УДК 622.691

Метод определения относительных фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при последовательной псевдостационарной фильтрации

М.Г. Ложкин
старший научный сотрудник[1]
LozhkinMG@tngg.ru

[1]ООО «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень, Россия

Предлагается метод, позволяющий сократить время проведения лабораторных экспериментов при определении относительных фазовых проницаемостей. Данный результат является следствием проведения измерений при псевдостационарной фильтрации.
Псевдостационарная фильтрация предполагает настолько слабое изменение фильтрационных потоков флюидов, что становится возможным проведение представительных измерений проницаемости и насыщенности пористой среды.

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

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

В настоящее время вовлекаются в разработку месторождения с трудноизвлекаемыми запасами. Такие месторождения характеризуются, прежде всего, низкой проницаемостью коллектора. Для получения исходной информации о месторождении, для проектирования разработки, как правило, проводят исследования отобранного керна в лабораторных условиях. Одним из необходимых исследований является определение относительной фазовой проницаемости (ОФП). Однако, такие исследования, при существующих методах, приводят к чрезмерным временным затратам. Причины отмеченного обусловлены тем, что существующий метод определения фазовых проницаемостей базируется на методе стационарной фильтрации, для достижения которого, при проницаемости исследуемой породы менее 1 мД, требуется более трех суток. Обычно для построения зависимости ОФП от насыщенности, проводят десять измерений при различных соотношениях расхода вытесняющего и вытесняемого флюидов. Для каждого из этих соотношений необходимо дождаться установления стационарного потока. Таким образом, одно определение ОФП на низкопроницаемом керне занимает от 1 месяца. В ряде случаев определение ОФП при стационарной фильтрации приходится проводить в течение 3–4 месяцев. Также, при стационарной фильтрации, уже при проницаемости керна ниже 100 мД, диапазон определения ОФП методом стационарной фильтрации, охватывает менее 20% изменения насыщенности керна при вытеснении (то есть, например, для вытеснения нефти водой, диапазон насыщенности от остаточной водонасыщенности, до водонасыщенности при остаточной нефти). А при измерениях на низкопроницаемом керне охватывается менее 10% диапазона изменения насыщенности. Это делает крайне недостоверной любую интерпретацию таких ОФП.

Таким образом, для совершенствования существующих методов определения ОФП, уменьшения времени проведения исследований и определения ОФП на более широком диапазоне насыщенности предлагается метод, изложенный ниже.

В основу метода были положены следующие наблюдения:

1. Кривые относительных фазовых проницаемостей линеаризируются в приведенных координатах насыщенности и проницаемости. Данное наблюдение впервые было описано статье [1].
2. Анализ экспериментов выявил, что при вытеснении флюидов из пористой среды, когда рост насыщенности вытесняющего флюида незначителен, проницаемость для вытесняющего флюида растет в приведенных координатах насыщенности и проницаемости так же в соответствии с линейной функцией. Пример данного наблюдения показан на рис. 1. Измерения проводились в системе газ-вода.

Приведенная координата для относительной фазовой проницаемости рассчитывалась по следующей формуле:

$$k_{прив} = \ln\left(-\ln\frac{k_{rw}}{k_{rw\max}}\right) \quad (1)$$

где k_{rw} — относительная фазовая проницаемость для вытесняющего флюида, при соответствующей ей насыщенности вытесняющим флюидом S_i, а k_{rwmax} — относительная фазовая проницаемость для вытесняющего флюида, при максимальной насыщенности этим флюидом, в присутствии остаточной водонасыщенности.

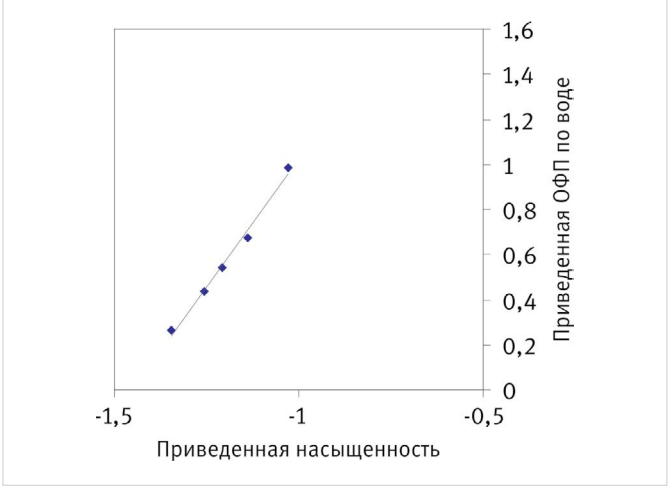

Рис. 1 — Линейная корреляция экспериментальных значений ОФП в приведенных координатах насыщенности и проницаемости

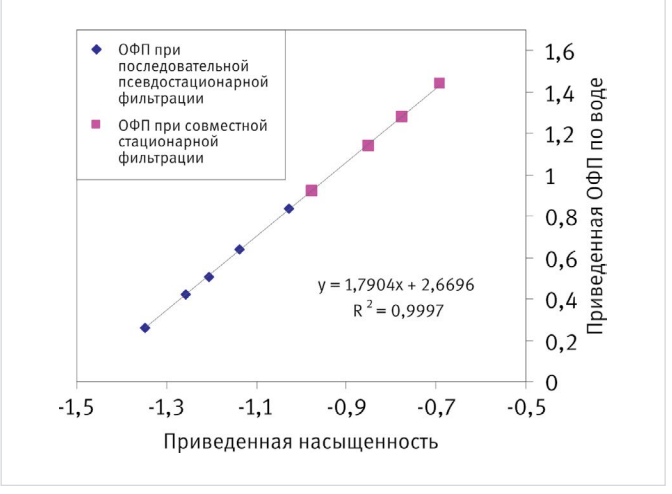

Рис. 2 — Экспериментальные значения ОФП в приведенных координатах, полученные при последовательной псевдостационарной и совместной стационарной фильтрации

Приведенная координата для насыщенности рассчитывалась по следующей формуле:

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

где S_i — насыщенность вытесняющим флюидом, для проницаемости $k_{(i)}$, а S_{wi} — остаточная водонасыщенность.

То есть, при вытеснении газа водой удается измерить текущую водонасыщенность и относительную фазовую проницаемость по воде, после прорыва воды. Более того, поскольку в приведенных координатах результаты измерений линейны, то эти измерения могут быть описаны с помощью линейной регрессии, а затем результат этой регрессии может быть переведен в нормальные координаты насыщенности и проницаемости. Однако при измерениях, приведенных выше, не учитывался газ, пришедший в движение в процессе его вытеснения. Его необходимо учитывать, например, следующим способом:

При вытеснении газа водой на вход керна подается вода при заданной объемной скорости. Данная вода замещает газ, объемная скорость движения которого через керн определяется изменением объема газа внутри пор керна за интервал времени (t). Изменение объема газа внутри пор керна определяется через объем пор ($V_{пор}$) и изменение газонасыщенности ($\Delta S_г$):

$$Q_г = \frac{\Delta S_г \cdot V_{пор}}{t} \quad (3)$$

Объемная скорость воды внутри керна определяется разностью начального расхода воды и расхода газа, пришедшего в движение в результате вытеснения:

$$Q_в = Q_o - \frac{\Delta S_г \cdot V_{пор}}{t} \quad (4)$$

где Q_o — объемная скорость воды на входе в колонку кернов.

Результаты определения ОФП при вытеснении с введением данной поправки, в приведенных координатах, показаны на рис. 2 синими квадратами.

В том же эксперименте было проведено четыре измерения ОФП при стационарной фильтрации при режимах фильтрации с долями воды в потоке 5, 20, 50 и 90 % объемных. Результат определения ОФП методом стационарной фильтрации, в приведенных координатах, показан на рис. 2 розовыми квадратами.

Из рис. 2 следует, что ОФП по воде, полученные двумя рассматриваемыми методами, лежат на одной прямой. Таким образом, оба варианта определения ОФП определяют одну и ту же зависимость в приведенных координатах. Поскольку эта прямая имеет высокую корреляцию с экспериментальными данными двух методов, ОФП по воде можно получать методом вытеснения с той же точностью, что и при стационарной фильтрации.

Линейная зависимость в приведенных координатах насыщенности и проницаемости для вытесняющего флюида соответствует следующей аппроксимирующей функции для относительных фазовых проницаемостей в исходных координатах:

$$k_r = k_{r\max} e^{E\left(\frac{1-S_{(i)}}{1-S_{wi}}\right)^F} \quad (5)$$

где $k_{r\,max}$ — проницаемость, при максимальной насыщенности исследуемым флюидом, а коэффициенты E и P определяются следующим образом: $E=-e^b$ и где a и b — коэффициенты линейной регрессии в приведенных координатах: $k_{прив} = aS_{прив}+b$.

После проведения вычислений ОФП для воды в системе газ-вода описывается уравнением 6:

$$k_{rw} = 0.749e^{-14{,}434\left(\frac{1-S_w}{0.735}\right)^{1.7904}} \quad (6)$$

На рис. 3 приведена графическая интерпретация расчетов.

Необходимым условием для получения фазовых проницаемостей по воде, при вытеснении газа водой, являлось медленное изменение водонасыщенности керна в процессе вытеснения газа. Для получения фазовой проницаемости по газу необходимо такое же медленное изменение водонасыщенности керна, но в области насыщенности, где проницаемость по газу доминирует над проницаемостью по воде. Такое медленное изменение водонасыщенности формируется последовательной фильтрацией воды и газа, в лабораторных условиях реализуется следующим способом. После подготовки керна, по ОСТ 39-235-89 [2] в керн закачивается вода в количестве 1/5 объема пор. Затем через керн фильтруется газ с линейной скоростью, не превышающей 2 м/сут. Данный способ образует «волну» водонасыщенности, которая продвигается по длине колонки под действием градиента давления, возникающего вследствие фильтрации газа. Таким образом, вода медленно продвигается по керну, в результате чего в каждый малый промежуток времени в керне устанавливается поток, близкий к стационарному. Водонасыщенность медленно растет, а затем снижается на измерительном участке колонки (обычно насыщенность и перепад давления измеряют на небольшом участке колонки, для купирования влияния концевых эффектов, возникающих на ней). В процессе роста водонасыщенности (то есть в процессе пропитки керна) на измерительном участке керна проводят несколько измерений его водонасыщенности и проницаемости по газу. В случае, если требуется определить проницаемость по газу при дренировании керна, определяют ОФП после достижения «волной» пиковых значений водонасыщенности.

После измерений при последовательной псевдостационарной фильтрации, определялись ОФП при стационарной фильтрации с объемной долей воды в потоке 5, 20, 50 и 90 %. По всем результатам измерений строилась зависимость в приведенных координатах, показанная на рис. 4:

Значения ОФП по газу, полученные последовательной фильтрацией воды и газа, при стационарной фильтрации, также определяют одну и ту же прямую в приведенных координатах. Соответственно, рассматриваемый способ определения ОФП адекватен получению ОФП при стационарной фильтрации.

Приведенные координаты графика на рис. 4 были получены следующим образом:

$$k_{прив} = \ln\left(-\ln k_{rg(i)}\right) \quad (7)$$

где $k_{rg(i)}$ — относительная фазовая проницаемость для газа, при соответствующей ей насыщенности водой $S_{w(i)}$.

Координата приведенной насыщенности рассчитывалась по следующей формуле:

$$S_{прив} = \ln\left(\frac{S_{w(i)} - S_{wi}}{1-S_{wi}}\right) \quad (8)$$

где $S_{w(i)}$ — насыщенность водой, для проницаемости $k_{rg(i)}$.

Функция ОФП, определенная по линейной зависимости рис. 4, имеет следующий вид:

$$k_{rg} = e^{-27.064\left(\frac{S_w-0.265}{0.735}\right)^{2.6117}} \quad (9)$$

На рис. 5 фазовые проницаемости, полученные на стационарных режимах, охватывают

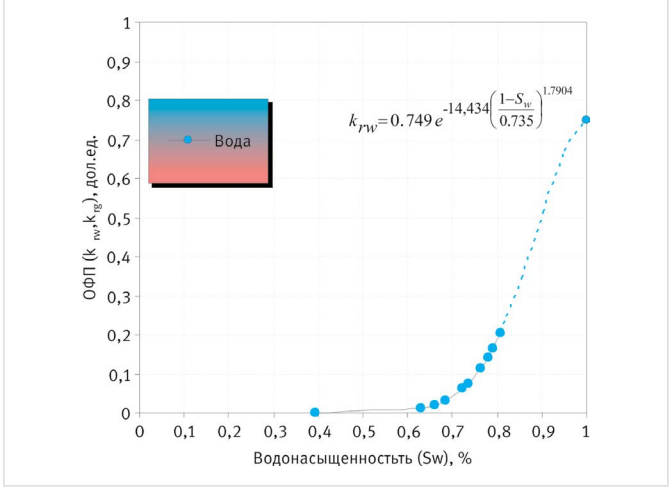

Рис. 3 — График функции ОФП по водепри вытеснении газа водой и на режимах стационарной фильтрации (область, отмеченная штриховой линией — экстраполяция функции)

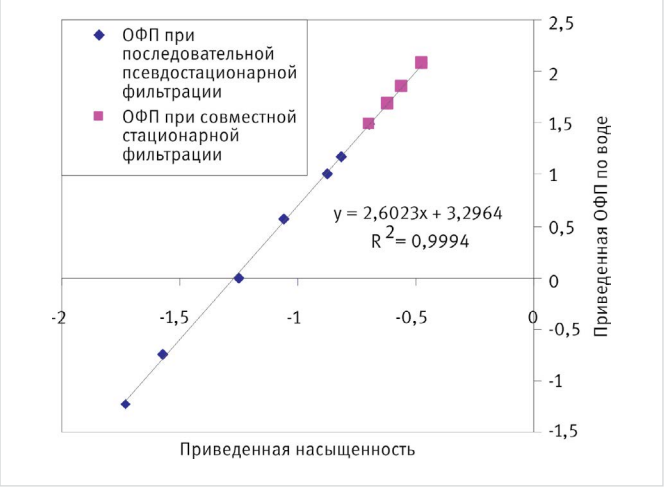

Рис. 4 — Экспериментальные значения ОФП в приведенных координатах, полученные при последовательной псевдостационарной и совместной стационарной фильтрации

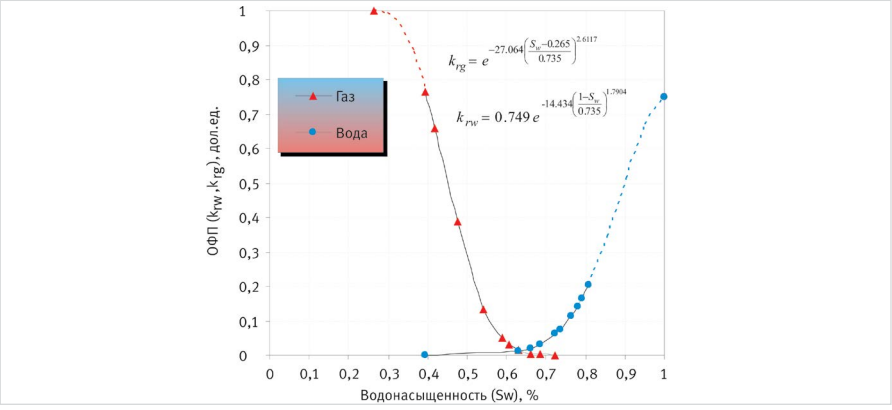

Рис. 5 — Графики функций ОФП по воде и газу, построенные по значениям ОФП, полученным при нестационарной и стационарной фильтрации (область, отмеченная штриховой линией — экстраполяция функций)

диапазон водонасыщенности 0,632–0,723 или в 12% диапазона изменения насыщенности для ОФП. С применением данных, полученных при последовательной псевдостационарной фильтрации, расширен диапазон измерения насыщенности до 63% диапазона изменения насыщенности для ОФП, т. е. от 0,395 до 0,857.

Как было сказано выше, со снижением проницаемости керна снижается и диапазон водонасыщенности, в котором можно определить ОФП. На керне с очень низкой проницаемостью, он практически исчезает. Поэтому на таких кернах целесообразнее проводить измерения данным методом, минимизировав определения ОФП при стационарной фильтрации.

Таким образом, предлагаемый метод заключается в следующем:

1. Для получения ОФП достаточно определить проницаемость, при максимальной насыщенности исследуемым флюидом и коэффициенты E и P функции (5).
2. ОФП по вытесняемому и вытесняющему флюиду получают раздельно.
3. ОФП для вытесняемого флюида получают при последовательной прокачке через керн вытесняющего флюида, а затем вытесняемого флюида. Для создания «волны» водонасыщенности закачивают до 0,2 порового объема вытесняющего флюида.
4. ОФП для вытесняющего флюида определяют при вытеснении.
5. Расходы флюидов корректируются на изменение насыщенности керна флюидами.
6. В случае, если выбранная объемная скорость фильтрации позволяет провести определение ОФП на стационарных режимах, их следует провести для повышения точности результирующей функции.
7. По полученным данным строятся функции ОФП, приведенным выше способом.

Итоги

С помощью предложенного метода возможно в приемлемый срок получать относительные фазовые проницаемости образцов горой породы, которые обладают крайне низкими фильтрационными свойствами.

Выводы

Предлагаемый метод имеет следующие достоинства:

1. Метод позволяет проводить измерения ОФП без достижения стационарного потока с аналогичной точностью. Это позволяет кратно сократить время определения ОФП на низкопроницаемых образцах керна. Также это позволяет проводить исследования проницаемости при низких скоростях фильтрации.
2. Метод позволяет измерять ОФП на более широком диапазоне насыщенности.
3. Метод в качестве результата выдает гладкую функцию ОФП, которая имеет сильную корреляцию со значениями, полученными экспериментально.
4. В качестве результата определяются по два параметра функций ОФП, что позволяет получить функцию ОФП уже после двух измерений, а дополнительные измерения повышают ее точность.

Список используемой литературы

1. Ложкин М.Г. Модель относительных фазовых проницаемостей для вытеснения газа конденсатом и водой вытеснения нефти водой и газом // Экспозиция Нефть Газ. 2015. № 1. С. 39–41.
2. ОСТ 39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации.

ENGLISH **GAS INDUSTRY**

The method of relative phase permeability determination in the laboratory conditions at the sequential pseudo-steady filtration

UDC 622.691

Authors:
Mikhail G. Lozhkin — senior researcher[1]; LozhkinMG@tngg.ru

[1]LLC TyumenNIIgiprogaz, Tyumen, Russian Federation

Abstract

The proposed method allows reducing time of laboratory experiments for relative phase permeability determination. The result is a consequence of determination of pseudo-steady filtration. Pseudo-steady filtration means very weak alteration of filtration flows which make it possible to do reliable measurements of permeability and saturation of the porous medium.

Materials and methods

OST 39-235-89 "Oil. The method of phase permeability determination in the laboratory conditions at the joint steady-state filtration".

Results

The proposed method provides for determination of the relative phase permeability of the rock samples with extremely low filtration properties within the reasonable time period.

Conclusions

The proposed method has some features.

1. The method allows measuring relative phase permeability without steady-state flow with similar accuracy. It helps reducing much time for determining relative phase permeability of low-permeable rock samples. It also helps doing permeability surveys at low filtration speed.
2. The method allows measuring relative phase permeability for more wide saturation range.
3. The method results in a smooth function of relative phase permeability which strongly correlates with the experimental values.
4. Two parameters of the relative phase permeability functions are determined as a result. It allows receiving relative phase permeability function after two measures and additional measures improve its accuracy.

Keywords

method, gas, water, condensate, oil, relative phase permeability, oil displacement, gas displacement

References

1. Lozhkin M.G. *Model' otnositel'nykh fazovykh pronitsaemostey dlya vytesneniya gaza kondensatom i vodoy vytesneniya nefti vodoy i gazom* [A relative permeability model of gas displacement by water and condensate and oil displacement by water and gas]. Exposition Oil Gas, 2015, issue 1, pp. 39–41.
2. OST 39-235-89 "Oil. The method of phase permeability determination in the laboratory conditions at the joint steady-state filtration".