

Дренирование керна при определении его относительной фазовой проницаемости методом совместной стационарной фильтрации

М.Г. Ложкин

старший научный сотрудник

LozhkinMG@tngg.ru

ООО «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень, Россия

Впервые обнаружено, что при определении относительных фазовых проницаемостей методом совместной стационарной фильтрации, в процессе установления стационарной фильтрации происходит дренирование керна, что обуславливает погрешность при определении относительных фазовых проницаемостей.

Материалы и методы

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

Ключевые слова

стационарная фильтрация, газ, вода, нефть, относительные фазовые проницаемости, вытеснение нефти, вытеснение газа

Основным документом, которым руководствуются лаборатории РФ для определения относительных фазовых проницаемостей, является ОСТ 39-235-89 [1]. В основе данного стандарта лежит предположение о том, что фазовые проницаемости, возникающие при совместной фильтрации флюидов через керна, соответствуют проницаемостям, возникающим в процессе вытеснения. Считается, что для тех же насыщенностей керна, фазовые проницаемости при стационарной фильтрации, соответствуют проницаемостям при вытеснении. Это предположение верно при соблюдении ряда условий. Одним из таких условий является соблюдение направления изменения насыщенности, вследствие гистерезиса проницаемостей при пропитке и дренировании [2]. Суть этого явления состоит в различии проницаемостей для одной и той же насыщенности пористой среды в процессе ее пропитки и дренирования. То есть фазовые проницаемости зависят от направления изменения насыщенности смачивающим флюидом.

Следствием описанного условия является необходимость измерения фазовых проницаемостей только при соответствующем направлении изменения насыщенности керна. Однако метод совместной стационарной фильтрации не гарантирует соблюдение данного условия. Последнее утверждение подкрепляется следующими наблюдениями.

В процессе экспериментов по определению фазовых проницаемостей стационарным методом проводится фильтрация флюидов с различными долями флюидов в потоке. Для процесса вытеснения углеводородов водой, вначале определяют проницаемость керна по нефти или газу (в зависимости от типа углеводородов, насыщающих изучаемый объект разработки). После этого

определяют значение критической водонасыщенности (то есть водонасыщенности, при которой вода перестает быть неподвижной). Затем вновь измеряют проницаемость по нефти или газу. Далее приступают к определению фазовых проницаемостей при совместной фильтрации нефти (газа) и воды. Сначала задают малые доли воды в потоке, а затем постепенно их увеличивают. Как правило, при исследовании керна из среднего или низкого диапазона проницаемости (менее 100 мД), критическая водонасыщенность и водонасыщенность, возникающая на первом режиме совместной фильтрации (особенно это видно для системы флюидов газ-вода), отстают друг от друга на значительном расстоянии. Данный факт приводит к длительному и разнонаправленному процессу стабилизации насыщенности, которая является необходимым условием для измерений стационарным методом.

Характерный разнонаправленный процесс изменения насыщенности при стабилизации параметров совместной фильтрации флюидов через керна изображен на рис. 1.

Вначале водонасыщенность керна линейно растет, по мере накопления воды в керна. Затем, при достижении $S_{w\max}$, вода прорывается из керна. То есть от 0 до 1590 с, происходит формирование непрерывного канала фильтрации для воды. Ко времени 1590 с от начала режима, водонасыщенность достигает $S_{w\max}$ (0,762). После того, как канал фильтрации воды сформирован, происходит затухающее снижение водонасыщенности до значения $S_{wизм}$, которое измеряется и идет в результат определения относительных фазовых проницаемостей. Однако проницаемость, полученная при этой насыщенности, относится к процессу дренирования керна, поскольку водонасыщенность снижалась,

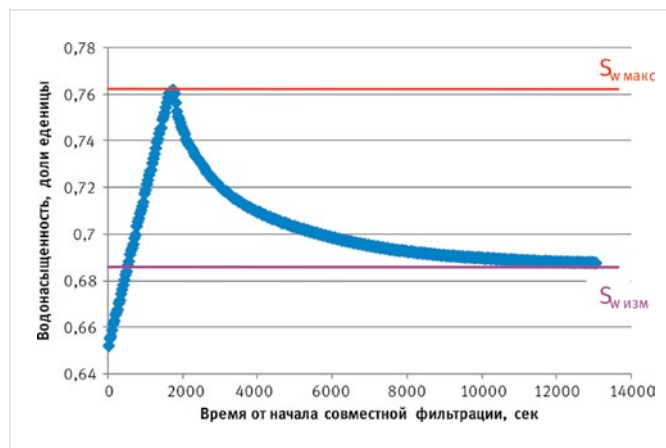


Рис. 1 — Процесс изменения водонасыщенности на первом режиме совместной фильтрации газа и воды. Керна из пласта ХМ1 проницаемостью 17 мД, пористость — 23%, остаточная водонасыщенность — 41%

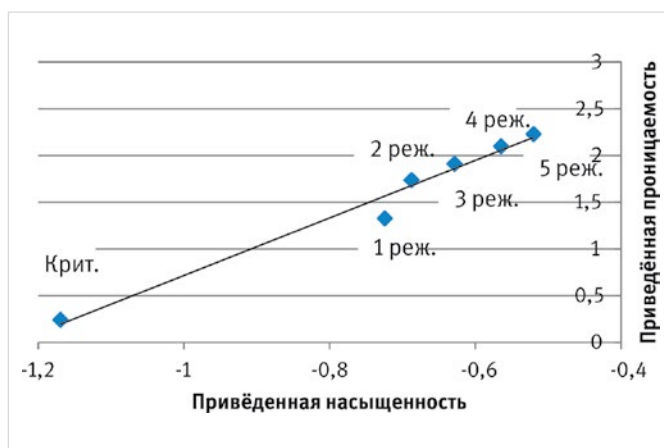


Рис. 2 — Зависимость проницаемости от насыщенности в приведенных координатах

после достижения значения $S_{w\text{макс}}$. Данный вывод подтверждается и тем, что измеренная таким образом проницаемость, не лежит на одной прямой с другими, измеренными в том же опыте проницаемостями, в приведенных координатах [3]. На рис. 2 показана зависимость проницаемости от насыщенности в приведенных координатах с некорректно определенной проницаемостью на первом режиме.

Процесс стабилизации насыщенности на последующих режимах имеет ту же тенденцию, что и на первом режиме (рис. 3). Однако водонасыщенность на последующих режимах изменяется на малую величину, дренирования почти не возникает и поэтому проницаемость не искажается.

Существуют методы, лишенные указанного недостатка, это, например, определение относительных фазовых проницаемостей при последовательной псевдостационарной фильтрации [4].

При проведении стационарных измерений, во избежание нежелательного разновременного изменения водонасыщенности, целесообразно проведение дополнительного режима стационарной фильтрации с меньшей, чем на первом режиме, долей воды в потоке. При этом нужно учитывать, что дренирование зерна уменьшится, но не исчезнет.

Итоги

Учет обнаруженных особенностей определения относительных фазовых

проницаемостей позволит увеличить точность этих измерений.

Выводы

Метод совместной стационарной фильтрации не гарантирует измерения фазовых проницаемостей только при соответствующем технологии разработки направлении изменения насыщенности зерна. Поэтому направление изменения насыщенности при стационарных измерениях необходимо контролировать с помощью специальных режимов фильтрации. Другим способом избежать погрешностей, связанных с неправильным направлением изменения насыщенности зерна, является определение фазовых проницаемостей нестационарными или псевдостационарными методами.

Список литературы

1. ОСТ 39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации.
2. Geffen T.M., Owens W.W., Parrish D.R., Morse R.A. Experimental investigations of factors affecting laboratory relative permeability measurements. Trans. AJME 1951. V.192. pp. 188–193.
3. Ложкин М.Г. Модель относительных фазовых проницаемостей для вытеснения газа конденсатом и водой и вытеснения нефти водой и газом // Экспозиция Нефть Газ. 2015. №1. С. 39–41.
4. Ложкин М.Г. Метод определения относительных фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при последовательной псевдостационарной фильтрации // Экспозиция Нефть Газ. 2015. №7. С. 51–53.

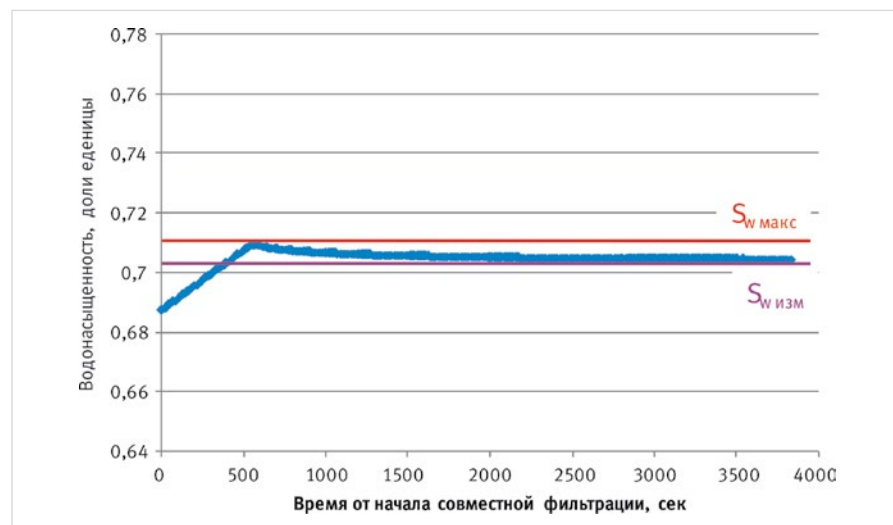


Рис. 3 — Процесс изменения водонасыщенности на втором режиме совместной фильтрации газа и воды

ENGLISH

GAS INDUSTRY

Core draining while defining its relative phase permeability with a method of joint steady-state filtration

UDC 622.691

Authors:

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

LLC “TyumenNIIgiprogaz”, Tyumen, Russian Federation

Abstract

For the first time it was discovered that while defining relative phase permeability with the method of a joint steady-state filtration there takes place a core draining within the process of a steady-state filtration. It causes errors in definition of relative phase permeability.

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

Consideration of the found out peculiarities of relative phase permeability allows improving accuracy of the measurement.

Conclusions

A method of a joint steady-state filtration does not guarantee measurements of phase permeability only at a core saturation changes nature corresponding to the reservoirs engineering. That is why the nature of saturation change at steady-state

measurements shall be controlled with the help of special filtration modes. Another method to avoid errors related to changes of core saturation is application of a non-steady-state or a pseudo-steady-state filtration method of phase permeability.

Keywords

steady-state filtration, gas, water, oil, relative phase permeability, oil displacement, gas displacement

References

1. OST 39-235-89. Oil. The method of phase permeability determination in the laboratory conditions at the joint steady-state filtration.
2. Geffen T.M., Owens W.W., Parrish D.R., Morse R.A. Experimental investigations of factors affecting laboratory relative permeability measurements. Trans. AJME 1951. V.192. pp. 188–193.
3. Lozhkin M.G. Model' otnositel'nykh fazovykh pronitsaemostey dlya vytesneniya gaza kondensatom i vodoy i vytesneniya nefi 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.
4. Lozhkin M.G. Metod opredeleniya otnositel'nykh fazovykh pronitsaemostey v laboratornykh usloviyakh pri posledovatel'noy psevdostatsionarnoy fil'tratsii [The method of relative phase permeability determination in the laboratory conditions at the sequential pseudo-steady filtration]. Exposition Oil Gas, 2015, issue 7, pp. 51–53.