

ДЕТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ МЕХАНИЗМОВ СЕПАРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СРЕД В ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ РЕЖИМАХ РАБОТЫ УСТРОЙСТВ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

Е.В. Николаев

Научный руководитель: профессор, д. ф.-м. н. С.Н. Харламов
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
E-mail: nickolaev_evgeny@mail.ru

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

Формулировка и верификация физико-математической модели

Модель первой ступени сепарации была построена на базе данных пластовой нефти Вынгапуровского месторождения [1] в программном комплексе Aspen HYSYS. Достоинства HYSYS в моделировании таких процессов достаточно известны [2]. Для углеводородных сред в качестве математической модели, авторами HYSYS, а также многими исследователями рекомендуется уравнение состояния Пенга–Робинсона [3–5], 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 ($T \cong 0-70^\circ\text{C}$, $P \cong 50-3500$ кПа); 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 [3–6]. В нашем случае проведен сравнительный анализ наших результатов с данными из [1], получено среднее расхождение по компонентному составу газа 6,8%.

Результаты исследования и их обсуждение

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

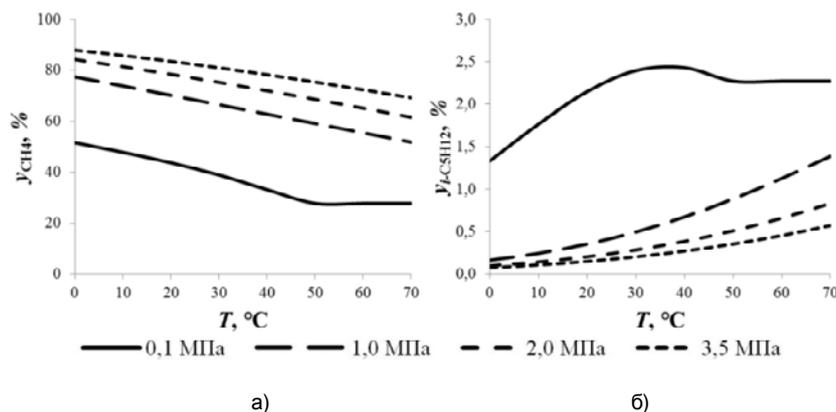


Рис. 1. Зависимость изменения концентраций компонентов газовой смеси в зависимости от температуры при различных давлениях: а) метана; б) изопентана

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 [2]. Некоторые результаты наших расчетов представлены на рисунке 2.

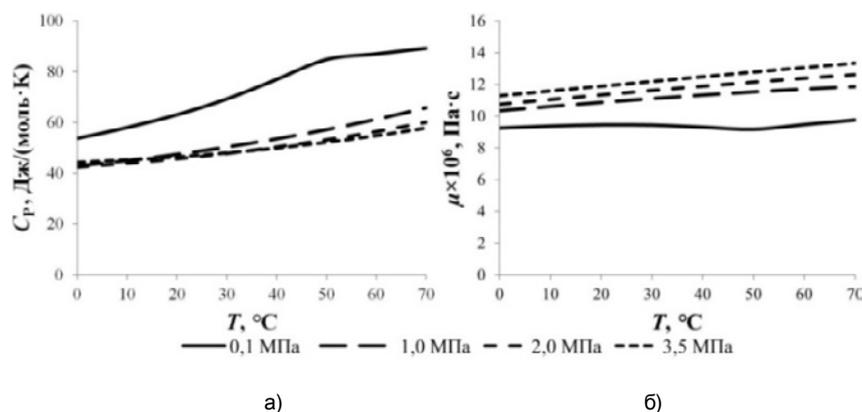


Рис. 2. Зависимость изменения теплофизических свойств газовой смеси в зависимости от температуры при различных давлениях: а) удельной теплоемкости; б) коэффициента динамической вязкости

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.

Заключение

В силу недостаточности экспериментальных исследований, их дороговизны и в некоторых случаях просто невозможности, роль теоретических подходов в задачах исследования поведения углеводородных сред чрезвычайно велика. В процессе данного исследования все поставленные задачи были достигнуты. Следует отметить, что полученные результаты описания процесса сепарации требуют дополнения экспериментальной информацией, которая позволила бы замкнуть методики расчета компонентного состава и теплофизических свойств углеводородных сред для данного диапазона термобарических условий: $T \cong 0\text{--}70^\circ\text{C}$, $P \cong 50\text{--}3500$ кПа.

Список литературы

1. Леонтьев С.А., Марченко А.Н., Фоминых О.В. Обоснование рациональных технологических параметров подготовки скважинной продукции Вынгапуровского месторождения [Электронный ресурс]. – URL: http://ogbus.ru/authors/LeontievSA/LeontievSA_1.pdf (дата обращения 15.04.2014).
2. Базис HYSYS. – AspenTech, Версия 2006. – 737 с.
3. 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. – Vol. 291. – P. 158–182.
4. Кулик В.С., Чионов А.М., Коршунов С.А. и др. Использование различных уравнений состояния для расчета равновесия в системах «пар-жидкость» под высоким давлением // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2013. – № 3. – С. 8–12.
5. 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.
6. Фамилия И.О. Моделирование процесса // Современная техника и технологии: труды VII Междунар. научно-практической конференции молодых ученых. – Томск, 2008. – Т. 1. – С. 226–228.