

Как видно из графика (рис. 3), распределение частиц после комплексирования сместилось в правую сторону и распределения получило более точное среднеквадратичное отклонение (96%).

Таким образом, комплексировав методы микроскопии и седиментации предложенным методом возможно увеличить точность получаемой информации о размере частиц и их распределении, а также получить коэффициент формы от которого зависит множество параметров, например удельная поверхность или анизотропия проницаемости.

Литература

1. Алексеев, Е.В. Совершенствование прибора и метода анализа гранулометрического состава порошков на основе слоевой седиментации частиц: дис. канд. техн. наук: 05.17.08, 05.11.13 / Алексеев Е.В. – Томск. 2006. – 140 с.
2. Музыченко, Д.А. Локальная оптическая микроскопия и поляриметрия ближнего поля для исследования оптических свойств поверхностных наноструктур: дис. к.ф.-м.н.: 01.04.01 / Музыченко Д.А. – Москва., 2008. – 169 с.
3. Квеско, Н.Г. Методы и средства исследования / Квеско Н.Г., Чубик П.С. – Томск: издательство Томского политехнического университета. – 2007. – 124 с.
4. Коузов, П.А. Методы определения физико-химических свойств промышленных пылей / Коузов П.А., Скрыбина Л.Я. – Л.: Химия. 1983. – 143 с.

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ ГАЗОВЫХ СЕПАРАТОРОВ

П.С. Дозморов, А.А. Решетько

Научный руководитель ассистент П.С. Дозморов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

С процессом разделения газожидкостной смеси приходится иметь дело специалистам в различных отраслях, в том числе и в нефтегазовой отрасли. Существует проблема, заключающаяся в трудности понимания основ процесса. Это связано, **во-первых**, со сложностью и недостаточной формализованностью математической модели. **Во-вторых**, до сих пор явно недостаточно внимания уделяется компьютерному моделированию, хотя и существует программа Aspen hysys, которая выполняет данную задачу, но имеет некоторые минусы: нерусифицированное меню, определенные сложности в понимании программы и загруженный интерфейс.

Целью данной работы является создание программы, моделирующей работу гравитационного газового сепаратора, позволяющей подбирать сепараторы и их количество, в зависимости от необходимой задачи для моделирования реальных условий эксплуатации оборудования.

Все расчеты проводятся в предположении, что в процессе сепарации происходит однократное испарение компонентов смеси и при этом достигается состояние равновесия [2,3]. Однократное испарение (равновесная дистилляция) характеризуется испарением части жидкости и продолжительным контактом паров с неиспарившейся жидкостью до достижения фазового равновесия. Термины «состояние равновесия», «фазовое равновесие» подразумевают, что за единицу времени количество молекул, переходящих из жидкости в пар, равно количеству молекул, переходящих из паровой фазы в жидкую.

Математическая модель основывается на уравнении общего материального баланса $F = G + L$, где F - количество исходного сырья, поступающего в единицу времени; G - количество паровой фазы, получающееся в единицу времени; L - количество жидкой фазы, получающееся в единицу времени.

Программа моделирует гравитационный сепаратор.

Гравитационные сепараторы основаны на принципе разделения потока веществ под действием силы тяжести. Конструктивно они представляют собой сосуды большего, чем трубопровод, диаметра, в которых скорость восходящего или горизонтального потока газа настолько мала, что частицы воды, породы или окарины успевают осесть на дно, откуда периодически удаляются через выкидные линии.

Еще до входа в сепаратор газ, выделившийся из нефти в результате снижения давления, представляет полидисперсную систему, в которой собственно газ является дисперсионной средой, а частицы нефти (и воды при наличии ее в продукции скважины), диспергированные в газе - дисперсионной фазой. Такую дисперсную систему называют аэрозолем.

В сепараторе диспергирование нефти увеличивается вследствие расширения потока, удара нефти о внутренние поверхности нефтегазового сепаратора и расширения газа. Вследствие этого в сепарационной и осадительной секциях дисперсность системы увеличивается. Частицы дисперсной фазы имеют различные размеры – от характерных для тумана и пыли до более крупных.

Последние относительно быстро опускаются вниз вместе с основной массой нефти, более мелкие могут образовывать псевдооживленный или кипящий слой различной высоты, а самые мелкие частицы увлекаются потоком газа из нефтегазового сепаратора.

Осаждение частиц из газа в гравитационном сепараторе происходит в основном по двум причинам: вследствие резкого снижения скорости газового потока и вследствие разности в плотностях газовой и жидкой (твердой) фаз.

Для повышения качества получаемого газа нередко применяется каскадное соединение отдельных сепараторов (рис. 1).

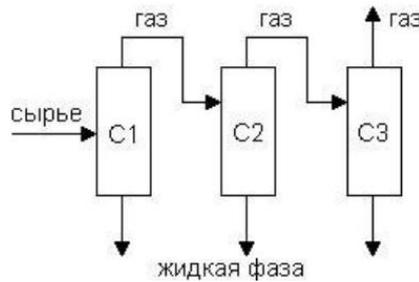


Рис. 1 Схема сепарационного блока: C1, C2, C3 - сепараторы

Именно такая схема сепарационного блока использовалась для моделирования.

В программе реализована модель Ашворта, которая дает погрешность в пределах 10 % для нефтяных смесей при температуре $T < 300$ °C и давлении P до 20 МПа [1].

Интерфейс программы представлен на рисунке 2. Основные кнопки: состав и основные характеристики сырья, температура и давление в сепараторах, расчет, оптимизация сепараторов, экспорт.

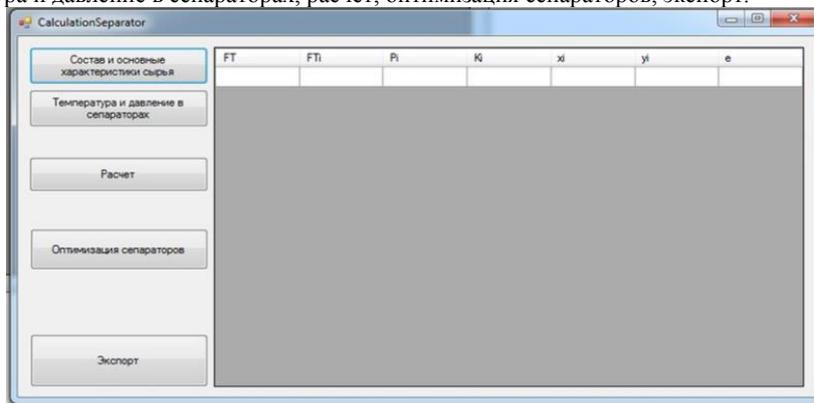


Рис. 2 Интерфейс программы

Исходные данные загружаются из таблиц MS Excel, по стандартному формату данных CSV, также есть возможность выбирать компоненты, которые будут исследоваться и их концентрацию, менять количество сепараторов и их параметры (давление или температуру). Функция оптимизация сепараторов (рис. 3) позволяет в реальном времени наблюдать за изменением состава смеси в зависимости от температуры и давления, как по газу, так и по жидкости. Также присутствует возможность сохранить внесенные изменения в исходные данные, после чего произойдет автоматический перерасчет всей цепочки сепараторов.

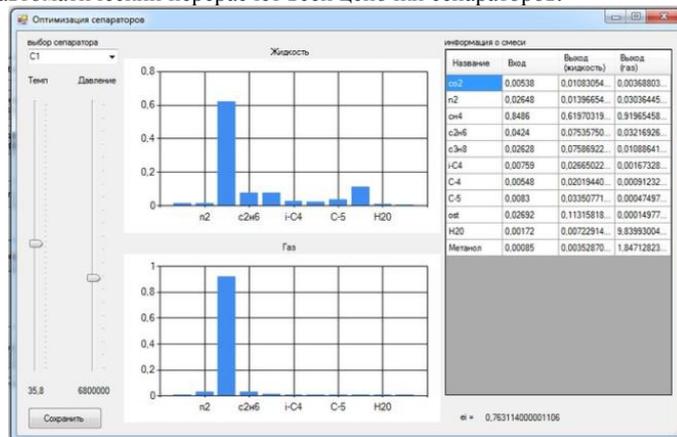


Рис. 3 Оптимизация сепараторов

В случае нажатия на кнопку «Расчет» производится расчет всех компонентов смеси в каждом из сепараторов и представляются данные в виде таблицы, в которой указаны промежуточные расчеты с целью понимания принципов уравнения Ашворта. Также реализована возможность экспорта результатов в программу MS Excel.

Состав и основные характеристики сырья	FT	FTI	PI	K	xi	yi	e
8.588722736...	15.79426820...	1670561.142...	0.245670756...	0.009036954...	0.002220115...		
8.588722736...	40.69532072...	13024315.76...	1.915340553...	0.017759384...	0.034015269...		
8.588722736...	30.71960516...	8531966.877...	1.254701011...	0.746588630...	0.936745510...		
8.588722736...	17.06765482...	2145909.938...	0.315574991...	0.067000188...	0.021143583...		
8.588722736...	12.28894514...	641346.5478...	0.094315668...	0.051114732...	0.004820920...		
8.588722736...	10.1327853...	256722.2650...	0.037753274...	0.015688492...	0.000592291...		
8.588722736...	9.476487045...	178282.2033...	0.026217971...	0.011473895...	0.000300822...		
8.588722736...	7.707331209...	49370.61344...	0.007260384...	0.017756445...	0.000128918...		
8.588722736...	5.577349785...	3570.581024...	0.000525085...	0.058039420...	3.047565497...		
8.588722736...	5.59585263...	3682.907060...	0.000541603...	0.003706242...	2.008399057...		
8.588722736...	6.641673151...	16375.86056...	0.002408214...	0.001828614...	4.403695464...		
9.982753713...	15.79426820...	968901.4097...	0.161483958...	0.007378303...	0.001191474...		0.536459999...
9.982753713...	40.69532072...	10542284.41...	1.757047402...	0.02085187...	0.036640038...		
9.982753713...	30.71960516...	6447803.447...	1.074633907...	0.881871040...	0.947688522...		
9.982753713...	17.06765482...	1296222.972...	0.216037162...	0.061041376...	0.013187205...		

Рис. 4 Результат моделирования

Созданная программа позволяет исследовать процесс разделения газожидкостной углеводородной смеси. Данная программа может применяться как специалистами нефтегазовой отрасли, так и в образовательных учреждениях при изучении соответствующих дисциплин.

Расчеты можно проводить для разного количества сепараторов, в том числе нефтяных, а также подбирать сепараторы, в зависимости от необходимой задачи.

Литература

1. Галиаскаров Ф.М. Расчет ректификации нефтяных смесей. – Уфа: Изд-во Башкирского университета, 1999г. – 152 с.
2. Кравцов А.В. и др. Математическое моделирование химико-технологических процессов. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 232 с.
3. Танатаров М.А. и др. Технологические расчеты установок переработки нефти. – М.: Химия, 1987. – 352 с.

АНАЛИЗ УСИЛЕНИЯ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ ПЛОЩАДНЫМИ СИСТЕМАМИ

А.С. Евдокимова

Научный руководитель доцент И.А.Синцов

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, Россия

Применение площадных систем заводнения позволяет эффективно разрабатывать неоднородные низкопроницаемые терригенные коллектора Западной Сибири. Одним из важных вопросов при проектировании систем разработки является выбор соотношения добывающих и нагнетательных скважин [1]. Наибольшее распространение получили пяти-, семи- и девятиточечные обращенные системы разработки, при этом в девятиточечной системе на одну нагнетательную скважину приходится три добывающих.

В нашей работе были проанализированы элементы девятиточечной площадной системы, размещенные в пределах верхнеюрских нефтяных пластов на примере Ново-Покурского месторождения. Количество нагнетательных скважин в три раза меньше, чем добывающих. Это не позволяет в полной мере компенсировать отборы жидкости из пласта по всем элементам, что может привести к падению пластового давления. Для увеличения объемов закачки в пласте проводят мероприятия по интенсификации, либо увеличивают давление закачки до давления разрыва породы. Это приводит к неравномерности закачки и преждевременному обводнению отдельных добывающих скважин, поэтому падает экономическая эффективность проекта. Для того, чтобы отчетливо была видна зависимость добычи жидкости от закачки в пласт воды, были сформированы около восьмидесяти элементов, при анализе которых были построены соответствующие графики зависимостей. В результате определились наиболее «плохие» и «хорошие» элементы, сравнив которые, можно прийти к определенным выводам.

Например, рассмотрим элемент с нагнетательной скважиной 676:

Из динамики показателей (рис. 1,2) видно, что в течение всего периода разработки отмечается отставание закачки от текущих отборов жидкости. В итоге, накопленная добыча жидкости по данному элементу составила 701 тыс.т, текущая обводненность – 72,4%, закачка воды – 244 тыс.м³. Накопленная компенсация – 48,9%. То есть наблюдается недокомпенсация отборов закачкой воды, показатель которой почти в 2 раза меньше, чем показатель добычи жидкости, соответственно это привело к тому, что добыча нефти по элементу составила 158 тыс.т нефти, что заметно ниже средних показателей добычи по элементам. При этом стоит отметить, что в элементе также присутствует горизонтальная добывающая скважина.