

УДК 622.276

## О КОРРЕКТНОМ УЧЁТЕ КАПИЛЛЯРНЫХ СИЛ ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ ПРОЦЕССОВ НЕФТЕВЫТЕСНЕНИЯ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

© 2024 г. А. М. Свалов\*

Представлено академиком РАН Р.И. Нигматулиным 05.02.2024 г.

Поступило 05.02.2024 г.

После доработки 06.02.2024 г.

Принято к публикации 07.02.2024 г.

Работа посвящена решению проблемы корректного определения функций капиллярного давления при математическом моделировании процессов вытеснения нефти при заводнении продуктивных пластов. Показано, что использование этих функций, определяемых в лабораторных условиях по традиционным методикам с применением капилляриметров и высокоскоростных центрифуг, при моделировании процессов вытеснения нефти из низкопроницаемых продуктивных коллекторов может приводить к значительным ошибкам. В работе отмечено, что при проведении лабораторных исследований в образцах породы не происходит формирования остаточной нефти в неподвижной форме в то время, как в реальных условиях вытеснения нефти водой из продуктивных пластов остаточная нефть в породе образуется, причём в низкопроницаемых пластах остаточная нефтенасыщенность может достигать 50% и более от порового объёма. Для получения кривых капиллярного давления, более достоверно отражающих реальные процессы в продуктивных пластах при их заводнении, предложено при подготовке образцов породы к лабораторным исследованиям предусматривать процесс предварительного формирования в этих образцах остаточной нефтенасыщенности. Это позволит более достоверно моделировать процессы вытеснения нефти при заводнении продуктивных пластов в реальных условиях, особенно, при разработке низкопроницаемых коллекторов нефти и газа.

*Ключевые слова:* капиллярное давление, остаточная нефтенасыщенность породы, капилляриметр, центрифуга

DOI: 10.31857/S2686739724060024

При математическом и компьютерном моделировании процессов нефтевытеснения из продуктивных пластов с применением технологий заводнения принципиальное значение имеет корректный учёт капиллярных явлений в пластах. В существующих в настоящее время гидродинамических моделях, описывающих движение многофазных пластовых флюидов в проницаемых горных породах, влияние капиллярных сил на совместное движение воды и нефти в пластах учитывается с помощью функции капиллярного давления  $P_c(s)$  (параметром  $s$  обозначена водонасыщенность пористой среды), входящей в уравнения движения. Несмотря на то, что градиенты этой функции вдоль пласта значительны, как правило, на порядки меньше градиентов

давления в вытесняющей жидкости – воде, за исключением локальных областей вблизи стволов скважин, ближайшей окрестности трещин и др., в процессах массообмена, развивающихся в вертикальном направлении к пласту, влияние этого слагаемого в уравнениях движения может быть доминирующим.

В частности, при значительной разнице фильтрационно-емкостных свойств различных слоёв продуктивного пласта вытеснение нефти из низкопроницаемых гидрофильных слоёв происходит, главным образом, за счёт процессов капиллярной пропитки этих слоёв водой со стороны слоёв с высокой проницаемостью с последующим движением вытесненной нефти к добывающим скважинам по высокопроницаемым прослоям. Отметим, что интенсивность капиллярной пропитки низкопроницаемой прикровельной части продуктивного пласта в значительной степени влияет на величину

<sup>1</sup>Институт проблем нефти и газа Российской Академии наук, Москва, Россия  
\*E-mail: svalov@ipng.ru

коэффициента нефтеотдачи продуктивных пластов на поздней стадии их разработки.

Кроме того, размеры и структура переходной зоны между нижней водонасыщенной частью продуктивного пласта и его верхней нефтенасыщенной частью определяются условием баланса между гравитационными и капиллярными силами в пласте. Действительно, в установившемся или в близком к нему состоянии пласта указанное условие имеет вид (см., например, [1, 2] и др.):

$$\Delta\rho \cdot g \cdot z = P_c(s) = \varphi_c \cdot \varphi(s) \quad (1)$$

где  $\Delta\rho$  – разность плотностей воды и нефти,  $\text{кг/м}^3$ ;  $g \approx 9.81 \text{ м/с}^2$  – гравитационная постоянная;  $z$  – вертикальная координата, отсчитываемая от верхнего уровня водонасыщенной зоны, м;  $\varphi_c$  – максимальное значение капиллярного давления, Па;  $\varphi(s)$  – безразмерная функция капиллярного давления. Если для количественных оценок принять, что  $\Delta\rho \sim 200 \text{ кг/м}^3$ ,  $\varphi_c \sim 10^4$  Па, то высота  $H$  переходной зоны, определяемой условием  $\Delta\rho \cdot g \cdot H = \varphi_c$ , будет равна  $\sim 5$  м.

Важно отметить, что в низкопроницаемых коллекторах, характеризующихся малыми средними размерами пор, величина максимального капиллярного давления будет кратно больше указанного выше значения  $\varphi_c = 10^4$  Па. Отсюда следует, что переходные зоны по своим размерам, как правило, сопоставимы с характерной толщиной продуктивных пластов, а в низкопроницаемых коллекторах размеры переходных зон будут даже превышать вертикальные размеры всего продуктивного пласта. Распределение водонасыщенности  $s$  в переходной зоне в стационарном или в квазистационарном (медленно меняющемся) состоянии описывается соотношением (1), в которое входит функция капиллярного давления  $P_c(s)$ , и отсюда следует, что для более достоверного определения функций фазовых проницаемостей в переходной зоне и, соответственно, для более точного моделирования процессов нефтевытеснения из продуктивного пласта необходимо максимально достоверно определять функцию капиллярного давления  $P_c(s)$ .

На практике эта функция определяется в лабораторных условиях с помощью капиллярметров или высокоскоростных центрифуг [3, 4]. Для этого из образцов гидрофильной породы, изначально водонасыщенных, вода вытесняется несмачивающим флюидом (нефтью, газом) и по замеренным вытесненным объемам воды и значениям вытесняющего давления строится искомая зависимость капиллярного давления

от водонасыщенности образца породы. В [5] проанализированы существующие проблемы и возможности их решения при интерпретации данных центрифугирования образцов низкопроницаемых пород с высоким капиллярным давлением, обусловленные возможным переходом водной фазы при высоких скоростях вращения образца породы в центрифуге в область растягивающих значений давления. Для предотвращения развития растягивающих напряжений в водной фазе и потери её связности в [5] предложено при проведении лабораторных исследований герметизировать кернодержатели центрифуг и повышать в них начальное давление до величины, превышающей абсолютную величину возможных растягивающих давлений.

В работе [6] отмечены и другие проблемы, связанные с корректным определением капиллярного давления, решение которых особенно важно для более достоверного моделирования пластовых процессов на поздней стадии разработки заводнённых месторождений. Дело в том, что как в методе капилляриметрии, так и в методе центрифугирования производится вытеснение из образцов гидрофильной породы насыщающей их смачивающей жидкости (воды) несмачивающей жидкостью (газом) [3, 4]. Этот процесс с физических позиций воспроизводит геологический процесс формирования залежи нефти при вытеснении пластовой воды нефтью, накапливающейся в верхней части изначально водонасыщенного пласта. Характерной особенностью этого процесса является то обстоятельство, что часть вытесняемой воды при этом удерживается в пористой среде капиллярными силами и остаётся в породе в несвязной форме, обуславливая появление так называемой остаточной водонасыщенности. В то же время вытесняющий флюид – нефть (газ) – остаётся при этом практически полностью в связной форме, поскольку при возрастании насыщенности породы вытесняющей фазой – нефтью – в микрообъёме породы не возникает физических предпосылок для образования в нём остаточной нефти.

Таким образом, зависимость капиллярного давления  $P_c(s)$  в образцах породы от водонасыщенности, определяемая методами капилляриметрии и центрифугирования, соответствуют такому состоянию двухфазной среды нефть-вода, при котором нефтяная фаза, насыщенность которой определяется величиной  $1-s$ , находится практически полностью в связной форме, в то время как общая насыщенность  $s$  водной

фазы представлена как связной, так и несвязной составляющими.

Такое состояние двухфазной среды нефть–вода в породе, как отмечалось выше, физически соответствует процессам формирования нефтяной залежи, и, следовательно, зависимости  $P_c(s)$ , определяемые традиционными методами капилляриметрии и центрифугирования, с достаточной достоверностью могут использоваться для оценки начальных запасов нефти в переходной зоне продуктивного пласта до начала его разработки. Вместе с тем, необходимо отметить, что функции  $P_c(s)$ , определенные подобным образом, не соответствуют структуре водо- и нефтенасыщенности породы, характерной для процессов вытеснения нефти водой при разработке залежи. Дело в том, что при вытеснении нефти водой из пористой среды, нефтенасыщенность этой среды убывает, что сопровождается процессом образования микрообъемов остаточной нефти в части пор, заполняемой вытесняющей нефть водой. При этом важно отметить, что формирование микрообъемов остаточной нефти в пористой среде является процессом, характерным не только для конечной стадии вытеснения нефти из породы, когда водонасыщенность породы достигает максимально возможного значения, но, очевидно, что процесс образования и постепенного накопления остаточных микрообъемов нефти в породе начинает происходить одновременно с процессом снижения нефтенасыщенности порового пространства.

Отсюда можно сделать вывод, заключающийся в том, что для того, чтобы экспериментально определяемая зависимость  $P_c(s)$  соответствовала условиям вытеснения нефти водой из продуктивного пласта, необходимо, чтобы в образце породы в структуре двухфазной среды нефть–вода присутствовала и остаточная нефть в неподвижной несвязной форме. Другими словами, распределение воды и нефти по поровому пространству исследуемого образца породы, соответствующее водонасыщенности  $s$  (нефтенасыщенности  $1-s$ ), должно включать в себя не только подвижную часть нефтяной фазы, но и изолированные микрообъемы неподвижной нефти. Важно подчеркнуть, что в этом случае функция  $P_c(s)$  будет отличаться от функции капиллярного давления, определяемой по традиционным экспериментальным методикам, соответствующим такой структуре двухфазной системы нефть–вода, в которой нефтяная фаза представлена только связной подвижной формой.

Из вышесказанного следует, что исходное, до начала процесса разработки пласта, распределение водонасыщенности в переходной зоне между его водонасыщенной и нефтенасыщенной частями, описываемое соотношением (1), в процессе разработки продуктивного пласта будет изменяться, поскольку будет изменяться входящая в это соотношение функция  $P_c(s)$ . Если в начале процесса разработки это распределение будет близким к исходному, сложившемуся при формировании нефтяной залежи, при котором в переходной зоне происходило вытеснение воды без образования остаточной нефти, то при увеличении степени заводнения пласта будет происходить подъём его нижней водонасыщенной части и смещение переходной зоны вверх по вертикали, характеризующееся уже развитием процесса вытеснения нефти водой из породы с образованием остаточных микрообъемов нефти во вновь формирующейся переходной зоне.

Важно отметить, что характер распределения водонасыщенности по высоте переходной зоны определяет и характер распределения фазовых проницаемостей вдоль этой зоны, которые напрямую влияют на количественные показатели расчётов при математическом и компьютерном моделировании процесса разработки и, соответственно, на обоснование технологических решений, принимаемых на основе этих показателей, например, уплотняющего бурения скважин или боковых стволов из действующих скважин, направляемых в зоны пласта с прогнозируемой высокой нефтенасыщенностью.

Технически при проведении лабораторных исследований процесс вытеснения нефти водой из образцов горной породы с образованием микрообъемов остаточной нефти можно реализовать на базе стандартных капилляриметров с небольшими усовершенствованиями их конструкции. Схематично стандартный капилляриметр представляет собой ёмкость, заполненную вытесняющим флюидом (нефтью, газом), в которую помещён образец горной породы, насыщенный водой, вытесняемой из образца в мерный сосуд через полупроницаемую мембрану, пропускающую в некотором рабочем диапазоне перепадов давлений только воду [3, 4]. Вытесняемая вода накапливается в мерном сосуде, а сам процесс вытеснения происходит за счёт повышенного давления в ёмкости, величина которого поддерживается на постоянном уровне. Искомая кривая капиллярного давления  $P_c(s)$  строится с использованием зависимости объёма вытесненной воды от перепада давления вытеснения.

Вместе с тем, процесс вытеснения жидкости, насыщающей образец породы, может быть направлен и в обратную сторону. Действительно, если образец породы насыщен несмачивающим флюидом — нефтью, то за счёт капиллярной пропитки образца водой из мерного сосуда будет происходить его вытеснение из образца горной породы в ёмкость капилляриметра. При этом давление в ёмкости капилляриметра необходимо поддерживать на постоянном уровне либо с помощью подвижного поршня, либо за счёт гидродинамической связи ёмкости капилляриметра с другой ёмкостью большого объёма, заполненной высокосжимаемой средой, например, газом. Кривая капиллярного давления  $P_c(s)$  при этом будет строиться стандартным образом с учётом зависимости расхода воды из мерного сосуда, затрачиваемой на пропитку образца породы, от давления в ёмкости капилляриметра. В этом случае, в отличие от стандартного метода использования капилляриметра, в зависимости функции капиллярного давления от водонасыщенности будет учитываться и фактор существования остаточной нефти в образце породы.

Вместе с тем, практически более простым способом учёт процесса образования остаточной нефти при определении функции капиллярного давления  $P_c(s)$  можно производить и при традиционном использовании методов капилляриметрии и центрифугирования путём включения этапа предварительного формирования микрообъёмов остаточной нефти в образце породы в процесс его подготовки к проведению лабораторных исследований. Этот процесс с физических позиций не вполне соответствует условиям формирования остаточной нефти при вытеснении нефти водой в реальных условиях, но в значительной степени приблизит определяемую в лабораторных условиях функцию  $P_c(s)$  к функции, соответствующей реальным условиям вытеснения нефти при заводнении продуктивных пластов, сопровождающимся развитием процесса образования остаточной нефти.

Предлагаемый подход к определению функций капиллярного давления особенно актуален

при моделировании процессов нефтewытеснения из низкопроницаемых коллекторов нефти и газа, характеризующихся высокими величинами остаточной нефтенасыщенности (водонасыщенности), достигающими пятидесяти и более процентов, что существенным образом влияет на структуру распределения двухфазной среды нефть—вода в поровом пространстве породы и, соответственно, на вид функций относительных фазовых проницаемостей.

#### ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ

Работа выполнена в рамках госзадания ИПНГ РАН (регистрационный номер в Минобрнауки России FMME-2022-0008, тема № 4).

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Коллинз Р.* Течение жидкостей через пористые материалы. Перевод с англ. М.: Мир, 1964. 350 с.
2. *Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М.* Движение жидкостей и газов в природных пластах. М.: Недра, 1984. 211 с.
3. *Гудок Н.С., Богданович Н.Н., Мартынов В.Г.* Определение физических свойств нефтewодосодержащих пород: уч. пособие для вузов. М.: ООО “Недра-Бизнесцентр”, 2007. 592 с.
4. *Тиаб Дж., Дональдсон Эрл Ч.* Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов. Перевод с англ., 2-е изд. М.: ООО “Премиум-Инжиниринг”, 2009. 868 с.
5. *Свалов А.М.* О корректности интерпретации данных определения капиллярного давления в горных породах методом центрифугирования // Инженерно-физический журнал. 2015. Т. 88. № 3. С. 733–742.  
<http://link.springer.com/article/10.1007/s10891-015-1248-9>
6. *Свалов А.М.* Капиллярная пропитка в процессах доизвлечения нефти // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2021. № 11(359). С. 47–51.  
[https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-11\(359\)-47-51](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-11(359)-47-51)

## ON CORRECT ACCOUNTING OF CAPILLARY FORCES WHEN SIMULATING OIL DISPLACEMENT PROCESSES WHEN FLOODING PRODUCTIVE FORMATIONS

**A. M. Svalov\***

*Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation*

*\*E-mail:svalov@ipng.ru*

The work is devoted to solving the problem of correctly determining capillary pressure functions during mathematical modeling of oil displacement processes during flooding of productive formations. It is shown that the use of these functions, determined in laboratory conditions using traditional methods using capillarimeters and high-speed centrifuges, when modeling processes of oil displacement from low-permeability productive reservoirs can lead to significant errors. The work notes that when conducting laboratory studies in rock samples, there is no formation of residual oil in a stationary form, while in real conditions of displacement of oil by water from productive formations, residual oil is formed in the rock, and in low-permeability formations the residual oil saturation can reach 50% or more of the pore volume. To obtain capillary pressure curves that more reliably reflect the real processes in productive formations during their flooding, it is proposed that when preparing rock samples for laboratory research, it is proposed to provide for the process of preliminary formation of residual oil saturation in these samples. This will make it possible to more reliably simulate the processes of oil displacement during waterflooding of productive formations in real conditions, especially when developing low-permeability oil and gas reservoirs.

*Keywords:* capillary pressure, residual oil saturation of the rock, capillarimeter, centrifuge