

**СЕКЦИЯ 4. НОВЕЙШИЕ СИСТЕМЫ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ
ДЛЯ ПОДВОДНОГО ИЗУЧЕНИЯ ШЕЛЬФА АРКТИКИ
И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ**

Литература

1. Михалицына Ю.В. К вопросу о транспортировке нефти//Экономический журнал. – Иркутск, 2003. – № 2. – С. 35 – 40.
2. Павлюченко Е.И. Проблемы и стратегические ориентиры сохранения, восстановления и эффективного использования нефтегазового потенциала //Руснаука., 2011. – № 8.
3. DNV-OS-F101 Submarine Pipeline Systems. – DNV, August 2012. – 367 p
4. Чумаков М.М. Методика моделирования процесса размыва донного грунта в окрестности килей крупных ледяных образований//Экономический журнал. – Москва, 2013. – № 3. – С. 125 – 132.
5. Халфин И.Ш. Воздействие волн на морские нефтегазопромысловые сооружения / И.Ш. Халфин. – М.: Недра, 1990. – 310 с.

**ИССЛЕДОВАНИЕ МЕХАНИЗМОВ СЕПАРАЦИИ И СТРУКТУРЫ
УГЛЕВОДОРОДНОГО ПОТОКА В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ РЕЖИМАХ
ИЗМЕНЕНИЙ ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ РАБОЧЕГО ПРОЦЕССА
УСТРОЙСТВ ТЭК И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**

Е.В. Николаев, С.Н. Харламов

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

***Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия***

Введение.

В последние годы к запасам нефти и газа в Арктике проявляется большой интерес. На данный момент на российском арктическом шельфе открыто 20 крупных нефтегазовых провинций, в 10 из которых запасы нефти и газа являются доказанными. По оценкам USGS, в Арктике имеется приблизительно 13% мировых неразведанных запасов нефти и до 30% – природного газа [1].

В России было выдано ряд лицензий на большие участки северных акваторий ОАО «НК «Роснефть» (суммарно более 90 тыс. км² в Баренцевом и Печорском морях и 128 тыс. км² в Карском море) и ОАО «Газпром» и ОАО «Новатэк» на несколько меньших по площади участков в Обской и Тазовской губах [2]. Нефтегазовые проекты, реализуемые на арктическом шельфе, существенно отличаются друг от друга в технологическом плане, что обуславливается различными природно-климатическими условиями регионов, в которых они находятся. Это требует разработки новых технологий практически под каждый отдельный проект, что увеличивает время реализации, а также стоимость проектов. Поэтому задача исследования механизмов сепарации углеводородного сырья в экстремальных термобарических режимах работы устройств ТЭК играет чрезвычайно важную роль в реализации таких проектов. В силу вышесказанного, цель данной работы состоит в выявлении закономерностей сепарации углеводородных сред в экстремальных режимах изменений термобарических условий: $T \cong 0-70^{\circ}\text{C}$, $P \cong 50-3500$ кПа. Для достижения цели поставлены следующие задачи: 1) сформулировать физико-математическую модель процесса сепарации; 2) провести верификацию модели; 3) дать представление об особенностях изменений компонентного состава и теплофизических свойств газовой смеси в широком диапазоне изменений термобарических условий.

Формулировка и верификация физико-математической модели.

Модель первой ступени сепарации была построена на базе данных пластовой нефти Вынгапуровского месторождения [3] в программном комплексе Aspen HYSYS. Достоинства HYSYS в моделировании таких процессов достаточно известны [4]. Для углеводородных сред в качестве математической модели, авторами HYSYS, а также многими исследователями рекомендуется уравнение состояния Пенга-Робинсона [5–8], 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 [5–7]. В нашем случае проведен сравнительный анализ наших результатов с данными из [8], получено среднее расхождение по компонентному составу газа 6,8%.

Результаты исследования и их обсуждение.

Уравнение состояния Пенга-Робинсона согласно [4] 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).

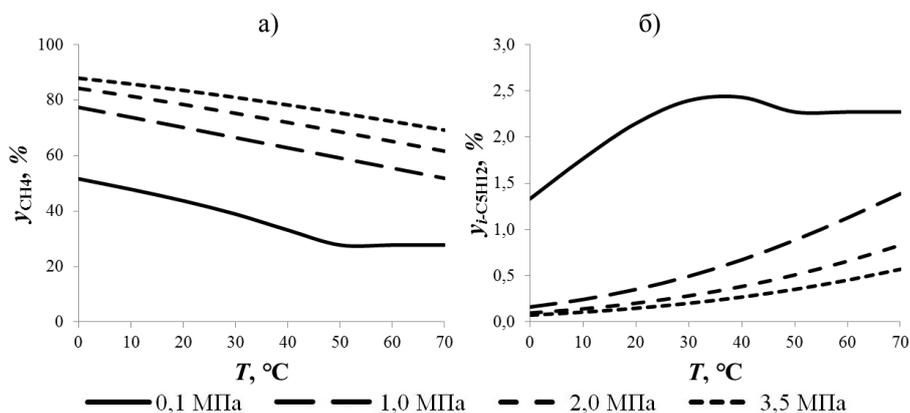


Рис. 1. Зависимость изменения концентраций компонентов газовой смеси в зависимости от температуры при различных давлениях: а) метана; б) изопентана

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 [4]. Некоторые результаты наших расчетов представлены на рис. 2.

**СЕКЦИЯ 4. НОВЕЙШИЕ СИСТЕМЫ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ
ДЛЯ ПОДВОДНОГО ИЗУЧЕНИЯ ШЕЛЬФА АРКТИКИ
И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ**

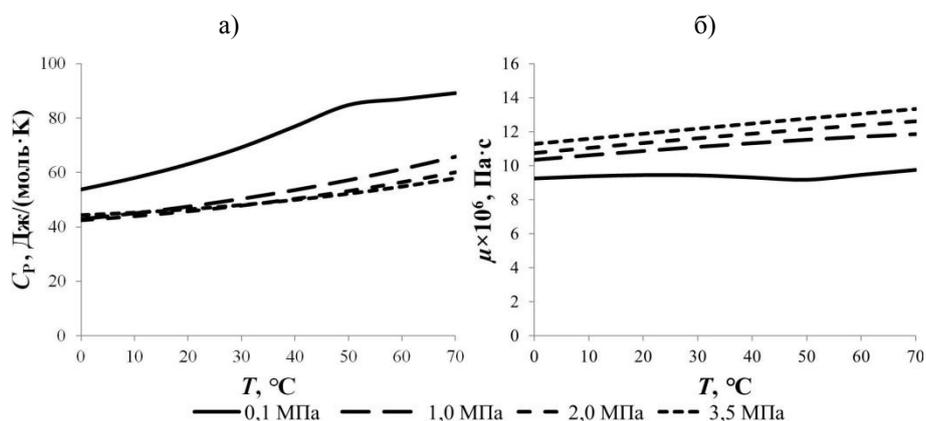


Рис. 2. Зависимость изменения теплофизических свойств газовой смеси в зависимости от температуры при различных давлениях: а) удельной теплоемкости; б) коэффициента динамической вязкости

Рис. 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 исследований в задачах разработки новых технологий для добычи и подготовки углеводородных ресурсов Арктики чрезвычайно важна. 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.

Литература

1. Нефть и газ Арктики. [Электронный ресурс]: PRO-ARCTIC – независимое российское информационно-аналитическое сетевое издание, посвященное ответственному и рациональному освоению ресурсов российской Арктики. URL: <http://pro-arctic.ru/28/05/2013/resources/3516> (дата обращения: 12.08.2016).
2. Богоявленский В.И. Проблемы и перспективы освоения месторождений нефти и газа шельфа Арктики // Бурение и Нефть. – 2012. – № 11. – с. 4–9.
3. 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. URL:

http://ogbus.ru/authors/LeontievSA/LeontievSA_1.pdf/ (дата обращения: 15.04.2014).

4. Руководство пользователя HYSYS. – AspenTech, Версия 2006. – 737 с.
5. 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.
6. 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.
7. 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.
8. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. – М.: «Грааль». – 2002. – 572 с.

АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ СЕПАРАЦИИ МНОГОКОМПОНЕНТНЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СРЕД

Е.В. Николаев, С.Н. Харламов

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия*

В процессах промыслового сбора нефти и газа, подготовки к транспорту и переработки возможны совместное движение или обработка указанных фаз, являющихся составными элементами многофазной системы. Однако в процессе движения многофазной системы по технологической цепи промышленных сооружений наступает момент, когда дальнейшее совместное перемещение фаз либо проведение основного процесса становится нерациональным или практически невозможным [1]. Тогда возникает необходимость сепарации пластовой нефти. Качество процесса сепарации играет немаловажную роль в технологической цепи предварительной подготовки нефти, так как именно на этой стадии в результате интенсивного газовыделения происходит унос тяжелых углеводородов с отгоняемым газом. В связи с большими финансовыми затратами проведения экспериментальных работ по прогнозированию сепарационных процессов, теоретический подход к решению таких задач является весьма целесообразным. Поэтому методики прогнозирования процесса сепарации многокомпонентных углеводородных сред требуют детального анализа. Учитывая вышесказанное, цель данной работы состоит в проведении анализа современных методов прогнозирования процессов сепарации углеводородных сред.

В соответствии с целью работы построили первую ступень многоступенчатой сепарации нефти Вынгапуровского месторождения на основании данных пластового флюида из [2]. Моделирование проводилось с помощью программного комплекса Aspen HYSYS. Данная программа, достоинства которой хорошо известны [3], является одной из самых известных и распространенных в нефтегазовой отрасли. В качестве термодинамической модели с целью сравнительного анализа были выбраны уравнения состояния Ли-Кеслера-Плокера (ЛКП), Пенга-Робинсона (PR),