

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕЖФАЗНОГО НАТЯЖЕНИЯ ГАЗ-КОНДЕНСАТ АЧИМОВСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ

М. А. Моисеев, В. Д. Моисеев, Д. Г. Фатеев
(ООО «ТюменНИИгипрогаз»)

Ключевые слова: межфазное натяжение, метод висячей капли, тензиометр, PVT-установка, капилляр, паракор

Keyword: interfacial tension, pendent drop method, tensiometer, PVT-system, capillary, parachor

Межфазное натяжение является одним из главных параметров, определяющих механизм двухфазной фильтрации газ-жидкость в призабойной зоне газоконденсатной скважины. Значение данного параметра особенно важно для моделирования работы газоконденсатной скважины в условиях конденсатной блокады.

Важность межфазного натяжения для расчета параметров скважин показана в работах [1,2]. Газоконденсатный пласт, вскрытый добывающей скважиной, можно разделить на 3 области течения. В первой области, непосредственно примыкающей к стволу скважины, происходит двухфазная фильтрация газа и жидкого конденсата. Во второй области, несколько удаленной от скважины, происходит накопление выпавшего жидкого конденсата до величины критической насыщенности. В третьей зоне пласта, значительно удаленной от скважины, происходит однофазное течение газоконденсатной системы. Значение межфазного натяжения в первой и второй областях значительно различаются по величине. Межфазное натяжение в данном случае определяется составом пластовой газоконденсатной системы, который зависит от давления в каждой из областей течения.

Сведений об экспериментальном определении межфазного натяжения газ-жидкость в литературных источниках явно недостаточно для того, чтобы охватить весь диапазон геолого-физических условий для моделирования разработки пластов газовых и газоконденсатных месторождений Севера Западной Сибири.

В настоящее время межфазное натяжение подобных углеводородных систем определяется в основном расчетными методами [3-4]. Хотя имеются и отдельные публикации по экспериментальному определению межфазного натяжения в системе углеводородный газ – легкая нефть [5]. Однако основополагающими все же остаются методы непосредственного экспериментального определения межфазного натяжения.

Эксперименты по определению межфазного натяжения выполнялись в рамках совместного проекта с Московским исследовательским центром «Шлюмберге» на реальной системе пластовых флюидов ачимовских отложений в системе газ – конденсат при пластовой температуре и различных значениях пластового давления.

При проведении экспериментальных работ использовался комплект лабораторного оборудования фирмы «Vinci Technologies» (Франция), в состав которого входила PVT установка, плотномер высокого давления и пластовый тензиометр.

После выполнения эксперимента по определению фазового состояния газоконденсатной системы при различных термобарических условиях на PVT установке, выбирались точки давления, соответствующие вышеуказанным зонам фильтрации флюида от пласта к скважине (рис. 1). Такими точками стали 35, 25, 20, 15 и 10,7 МПа (минимальное забойное давление скважины).

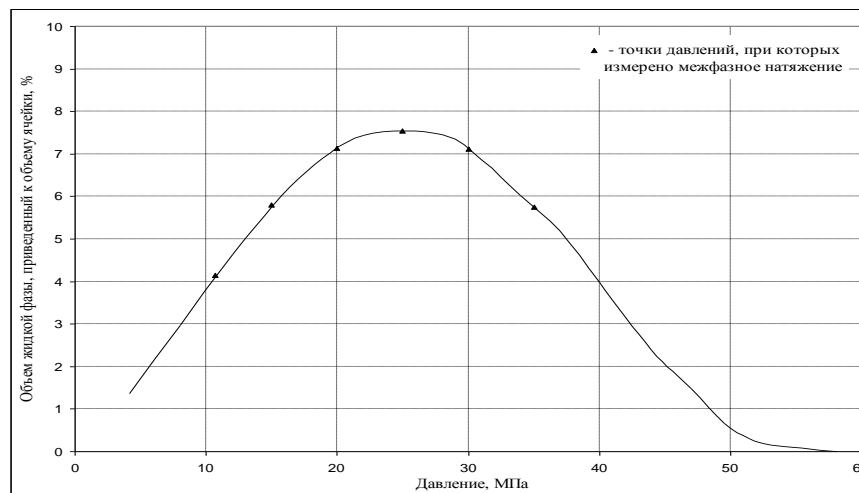


Рис. 1. Кривая CVD эксперимента пластовой газоконденсатной системы ачимовских отложений

Методика выполнения измерений межфазного натяжения состояла из 3 этапов. На первом этапе на каждой точке давления рекомбинировался достаточный объем газа и конденсата, а также проводились измерения плотностей газа и конденсата в каждой точке давления. На втором этапе осуществлялся перевод проб из специального контейнера в измерительную ячейку прибора IFT-700 по специально разработанной процедуре. Сначала газ переводился в измерительную ячейку при заданном в опыте давлении. Затем в нижнюю часть измерительной ячейки подводили конденсат с одновременным отбором газа сверху в поршневой контейнер для сохранения состава газа до тех пор, пока ячейка не будет заполнена конденсатом на 9/10 частей ее объема. Для установления термодинамического равновесия газа и конденсата измерительная ячейка пластового тензиометра IFT – 700 выстаивалась в течение 1 часа.

На третьем этапе выполнялись измерения межфазного натяжения по методу «висячей»/«всплывающей» капли/пузырька [6]. Процедура проведения измерений состояла в следующем. Из капилляра диаметром 0,335 мм выдавливался с помощью ручного газового пресса пузырёк газа. Изображение формы пузырька газа фиксировалось цифровой видеокамерой. Четкость изображения достигалась при помощи источника света, стеклянного диффузора и настройки фокуса видеокамеры. Изображение в цифровом виде поступало на компьютер, где обрабатывалось с помощью специальной программы «Vinci Pendant Drop». Расчет межфазного натяжения осуществлялся программой при условии известных значений плотности газа и конденсата при текущих термобарических условиях.

Корректность измерений межфазного натяжения достигалась выпуском ≈ 50 пузырьков в каждой серии, пока значения измеряемого параметра не стабилизировались в пределах ошибки измерений. Средние величины межфазного натяжения вычислялись по 5 значениям последних замеров.

Результаты экспериментов сопоставлены с 4-мя расчетными моделями межфазного натяжения, которые имеют следующие названия: Firoozabadi, n-alkanes, Standing&Katz, Nokay [7-10].

Сопоставления моделей показаны на рис. 2. Наилучшую сходимость с результатами экспериментальных определений межфазного натяжения показала модель n – alkanes.

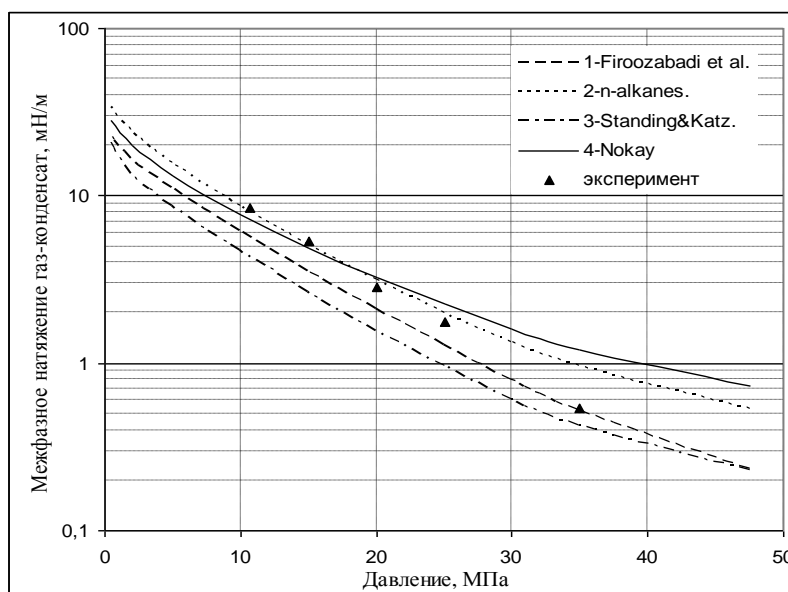


Рис. 2. Сопоставление экспериментальных и расчетных данных межфазного натяжения конденсат-газ для пластового флюида ачимовских отложений

Для ачимовской газоконденсатной системы наблюдается тесная корреляционная связь между межфазным натяжением и разностью плотностей жидкой и газовой фаз (рис.3).

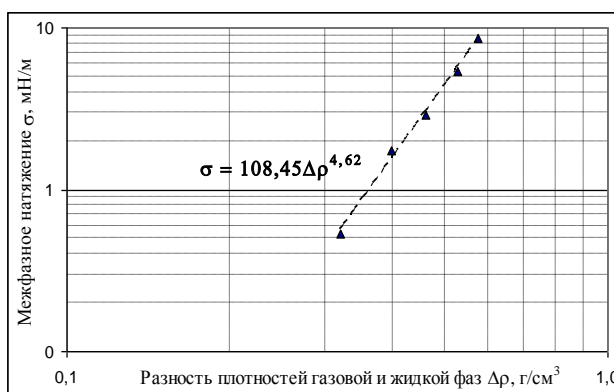


Рис. 3. Корреляционная зависимость межфазного натяжения от разности плотностей газа и конденсата при пластовой температуре и разных давлениях для пластового флюида ачимовских отложений

Данная корреляция имеет вид
$$\sigma = 108,45 \cdot \Delta\rho^{4,62}, \quad (1)$$
 где σ – межфазное натяжение, мН/м; $\Delta\rho$ – разность плотностей газа и конденсата, кг/м³.

Физический смысл величины 108,45 становится ясен, если данную корреляцию применить для других газоконденсатных систем. В более обобщенном виде эта зависимость выглядит так:

$$\sigma = \left(\frac{P}{M} \right)^4 \frac{\Delta \rho^c}{T_r^{1,25}}, \quad (2)$$

где P – параметр парахора; M – молекулярная масса исходного флюида, г/моль; T_r – псевдоприведенная температура исходной газоконденсатной системы; $\Delta \rho$ – разность плотностей газовой и жидкой фаз в пластовых условиях, кг/м³; c – эмпирический коэффициент.

Для ачимовской пластовой системы псевдоприведенная температура равна $T_r = 1,56$. Величина парахора для исходного пластового флюида рассчитана и составила $P = 100,7$, а молярная масса исходного пластового флюида оказалась равной $M = 26,55$ г/моль. Подставляя все полученные значения в уравнение (2), можно получить выражение (1).

Предложенная полуэмпирическая модель позволяет определить межфазное натяжение газоконденсатных углеводородных систем при текущих пластовых условиях с погрешностью 4 %.

Выводы

В рамках данного исследования провели эксперименты по определению межфазного натяжения «газ – конденсат» для конкретной пластовой газоконденсатной системы призабойной зоны скважины, вскрывшей ачимовские отложения.

Предлагаем универсальную корреляцию межфазного натяжения с разностью плотностей газа и конденсата при полученных значениях парахора, молекулярной массы газоконденсатной системы и приведенной пластовой температуры.

Список литературы

1. Тер-Саркисов Р. М. Разработка месторождений природных газов - М.: Недра, 1999.
2. Whitson C. H., Fevang O. Modeling gas condensate well deliverability, SPE 30714, 1995.
3. Schechter D. S., Guo B. Parahors based on modern physics and their uses in IFT prediction of reservoir fluid, SPE Reser. Eval. Eng. June, 1988. - pp. 207-217.
4. Whitson C. H., Brule M. R. Phase Behavior, Texas, Richardson, 2000. - 223 p.
5. Kristian Jessen, Franklin M. Orr, Jr. On IFT Measurements to Estimate Minimum Miscibility Pressures, SPE 110725, 2007.
6. Катц Д. Л., Корнелл Д. и др. Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа/ Пер. с англ. под ред. Ю. П. Каротаева, Г. В. Пономарева /- М.: Недра, 1965.
7. Firoozabadi A. et al.: "Surface Tension of Reservoir Crude-Oil/Gas Systems Recognizing the Asphalt in the Heavy Fraction," SPERE (1988) - 265 p.
8. Weinaug C. F. and Katz, D. L.: "Surface Tension of Methane-Propane Mixtures", Ind.&Eng. Chem. (1943).
9. Standing M. B. and Katz D. L.: "Vapor-Liquid Equilibria of Natural Gas-Crude Oil Systems," Trans., AIME (1944).
10. Nokay R.: "Estimate Petrochemical Properties," Chem. Eng. (1959) -147 p.

Сведения об авторах

Моисеев М. А., заведующий сектором потокометрических исследований лаборатории физики пласта ООО «ТюменНИИгипрогаз», тел.: (3452) 285-408, e-mail: moiseev@tngg.info

Моисеев В. Д., зам. заведующего лабораторией физики пласта ООО «ТюменНИИгипрогаз», тел.: (3452) 285-408

Фатеев Д. Г., младший научный сотрудник отдела разработки ачимовских залежей ООО «ТюменНИИгипрогаз», тел.: (3452) 285-408

Moiseev M. A., Head of Group for flow measuring researches of Laboratory of reservoir physics, «TyumenNIIGiprogas», LLC, phone: (3452) 285-408, e-mail: moiseev@tngg.info

Moiseev V. D., Deputy head of Laboratory of reservoir physics, «TyumenNIIGiprogas», LLC, ph.: (3452) 285-408

Fateev D. G., junior research engineer, Department of Achim deposits development, «TyumenNIIGiprogas», LLC, phone: 285-408