно известны [3]. Для углеводородных сред в качестве математической модели, авторами HYSYS, а также многими исследователями рекомендуется уравнение состояния Пенга-Робинсона [4-6], которое качественно превосходит другие уравнения состояния в прогнозировании разделения углеводородных систем. При формулировке модели были приняты следующие физические допущения: 1) режим стационарный; 2) геометрия сепаратора не учитывается; 3) расходы газа и жидкости постоянны; 4) давление и температура в сепараторе постоянны ($T \approx 0-70^\circ\text{C}$, $P \approx 0,1-3,5 \text{ МПа}$); 5) система находится в термодинамическом равновесии; 6) не учитываются тепловые потери через стенку сепаратора за счет температуры окружающей среды; 7) гидравлическое сопротивление емкости и штуцеров сепаратора пренебрежимо малы.

Достоверность результатов моделирования фазового равновесия «жидкость-пар» с использованием уравнения состояния Пенга-Робинсона представлены в [1, 5, 6]. В нашем случае проведен сравнительный анализ наших результатов с данными из [2], получено среднее расхождение по компонентному составу газа 6,8%.

Результаты исследования и их обсуждение. Уравнение состояния Пенга-Робинсона согласно [3] применимо для расчета компонентного состава фаз жидкости и газа в условиях фазового равновесия до 100 МПа. Однако отсутствие детальной информации о распределении компонентов смеси при высоких давлениях требует уточнения при изменении поля температуры. Результаты данного исследования иллюстрируются графиками эволюции параметров процесса сепарации в зависимости от температуры при различных давлениях (рис. 1 и 2).

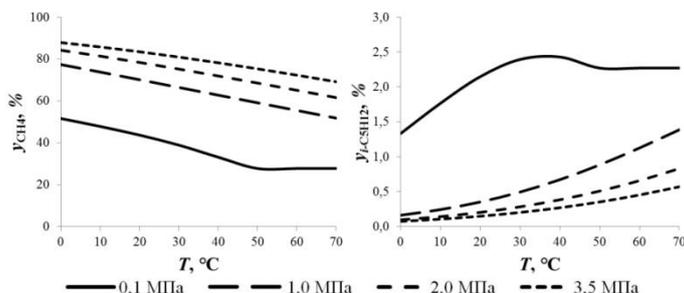


Рис. 1. Зависимость изменения концентраций компонентов газовой смеси в зависимости от температуры при различных давлениях: а) метана; б) изопентана

Из рисунка видно, что с увеличением давления кривые стремятся к линейной зависимости, и становятся чуть менее чувствительными к влиянию температуры. Теплофизические свойства газовой смеси с учетом влияния давлений определяются с помощью методов, основанных на принципе соответственных состояний [3]. Некоторые результаты наших расчетов представлены на рисунке 2.

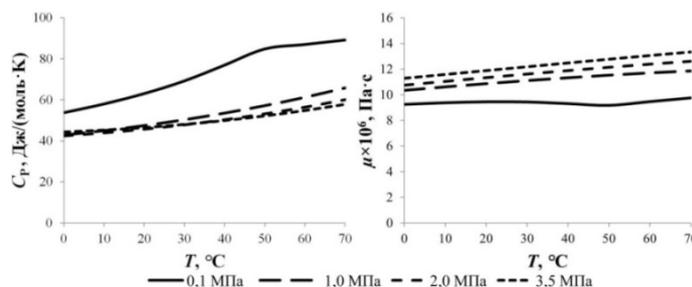


Рис. 2. Зависимость изменения теплофизических свойств газовой смеси в зависимости от температуры при различных давлениях: а) удельной теплоемкости; б) коэффициента динамической вязкости

Рисунок 2 показывает, что с повышением давления происходит группирование кривых со стабильным поведением свойств, как и в случае с поведением компонентов смеси (рис. 1). Это свидетельствует о том, что при высоких давлениях поведение компонентного состава и свойств газовой смеси становится более предсказуемым. Если рассматривать критерии подобия, такие как число Прандтля и Льюиса, то в них наблюдаются отличительные от теплофизических свойств распределения в зависимости от температуры для каждого значения давления, так как в них учитываются практически все возмущающие факторы. Таким образом, мы представляем наиболее общую картину поведения многокомпонентной углеводородной газовой среды в процессе сепарации в широком диапазоне изменений давления.

Закключение. В силу недостатка полных экспериментальных исследований, их дороговизны и невозможности их реализации, роль теоретических подходов в задачах исследования поведения углеводородных сред чрезвычайно велика. В работе достигнуты все цели исследования. Следует отметить, что прогноз процесса сепарации требует экспериментальной информации, позволяющей корректно замкнуть методики расчета компонентного состава и теплофизических свойств углеводородных сред в данном диапазоне изменений термобарических условий. По результатам работы можно сформулировать следующие выводы.

1. Зависимости изменений концентраций углеводородов от температуры с увеличением давления стремятся к линейной зависимости, когда как при низких давлениях наблюдаются немонотонные зависимости;
2. В распределениях изменений теплофизических свойств наблюдается группирование кривых в окрестности давлений свыше 1 МПа с последующим асимптотическим характером их линейного поведения;
3. Критерии подобия тройной аналогии (Pr, Sc, Le) слабо зависят от температуры. Наблюдается практически линейное их поведение независимо от изменения давления.

Литература

1. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. – М.:«Грааль». – 2002. – 572 с.
2. Леонтьев С.А., Марченко А.Н., Фоминых О.В. Обоснование рациональных технологических параметров подготовки скважинной продукции Вынгапуровского месторождения // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – № 3. – С. 211–221. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://ogbus.ru/authors/LeontievSA/LeontievSA_1.pdf. –15.04.2014
3. Базис HYSYS. – AspenTech, Версия 2006. – 737 с.
4. Kou J., Sun S. Unconditionally stable methods for simulating multi-component two-phase interface models with Peng-Robinson equation of state and various boundary conditions // Journal of Computational and Applied Mathematics. – 2016. – V. 291. – P.158–182.
5. Кулик В.С., Чионов А.М., Коршунов С.А., Казак К.А., Казак А.С. Использование различных уравнений состояния для расчета равновесия в системах «пар-жидкость» под высоким давлением // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2013. – № 3. – С. 8–12.
6. Фаловский В.И., Хорошев А.С., Шахов В.Г. Современный подход к моделированию фазовых превращений углеводородных систем с помощью уравнения состояния Пенга–Робинсона // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. – 2011. – Т. 13. – № 3, с. 120–125.