

Модель относительных фазовых проницаемостей для вытеснения газа конденсатом и водой и вытеснения нефти водой и газом

М.Г. Ложкин
старший научный сотрудник¹
LozhkinMG@tngg.ru

¹ООО «ТюменНИИгипрогаз»,
Тюмень, Россия

Для моделирования течения в пористой среде нефти, при ее вытеснении водой и газом, существуют различные математические модели, позволяющие получить фазовые проницаемости для нефти, в присутствии воды и газа (например, модели Стоуна). Однако не существует таких моделей для газа, при его вытеснении водой и конденсатом, который выпадает из газа при снижении пластового давления. Также не существует моделей для получения фазовых проницаемостей вытесняющих флюидов. Предлагаемая в статье модель позволяет получить фазовые проницаемости для газа, воды и конденсата при вытеснении газа водой и конденсатом, а также для нефти, газа и воды при вытеснении нефти газом и водой.

Материалы и методы
ОСТ 39-235-89 «Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации».

Ключевые слова
модель, газ, вода, конденсат, нефть, относительные фазовые проницаемости, вытеснение нефти, вытеснение газа

При моделировании разработки углеводородных месторождений в качестве исходных данных используются результаты лабораторных исследований ядра. Необходимыми данными для такого моделирования являются относительные фазовые проницаемости (ОФП), зависящие от насыщенности ядра различными пластовыми флюидами. Для нефтяных месторождений представляют интерес ОФП по нефти, а для газовых и газоконденсатных месторождений ОФП по газу. Для нефтегазовых месторождений интересны обе упомянутые ОФП.

Указанные фазовые проницаемости используются для создания полномасштабных компьютерных моделей месторождения, позволяющих оценить количественные характеристики разработки месторождений при использовании различных технологических процессов. Для качественного моделирования разработки месторождений необходимо применять фазовые проницаемости, которые определяют подвижность всех находящихся в продуктивном пласте флюидов. Как правило, в продуктивном пласте присутствуют три флюида — вода, нефть (конденсат) и газ. Фазовые проницаемости этих флюидов связаны с насыщенностью пласта всеми тремя флюидами.

Существующий уровень развития лабораторного оборудования позволяет получать ОФП при насыщенности ядра нефтью, газом и водой (трехфазные ОФП). Однако данные эксперименты весьма трудоемки и дороги. Кроме того, отсутствуют общепринятые методы исследования проницаемости и обработки экспериментальных данных при трехфазной насыщенности ядра.

В связи с этим принято получать трехфазные ОФП по нефти при помощи математических моделей. Существующие методы (такие как модель Стоуна 1 и 2) позволяют получать

трехфазные ОФП только для нефти при ее вытеснении водой и газом.

Ниже предлагается метод, подходящий не только для случая трехфазных ОФП для нефти при ее вытеснении водой и газом, но и для получения трехфазных ОФП для газа при его вытеснении водой и конденсатом, который выпадает из газа при снижении пластового давления. Также метод позволяет получить фазовые проницаемости в области трехфазной насыщенности для вытесняющих флюидов (воды, газа, конденсата).

Анализ экспериментальных данных выявил линейное распределение экспериментальных точек проницаемости в зависимости от насыщенности в приведенных координатах насыщенности и проницаемости. Ординатный пример такого распределения приведен на рис. 1.

Приведенная координата для проницаемости рассчитывалась по следующей формуле:

$$k_{прив} = \ln \left(- \ln \frac{k_{(i)}}{k_{rmax}} \right), \quad (1)$$

где $k_{(i)}$ — фазовая проницаемость для вытесняемого флюида при соответствующей ей насыщенности $S_{(i)}$, а k_{rmax} — проницаемость для вытесняемого флюида при максимальной насыщенности этим флюидом, в присутствии остаточной водонасыщенности.

Приведенная координата для насыщенности рассчитывалась по следующей формуле:

$$S_{прив} = \ln \left(\frac{S_{(i)}}{1 - S_{wi}} \right), \quad (2)$$

где $S_{(i)}$ — насыщенность вытесняющим флюидом, для проницаемости $k_{(i)}$, а S_{wi} — остаточная водонасыщенность. В случае если вытесняющим агентом является вода, то из $S_{(i)}$ необходимо вычесть остаточную водонасыщенность.

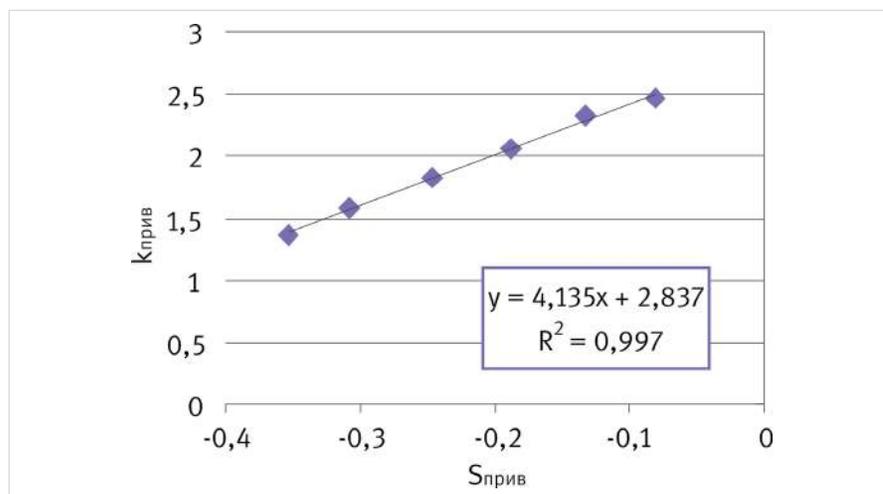


Рис. 1 — Линейное распределение экспериментальных точек проницаемости в зависимости от насыщенности в приведенных координатах насыщенности и проницаемости

Линейная зависимость, построенная по экспериментальным точкам в приведенных координатах, соответствует аппроксимирующей функции для ОФП в исходных координатах вида:

$$k_r = k_{rmax} e^{E \left(\frac{S_{wi}}{1-S_{wi}} \right)^P} \quad (3)$$

Коэффициенты E и P определяются следующим образом: $E = -e^b$ и $P = a$, где a и b — коэффициенты линейной регрессии в приведенных координатах: $k_{прив} = aS_{прив} + b$.

Поскольку вытесняющими агентами могут быть два флюида, то имеется две ОФП, выходящие из одной точки. В приведенных координатах это две скрещивающихся в трехмерном пространстве прямые, которые совместно с плоскостью параллелизма $k_{прив} = 0$ определяют поверхность Каталана. Эта поверхность в исходных координатах принимает вид следующей функции:

$$k_r = k_{rmax} e^{E_1 \left(\frac{S_{1(i)}}{1-S_{wi}} \right)^{P_1} + E_2 \left(\frac{S_{2(i)}}{1-S_{wi}} \right)^{P_2}} \quad (4)$$

где цифрами 1 и 2 обозначены значения коэффициентов P и E для первого и второго вытесняющего флюида. Тем же способом можно получить фазовые проницаемости для произвольного количества вытесняющих флюидов.

Таким образом, для ОФП охватывается вся область трехфазной насыщенности.

Ниже, для газоконденсатного месторождения в Западной Сибири, приведен пример расчета ОФП в области трехфазной насыщенности при вытеснении газа конденсатом и водой.

Первым этапом проводятся эксперименты по определению ОФП в системах нефть-вода, нефть-газ и газ-вода, в случае, если требуется определить фазовую проницаемость по нефти при ее вытеснении газом и водой. В случае, если требуется определить фазовую проницаемость для газа, при его вытеснении водой и конденсатом, требуется провести эксперименты по определению фазовых проницаемостей в системах газ-конденсат, газ-вода, конденсат-вода.

В таб. 1 приведены результаты определения ОФП для случая вытеснения газа водой и конденсатом.

Для получения ОФП по конденсату при вытеснении газа водой и конденсатом необходимо определить эмпирические коэффициенты для следующей функции:

$$k_{rog} = k_{rowi} e^{E_{ow} \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1-S_{wi}} \right)^{P_{ow}} + E_{og} \left(\frac{S_g}{1-S_{wi}} \right)^{P_{og}}} \quad (5)$$

где k_{ro} — ОФП по конденсату при вытеснении газа водой и конденсатом, д. ед.; k_{rowi} — ОФП по конденсату, при остаточной водонасыщенности, д. ед.; S_w — водонасыщенность, д. ед.; S_g — газонасыщенность, д. ед.; S_{wi} — остаточная водонасыщенность, д. ед.; E_{ow} , P_{ow} — эмпирические коэффициенты, полученные по экспериментальным точкам ОФП в системе конденсат-вода; E_{og} , P_{og} — эмпирические коэффициенты, полученные по экспериментальным точкам ОФП в системе газ-конденсат.

Чтобы вычислить коэффициенты функции 5, необходимо определить значения

$$y_i = \ln \left(-\ln \frac{k_{row(i)}}{k_{rowi}} \right)$$

и

$$x_i = \ln \left(\frac{S_{w(i)} - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)$$

где $k_{row(i)}$ — i-тое значение ОФП по конденсату при его вытеснении водой, д. ед.; $S_{w(i)}$ — i-тое значение водонасыщенности, при вытеснении конденсата водой, д. ед.

Значения y_i и x_i используются для получения коэффициентов a и b функции $y = ax + b$ методом линейной регрессии. Затем вычисляются и сами коэффициенты: $E_{ow} = -e^b$, $P_{ow} = a$.

$E_{og} = -e^b$ и $P_{og} = a$ получали приведенным выше способом, для значений

$$y_i = \ln \left(-\ln \frac{k_{rog(i)}}{k_{rowi}} \right)$$

и

$$x_i = \ln \left(\frac{S_{g(i)}}{1 - S_{wi}} \right),$$

где $k_{rog(i)}$ — i-тое значение ОФП по конденсату при вытеснении газа конденсатом, д. ед.; $S_{g(i)}$ — i-тое значение газонасыщенности, при вытеснении газа конденсатом, д. ед.

Для функции 5 по значениям из таб. 1 были получены значения $E_{ow} = -22,78$, $P_{ow} = 2,175$, $E_{og} = -20,33$ и $P_{og} = 1,700$.

Для получения ОФП по газу при вытеснении газа водой и конденсатом использовалась следующая модель:

$$k_{rg} = k_{rgwi} e^{E_{gw} \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1-S_{wi}} \right)^{P_{gw}} + E_{go} \left(\frac{S_o}{1-S_{wi}} \right)^{P_{go}}} \quad (6)$$

Для вычисления E_{gw} и P_{gw} определяли значения

$$y_i = \ln \left(-\ln \frac{k_{rgw(i)}}{k_{rgwi}} \right)$$

и

$$x_i = \ln \left(\frac{S_{w(i)} - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right),$$

где $k_{rgw(i)}$ — i-тое значение ОФП по газу при его вытеснении водой, д. ед.; $S_{w(i)}$ — i-тое значение водонасыщенности, при вытеснении газа водой, д. ед.

После построения линейной зависимости по значениям y_i и x_i были получены $E_{gw} = -88,34$ и $P_{gw} = 4,228$ описанным выше способом.

Для вычисления E_{go} и P_{go} получали значения

$$y_i = \ln \left(-\ln \frac{k_{rgo(i)}}{k_{rgwi}} \right)$$

и

$$x_i = \ln \left(\frac{S_{o(i)}}{1 - S_{wi}} \right),$$

где $k_{rgo(i)}$ — i-тое значение ОФП по газу при его вытеснении конденсатом, д. ед.; $S_{o(i)}$ — i-тое значение конденсатонасыщенности, при вытеснении газа конденсатом, д. ед.

После построения линейной зависимости по значениям x_i и y_i были получены $E_{go} = -17,06$ и $P_{go} = 4,135$.

Для получения ОФП по воде при вытеснении газа водой и конденсатом использовалась следующая модель:

$$k_{rw} = k_{rwmi} e^{E_{wo} \left(\frac{S_o}{1-S_{wi}} \right)^{P_{wo}} + E_{wg} \left(\frac{S_g}{1-S_{wi}} \right)^{P_{wg}}} \quad (7)$$

$$\ln \left(-\ln \frac{k_{rw(i)}}{k_{rwmi}} \right) = a \cdot \ln \left(\frac{S_{o(i)}}{1-S_{wi}} \right) + b, \quad (8)$$

$$\ln \left(-\ln \frac{k_{rwg(i)}}{k_{rwmi}} \right) = a \cdot \ln \left(\frac{S_{g(i)}}{1-S_{wi}} \right) + b, \quad (9)$$

где $k_{rw(i)}$ — i-тое значение ОФП по воде при вытеснении конденсата водой, д. ед.; $k_{rwg(i)}$ — i-тое значение ОФП по воде при вытеснении газа водой, д. ед.; $S_{o(i)}$ — i-тое значение конденсатонасыщенности, при вытеснении конденсата водой, д. ед.; $S_{g(i)}$ — i-тое

Газ-конденсат				Конденсат-вода				Газ-вода			
S_o , д. ед.	S_g , д. ед.	k_{ro} , д. ед.	k_{rg} , д. ед.	S_w , д. ед.	S_o , д. ед.	k_{ro} , д. ед.	k_{rw} , д. ед.	S_w , д. ед.	S_g , д. ед.	k_{rg} , д. ед.	k_{rw} , д. ед.
0,000	0,870	0,000	1,000	0,130	0,870	1,000	0,000	0,130	0,870	1,000	0,000
0,350	0,520	0,000	0,672	0,268	0,732	0,708	0,000	0,474	0,526	0,181	0,001
0,612	0,258	0,059	0,020	0,311	0,689	0,439	0,004	0,532	0,468	0,037	0,003
0,640	0,230	0,129	0,008	0,377	0,623	0,188	0,008	0,556	0,444	0,012	0,011
0,681	0,189	0,247	0,002	0,440	0,560	0,070	0,013	0,566	0,434	0,006	0,012
0,721	0,149	0,388	0,000	0,506	0,494	0,026	0,020	0,581	0,419	0,003	0,017
0,762	0,108	0,552	0,000	0,558	0,442	0,011	0,028	0,602	0,398	0,002	0,033
0,802	0,068	0,738	0,000	0,609	0,391	0,003	0,036	0,618	0,382	0,001	0,037
0,843	0,027	0,947	0,000	0,683	0,317	0,000	0,052	0,761	0,239	0,000	0,311
0,870	0,000	1,000	0,000	1,000	0,000	0,000	0,741	1,000	0,000	0,000	0,741

Таб. 1 — Относительные фазовые проницаемости в системах газ-конденсат, конденсат-вода и газ вода

значение газонасыщенности, при вытеснении газа водой, д. ед.

По функции (8) определяли $E_{ow} = -5,945$ и $P_{wo} = 0,836$, а по функции (9) находили $E_{wg} = -26,31$ и $P_{wg} = 2,662$.

Окончательно функции ОФП для газа, воды и нефти приняли следующий вид:

$$k_{rg} = e^{-88,34 \left(\frac{S_w - 0,13}{1 - 0,13} \right)^{4,228} - 17,06 \left(\frac{S_w - 0,13}{1 - 0,13} \right)^{4,135}} \quad (10)$$

$$k_{ro} = e^{-22,78 \left(\frac{S_w - 0,13}{1 - 0,13} \right)^{-2,175} - 20,33 \left(\frac{S_g}{1 - 0,13} \right)^{-1,7}} \quad (11)$$

$$k_{rw} = 0,741 e^{-5,945 \left(\frac{S_o}{1 - 0,13} \right)^{-0,836} - 26,31 \left(\frac{S_g}{1 - 0,13} \right)^{-2,662}} \quad (12)$$

Функции 10, 11 и 12 изображены графически на рис. 2.

Таким образом, при моделировании разработки месторождений для каждой из ячеек модели можно определить подвижность

каждой из трех насыщающих ячейку фаз. Это позволит с большей точностью выполнять прогнозирование показателей разработки месторождений и определять техническую эффективность различных методов увеличения нефтеотдачи.

Итоги

С помощью предложенной модели стало возможным определить подвижность для каждой из трех насыщающих продуктивный пласт фаз. Данный результат применим при математическом моделировании разработки углеводородных месторождений.

Выводы

Модель позволит с большей точностью выполнять прогнозирование показателей разработки месторождений и определять техническую эффективность различных методов увеличения нефтеотдачи.

Список используемой литературы

1. Питкевич В.Т. Ложкин Г.В. Морева Е.В., Зубарев И.И., Морев А.В. Математическое моделирование относительных фазовых проницаемостей в области трехфазной насыщенности по результатам физического моделирования на образцах керна // Нефтяное хозяйство. 2010. №9. С. 70–72.
2. Sunil L Kokal, Bru E. Maini. An improved model for estimating three-phase oil-water-gas relative permeabilities from two-phase oil-water and oil-gas data // Journal of Canadian Petroleum Technology. 1990. № 2. С. 29–32.

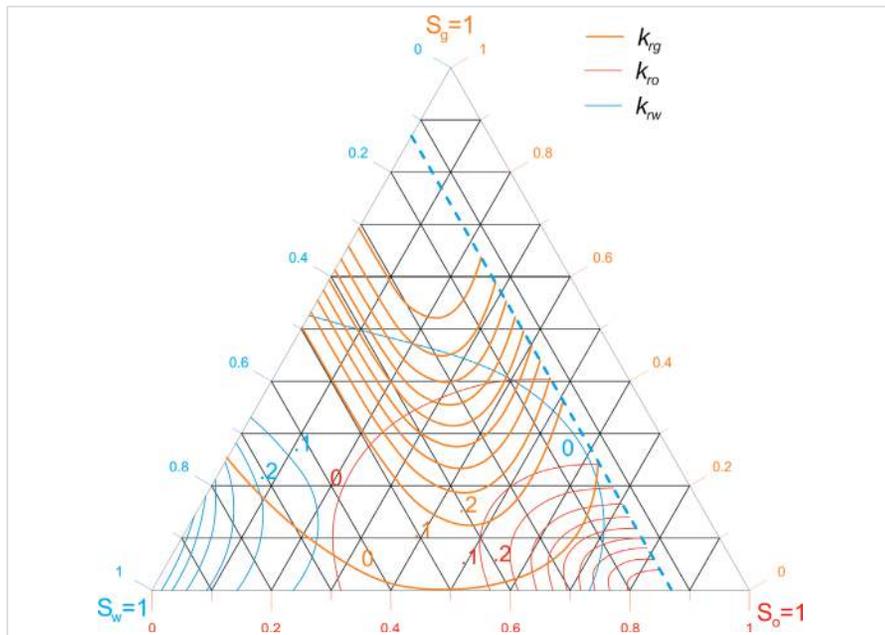


Рис. 2 — Линии равных значений проницаемости для конденсата, воды и газа, построенные для случая вытеснения газа водой и конденсатом

ENGLISH

GAS INDUSTRY

A relative permeability model of gas displacement by water and condensate and oil displacement by water and gas

UDC 622.691

Authors:

Mikhail G. Lozhkin — senior researcher¹; LozhkinMG@tngg.ru

¹LLC TyumenNIIgiprozav, Tyumen, Russian Federation

Abstract

There are different relative permeability models to simulate an oil flow in porous medium at oil displacement by water and gas.

These models allow to having an oil phase behavior in the presence of water and gas (e.g. Stone model). However, there are no similar models for gas displacement by water and retrograde condensate (it drops out from gas when the reservoir pressure decreases). Also there are no models generating relative permeability for fluids displacing oil or gas. The model proposed in the article allows

generating relative permeability for gas, water and condensate at gas displacement by water and condensate and also for oil, gas and water at oil displacement by gas and water.

Materials and methods

OST 39-235-89 Oil. The method of determining the relative permeabilities in joint stationary filtration in laboratory conditions.

Results

The proposed model allows determining the mobility of all three phases saturating

a productive reservoir. It can be applied for mathematical simulation of the hydrocarbon field's development.

Conclusions

The proposed model allows performing high accuracy forecasting of the field development indicators and defining technical efficiency of various enhanced oil recovery methods.

Keywords

model, gas, water, condensate, oil, relative permeability, oil displacement, gas displacement

References

1. Pitkevich V.T. Lozhkin G.V. Moreva E.V., Zubarev I.I., Morev A.V. *Matematicheskoe modelirovanie otноситel'nykh fazovykh proniцаemostey v oblasti trekhfaznoy nasyshchennosti po rezul'tatam*

fizicheskogo modelirovaniya na obraztsakh kerna [Mathematical modeling of relative permeability in the sphere of three-phase saturation upon the results of physical simulation with the core samples]. *Oil industry*, 2010, issue 9, pp. 70–72.

2. Sunil L Kokal, Bru E. Maini. An improved model for estimating three-phase oil-water-gas relative permeabilities from two-phase oil-water and oil-gas data. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1990, issue 2, pp. 29–32.