

Об одном методе моделирования компонентно–фракционного состава флюида в процессе добычи нефти и газа

Литвинов В.Л.

Самарский государственный технический университет, филиал в г. Сызрани

Расчет фазового поведения и композиционное моделирование с уравнением состояния требуют использования псевдокомпонент для описания нефтегазовой смеси [3, 4–6]. Из-за большого количества компонент, которые образуют тяжелые фракции и зависимости сложности расчёта от их количества, необходимо сгруппировать их в псевдокомпоненты. Кроме того, чтобы минимизировать затраты расчета, также выгодно смешивать легкие компоненты.

На основании данных, полученных при разгонке, и свойств нефти и углеводородного конденсата определяются псевдокомпоненты, которые характеризуются интервалом кипения, средней температурой кипения, плотностью, молярной массой, критическим давлением, температурой, объемом и ацентрическим фактором.

Псевдокомпоненты разделяют на фракции по температуре кипения с шагом, например, 10°C, или по группам углеводородов C6, C7, C8 ... CN, или экспертно [6].

Предел кипения фракций ряда SCN выбирается таким образом, чтобы верхний предел кипения фракции на 0,5°C был больше температуры кипения n-алкана с тем же числом атомов углерода.

Исходная задача: имеется состав, состоящий из 10 компонент. Некоторые из них являются псевдофракциями, т.е. объединяют несколько углеводородных компонент. Так псевдофракция под номером 10, включает C20, C21,...,C80. Причем сюда входят как нормальные углеводороды, так и все их изомеры. Требуется заменить тяжелые компоненты меньшим количеством компонент. Для этого необходимо сначала разбить каждую из псевдофракций на более мелкие псевдофракции, входящие в состав, т.е. сделать Splitting, а затем объединить их по некоторым, повышающих эффективность, принципам, т.е. сделать Lumping [1–3].

Существует несколько различных способов Splitting и Lumping:

Splitting исходного состава по различным базисам:

– алгоритм, предложенный Pedersen по

молекулярному весу [6];

– алгоритм, предложенный Whitson по молекулярному весу [1, 6].

В работе рассмотрена схема автоматического лампинга [3, 7]. Представлен алгоритм для характеристики тяжелых фракции нефти и газа и последующего лампинга в псевдокомпоненты. Алгоритм основан на значениях K-values при фиксированных давлении и температуре, которое типично для изучаемого процесса [3]. Композиционное моделирование с использованием различных схем лампинга также проводится для исследования влияния различных сочетаний псевдокомпонент на результаты расчетов гидродинамического симулятора.

Используемые в данной схеме K-values вычислены в алгоритме FLASH при наименьших возможных давлении и температуре. В данном случае использовались значения из стандартных условий: p=1 atm., T=288.71 K.

Погрешность при использовании схемы автоматического лампинга, основанного на K-values, составляет не более 5%, причем количество компонент уменьшилось в 2 раза. Сложность вычислений сократилась в 4 раза.

Список литературы:

- [1] Whitson C.H. and Torp S.B. Evaluating Constant Volume Depletion Data. - JPT (March 1983), Trans., AIME, 275.
- [2] Колдоба А.В., Колдоба Е.В. Термодинамически согласованная модель многокомпонентной смеси с фазовыми переходами. - Математическое моделирование, 2010, т.22, N 4, с. 147-155.
- [3] Колдоба Е. В. Метод построения термических констант фазового равновесия многокомпонентных растворов / Матем. моделирование, 2018. С– 84–96.
- [4] Литвинов В.Л., Рахмаев Р.И. Решение уравнений состояния для углеводородных растворов // Молодежная наука: вызовы и перспективы. Материалы I Всероссийской научно-практической конференции. Самара, 2018. – С. 45–48.
- [5] Литвинов В.Л. Нахождение частного класса решений уравнений состояния для углеводородных растворов / Журнал "Научный поиск". – 2018, № 4. – С. 56–59.
- [6] Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке нефти и газа. - Издательский дом "Грааль", Москва 2002, 575 с.
- [7] Yau-Kun Li, Long X. Nghiem, Alan Siu. Phase behaviour computations for reservoir fluids: effect of pseudo-components on phase diagrams and simulation results. Petroleum Society of Canada. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1985. 24 p.