

ВЛИЯНИЕ ВИДА ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ НА АДЕКВАТНОСТЬ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ НЕФТЯНОГО РЕЗЕРВУАРА¹

© 2004 С.В. Зацепина²

Путем многочисленных исследований было замечено, что относительные проницаемости газа и конденсата могут, вопреки сложившемуся мнению, значительно увеличиваться при увеличении дебита. Существует множество корреляций в литературе и программных пакетах моделирования резервуара, описывающие положительный эффект взаимосвязи и отрицательный эффект инерции в призабойной зоне. В работе приводятся результаты исследования этого явления, проведенные на гидродинамической модели газоконденсатного резервуара в программном пакете VIP Landmark.

Известно, что основной целью разработки нефтяных месторождений являются достижение наиболее эффективного, экономически обоснованного и полного извлечения углеводородного сырья, а также получение наибольшей прибыли нефтяных компаний и нефтедобывающих предприятий от его продажи. Это возможно при обеспечении достаточно высоких отборов нефти и газа на протяжении многих лет эксплуатации месторождений при минимальных затратах денежных, материальных и энергетических ресурсов. Однако в процессе разработки нефтяная, нефтегазовая или газовая залежи неизбежно истощаются. Поэтому получение таких отборов на протяжении нескольких лет и даже десятилетий на основе рационального использования энергии пласта — задача непростая и ее решение возможно только при научно обоснованных технологиях добычи нефти с оптимальными системами разработки месторождений и адекватными регулирующими воздействиями. Проблема оптимизации систем и технологий добычи углеводородного сырья решается путем использования современных методов математического моделирования. Они, в свою очередь, сводятся к постановке и решению систем дифференциальных уравнений в частных производных, описывающих процессы многофазной фильтрации. Фильтрацию нефтяной и газовой

¹Представлена доктором технических наук профессором И.С. Загузовым.

²Зацепина Светлана Викторовна (ZatsepinaSV@samnipineft.ru), Самарский научно-исследовательский и проектный институт нефтедобычи, г. Самара, ул. Мичурина, 52.

фаз, каждая из которых состоит из N углеводородных компонентов, описывает следующая система уравнений [1]:

$$\begin{aligned} & -\nabla(\rho_o \omega_{oi} u_o + \rho_g \omega_{gi} u_g) + \nabla(\phi S_o \rho_o K_{oi} \nabla \omega_{oi} + \phi S_g \rho_g K_{gi} \nabla \omega_{gi}) = \\ & = \frac{\partial}{\partial t} (\phi S_o \rho_o \omega_{oi} + \phi S_g \rho_g \omega_{gi}) + q_i, \quad i = 1, \dots, N. \end{aligned} \quad (1)$$

Здесь ϕ — пористость породы; ρ_o , ρ_g , u_o , u_g , S_o , S_g — соответственно плотности, скорости, насыщенности нефтяной и газовой фаз; ω_{oi} и ω_{gi} — массовые доли компонента i в нефтяной и газовых фазах; K_{lj} — тензоры коэффициентов диффузии, $l = o, g$. Дополнительными уравнениями являются известные двухфазные соотношения ограничения для массовых долей:

$$u_l = -\lambda_l (\nabla p_l - \gamma_l \nabla z), \quad P_c = p_g - p_o, \quad S_o + S_g = 1, \quad (2)$$

где λ_l , p_l , γ_l — подвижность, давление, удельный вес для l -й фазы; z — расстояние; P_c — капиллярное давление,

$$\sum_{i=1}^N \omega_{oi} = 1, \quad \sum_{i=1}^N \omega_{gi} = 1 \quad (3)$$

и уравнения, описывающие массообмен между фазами

$$\frac{\omega_{gi}}{\omega_{oi}} \equiv K_i = f(p_l, \omega_i), \quad i = 1, \dots, N, \quad (4)$$

где ω_i — доля i -го компонента в двухфазной смеси; K_i — константы фазового равновесия, называемые также K -величинами или коэффициентами распределения. Плотности и вязкости фаз сложным образом зависят от состава каждой фазы, а последние зависят от общего состава и давления (в данном изложении температура предполагается постоянной). Уравнения (1)–(4) представляют собой замкнутую систему из $2N+6$ уравнений с $2N+6$ неизвестными: ω_{oi} , ω_{gi} , u_o , u_g , p_o , p_g , S_o , S_g . В случае трехфазной фильтрации воду обычно считают как бы отдельным компонентом, присутствующим только в водной фазе. Также предполагается, что отсутствует массоперенос между водой и нефтяной или газовой фазами. Подвижность l -й фазы, по определению:

$$\lambda_l = k \frac{k_{rl}}{\mu_l}, \quad (5)$$

где k — проницаемость; k_{rl} — относительная проницаемость для l -й фазы. Количественные результаты моделирования разработки нефтяных залежей зависят от вида используемых фазовых проницаемостей. Их измеряют в лабораторных условиях и адаптируют по истории разработки [7]. Задача адаптации модели состоит в согласовании результатов расчетов технологических показателей предшествующего периода разработки с фактической динамикой добычи нефти, закачки воды, пластовых и забойных давлений, обводненности продукции скважин и газового фактора. В результате такого согласования математическая модель, используемая для прогноза коэффици-

ента нефтеизвлечения и технологических показателей, с максимальной вероятностью идентифицируется с реальными параметрами пласта. Необходимо отметить, что кривые относительных фазовых проницаемостей, полученные на конкретных ядрах, требуют уточнения при использовании для гидродинамического моделирования реальных залежей, всегда в той или иной мере неоднородных. Адаптированные же кривые относительных фазовых проницаемостей можно построить, лишь имея достаточную историю разработки. Но их некорректно было бы использовать для прогноза технологической эффективности при изменении системы разработки. В ряде работ [2, 5, 8, 9] показана зависимость динамики нефтеотдачи и, как следствие, фазовых проницаемостей от геолого-технологических параметров. В работе [6] по результатам лабораторных исследований делается вывод, что вид относительных фазовых проницаемостей зависит не только от параметров и характеристик пласта, свойств нефти, но и от скорости фильтрации. Из анализа ряда экспериментов видно, что при прочих равных условиях с повышением скорости движения жидкости в порах увеличиваются фазовые проницаемости для нефти, равновеликие для нефти и воды относительные фазовые проницаемости, фазовые проницаемости для воды, при нефтенасыщенности, равной остаточной, величины водонасыщенности, при которых нефть становится неподвижной. Можно продолжить рассуждения и сказать, что фазовые проницаемости должны меняться пределах одного пласта в зависимости от некоего параметра, характеризующего скорость фильтрации и свойства флюидов. Как показали экспериментальные исследования и их анализ [4], фазовые проницаемости, и в частности остаточная нефтенасыщенность, зависят от безразмерного капиллярного числа N_c , которое равно отношению гидродинамических сил к капиллярным

$$N_c = \frac{k \text{ grad } p}{\sigma}$$

или, используя закон Дарси,

$$N_c = \frac{\mu v}{\sigma}, \quad (6)$$

здесь k — проницаемость пористой среды; σ — поверхностное натяжение; μ — коэффициент динамической вязкости; v — скорость потока.

Капиллярное число возрастает с возрастанием скорости и убыванием межфазного натяжения. В процессе конденсации в призабойной зоне в газоконденсатном резервуаре, когда давление падает ниже точки росы, образуются области, в которых газ и конденсат присутствуют одновременно как отдельные фазы потока. Поведение потока в этой области определяется действием вязких, капиллярных и инерционных сил. Это приводит к тому, что механизм течения становится отличным от газонефтяного и газоконденсатного течения в большей части резервуара. Уменьшается поверхностное натяжение и, как следствие, функции относительных фазовых проницаемостей выпрямляются и стремятся к диагоналям [3]. Это поведение потока названо положительным эффектом взаимосвязи. Точное определение

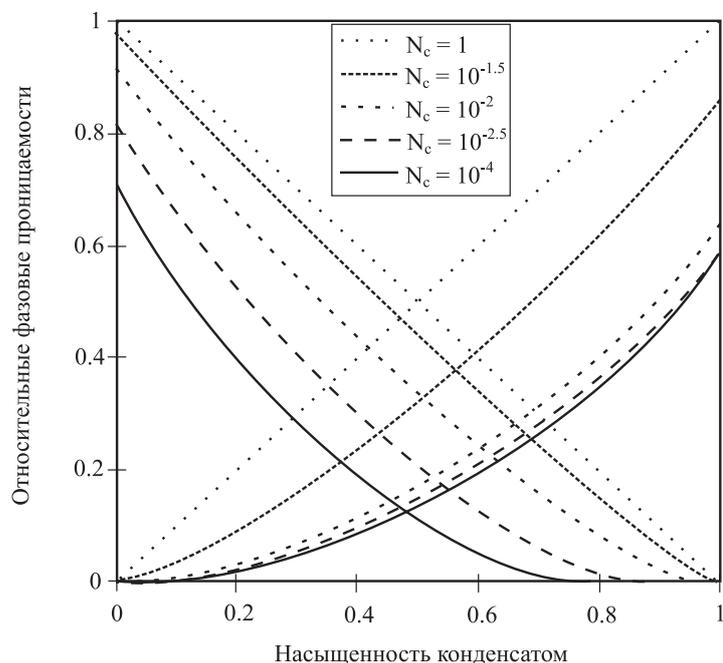


Рис. 1. График зависимости относительных фазовых проницаемостей от насыщенности конденсатом для различных значений капиллярного числа

значений относительных проницаемостей газоконденсата, которые являются очень важными для корректных оценок резервуара, является сложной задачей и требует различных приближений по сравнению со стандартными газонефтяными системами. На рис. 1 показана зависимость относительных фазовых проницаемостей газообразной и жидкой фаз от насыщенности для различных значений капиллярного числа, полученных интерполяционным методом, согласованным с экспериментальными данными [13]. Диагональный вид относительных фазовых проницаемостей характеризует, так называемое, смешивающееся вытеснение.

Некоторые известные программные симуляторы, предназначенные для гидродинамического моделирования, используют методику, разработанную в Университете Хериот—Уатт (Heriot—Watt) под руководством профессора А. Данеша (A. Danesh) и профессора Д.Х. Терани (D.H. Tehrani), которая описывает зависимость фазовых проницаемостей от скорости фильтрации [11, 12]. В их работе [10] предлагается вид корреляции, учитывающей эту зависимость. Относительная проницаемость для газа (k_{rg}) интерполируется между базовой кривой (k_{rgb}) (случай несмешивающихся флюидов), измеренной при высоком значении поверхностного натяжения и низкой скорости (обычно измеряемые данные), и кривой, характеризующей ”смешивающееся” вытеснение (k_{rgm}) (учитывающей инерционный эффект), с использованием интерполяционной функции Y_g следующим образом:

$$k_{rg} = Y_g k_{rgb} + (1 - Y_g) k_{rgm}. \quad (7)$$

Значения функции Y_g вычислялись на основе экспериментальных исследований, проведенных на кернах месторождения Клапах, для различных значений капиллярного числа. На примере сеточной гидродинамической модели газоконденсатного резервуара (табл. 1, 2) рассмотрим влияние опции, включающей модификацию относительных фазовых проницаемостей, на результаты моделирования.

Таблица 1

**Геолого-физические характеристики моделируемого резервуара
и условия расчета**

Начальное пластовое давление, PSIA	6 000
Радиус скважины, m	0.1
Проницаемость, mD	6
Пористость, добыча газа, приходящаяся на одну скважину, MSCF/D	40 000

Таблица 2

Компонентный состав пластового флюида

Компонента	Мольное содержание
Углекислый газ	0.244E-01
Азот	0.8E-03
Метан	0.821
Этан	0.578E-01
Пропан	0.287E-01
Изобутан	0.56E-02
Н-бутан	0.123E-01
Изопентан	0.52E-02
Н-пентан	0.6E-02
Н-гексан	0.72E-02
Остаток	0.31E-01

Рассматриваемый элемент представляет собой сеточный блок 19x19x1 ячеек, размером 279.86x279.86x200 ft. Балансовые запасы газа составили 378656 MMSCF. Моделирование проводилось в программе VIP Landmark Versions 2003.4.0.0. Рассматривался вариант разработки двумя добывающими скважинами с дебитом не более 40000 MSCF/D. Во втором случае, при прочих равных условиях, была включена опция зависимости фазовых проницаемостей от скорости. На рис. 2 представлены графики накопленной добычи газа для этих двух вариантов. Анализируя рисунок, заметим, что включение опции модификации фазовых проницаемостей повлияло на конечный результат.

На рис. 3, 4 показано распределение газонасыщенности на конечный момент по этим двум вариантам. На рисунках видно, что по второму варианту вытеснение отлично от первого. В районе скважин, где скорости фильтрации, безусловно, больше, чем на периферии, газонасыщенность несколько меньше, а на границе элемента больше, чем в первом варианте, что наиболее соответствует реально происходящим процессам в пласте.

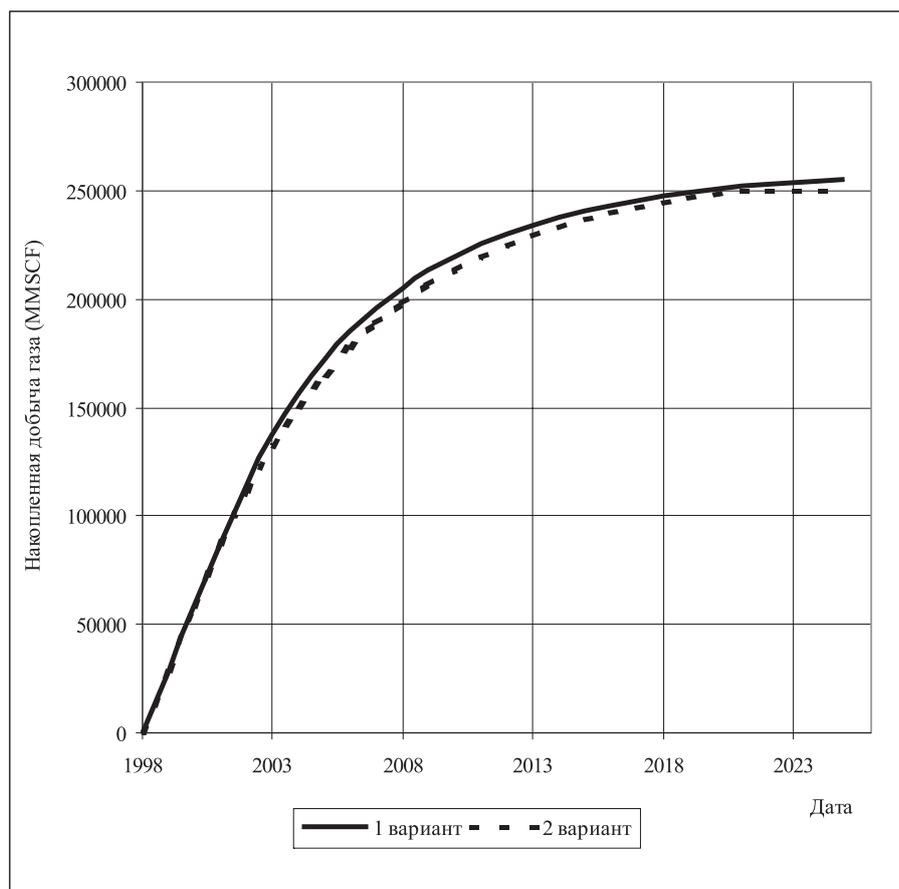


Рис. 2. График накопленной добычи газа по вариантам

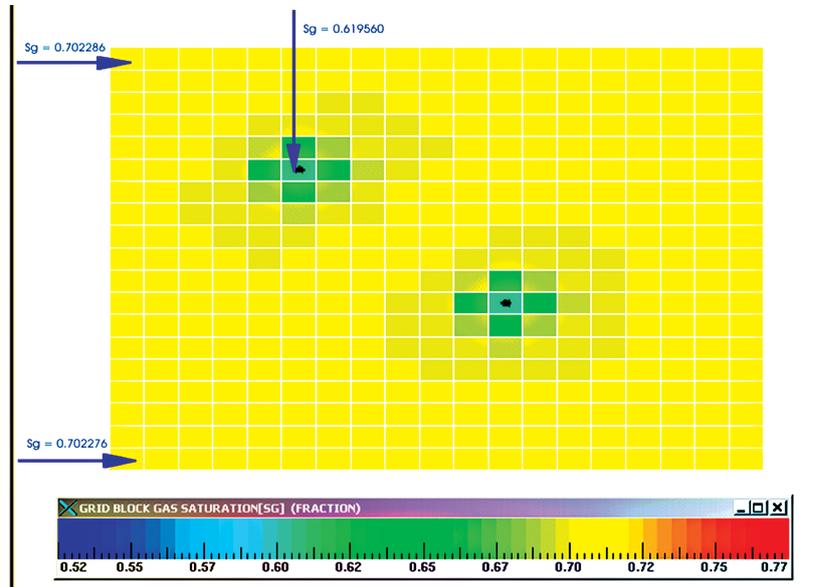


Рис. 3. Распределение газонасыщенности на конец разработки, 1 вариант

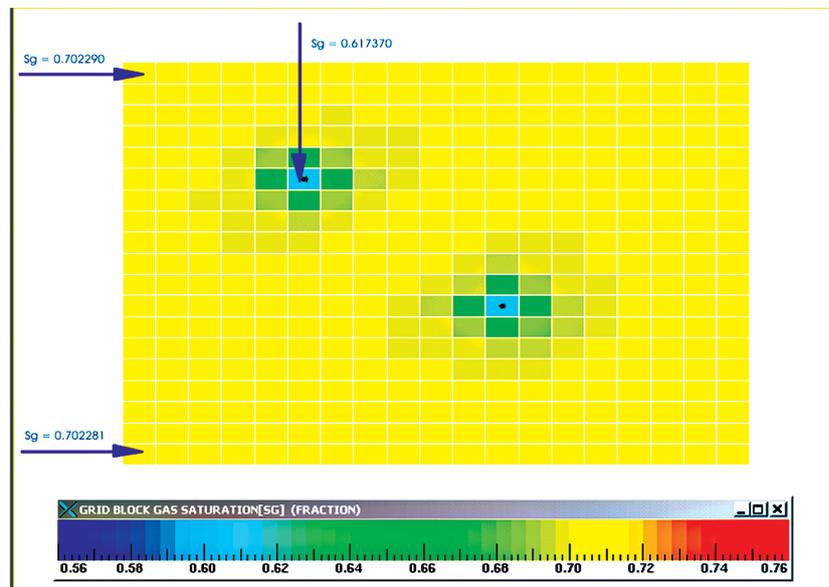


Рис. 4. Распределение газонасыщенности на конец разработки, 2 вариант

Корреляция (7), описанная в работе [10] и используемая в наиболее распространенных программных продуктах [11, 12] предназначена для модификации кривой относительной фазовой проницаемости газа в газоконденсатных системах. Подобной же опции для относительной фазовой проницаемости нефти просто не существует. Это делает невозможным уточнение фазовых проницаемостей для нефтяных месторождений, при моделировании которых очень часто используется модель "черной нефти".

Литература

- [1] Aziz K., Settari A. *Petroleum Reservoir Simulation* // New York: Elsevier Applied Science Publishers, 1979. 362 p.
- [2] Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. *Движение жидкостей и газов в природных пластах*. М.: Недра, 1984. 208 с.
- [3] Брусиловский А.И. *Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа*. М.: Грааль, 2002. 575 с.
- [4] Нигматулин Р.И. *Динамика многофазных сред*. Ч. II. М.: Наука. Гл. ред. физ.-мат. лит., 1987. 360 с.
- [5] Об итогах дискуссии по статье академика А.П. Крылова "Экономически допустимое разрежение сетки скважин с точки зрения нефтеотдачи" // *Нефтяное хозяйство*. 1981. №3. С. 31–32.
- [6] Пантелеев В.Г., Лозин Е.В., Асмоловский В.С. *Зависимость полноты извлечения нефти от скорости движения воды в карбонатных коллекторах* // *Нефтяное хозяйство*. 1994. №1. С. 59–62.
- [7] *Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений: Проектирование разработки* // М.: Недра, 1983, 463 с.
- [8] Сургучев М.Л. *Темп разработки — нефтеотдача (обзор исследований)* // *Нефтяное хозяйство*. 1981. №11. С. 25–29.
- [9] Хавкин А.Я. *Гидродинамические основы разработки залежей нефти с низкопроницаемыми коллекторами* // МО МАНПО, 2000. 525 с.
- [10] Jamiolahmady M., Danesh A., Henderson G., Tehrani D. *Variations of Gas-Condensate Relative Permeability with Production Rate at Near Wellbore Conditions: A General Correlation* // paper SPE 83960. Aberdeen, UK. 2003. 12 p.
- [11] ECLIPSE, *Technical Description* // *Simulation Software Manual*. 2001A.
- [12] VIP-EXECUTIVE *Technical Reference*, 2002. Landmark Graphics Corporation.
- [13] Saskia M.P. Blom and Jacques Hagoort. *The combined effect of near-critical relative permeability and non-darcy flow on well impairment by condensate drop out* // SPE 51367. October, 1998. P. 421–429.

Поступила в редакцию 18/II/2004;
в окончательном варианте — 18/II/2004.

**THE EFFECT OF THE ASPECT OF RELATIVE PHASE
PENETRABILITY ON THE OIL BASIN MODELING³**© 2004 S.V. Zatsepina⁴

By numerous researches it has been remarked that relative penetrability of gas and condensate can considerably magnified at increase discharge. In the paper the results of this phenomenon operation research carried out on hydrodynamic model of gas-condensate basin by the software package VIP Landmark are given.

Paper received 18/II/2004.

Paper accepted 18/II/2004.

³Communicated by Dr. Sci. (Tech.) I.S. Zaguzov.

⁴Zatsepina Svetlana Victorovna (ZatsepinaSV@samnipineft.ru), Samara Research and Development Project Institute of Oil Production, Samara, Russia.