

2015. – Томск: ТПУ, 2015 – С. 461-463. – Режим доступа: <http://portal.tpu.ru/files/conferences/sbornik-korovin-VIII.pdf>
4. Пашаян, А.А. Проблемы очистки загрязненных нефтью вод и пути их решения / А.А. Пашаян, А.В. Нестеров // Экология и промышленность России – май 2008. – С.32 – 35. Продукция компании НД-ЭкоСистем [Электронный ресурс] // ndecosystems.ru – Режим доступа: <http://www.ndecosystems.ru/products/>, свободный. – Загл. с тит. экрана (дата обращения: 20.10.2015).
 5. Применение диспергентов для обработки нефтяных разливов [Электронный ресурс] // <http://www.itopf.com> – Режим доступа: <http://www.itopf.com/ru/knowledge-resources/documents-guides/document/-40b0e2bd77>, свободный. – Загл. с тит. экрана (дата обращения: 02.02.2016).
 6. Применение скimmers при ликвидации разливов нефти [Электронный ресурс] // <http://www.itopf.com> – Режим доступа: <http://www.itopf.com/ru/knowledge-resources/documents-guides/document/05-primenenie-skimmerov-pri-likvidacii-razlivov-nefti/>, свободный. – Загл. с тит. экрана (дата обращения: 02.02.2016).
 7. Продукция компании Lamor «Крупногабаритные нефтесборные системы» [Электронный ресурс] // <http://global.lamor.com> – Режим доступа: <http://global.lamor.com/ru/продукция>, свободный. – Загл. с тит. экрана (дата обращения: 15.01.2016).

ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ФАЗОВЫХ ПРОЦЕССОВ В ТЕХНОЛОГИИ СЕПАРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СРЕД

Е. В. Николаев

Научный руководитель, профессор С. Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Эффективное прогнозирование процессов разделения является важной частью при проектировании и эксплуатации оборудования многоступенчатой сепарации нефти. На данный момент существует большое количество эмпирических уравнений состояния для описания свойств углеводородных сред. Известно, что в практике прикладных расчетов широко применяются два вида уравнений: многокоэффициентные и кубические [3]. Наиболее удобными из них являются кубические уравнения состояния, которые преобладают по достоверности предсказания свойств чистых веществ и их смесей многокоэффициентные уравнения. Сравнение по достоверности моделирования свойств углеводородных сред по различным уравнениям проведено А. И. Брусиловским [3]. Целью работы является термодинамический анализ и выявление закономерностей процесса сепарации углеводородных сред, а также выдача рекомендаций в практику прикладных расчетов компонентного состава сложных сред в диапазоне изменений термобарических условий: температуры $T \cong 0 \div 70^\circ\text{C}$ и давления $P \cong 50 \div 700 \text{ кПа}$.

Расчет фазового равновесия производится в первом приближении с помощью совместного решения уравнений Дальтона и Рауля, предположив, что паровая фаза будет подчиняться законам идеального газа, а жидкая фаза будет являться идеальным раствором. Второе приближение с помощью уравнений состояния проводится путем итераций и основано на суровом применении классических аспектов термодинамики в многокомпонентных системах – равнозначности летучестей компонентов смеси во всех сосуществующих фазах [2, 3]. В качестве метода решений на первых итерациях применяют метод последовательных приближений. Если решения не достигают, то поиск продолжают методом Ньютона [3].

Модель первой ступени сепарации была построена на базе данных пластовой нефти Вынгапуровского месторождения [5], у которой обводненность $G = 72,5\%$, плотность $\rho = 817,4 \text{ кг/м}^3$, молекулярная масса $M = 91 \text{ кг/кмоль}$ с помощью программного комплекса Aspen HYSYS в стационарном режиме в рамках равновесной термодинамики. Заметим, что усилия по корректировке алгоритмов, по которым работает HYSYS, в силу его закрытости бесперспективны [1]. В качестве термодинамического пакета было выбрано уравнение состояния Пенга-Робинсона, которое в кубической форме имеет вид [2, 8]:

$$Z^3 + (B-1)Z^2 + (A-2B-3B^2)Z + (B^2 + B^3 - AB) = 0$$

здесь A , B – коэффициенты уравнения, которые выражаются через критические свойства и ацентрические факторы компонентов, а также через давление и температуру системы; Z – коэффициент сжимаемости.

Усовершенствованное фирмой Huprotech это уравнение состояния наиболее точно описывает разнообразные системы в широком диапазоне термобарических условий относительно других уравнений, поэтому многие авторы используют именно это уравнение, как в России, так и за рубежом, например [6, 7]. Авторы утверждают, что результаты расчета, полученные в программе HYSYS на базе уравнения Пенга-Робинсона, могут не совпадать с результатами, полученными с помощью других коммерческих программ на базе аналогичного уравнения. Как объясняют авторы, это связано с тем, что уравнение состояния Пенга-Робинсона в среде HYSYS содержит модифицированные коэффициенты бинарного взаимодействия [2].

В силу отсутствия экспериментальных данных, для проверки нашей модели на адекватность, сравнили полученные результаты с результатами расчетов других авторов [5] при аналогичных термобарических условиях: $P = 0,6 \text{ МПа}$, $T = 15^\circ\text{C}$. В качестве термодинамического пакета помимо уравнения состояния Пенга-Робинсона, с целью сравнительного анализа, были использованы различные модели: уравнение состояния Ли-Кеслера-Плокера, полуэмпирическая модель Грейсона-Стрида, уравнение NRTL (non-random two-liquid), разработанное Реноном и Праунизем. (табл. 1)

Таблица 1

Среднее расхождение результатов моделирования компонентного состава выходящего потока газа в HYSYS с использованием различных термодинамических пакетов с результатами работы [5]

Пенга-Робинсона	Ли-Кеслера-Плокера	NRTL	Грейсона-Стрида
6,82	9,57	8,38	11,43

Из таблицы видно, что наилучшую корреляцию с результатами работы [5] дало уравнение состояния Пенга-Робинсона, тем самым подтвердив свое превосходство над другими уравнениями. При этом стоит отметить, что концентрации легких углеводородов (метан, этан, пропан), углеводородов C_{6+} и неуглеводородных компонентов в выходящем потоке газа хорошо коррелируют с данными работы [5], а концентрации бутанов и пентанов имеют относительно высокое расхождение, что объясняется нехваткой информации входных данных промыслового сепаратора и различием методов расчета. Тем не менее, среднее расхождение с использованием уравнения состояния Пенга-Робинсона составляет 6,82 %.

В качестве оценки, провели сравнение компонентного состава газа при условиях из работы [5] ($P = 0,6$ МПа, $T = 15$ °С) с компонентным составом газа при предлагаемых условиях ($P = 0,7$ МПа, $T = 0$ °С). Таким образом, выяснили, что применив данные условия к существующему сепаратору, гипотетически, удалось бы добиться снижения концентрации тяжелых углеводородов (C_{4+} в выходящем потоке газа до 48,41 %.

Построены поверхности эволюции концентраций компонент в выходящем потоке газа в зависимости от изменений T и P . Некоторые из них представлены на рисунке.

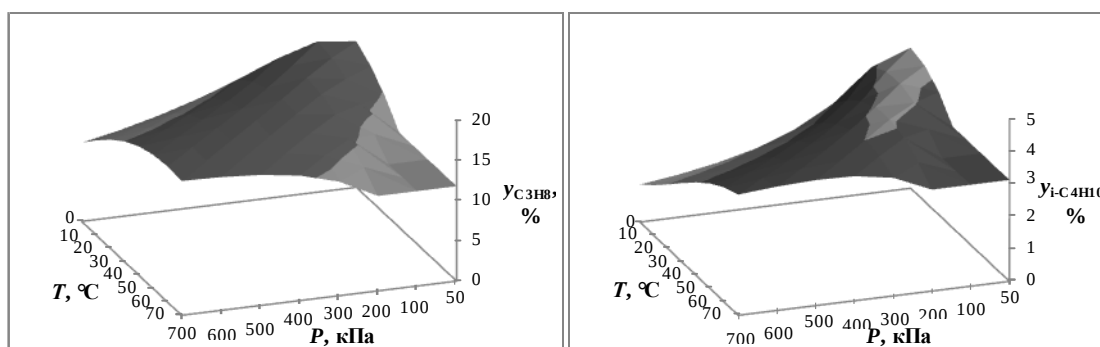


Рис. Эволюции концентрации пропана (y_{C3H8}) и изобутана ($y_{i-C4H10}$) в зависимости от T и P

Из рисунка видно, что существуют экстремумы не только в плоскостях изотерм, но и в плоскостях изобар. Подробности поведения концентраций данных компонент представлены в табл. 2.

Таблица 2

Описание эволюции концентраций компонент в выходящем потоке газа в зависимости от изменений T и P

№	Компонент	Плоскости изотерм	Плоскости изобар
1	Пропан	В изотермах $T = \{0, 10, 20, 30, 40, 50, 60\}$ °С имеются экстремумы при $P = \{100, 100, 200, 300, 300, 400, 600\}$ кПа соответственно. В изотерме $T = 70$ °С концентрация с увеличением давления возрастает.	В изобаре $P = \{50, 100\}$ кПа концентрация с увеличением температуры убывает, а в изобарах $P = \{200, 300, 400, 500, 600, 700\}$ кПа имеются экстремумы при $T = \{10, 20, 30, 40, 50, 50, 60\}$ °С соответственно.
2	Изобутан	В изотермах $T = \{20, 30, 40, 50, 60, 70\}$ °С имеются экстремумы при $P = \{100, 200, 200, 300, 400, 500\}$ кПа соответственно. В остальных изотермах концентрация с увеличением давления убывает.	В изобарах $P = \{100, 200, 300, 400\}$ кПа имеются экстремумы при $T = \{20, 40, 50, 60\}$ °С соответственно. В изобаре $P = 50$ кПа с увеличением температуры концентрация убывает, а в изобарах $P = \{500, 600, 700\}$ кПа – возрастает.

Следует отметить, что существуют условия, при которых значения концентрации каждого компонента в HYSYS остаются неизменными. Эти условия имеют место в плоскости изобары $P = 50$ кПа при температурах $T \cong 30 \div 70$ °С, в плоскости изобары $P = 100$ кПа при температурах $T \cong 50 \div 70$ °С и в плоскости изотермы $T = 70$ °С при давлениях $P \cong 50 \div 200$ кПа. Данные условия находятся за пределами двухфазной области в области однофазного ненасыщенного газового состояния, т.е. в той области, где фазовое равновесие невозможно. Поэтому HYSYS показывает одинаковые компонентные составы в выходящих из сепаратора паровом и жидком потоках, т.е. константа фазового равновесия $K_i = 1$ для всех компонентов.

Заключение. Данная работа посвящена термодинамическому анализу фазовых процессов в технологии сепарации углеводородных сред, а также выявлению их закономерностей. Построены поверхности эволюции концентраций компонент выходящего потока газа. Установлено, что в поведении концентраций большинства

компонент существуют экстремумы, как в плоскостях изобар, так и в плоскостях изотерм. А также выяснили, что изменение термобарических условий сепарации существующего сепаратора из [5], гипотетически, привело бы к уменьшению концентрации углеводородов C_{4+} выше в выходящем газе до 48,41 %. Исследование показывает о существенной роли в процессах сепарации механизмов диффузии, обусловленных как прямыми (концентрационная и тепловая диффузия), так и скрещивающимися (термодиффузия, диффузионная теплопроводность и динодиффузия) эффектами [4]. Они неразрывно существуют в многокомпонентных неизоэнтальпических системах. Поэтому в прикладных расчетах компонентного состава в указанном диапазоне изменений термобарических условий рекомендуется учитывать весь спектр мелкомасштабных взаимодействий между компонентами смеси.

Литература

1. Акберов Р.Р. Особенности расчета фазового равновесия пар-жидкость многокомпонентных систем при использовании уравнения Соав-Редлиха-Квонга // Теорет. основы хим. технологии, 2009. – Т. 45. – № 3. – С. 329 – 335.
2. Базис HYSYS. – AspenTech, Версия 2006. – 311 с.
3. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. – М.:Грааль, 2002. – 572 с.
4. Де Гроот С., Мазур П. Неравновесная термодинамика. – М.:Мир, 1964. – 429 с.
5. 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.
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.
7. Kylling O.W. Optimizing separator pressure in a multistage crude oil production plan: thesis Master of Science in Engineering Cybernetics. – Norwegian University of Science and Technology, 2009. – 76 p.
8. Peng D.Y., Robinson D.B. A new two-constant equation of state // Ind. Eng. Chem. Fundam., 1976. – V. 15. – P. 59 – 64

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЛЕКТРОДА СРАВНЕНИЯ ЭНЕС – 1

М. Н. Павлов

Научный руководитель, доцент В. Г. Крец

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Томская область

Для мониторинга скорости коррозионных процессов на подземных сооружениях применяют различные средства контроля коррозионного состояния и защищенности (электроизмерительные и коррозионно – измерительные приборы, полевые электроисследовательские лаборатории электрохимической защиты, контрольно – измерительные пункты, переносные и стационарные неполяризующиеся медно – сульфатные электроды сравнения, инструменты и приспособления). Но эти устройства имеют свои недостатки: недолговечность деталей, потеря проводящих способностей вследствие влияния на них окружающей среды. Именно поэтому совершенствование методов контроля и средств защиты подземных металлических сооружений от коррозии является важнейшей задачей нефтегазотранспортных предприятий.

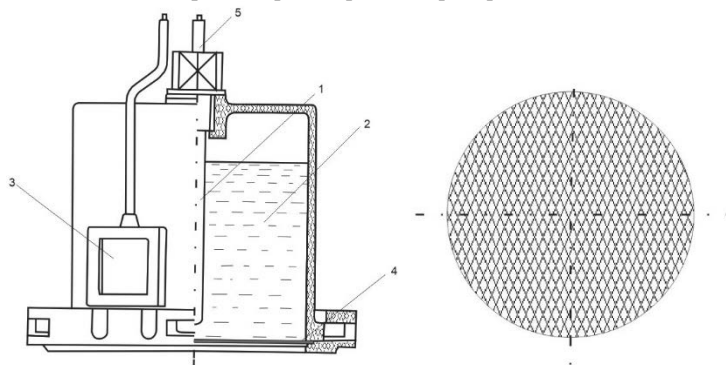


Рис. 1. Долгодействующий медносульфатный неполяризующийся электрод сравнения ЭНЕС-1: 1 – медный стержень; 2 – раствор медного купороса; 3 – вспомогательный электрод; 4 – ионообменная мембрана; 5 – провод от электрода

В настоящее время для измерения разности потенциалов между поверхностью газопровода и ближайшим к его поверхности слоям грунта (разность потенциалов «труба – земля»), используют стационарный медно-сульфатный электрод типа ЭНЕС-1 (рис.1).

Электроды сравнения ЭНЕС-1 – это один из надежных и безопасных переносных элементов электрохимической системы контроля и защиты подземных металлических сооружений от коррозии, потому как