

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

© М.Т.Абасов, Р.Ю.Алияров, Г.И.Джалалов, Р.А.Рамазанов, 2010

ОЦЕНКА ИЗМЕНЕНИЯ ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ФАЗОВОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ

М.Т.Абасов¹, Р.Ю.Алияров², Г.И.Джалалов¹, Р.А.Рамазанов¹

1 – *Институт геологии НАН Азербайджана*
AZ1143, Баку, просп.Г.Джавида, 29А

2 – *Azerbaijan (Shah-Deniz) Ltd. SOCAR*
AZ1096, Баку, ул.Шушин Мирзаева, 32 А

На основании теоретического анализа получена аналитическая модель, которая описывает зависимость относительной фазовой проницаемости от параметров, характеризующих структурные особенности пород-коллекторов, пористость, насыщенность, а также эффективное давление, и позволяет проводить оценку изменения относительной фазовой проницаемости в процессе разработки залежей нефти.

Залежи нефти и газа в течение всего периода развития претерпевают изменения, которые наиболее интенсивно проявляются в процессе разработки в условиях некомпенсированного отбора флюидов. Это происходит за счет роста эффективного давления вследствие уменьшения пластового давления в процессе разработки, что в свою очередь приводит к возникновению деформационных процессов в породах-коллекторах, в результате происходит изменение объема и структуры порового пространства, что влечет и изменение проницаемости. Изучению влияния этих процессов на физические свойства горных пород посвящены многочисленные исследования, из которых отметим работы Абасова М.Т., Авчана Г.М., Баренблатта Г.И., Горбунова А.Т., Добрынина В.М., Желтова Ю.П., Исаева Р.Т., Крылова А.П., Марморштейна Л.М., Мирзаджанзаде А.Х., Павловой Н.Н., Щелкачева В.Н. и др. Вместе с тем следует предположить, что изменение структуры порового пространства может оказать влияние и на фазовые проницаемости, поскольку уменьшение объема порового пространства влечет за собой и изменение радиуса поровых каналов, и, следовательно, величины капиллярного давления.

Поэтому при разработке залежей нефти и газа представляет интерес изучение влияния процесса деформации пород-коллекторов на фазовые проницаемости.

Одним из важных параметров природных резервуаров, характеризующих течение флюидов при одновременном присутствии в поровом пространстве нескольких фаз, являются относительные фазовые проницаемости (ОФП), которые тесно связаны с капиллярным давлением, возникающим на контакте двух фаз, радиусом капилляров и свойствами соприкасающихся фаз.

Существуют различные методы определения ОФП пород-коллекторов, одним из них является использование кривых капиллярного давления $P_{\text{кап}}=f(k_v)$. В основе этого метода лежит капиллярная модель Пурселля (Purcell, 1949):

$$\hat{e}_{i0} = 0.05(\sigma \cos \theta)^2 \lambda \hat{e}_i \int_0^1 \frac{d\hat{e}_i}{D_{\text{кап}}^2}, \quad (1)$$

где $k_{\text{пр}}$ – проницаемость; θ – контактный угол; σ – поверхностное натяжение; $k_{\text{п}}$ – пористость; $P_{\text{кап}}$ – капиллярное давление; k_v – водонасыщенность; λ – литологический множитель, учитывающий отличие капиллярной мо-

дели от структуры порового пространства реальных горных пород.

Выражение (1) может быть представлено для вычисления ОФП по смачивающей фазе (вода) в следующем виде (Li, Hognе, 2002):

$$\kappa_{\text{прв}} = \frac{\int_0^{\kappa_g} \frac{d\kappa_g}{P_{\text{кан}}^2}}{\int_0^1 \frac{d\kappa_g}{P_{\text{кан}}^2}}. \quad (2)$$

Разные авторы предполагают, что литологический коэффициент в выражении (1) в случае двухфазного потока зависит и от насыщенности. Так, Бурдайн считает, что этот коэффициент определяет меру извилистости поровых каналов, которая устанавливается в зависимости от насыщенности (Burdine, 1953).

Выражения для определения ОФП, полученные разными исследователями (Brooks, Corey, 1964; Burdine, 1953; Fatt, Dykstra, 1951; Kunze et al., 1968; Mualem, 1976 и др.) в основном сходны и имеют в основе уравнение Пурселля. Отличаются эти уравнения коэффициентом, отвечающим за приведение результатов вычислений по капиллярной модели к экспериментальным. Этот коэффициент представляется Бурдайном как эффективная насыщенность с различными значениями показателя степени. Величина, находящаяся в степени, как указывают, например, исследователи (Childs, Collis-George, 1950; Mualem, 1976), определяет извилистость и взаимосвязанность пор и устанавливается экспериментально. Анализ литературных источников (Mualem, 1976; Shuh, Cline, 1990 и др.) показывает, что этот коэффициент изменяется в пределах от -8.73 до 14.8.

В настоящей работе для проведения расчетов модель Бурдайна (Burdine, 1953) была модифицирована с использованием выражения коэффициента извилистости, представленного в работе (Пирсон, 1961). В этом случае формула для смачивающей фазы (вода) будет иметь вид:

$$\kappa_{\text{прв}} = \left(\frac{\kappa_g - \kappa_{\text{min}}}{1 - \kappa_{\text{min}}} \right)^{\frac{1}{\sqrt{\kappa_{\text{II}}^{m-1}}}} \frac{\int_0^{\kappa_g} \frac{d\kappa_g}{P_{\text{кан}}^2}}{\int_0^1 \frac{d\kappa_g}{P_{\text{кан}}^2}}, \quad (3)$$

а для несмачивающей фазы (нефть) соответственно:

$$\kappa_{\text{при}} = \left(\frac{1 - \kappa_g - \kappa_p}{1 - \kappa_{\text{min}} - \kappa_p} \right)^{\frac{1}{\sqrt{\kappa_{\text{II}}^{m-1}}}} \frac{\int_{\kappa_g}^1 \frac{d\kappa_g}{P_{\text{кан}}^2}}{\int_0^1 \frac{d\kappa_g}{P_{\text{кан}}^2}}, \quad (4)$$

здесь κ_{min} – остаточная водонасыщенность; κ_p – остаточная нефтенасыщенность; m – структурный коэффициент.

Нами было проведено сравнение значений ОФП, рассчитанных по капиллярной модели (3) и (4), с моделью, представленной в работе (Пирсон, 1961), которое показало относительно хорошую сходимость результатов для обеих фаз.

При уменьшении пластового давления в процессе разработки изменяющимися параметрами в (3) и (4) будут структурный коэффициент m , пористость и капиллярное давление. Как известно, капиллярное давление для единичного капилляра выражается формулой Лапласа, которая может быть преобразована для пористой среды, используя формулу Козени-Кармана (Kozeny, 1927). Тогда уравнение Лапласа для пористой среды будет иметь вид:

$$P_{\text{кан}} = \frac{2\sigma \cos(\theta)}{\sqrt{\frac{\kappa_{\text{II}} c}{\kappa_{\text{II}}}}}, \quad (5)$$

здесь c – так называемая постоянная Кармана.

Рассматривая отношение текущего капиллярного давления ($P_{\text{кан}}^T$) на начальный ($P_{\text{кан}}^H$) и принимая физико-химические характеристики насыщающего флюида постоянными, а также используя выражения изменения проницаемости и пористости в зависимости от декремента пластового давления согласно работам (Алияров, 1996; Добрынин, 1970), получим выражение для изменения капиллярного давления в процессе разработки:

$$P_{\text{кан}}^T = P_{\text{кан}}^H \cdot e^{1.75\beta\Delta P_{\text{пл}}} \quad (6)$$

где β – сжимаемость пор, определяемая экспериментально; $\Delta P_{\text{пл}}$ – декремент пластового давления.

Как видно из формулы (6), капиллярное давление в пластах-коллекторах при эксплуатации залежей в естественном барическом режиме имеет тенденцию к увеличению. Однако влияние изменения $P_{\text{кап}}$ в процессе разработки на ОФП не отразится, так как изменение капиллярного давления по формуле (6) происходит на постоянную величину, не зависящую от насыщенности, как для фазовой, так и для абсолютной проницаемости.

Для расчетов нами были использованы кривые капиллярного давления в зависимости от насыщенности, заимствованные из (Амикс и др., 1962). Расчет ОФП проводился численным методом интегрирования по Симпсону функции $1/P_{\text{кап}}^2(k_v)$. Отметим, что для более точной оценки изменения ОФП необходимо капиллярное давление, полученное в лабораторных условиях, привести к пластовым условиям согласно методике, приведенной в работах (Rajayi, 2008; Shafer, Fate, 2007; Tarek, 2001). Отсутствие необходимых лабораторных исследований не дало нам возможности учесть влияние термобарических условий на капиллярное давление при проведении расчетов.

Значения структурного коэффициента m при проведении расчетов принимались в соответствии со значением этого коэффициента для месторождения Бахар с учетом влияния эффективного давления на основе экспериментальных исследований (Буряковский и др., 1986), согласно которым значение структурного коэффициента m при атмосферных условиях составляет 1,61, а при пластовых условиях, когда эффективное давление составляет 58 МПа, а температура равна 100 °С, значение m становится равным 1,79. Надо отметить, что для более точных расчетов следует использовать результаты экспериментальных исследований, проводимых по адекватной схеме (Абасов и др., 1997).

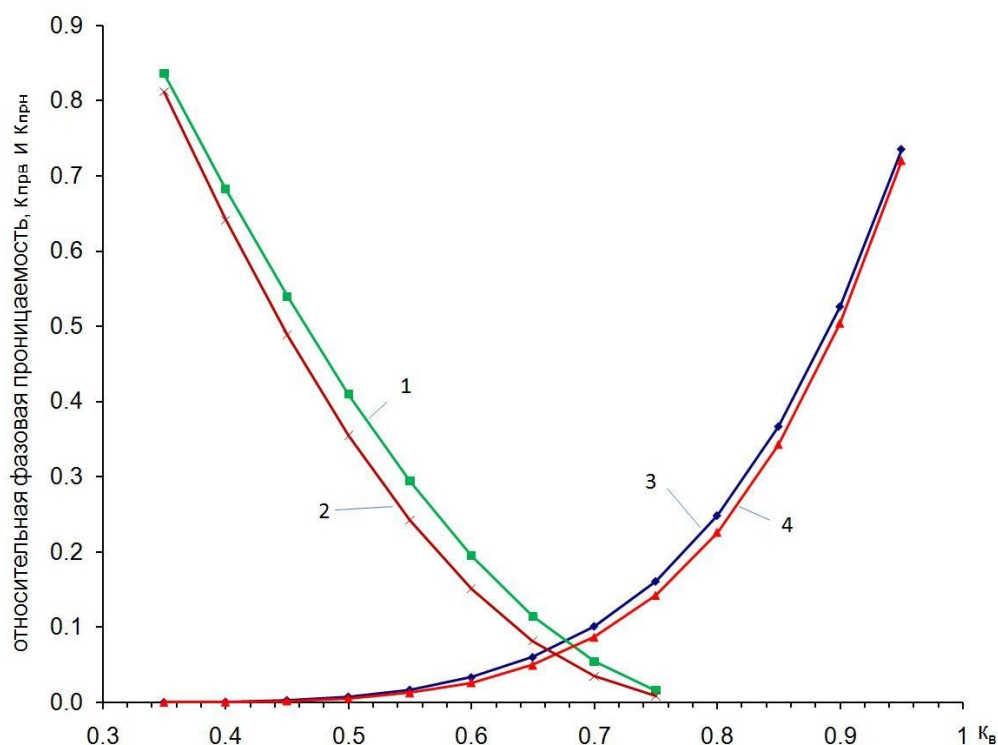
Учет изменения пористости в процессе разработки производился по формуле, приведенной в работах (Алияров, 1996; Добрынин, 1970; Ромм, 1985), в зависимости от декремента пластового давления.

Надо отметить, что характерной особенностью моделей ОФП, полученных на основе модели Пурселля, является то, что они довольно хорошо сходятся с экспериментальными результатами для смачивающей фазы,

но эти же модели для несмачивающей фазы часто показывают неудовлетворительные результаты. Это объясняется необходимостью проведения специальных сложных экспериментальных исследований с целью учета влияния на ОФП таких параметров, как извилистость поровых каналов, взаимосвязанность пор пород и смачиваемость поверхности порового пространства.

На рисунке, где представлены вычисленные по нашим моделям кривые ОФП, показано уменьшение относительных проницаемостей с ростом эффективного давления. В интервале водонасыщенности от 0,35 до 0,75 уменьшение ОФП для нефти в среднем составляет 20,5 % относительно начальных значений, а для воды – 26% соответственно. Относительная проницаемость для нефти изменяется большими темпами с увеличением водонасыщенности, хотя на рисунке 1 это изменение остается незаметным из-за малости самих значений относительных проницаемости в этой области. На наш взгляд, такая закономерность изменения ОФП нефти отражает реальные процессы. Так, в пластах-коллекторах с высокой водонасыщенностью при изменении пористости, структуры порового пространства и других показателей при падении пластового давления проницаемость для нефти уменьшится в большей степени, чем для того же пласта, но с большей нефтенасыщенностью. Это происходит за счет нарушения сплошности нефтяных каналов в поровом пространстве в результате этих процессов.

Расчеты ОФП для смачивающей фазы по модели (3) показывают, что относительное изменение ОФП происходит большими темпами в области низких значений водонасыщенности, что на рисунке не отмечается из-за небольших значений начальных относительных проницаемостей в этой зоне. На наш взгляд, такое развитие процессов в области низких значений насыщенности, где капиллярное давление высокое, можно объяснить следующим. Имеющаяся вода в поровом пространстве в процессе изменения коллекторских свойств пород и структуры порового пространства при увеличении эффективного давления будет занимать все большую область в зонах контактов, пор малого диаметра и микротрещин.



Кривые ОФП, полученные по формулам (3) и (4) при изменении давления. Здесь кривые 1 и 2 – $K_{прн}$ соответственно в начальный и текущий периоды разработки; 3 и 4 – $K_{прв}$ в те же периоды разработки

Тот факт, что относительное изменение ОФП для воды выше, чем для нефти опять таки является следствием того, что вода как смачивающая фаза занимает вновь образующиеся микротрещины и области низких значений пористостей, оставляя для нефти более крупные поры. В реальных условиях это процесс очень сложный, так как на него влияет много параметров, не нашедших место в наших простых моделях. Результаты расчетов по модели (4) показывают, что для несмачивающей фазы относительная проницаемость в сравнении со смачивающей фазой изменяется в меньшей степени. Это в свою очередь показывает, что связанность каналов нефти все еще сохраняется на данном этапе процесса увеличения эффективного давления.

Таким образом, полученная аналитическая модель позволяет более обоснованно определять значения ОФП за счет включенных в нее параметров, учитывающих влияние изменения эффективного давления на пористость и структуру порового пространства пород-коллекторов. Данная модель позволяет проводить оценку изменения ОФП в процессе

разработки месторождений нефти в естественном барическом режиме.

На наш взгляд, необходимо проведение специальных экспериментальных исследований для определения структурных коэффициентов в формулах (3) и (4) для исследуемого региона, что позволит точнее описывать кривые ОФП.

Вывод:

На основании теоретического анализа получена аналитическая модель, описывающая связь между ОФП и петрофизическими параметрами пластов-коллекторов, которая в свою очередь дает возможность более обоснованно ориентироваться в прогнозных оценках ОФП на поздних стадиях разработки залежей.

ЛИТЕРАТУРА

АБАСОВ, М.Т., ДЖЕВАНШИР, Р.Д., ИМАНОВ, А.А., ДЖАЛАЛОВ, Г.И. 1997. О влиянии пластового давления на изменение фильтрационно-емкостных свойств терригенных пород-коллекторов в процессе разработки месторождений нефти и газа. *Геология нефти и газа*, 5.

- АЛИЯРОВ, Р.Ю. 1996. Научные основы и методы изучения природных резервуаров нефти и газа в Южно-Каспийской впадине по данным геофизических исследований скважин. Дис.на соиск.уч.степ.доктора геол.-мин.наук, Баку.
- АМИКС, Д., БАСС, Д., УАЙТИНГ, Р. 1962. Физика нефтяного пласта. Гостоптехиздат. Москва.
- БУРЯКОВСКИЙ, Л.А. и др. 1986. Альбом петрофизических связей для разреза ПТ Апшеронской нефтегазоносной области и прилегающих акваторий Каспийского моря. Баку. 43-46.
- ДОБРЫНИН, В.М. 1970. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. Недра. Москва.
- ПИРСОН, Д.С. 1961. Учение о нефтяном пласте. Гостоптехиздат. Москва.
- РОММ, Е.С. 1985. Структурные модели порового пространства горных пород. Недра. Ленинград. 239.
- BROOKS, R.H., COREY, A.T. 1964. Hydraulic properties of porous media. *Colorado State University Hydrology Paper*, Fort Collins, 3, 27.
- BURDINE, N.T. 1953. Relative permeability calculations from pore size distribution data. *Transactions of American Institute of Mining Engineers*, 71-78.
- CHILDS, E.C., COLLIS-GEORGE, G. N. 1950. The permeability of porous materials. *Proceedings of the Royal Society of London*, A, 201, 392-405.
- FATT, I., DYKSTRA, H., 1951. Relative permeability studies. *Transactions of American Institute of Mining Engineers*, 249.
- KOZENY, I. 1927. Uber kapillare Leitung des Wassers im Boden, Sitzberg. *Akad. Wiss. Wien, Math-naturw. kl.*, 136-2A.
- KUNZE. R.J., UEHARA. G., GRAHAM. K. 1968. Factors important in the calculation of hydraulic conductivity. *Soil Science Society of America Proceedings*, 32, 760- 765.
- LI, K., HORNE, R. N. 2002. Calculation of steam-water relative permeability using capillary pressure data. *Twenty-seventh workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University, Stanford, California.
- MUALEM, Y. 1976. A new model for predicting the hydraulic conductivity of unsaturated porous media. *Water Resource Research*, 12(3), 513-521.
- PURCELL, W.R. 1949. Capillary pressure, their measurement using mercury and the calculation of permeability thereof. *Petrol. Trans. Am. Inst. Min. Metallurg. Eng.*, 186, 39-48.
- RAJAYI, M. 2008. Effect of temperature and pressure on contact angle of quartz-water-bitumen system. *International Symposium of the Society of Core Analysis*, Abu Dhabi, 29 Oct - 2 Nov., 6.
- SCHUH, W.M., CLINE, R.L. 1990. Effect of soil properties on unsaturated hydraulic conductivity pore-interaction factors. *Soil Sci. Soc. Am. J.*, 54, 1509.
- SHAFER J., FATE T. 2007. Coring and core analysis: challenges of offshore ultra deep water reservoirs. *International Symposium of the Society of Core Analysts*, Calgary, Canada, 10-12 September.
- TAREK, A. 2001. Reservoir engineering handbook. Gulf Professional Publishing. 1186.