

7. Oellrich L., Ploker U., Prausnitz J.M., Knapp H. Equation-of-state methods for computing phase equilibria and enthalpies. — International Chemical Engineering, 1981, v 21, n 1, P 1–16.
8. Гуревич Г.Р., Брусиловский А.И. Справочное пособие по расчету фазового состояния и свойств газоконденсатных смесей. — М., Недра, 1984. — 264 с.
9. Jarborough L. Vapor-liquid equilibrium data for multicomponent mixture containing hydrocarbon and non-hydrocarbon components // AIChE J. — 1972. Vol. 17, № 2. — P. 129–133.
10. Программа HYSYS фирмы HYPROTECH.LTD.
11. Де Гроот С. Термодинамика необратимых процессов. Гостехиздат, 1956. — 391 с.
12. Гиббс Д.В. Термодинамика. Статистическая механика. — М.: Наука, 1982. — 584 с.

CALCULATION of GAS-CONDENSATE FIELD MULTICOMPONENT HYDROCARBONIC MIXTURE THERMODYNAMIC CHARACTERISTICS

E.I. TARNOVSKI

The calculation procedure of a vapor-liquid hydrocarbonic system thermodynamic balance is considered on the basis of use of the Peng-Robinson condition equation. A thermodynamic coordination of experimental data, and a calculation of liquid–vapor balance in the multicomponent systems is tested. Results of quantitative calculation of basic thermodynamic parameters for various component concentration in mixture are investigated. As a result, the differential equation of the Peng-Robinson condition is provided.

УДК 622.276.8

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ДВУХСТУПЕНЧАТОЙ СЕПАРАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОЙ СМЕСИ

Л.В. ШИШМИНА, А.В. ШАГАЕВ

На основе термодинамического моделирования процесса двухступенчатой сепарации нефтегазовой смеси с помощью программы HYSYS показаны преимущества применения технологии рециркуляции газа второй ступени сепарации.

В настоящее время многие крупные месторождения, обеспечивающие основные объемы добычи нефти, вступили в позднюю стадию разработки и имеют высокую степень истощения запасов и обводненности продукции. Среди вновь открываемых залежей нефти возросла доля месторождений со сложным геологическим строением, расположенных в труднодоступных местах с суровыми климатическими условиями, что требует применения более сложных технологий добычи и методов повышения нефтеотдачи продуктивных пластов. В связи с этим возрастает значение разработки малых месторождений.

Проекты разработки таких месторождений довольно часто не предусматривают использования нефтяного газа. Это приводит к потере ценного химического сырья и к загрязнению окружающей среды продуктами сжигания нефтяного газа. Поэтому целесообразно совершенствовать систему подготовки скважинной продукции в направлении утилизации газа. Удачным решением является технология сепарации нефти с рециркуляцией газа, предложенная специалистами ТатНИПИнефти, суть которой заключается в возврате газа второй и последующих ступеней сепарации на предыдущую ступень для извлечения из него нефтью тяжелых компонентов. Технология позволяет осушить непосредственно сырьевым потоком тяжелый газ перед подачей его в газопровод и тем самым уменьшить количество выпадающего конденсата без применения абсорбентов и дорогостоящего оборудования и может быть использована как на узлах сепарации нефти, так и на ДНС [1,2].

Таблица 1. Состав пластовой нефти

Компоненты	Мольные доли
Метан	0,2041
Этан	0,0066
Пропан	0,0346
и-Бутан	0,018
н-Бутан	0,055
и-Пентан	0,0294
н-Пентан	0,0465
Остаток	0,5955
Азот	0,0095
Двуокись углерода	0,0008

Для того чтобы оценить преимущества данной технологии, проведено моделирование и сравнение двух принципиальных технологических схем двухступенчатой сепарации: с рециркуляцией газа второй ступени и без рециркуляции. За основу принята технологическая схема рециркуляции газа, представленная в [1]. Сравнение проводили по наиболее важным показателям, а именно: выходу разгазированной нефти и потерям легких фракций нефти от конденсации в магистральном газопроводе и от испарения из сырьевого резервуара.

При моделировании использован состав пластовой нефти, приведенный в табл. 1. Исследованный диапазон давлений первой ступени сепарации составлял 0,3–0,8 МПа, а давлений второй ступени сепарации – 0,102–0,150 МПа.

Моделирование проведено с помощью программного комплекса HYSYS фирмы Huprotech. Программа предусматривает построение моделирующей системы, состоящей из технологических аппаратов, связанных воедино материаль-

ными потоками жидкости и газа. Для расчета свойств газов в данной работе выбрано уравнение состояния Пенга-Робинсона.

Технологические параметры потока сырой нефти составляли: температура – 20 °С; давление – 1200 кПа. Расход сырья принят равным 1000 кмоль/ч.

Разработанные моделирующие системы представлены на рис.1, 2.

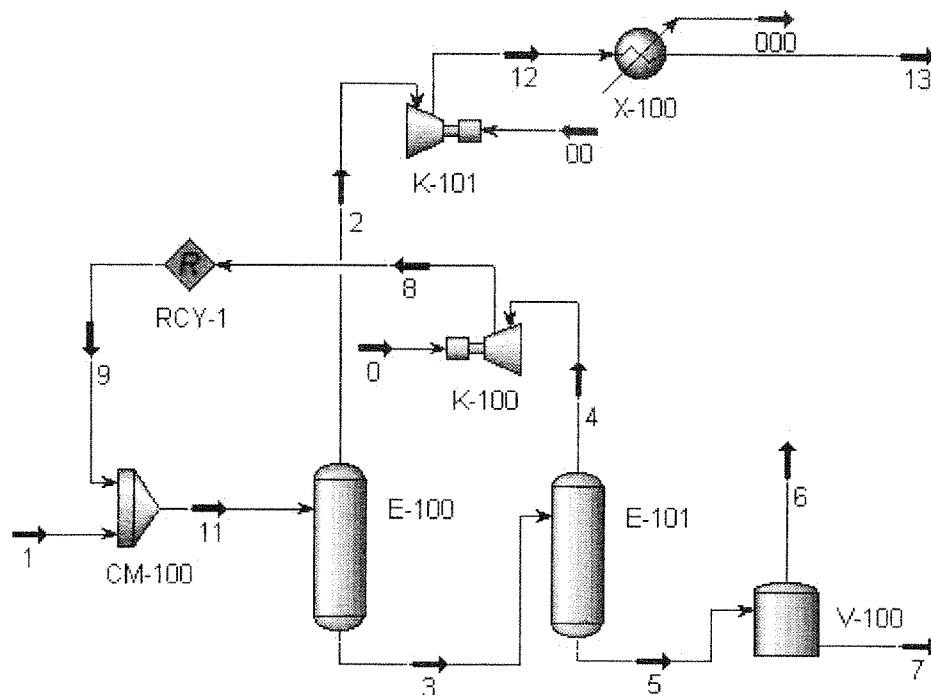


Рис. 1. Моделирующая система сепарации нефти с рециркуляцией газа

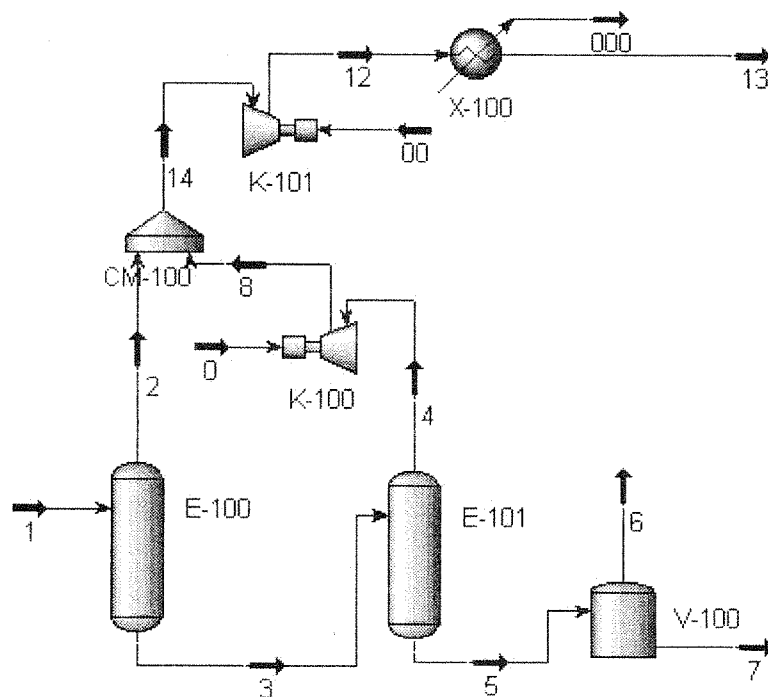


Рис. 2. Моделирующая система сепарации нефти без рециркуляции газа

Конструктивные элементы и потоки для технологических схем приведены в табл. 2.

Таблица 2. Технологические аппараты и материальные потоки

Аппарат	Назначение	Потоки	
		Входящий	Выходящий
Технология с рециркуляцией газа			
СМ-100 - смеситель	Смешивает поток сырой нефти с газом второй ступени сепарации	1 – поток сырой нефти; 9 - газ второй ступени сепарации	11 - поток сырой нефти, смешанной с газом второй ступени сепарации
Е-100 - сепаратор первой ступени	Сепарация нефтегазовой смеси, 1 ступень	11	2 - газ первой ступени сепарации; 3 - отсепарированная нефть с первого сепаратора
Е-101 - сепаратор второй ступени	Сепарация нефтегазовой смеси, 2 ступень	3	4 - газ со второй ступени сепарации; 5 - разгазированная нефть
К-100 - компрессор	Дожимает газ второй ступени сепарации до давления сырьевого потока 1	4	8 - поток газа первой ступени сепарации, дожатый до давления 1,2 МПа
К-101 - компрессор	Дожимает газ первой ступени сепарации до давления в магистральном газопроводе	2	12 – газ первой ступени, дожатый до давления 5 МПа
Х-100 - холодильник	Охлаждает газ до 20°C	12	13 – газ в магистральный газопровод
V-100 - резервуар	Хранение разгазированной нефти	5	6 – газ, испаряющийся из резервуара; 7 - разгазированная нефть из резервуара
RCY-1 - рецикл	Обеспечивает сходимость материального баланса	8	9
Технология без рециркуляции газа			
К-100 - компрессор	Дожимает газ со второй ступени сепарации до давления первой ступени	4 – газ второй ступени сепарации	8
СМ-100 - смеситель	Смешивает газ первой ступени сепарации с компримированным газом второй ступени сепарации	2 – газ первой ступени сепарации; 8 - газ второй ступени сепарации, дожатый до давления на первой ступени сепарации	14 – смесь газов потока 2 и потока 8
К-101 - компрессор	Дожимает смесь газов до давления в магистральном газопроводе	14	12 – газ, скомпримированный до давления 5 МПа

Количество жидкой фазы потока 13 было принято за потенциальные потери углеводородов от конденсации (S_c) при транспортировании газа по газопроводу. Количество испаряющегося газа (поток 6) было принято за потери от испарения нефти (S_{ii}) из резервуара. Суммарные потери легких фракций нефти (S_c) представляют собой сумму потерь от конденсации и испарения.

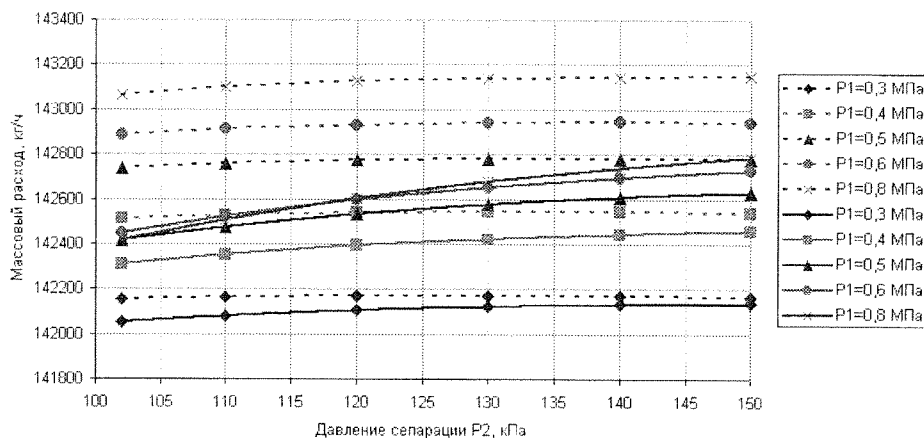


Рис. 3. Выход нефти: пунктирные линии – схема с рециркуляцией газа; сплошные линии – схема без рециркуляции газа

Исследование влияния давления второй ступени сепарации на суммарные потери углеводородов и выход нефти при постоянном давлении первой ступени сепарации с помощью моделирующих систем показало следующие результаты (рис. 3–5).

Из рис. 3 следует, что технология с рециркуляцией газа позволяет достичь большего выхода нефти. Величина приращения выхода нефти тем больше, чем выше давление на первой ступени сепарации и чем ниже давление на второй ступени. Это совпадает с выводами работы [1]. Наибольшее приращение выхода разгазированной нефти наблюдается при минимальном давлении на второй ступени сепарации: $P_2=0,102$ МПа и максимальном давлении в первом сепараторе: $P_1=0,8$ МПа.

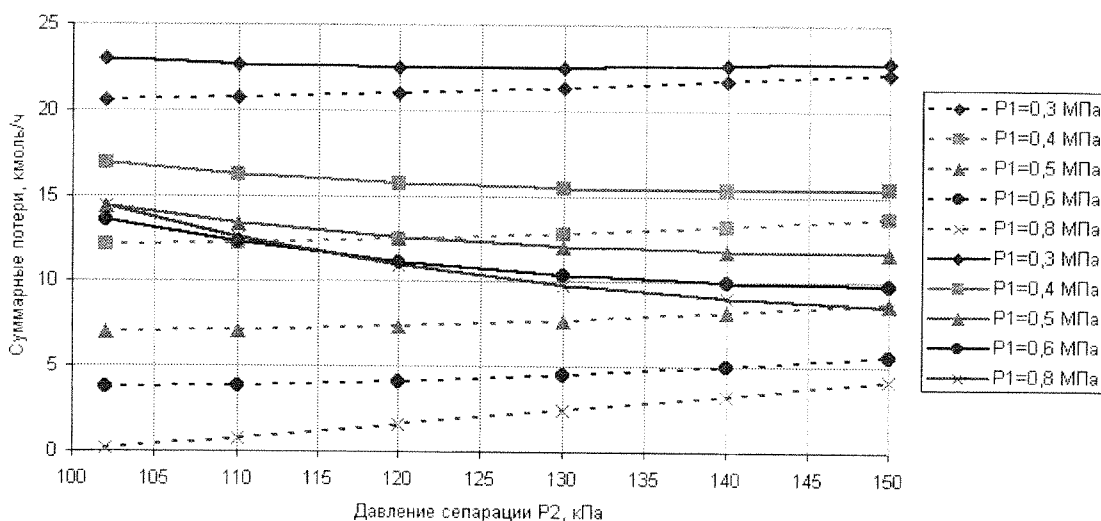


Рис. 4. Суммарные потери: пунктирные линии – схема с рециркуляцией газа; сплошные линии – схема без рециркуляции газа

Из рис. 4 следует, что суммарные потери нефти уменьшаются при использовании технологии с рециркуляцией газа при любом из исследованных давлений на второй ступени сепарации. На графике видно, что самые низкие суммарные потери находятся в точке с давлением $P_2=0,102$ МПа и максимальным давлением в первом сепараторе: $P_1=0,8$ МПа.

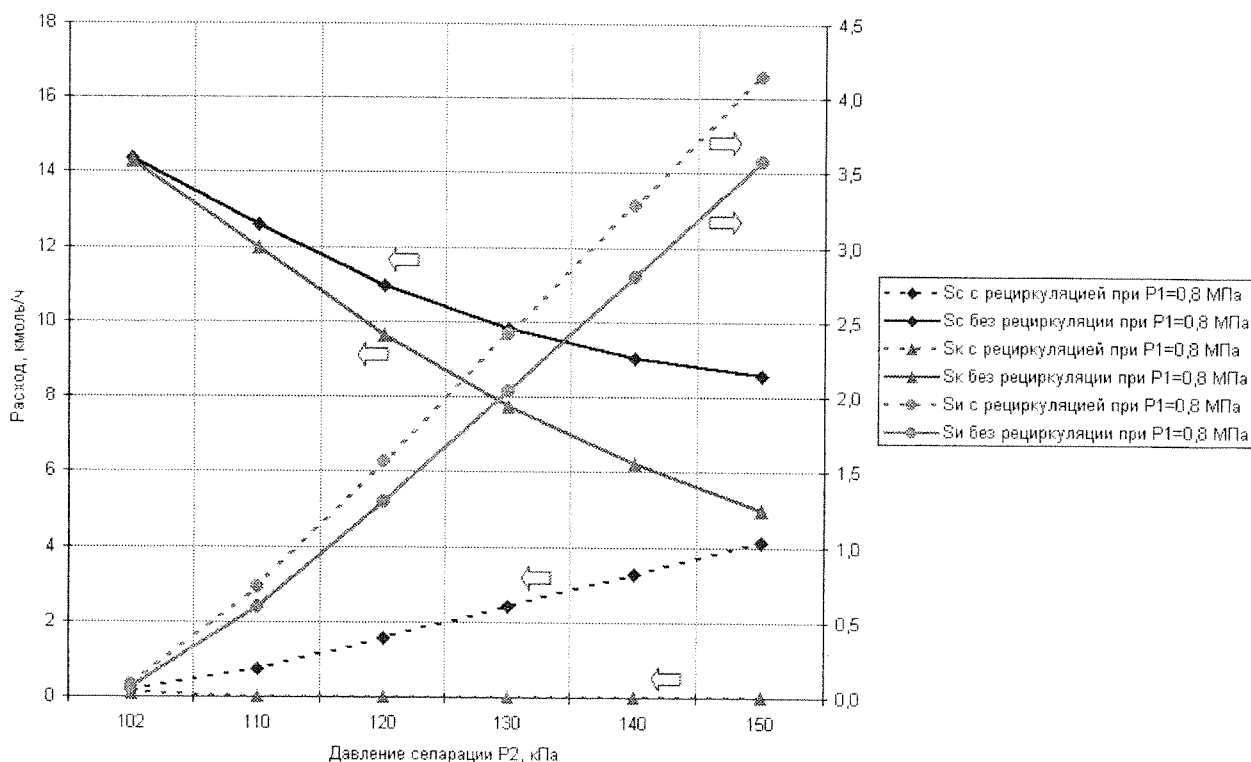


Рис. 5. Потери от испарения, конденсации и суммарные: пунктирные линии – схема с рециркуляцией газа; сплошные линии – схема без рециркуляции газа

На рис. 5 показаны кривые потерь от конденсации, испарения и суммарные потери при исследованных давлениях на второй ступени сепарации и давлении 0,8 МПа на первой ступени для технологий с рециркуляцией газа и без рециркуляции. Из приведенных данных следует, что потери от испарения возрастают при использовании технологии с рециркуляцией газа, в то время как потери от конденсации значительно уменьшаются. Следовательно, для исключения потерь углеводородов из резервуаров в системе сбора и подготовки нефти следует использовать различные приемы их герметизации, например, систему улавливания легких фракций.

Главные преимущества технологии сепарации нефти с рециркуляцией газа при давлении $P_1 = 0,6$ МПа и $P_2 = 0,102$ МПа представлены в табл. 3.

Таблица 3. Технологические показатели и характеристика разгазированной нефти

Параметры	Технология	
	с рециркуляцией газа	без рециркуляции газа
Выход нефти, кг/ч	142 886	142 450
Суммарные потери, кмоль/ч	3,78	13,55
Вязкость нефти, сП	3,41	3,64
Молекулярная масса нефти	190,1	191,4
Плотность нефти, кг/м ³	834,7	835,4

Из приведенных данных следует, что выход разгазированной нефти увеличивается, значительно уменьшаются общие потери углеводородов за счет сокращения потерь от конденсации, вязкость, плотность и молекулярная масса нефти уменьшаются, т.е. она приобретает более ценные потребительские свойства.

Используя результаты моделирования, можно оперативно оценить изменение количества и качества разгазированной нефти и величины потерь углеводородов для любого состава сырой нефти и различных условий сепарации при внедрении технологии двухступенчатой сепарации нефти с рециркуляцией газа.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Тронов В.П., Сахабуддинов Р.З., Закиев Ф.А, Ибрагимов Н.М. // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 1. – С. 57–59.
2. Фаттахов Р.Б., Тронов В.П. // РНТС Нефтепромысловое дело. – 1992. – Вып. 9. – С. 6–9.

Thermodynamic modelling two-phase oil and gas separation process was produced by HYSYS programme. Preferences were demonstrated for used technology of second stage separation gas recycling.

УДК 622.323

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ

В.В. ФИЛИН, Л.К. АЛТУНИНА, В.А. КУВШИНОВ, В.В. ВАЛЕВСКИЙ

В работе рассмотрено влияние на продолжительность физико-химических методов увеличения нефтеизвлечения таких факторов, как пуски-остановки скважин и обработки их призабойных зон, циклическое заводнение продуктивных пластов и др. Предлагается расчёты экономической эффективности применения новых технологий увеличения нефтеизвлечения осуществлять с учётом этих факторов.

Лабораторные эксперименты, промысловые испытания и широкое внедрение новых технологий повышения нефтеизвлечения доказали их высокую эффективность. Лабораторные исследования новых технологий проводились либо на образцах кернов [10, 15, 20, 32], либо на моделях (имитирующих пластовые системы), созданных из естественных материалов (дезинтегрированные керны терригенных и карбонатных пород, кварцевый песок, искусственно сцементированные образцы породы и др.) [1, 5, 10, 11, 32], либо на моделях трещиновато-пористых сред, выполненных из искусственных материалов (оргстекло, спеченный стеклянный порошок и др.) [15, 16, 32]. В последнем случае пластовая система имитировалась, чаще всего, единичной трещиной с ее постоянным раскрытием. В качестве фильтрующихся составов использовались пластовые жидкости, суспензии и полимер-дисперсные системы (ПДС), водные растворы полимеров, гелеобразующие композиции (ГОК), эмульсионные и эмульсионно дисперсные составы на основе углеводородного сырья (ЭПДС), полимер-гелевые системы (ПГС) и др. В подавляющем большинстве лабораторных экспериментов фильтрационные процессы изучаются при постоянных перепадах давления. Вырабатываемые, на основе этих экспериментов, технологии промышленного испытания и применения физико-химических МУН (ФХ МУН)