

Результаты и их обсуждение. Ниже представлены графические данные изменений числа Льюиса углеводородной газовой смеси и метана, вычисленных по известным соотношениям теплофизических свойств, в зависимости от температуры при различных давлениях (см. рис.).

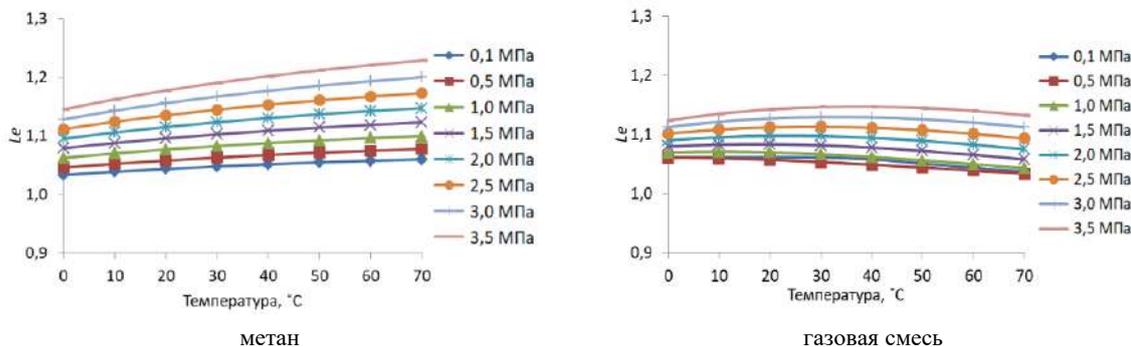


Рис.1 Зависимость изменения числа Льюиса Le для метана и газовой смеси от температуры при различных давлениях

Из рисунка видим, что кривые числа Льюиса для многокомпонентной смеси при давлениях 0,1, 0,5 и 1,0 МПа сгруппировались и практически совпадают, а в случае с метаном распределение более равномерное, при этом больше всего число Льюиса близко к единице при атмосферном давлении. Стоит отметить, что во всех случаях многокомпонентных углеводородных смесей число Льюиса распределяется в пределах значений от 1,00 до 1,23. В какой-то мере это оправдывает теорию Шваба и Зельдовича [9].

Заключение. Предложен метод оценки средней скорости диффузии в многокомпонентных углеводородных газовых смесях с использованием соотношения для вычисления коэффициента самодиффузии вещества через его плотность и вязкость из молекулярно-кинетической теории. Установлено влияние давления на соотношение интегралов столкновений для переноса массы и переноса импульса и предложено выражение для учёта параметра давления. Приведены результаты оценки коэффициентов переноса (динамической вязкости, теплопроводности и диффузии) и числа Льюиса для многокомпонентных углеводородных сред в термобарических условиях процесса сепарации, характерных для функционирования аппаратов подготовки нефти в сопоставлении с коэффициентами переноса чистого метана.

Литература

1. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. – М.: «Грааль». – 2002. – 572 с.
2. Александров И.А. Массопередача при ректификации и абсорбции многокомпонентных смесей. – М.: Химия, 1975. – 320 с.
3. Hirshfelder J.O., Curtiss C.F., Bird R.B. Molecular Theory of Gases and Liquids. New York: John Wiley and Sons, 1954. – 1219 p.
4. Peng D.Y., Robinson D.B. A new two-constant equation of state // Ind. Eng. Chem. Fundam, 1976. – V. 15. – P. 59–64.
5. Kylling O.W. Optimizing separator pressure in a multistage crude oil production plan: M. Sc. Diss. Trondheim, 2009. – 76 p.
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. Nikolayev E.V., Kharlamov S.N. Separation Features in Hydrocarbon Media at Thermobaric Regimes of Petroleum Preparation Devices Functioning // Key Engineering Materials, 2017. – V. 743. – P. 373–377.
8. Николаев Е.В., Харламов С.Н. Исследование сепарационных процессов углеводородных многокомпонентных систем в режимах функционирования оборудования предварительной подготовки нефти // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 2016. – Т. 327. – № 7. – С. 84–99.
9. Вильямс Ф.А. Теория горения. – М. Наука, 1971. – 616 с.

АНАЛИЗ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА К ТРАНСПОРТУ ПО ТЕХНОЛОГИИ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТУРБОДЕТАНДЕРНЫХ АГРЕГАТОВ

В.О. Патракеев, И.Е. Гаврилов

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На территории Российской Федерации сосредоточены более 30% мировых запасов газа. Газодобывающая отрасль в России ежегодно развивается. К 2025 году запланировано увеличение объемов добываемого газа в 2 раза, наибольший вклад в добычу природного газа вносят районы Крайнего Севера и районы, приравненные к ним [1]. Важной задачей в условиях Крайнего Севера после добычи природного газа является его подготовка. На большей части газоконденсатных промыслах, подготовка газа осуществляется на установке комплексной подготовки газа путем низкотемпературной сепарации [2]. Процесс подготовки газа, с

СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

применением данных технологий необходим для очистки, осушки и отделения фракция низкокипящих углеводородов. Для отделения фракций низкокипящих углеводородов в низкотемпературном сепараторе, необходимо обеспечить снижение температуру природного газа до температур точки росы [3].

В процессе эксплуатации газового месторождения в различных скважинах давление природного газа со временем падает неодинаково. В части скважин пластовое давление снижается, и появляются скважины с низким дебитом (низконапорные) [4].

В связи с этим создание унифицированной экономичной схемы НТС природного газа для низконапорных скважин стало актуальной задачей в связи с увеличением их количества на многих месторождениях. В работе Шубенко А.Л. [5] предложена новая схема, разработанная на основе схемы НТС с источником холода ТДА, отличающаяся тем, что в линию низконапорных скважин добавлен компрессор ТДА, приводом для которого служит турбина ТДА, включенная в линию высоконапорных скважин. Данная схема позволяет за счет разделения газовых потоков (низконапорные скважины соединяются одними коллекторами, высоконапорные вторыми) существенно увеличить добычу газа на месторождении, имеющем скважины высоких и низких давлений (Рис. 1)

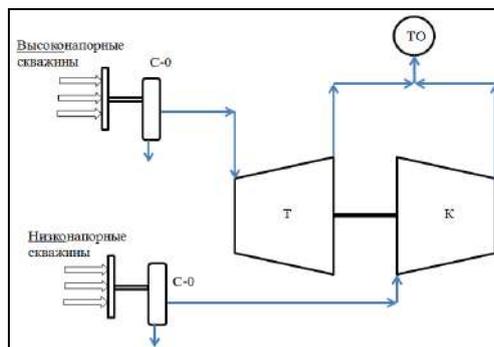


Рис.1 Участок технологической схемы низкотемпературной сепарации (дополнительный турбодетандерный агрегат): С-0 – сепаратор предварительной очистки; ТО – рекуперативный теплообменник; Т – турбодетандер, К – Компрессор.

Для соблюдения технологических параметров, связанных с поддержанием определенного давления в рекуперативном теплообменнике, была приложена математическая модель соблюдения мощностного баланса между дополнительным турбодетандером и дополнительным компрессором [14]:

$$G_1 \cdot \frac{k_1}{k_1 - 1} \cdot T_1 \cdot R_1 \cdot \left[1 - \left(\frac{P_{ТД}}{P_1} \right)^{\frac{k_1}{k_1 - 1}} \right] \eta_T = G_2 \cdot \frac{k_2}{k_2 - 1} \cdot T_2 \cdot R_2 \cdot \left[\left(\frac{P_{ТД}}{P_2} \right)^{\frac{k_2}{k_2 - 1}} - 1 \right] \cdot \frac{1}{\eta_K} \quad (1)$$

где G_1, G_2 – расходы газа (массовые) в высоконапорных и низконапорных линиях, k_1, k_2 – показатели адиабаты для газа в высоконапорных и низконапорных линиях, R_1, R_2 – газовые постоянные для газа в высоконапорных и низконапорных линиях, $P_1, P_2, P_{ТО}$ – давления газа в высоконапорных и низконапорных линиях, η_T, η_K – КПД турбодетандера и компрессора.

На основании представленной математической модели был произведен расчёт различных параметров работы представленной технологической схемы (Рис. 2). Данная модель позволила установить закономерность требуемого значение давления высоконапорных скважин (P_1), для успешной работы низконапорных скважин (P_2) с определенным массовым расходом $P_1 = f(P_2, G_1/G_2)$.

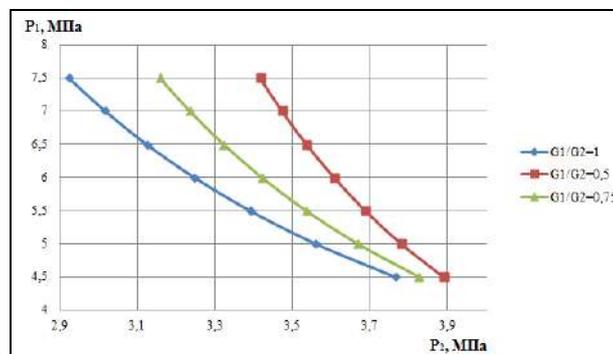


Рис.2 Условия баланса давлений высоконапорных скважин P_1 от давлений низконапорных скважин P_2 в зависимости от разных соотношений расходов G_1/G_2 .

Также было произведено математическое моделирование смеси газовых потоков, образующейся после прохождения газа предложенной технологической операции (детандирование газа с высоконапорных скважин, компримирование газа с низконапорных скважин и взаимное смешение газовых потоков перед

теплообменником). В результате была получена закономерность температуры газовой смеси (Рис. 3) на входе в теплообменный агрегат от давления низконапорных скважин, при определенном соотношении расходов $T_{го} = f(P_2, G_1/G_2)$

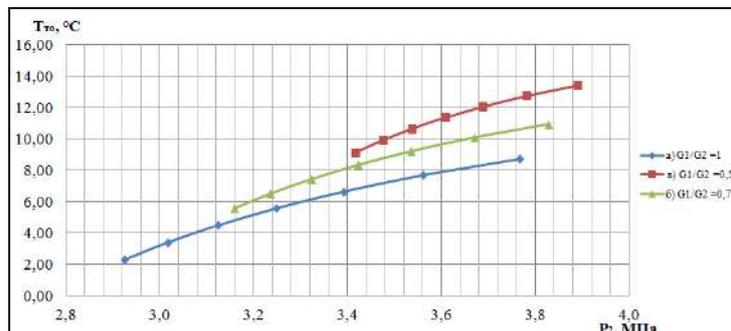


Рис.3 Зависимость температуры газа на входе рекуперативный теплообменник (после смешение газовых потоков) исходя из давления низконапорных скважин $T_{го} = f(P_2, G_1/G_2)$, при соотношении расходов G_1/G_2 .

Исходя из построенной графической зависимости, наблюдается эффективное снижение температуры смеси природного газа на входе в рекуперативный теплообменник $T_{го}$ ($T_{го} < T_{устье скважины}$) при соотношении расходов $G_1/G_2 = 1$ (30 кг/с к 30 кг/с) для всего градиента возможных давлений низконапорных скважин P_2 .

При увеличении расхода газа из низконапорных скважин на 33 % $G_2 = 40$ кг/с (соотношений $G_1/G_2 = 0,75$) эффективное снижение температур смеси природных газов наблюдается в диапазоне давлений низконапорных скважин до 3,64 МПа.

При увеличении расхода газа из низконапорных скважин на 50 % $G_2 = 60$ кг/с (соотношений $G_1/G_2 = 0,5$) эффективное снижение температур смеси природных газов наблюдается в узком диапазоне давлений низконапорных скважин 4,41 до 3,46 МПа.

Вывод: произведенный анализ новой схемы низкотемпературной сепарации (НТС) позволяет расширить диапазон эксплуатации газовых месторождений с низконапорными скважинами. Главным достоинством схемы является повышение давления газа из низконапорных скважин за счет имеющейся потенциальной энергии высоконапорных скважин без использования внешних источников энергии (совместная работа турбодетандера и компрессора для разных потоков на одном валу). Использование рассмотренной схемы может увеличить добычу газа больше чем на 50 %.

Литература

1. Филимонова И.В., Эдер Л.Н, Немов В.Ю., Мишенин М.В. Газовая отрасль России на современном уровне // Журнал. Экологический вестник. – №9. – 2014. – С.4-9.
2. Квалифицированная первичная переработка нефтяных и природных углеводородных газов / М.А. Берлин, В. Г. Гореченков, В. П. Капралов. – Краснодар: Советская Кубань, 2012. – 520 с.: ил.
3. СТО Газпром 089–2010 Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам.
4. Квалифицированная первичная переработка нефтяных и природных углеводородных газов / М.А. Берлин, В. Г. Гореченков, В. П. Капралов. – Краснодар: Советская Кубань, 2012. – 520 с.: ил.
5. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа / – М: Грааль, 2002. 575 с.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ДЕФЕКТОВ СТЕНКИ ТРУБОПРОВОДА С ПОМОЩЬЮ ТЕПЛООВОГО РАСЧЕТА В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ PIPEMODEL

В.В. Резван, А.А. Самарин

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Безаварийная эксплуатация магистральных нефтепроводов тесно связана с работоспособностью турбин. Напрямую зависит от их несущей способности, которая, в свою очередь, в процессе длительной эксплуатации, неизбежно снижается в результате развития дефектного состояния. В настоящее время нефтяные компании, занимающиеся магистральным транспортом нефти, стремятся к снижению аварийности и более безопасной эксплуатации магистральных нефтепроводов.

Главной причиной капитального ремонта, является наличие дефектов, угрожающих надежному функционированию трубопровода, в частности процессы, связанные с коррозионным разрушением труб вследствие износа покрытия. Коррозия трубопровода, является основной причиной производства работ, связанных с ремонтом трубопровода. По статистическим данным, одна треть труб, находящаяся эксплуатации более 30 лет, подлежит замене.

Среди основных дефектов, встречающихся на трубопроводах, можно выделить: