

# АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗЛИЧНЫХ МЕТОДОВ РАСЧЕТА КОЭФФИЦИЕНТА СВЕРХСЖИМАЕМОСТИ

## ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF VARIOUS METHODS FOR CALCULATING THE COMPRESSIBILITY FACTOR

Авторы: Нургалиева Яна Фирзанатовна (Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Аннотация: В статье дано понятие о коэффициенте сжимаемости, проведен обзор существующих методов определения коэффициента, приведены оптимальные методы определения коэффициента сверхсжимаемости для различных смесей природного газа.

Ключевые слова: Коэффициент сжимаемости, сжимаемость газа, сверхсжимаемость, z-фактор

Annotation: The article gives the concept of the compressibility coefficient, reviews the existing methods for determining the coefficient, gives the optimal methods for determining the compressibility coefficient for various natural gas mixtures.

Keywords: Compressibility factor, gas compressibility, compressibility, z-factor

Идеальным газом называют математическую модель, используемую для описания поведения и свойств реальных газов (в условиях умеренной температуры и давления), предполагается, что в них не происходит взаимодействия между молекулами. Идеальные газы подчиняются уравнению Менделеева — Клапейрона:

$$pV_M = RT$$

Значение  $\frac{R}{V_M}$  характеризуется как универсальная газовая постоянная,  $p$  - давление,  $V_M$  - молярный объем,  $T$  - температура.

Реальным газом называют такой газ, свойства которого зависят от взаимодействия молекул.

Коэффициент сжимаемости (Z-factor) определяет отличия между идеальным и реальным газом.

Этот показатель для газов и газоконденсатных смесей определяется с помощью большеобъемных установок PVT и комплексных тарировочных исследований. Последние включают в себя точное выявление объемов PVT установок с поправкой на их механическое повреждение или термическое расширение.

От точности определения начального и прогнозируемого коэффициента

сжимаемости зависит достоверность подсчета запасов газа и прогнозных показателей разработки.

Для проведения лабораторных исследований требуется дорогостоящее оборудование, квалифицированный персонал, отобранная проба газа. Поэтому, на практике в лабораторных условиях для определенного состава газа, в некотором интервале давления и температуры получают массив экспериментальных значений коэффициента сжимаемости, а для определения промежуточных значений используют графические и аналитические способы.

В инженерных расчетах используются уравнения состояния (Пенга-Робинсона, Соаве-Редлиха-Квонга), методы термодинамики.

График Брауна позволяет определить z-factor с точностью до 1-2%. Но он рассчитан для определенных газов плотностью 0,63- 0,65 г/см<sup>3</sup>. Если же газы содержат большое количество конденсата, то погрешность в расчетах z по данному графику может достигнуть 20%.

Другие методики определения коэффициента подразумевают сбор подробной информации о газе – компонентный состав, критическая температура, критическое давление, ацентрический фактор, плотность и др., анализ и использование эмпирической формулы.

В представленной работе проведен анализ различных уравнений состояния [1] и корреляционных зависимостей [2-4], позволяющих минимизировать ошибку определения коэффициента сверхсжимаемости природного газа.

Рассматривались результаты лабораторных исследований различных газовых смесей: более 500 экспериментов в диапазоне давления от 0,014 МПа до 30 МПа и температур от 283 К до 305 К. В исследовании рассматривались пробы природного и попутного нефтяного газа, состоящие из метана и более тяжелых углеводородов (включая фракции C<sub>5+</sub>). Также рассматривались углеводородные газовые смеси с присутствием негорючих веществ в небольших количествах: углекислый газ, сероводород, азот, гелий и другие.

В работе рассмотрено 7 корреляционных зависимостей:

- Azizi
- Bahadori
- Heidaryan
- Papay
- Sanjari and Nemati Lay
- Sohrab Towfighi
- Латонова-Гуревича

и 5 уравнений состояния:

- Пателя-Тейя
- Пенга-Робинсона
- Пенга-Робинсона с шифт параметром
- Соава-Редлиха-Квонга
- Харменса-Кнаппа

Сопоставление экспериментальных данных с расчетными значениями коэффициентов сжимаемости позволяет определить наилучшую зависимость для описания данного параметра. Среди эмпирических зависимостей корреляция Латонова-Гуревича показывает минимальную ошибку, в которой относительная погрешность, осредненная по всем данным не превосходит 3 %. Хорошие результаты оказались и у корреляций Azizi и Heidaryan, для которых ошибка не превышает 4 %. Наибольшую погрешность в 6,5 % показала эмпирическая зависимость Bahadori.

Среди уравнений состояний модификация уравнения Пенга-Робинсона с шифт параметром показывает минимальную погрешность, что согласуется с работой [5].

Анализ полученных расчетов для различных смесей природного газа позволяет выделить оптимальные методы определения коэффициента сверхсжимаемости. Большинство корреляционных зависимостей предпочтительнее использовать для сухих газов, где наилучшие результаты показывает корреляция Латонова-Гуревича. Уравнения состояния преимущественно используют для природных газоконденсатных смесей, поскольку с их помощью можно моделировать происходящие с газоконденсатными системами фазовые превращения [6]. Проведенные исследования позволяют выделить оптимальное с точки зрения вычислительной простоты и эффективности уравнение состояния Пенга-Робинсона с шифт параметром для нахождения коэффициента сверхсжимаемости.

### Литература

1. Герасимов А.А. Анализ точности расчета термодинамических свойств природных углеводородов и сопутствующих газов по обобщенным кубическим уравнениям состояния / А.А. Герасимов, И.С. Александров, Б.А. Григорьев, Д.В. Люгай // Вести газовой науки. – 2015. – № 4(24). – С. 5-13.
2. Azizi, N., Behbahani, R., Isazadeh, M.A., 2010 An efficient correlation for calculating compressibility factor of natural gases. J. Nat. Gas Chem. 19 (6), 642-645.
3. Bahadori, A., Mokhatab, S., Towler, B.F., 2007 Rapidly estimating natural gas compressibility factor. J. Nat. Gas Chem. 16 (4), 349-353.
4. Sanjari, E., Nemat Lay, E., 2012 An accurate empirical correlation for predicting natural gas compressibility factors. J. Nat. Gas Chem. 21 (2), 184-188.

5. Malyshev, V.L., Moiseeva, E.F., 2019 Compressibility factor of natural gas determination by means of molecular dynamics simulations. AIP Advances. V. 9 P. 055108.
6. Брусилловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа / А. И. Брусилловский. – Москва: «Грааль», 2002. – С. 575

Транслитерированный список литературы

1. Gerasimov A.A. Analiz tochnosti rascheta termodinamicheskikh svojstv prirodnyh uglevodorodov i soputstvujushhих gazov po obobshhennym kubicheskim uravnenijam sostojanija / A.A. Gerasimov, I.S. Aleksandrov. B.A. Grigor'ev, D.V. Ljugaj // Vesti gazovoj nauki. – 2015. – № 4(24). – S. 5-13.
2. Azizi, N., Behbahani, R., Isazadeh, M.A., 2010 An efficient correlation for calculating compressibility factor of natural gases. J. Nat. Gas Chem. 19 (6), 642-645.
3. Bahadori, A., Mokhatab, S., Towler, B.F., 2007 Rapidly estimating natural gas compressibility factor. J. Nat. Gas Chem. 16 (4), 349-353.
4. Sanjari, E., Nemati Lay, E., 2012 An accurate empirical correlation for predicting natural gas compressibility factors. J. Nat. Gas Chem. 21 (2), 184-188.
5. Malyshev, V.L., Moiseeva, E.F., 2019 Compressibility factor of natural gas determination by means of molecular dynamics simulations. AIP Advances. V. 9 P. 055108.
6. Brusilovskij A.I. Fazovye prevrashhenija pri razrabotke mestorozhdenij нефти i gaza / A. I. Brusilovskij. – Moskva: «Graal'», 2002. – С. 575