

ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ МНОГОФАЗНЫХ ТЕЧЕНИЙ В ПРОЦЕССАХ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

В.М. Максимов
Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва,
e-mail: vmaks@ipng.ru

1. Введение

Проектирование разработки месторождений углеводородов опирается в значительной степени на теорию многофазной фильтрации. Последняя включает основные законы сохранения и постулат о справедливости закона Дарси для скорости w_i^α фильтрации каждой фазы в качестве уравнения движения [1]:

$$w_i^\alpha = - k_{ij} \frac{k_\alpha(s)}{\mu_\alpha} \nabla_j p_\alpha, \quad p_1 - p_2 = p_c(s), \quad (1)$$

где $\alpha = 1, 2$ (в двухфазном варианте); k_{ij} – тензор абсолютной проницаемости; p_α – давление в фазах; по латинским индексам производится суммирование.

В соотношения (1) заложены две основополагающие гипотезы: для данной породы и пары фильтрующихся флюидов капиллярное давление p_c и относительные фазовые проницаемости (ОФП) k_α являются универсальными, равновесными, стационарными, скалярными функциями локальной насыщенности s одной из фаз.

Исследования последних десятилетий показывают, что во многих случаях эти гипотезы не подтверждаются. Нередко необходим учет эффектов неравновесности и нестационарности при измерениях материальных функций. В анизотропных средах, каковыми и являются реальные коллекторы, ОФП и капиллярное давление зависят не только от насыщенности, но и от направления течения и имеют тензорную природу. Большое значение имеет учет смачиваемости породы, которая меняется в процессе добычи нефти и газа. Индексом смачиваемости служит интеграл от капиллярного давления. Вместе с тем в уравнения Раппопорта – Лисса входит производная от капиллярного давления, что позволяет контролировать лишь изменение градиента насыщенности, при слишком больших значениях которого эти уравнения асимптотически переходят в модель Бакли – Леверетта.

Для обобщения и развития теории многофазной фильтрации авторами рассмотрены некоторые результаты применения методов неравновесной термодинамики к процессам, происходящим в гетерогенных средах.

2. Об обобщенном уравнении движения многофазных смесей в пористой среде

В работах [2–4] с использованием методов термодинамики неравновесных процессов развита достаточно общая теория многофазного многокомпонентного химически активного континуума, рассматривающая ряд термодинамических, физико-химических, тепловых и других эффектов. Мы ограничимся анализом уравнений движения для многофазных течений несмешивающихся жидкостей, обобщающих закон Дарси. Для случая изотермических процессов в изотропном пласте эти уравнения имеют вид:

$$\vec{w}^\beta = -k \sum_{\alpha=1}^{\phi} \frac{k^{\alpha\beta}}{\mu^\alpha} \left(\nabla p^\alpha - \rho^\alpha \vec{g} - m \frac{\rho^\alpha}{\rho} \sum_{\gamma=1}^{\phi-1} (p^\gamma - p^\beta) \nabla s^\gamma \right) \quad (\beta = 1, 2, \dots, \phi - 1), \quad (2)$$

где индекс ϕ соответствует скелету пласта, $k^{\alpha\beta}$ – многофазные коэффициенты ОФП, w^β и ρ^α – скорость фильтрации и истинная плотность α -фазы соответственно. Уравнения (2) служат для определения скоростей фильтрации фаз и выражают их зависимость от градиентов давления во всех фазах и гравитационных сил в фазе. Последнее слагаемое в правой части (2) – сила Рахматуллина – связано с силовым воздействием системы на выделенную фазу из-за несовпадения давления в отдельных фазах (капиллярные эффекты, эффекты прочности, инерции фаз в их мелкомасштабном движении). В соотношениях (2) пренебрегли термодиффузионными отношениями и вкладом термофоретических сил, являющихся эффектом второго порядка малости.

Альтернативная уравнениям (2) форма представления уравнений движения в виде обобщенных соотношений Стефана – Максвелла для гетерогенной среды [3] в рассматриваемом случае имеет вид:

$$m^2 s^\alpha (\nabla p^\alpha - \rho^\alpha \vec{g}) + m^2 \frac{\rho^\alpha}{\rho} \sum_{\beta=1}^{\phi-1} (p^\beta - p^\alpha) \nabla s^\beta = \sum_{\beta=1}^{\phi} R^{\alpha\beta} \left(\frac{\vec{w}^\beta}{s^\beta} - \frac{\vec{w}^\alpha}{s^\alpha} \right) \quad (\beta \neq \alpha), \quad (3)$$

где $R^{\alpha\beta}$ – матрица бинарных коэффициентов сопротивления, $R^{\alpha\beta} = R^{\beta\alpha}$ (принцип взаимности Онзагера).

Показано [3, 4], что эти коэффициенты связаны с многофазными коэффициентами ОФП $k^{\alpha\beta}$ системой алгебраических уравнений:

$$k \sum_{\beta=1}^{\phi} \left(R^{\alpha\beta} + \sum_{\delta=1}^{\phi} \frac{\rho^{\beta}}{\rho^{\alpha}} R^{\alpha\delta} \right) \frac{k^{\alpha\beta}}{\mu^{\beta} s^{\alpha} s^{\beta}} = m^2 \left(\frac{\rho^{\alpha}}{\rho} - \delta_{\gamma\alpha} \right) \quad (\beta \neq \alpha) \quad (\alpha, \gamma = 1, 2, \dots, \phi). \quad (4)$$

Представление уравнений движения в виде (3) имеет двойное преимущество.

Во-первых, определение бинарных коэффициентов $R^{\alpha\beta}$ сопротивления с помощью стандартных экспериментов по совместному движению двух фаз в пористой среде дает принципиальную возможность вычисления многофазных ОФП $k^{\alpha\beta}$ путем решения системы уравнений (4). Отметим, что методы прямого экспериментального определения ОФП отсутствуют даже для трехфазных систем.

Во-вторых, уравнения фильтрации в форме (3), будучи подставленными в уравнения неразрывности, приводят к уравнениям, не разрешенным относительно старшей производной. Это создает определенные трудности в решении задач при численной реализации.

В частном случае двухфазного течения, описывающем процесс вытеснения нефти водой, задача определения материальных функций в уравнениях (2) и (3) упрощается. Матрицы коэффициентов сопротивлений $R^{\alpha\beta}$ и ОФП $k^{\alpha\beta}$ задаются тремя функциями насыщенных. Более того, для их определения возможен альтернативный подход, основанный на серии известных экспериментов.

3. Обобщенная модель двухфазной фильтрации

Для случая изотермического двухфазного течения обобщенный закон (2) многофазной фильтрации представляется в виде:

$$\begin{aligned} \vec{w}_1 &= -\lambda_{11}(\nabla p_1 - \rho_1 \vec{g}) - \lambda_{12}(\nabla p_2 - \rho_2 \vec{g}), \quad \vec{w}_2 = -\lambda_{21}(\nabla p_1 - \rho_1 \vec{g}) - \lambda_{22}(\nabla p_2 - \rho_2 \vec{g}), \\ \lambda_{\alpha\beta} &= k \frac{k_{\alpha\beta}(s, \mu_0)}{\mu_{\beta}}, \quad \mu_0 = \frac{\mu_1}{\mu_2}, \quad \lambda_{12} = \lambda_{21}. \end{aligned} \quad (5)$$

Здесь пренебрегли силой Рахматуллина, учитывая капиллярные эффекты традиционной зависимостью капиллярного давления в форме Леверетта [1].

Как видно из системы (5), коэффициенты $\lambda_{\alpha\beta}$ имеют смысл обобщенных подвижностей фаз. При этом недиагональные коэффициенты матрицы $\lambda_{\alpha\beta}$ ($\alpha \neq \beta$) обусловлены вязким взаимодействием между флюидами и капиллярными силами, а диагональные коэффициенты представляют собой вклад обеих фаз в суммарный поток, как если бы каждая из них двигалась независимо в поровом пространстве, видоизмененном присутствием другой фазы.

Покажем, в каких случаях классический и обобщенный формализм двухфазной фильтрации эквивалентны друг другу.

Предполагая несжимаемость обеих фаз и скелета пласта, для одномерного вытеснения нефти водой в изотропном наклонном пласте после стандартных преобразований из системы (5) с учетом уравнения неразрывности получим определяющее уравнение для насыщенности s смачивающей фазы, аналогичное по структуре уравнению Раппопорта – Лиса классической модели [1]:

$$\frac{\partial s}{\partial \tau} = \frac{\partial}{\partial \xi} B(s) \frac{\partial s}{\partial \xi} + A(s) \frac{\partial s}{\partial \xi} \quad (6)$$

Здесь введены безразмерные переменные $\tau = wt/mL$, $\xi = x/L$ (w – постоянная суммарная скорость фильтрации фаз, L – характерная длина пласта).

Для обобщенной модели:

$$B(s) = -\frac{1}{wL} \left(\frac{\Delta}{\Delta_1 + \Delta_2} \right) p'_k, \quad \Delta \rho = \rho_1 - \rho_2. \quad (7)$$

$$A(s) = -\left(\left(\frac{\Delta_1}{\Delta_1 + \Delta_2} \right)' + \frac{\Delta \rho g \sin \alpha}{w} \left(\frac{\Delta}{\Delta_1 + \Delta_2} \right)' \right)$$

$$\Delta_\alpha = \lambda_{\alpha\alpha} + \lambda_{\alpha\beta}, \quad \alpha \neq \beta; \quad \Delta = \lambda_{11}\lambda_{22} - \lambda_{12}^2; \quad \lambda_{\alpha\beta} = k \frac{k_{\alpha\beta}(s, \mu_0)}{\mu_\beta}, \quad \mu_0 = \frac{\mu_1}{\mu_2}.$$

Для уравнения Раппопорта – Лиса:

$$B(s) = -\frac{\lambda_2(s)f(s)}{wL} p'_k; \quad f(s) = \frac{k_1(s)}{k_1(s) + \mu_0 k_2(s)}, \quad (8)$$

$$A(s) = -\left(f' + \frac{[\lambda_2(s)f(s)]' \Delta \rho g \sin \alpha}{w} \right); \quad \lambda_\alpha = k \frac{k_\alpha(s)}{\mu_\alpha} \quad (\alpha = 1, 2).$$

В уравнениях (7)–(8) символ «штрих» (') означает дифференцирование по насыщенности (например, $p'_k \equiv dp_k / ds$, $f' = df(s) / ds$ и т.д.); λ_α и $f(s)$ – соответственно подвижности фаз и функция Бакли – Леверетта в классической теории [1].

Сопоставление обобщенной и классической моделей позволяет сделать вывод об идентичности соответствующих уравнений для двух независимых процессов: для противоточной капиллярно-гравитационной пропитки ($w = 0$) и однонаправленного вытеснения без учета капиллярных сил. Это приводит к следующим соотношениям:

$$\begin{aligned} \lambda_{12}^2 &= (\lambda_1 - \lambda_{11})(\lambda_2 - \lambda_{22}) \\ \text{пропитка} \quad \lambda'_1 &= \Delta / \Delta_2, \quad \lambda'_2 = \Delta / \Delta_1 \\ \text{вытеснение} \quad \lambda_\alpha &= \Delta_\alpha = \lambda_{\alpha\alpha} + \lambda_{\alpha\beta}, \\ &\alpha, \beta = 1, 2; \quad \alpha \neq \beta \end{aligned} \quad (9)$$

В формулах (9) значок «штрих» соответствует процессу пропитки. Из соотношений (9) находятся выражения коэффициентов матрицы $\lambda_{\alpha\beta}$ через стандартные подвижности λ'_α и λ_α для двух указанных процессов вытеснения в виде:

$$\begin{aligned} \lambda_{11} &= \lambda'_1 \frac{\lambda_1 + \lambda'_2}{\lambda'_1 + \lambda'_2} \\ \lambda_{22} &= \lambda'_2 \frac{\lambda'_1 + \lambda_2}{\lambda'_1 + \lambda'_2} \\ \lambda_{12}^2 &= \lambda'_1 \lambda'_2 \frac{(\lambda_1 - \lambda'_1)(\lambda_2 - \lambda'_2)}{(\lambda'_1 + \lambda'_2)^2} \end{aligned} \quad (10)$$

Для определения стандартных подвижностей λ'_α и λ_α достаточно проведения двух независимых экспериментов: по однонаправленному вытеснению и по противоточной пропитке.

Известно большое количество лабораторных экспериментов по определению ОФП для процессов пропитки и дренирования в однотипных образцах. Рассмотрим один из таких экспериментов [5].

Опыты проводились на образце, представленном песчаником Berea. Характерные параметры системы пористая среда – флюиды:

$$m = 0.15, \quad k = 0.03 \cdot 10^{-11} \text{ м}^2, \quad \mu_1 = 0.95 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}, \quad \rho_1 = 1071 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3},$$

$$\mu_2 = 9.5 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}, \quad \rho_2 = 833 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \quad (1 - \text{вода}, 2 - \text{нефть}).$$

В результате были получены следующие зависимости для ОФП:

для однонаправленного вытеснения:

$$k_2(s) = \begin{cases} 1.3612 \left(\frac{0.837-s}{0.837} \right)^{1.5169}, & 0 \leq s < 0.837, \\ 0, & 0.837 \leq s \leq 1. \end{cases} \quad k_2(s) = \begin{cases} 1.3612 \left(\frac{0.837-s}{0.837} \right)^{1.5169}, & 0 \leq s < 0.837, \\ 0, & 0.837 \leq s \leq 1. \end{cases} \quad (11)$$

для противоточной пропитки:

$$k_1(s) = \begin{cases} 0, & 0 \leq s < 0.226, \\ 0.2508 \left(\frac{s-0.226}{1-0.226} \right)^2, & 0.226 \leq s \leq 1. \end{cases} \quad k_2(s) = \begin{cases} 1.2034 \left(\frac{0.729-s}{0.729} \right), & 0 \leq s < 0.729, \\ 0.729 \leq s \leq 1. \end{cases} \quad (12)$$

На основе формул (11) и (12) находятся подвижности, соответствующие процессам вытеснения $\lambda_\alpha(s) = k k_\alpha(s) / \mu_\alpha$ и пропитки $\lambda'_\alpha(s) = k k'_\alpha(s) / \mu_\alpha$ ($\alpha = 1, 2$), по которым по формулам (10) определяются диагональные $\lambda_{\alpha\alpha}$ и «перекрестный» λ_{12} коэффициенты матрицы обобщенных подвижностей.

Эти результаты и зависимости матрицы обобщенных подвижностей представлены соответственно на рис. 1 и 2.

4. Количественная оценка вклада «перекрестных» фазовых проницаемостей в показатели вытеснения

4.1. *Постановка задачи.* В рамках допущений, сформулированных в разд. 3, задача о вытеснении нефти водой в одномерном приближении приводит к определяющему уравнению (6) для водонасыщенности s :

$$\frac{\partial s}{\partial \tau} = \frac{\partial}{\partial \xi} \left[B(s) \frac{\partial s}{\partial \xi} \right] + A(s) \frac{\partial s}{\partial \xi}, \quad (13)$$

записанному в безразмерных переменных $\tau = wt / mL$, $\xi = x / L$.

Здесь коэффициенты $B(s)$ и $A(s)$ представлены соответственно формулами (7) и (8) для обобщенной модели и уравнения Раппопорта – Лиса.

Начально-краевые условия. Эти условия для обобщенной модели фильтрации могут быть сформулированы аналогично условиям для уравнения Раппопорта–Лиса [1].

В качестве начального условия задаются значения неизвестной функции s в зависимости от пространственных координат. Можно считать, что в начальный момент $\tau = 0$ насыщенность всюду постоянна, например:

$$s(\xi, 0) = s_0, \quad \text{где } 0 < s_0 \leq s_* \quad (14)$$

(s_* — насыщенность связанной воды).

На входе в пласт задаются расход закачиваемой воды и равенство нулю скорости фильтрации нефти. На выходе из пласта ($\xi = 1$) можно пренебречь градиентом капиллярного давления по сравнению с градиентом давления в фазах. Если на входе в пласт не учитывать влияния капиллярных и гравитационных сил, а в выходном сечении пренебречь «концевым эффектом», то граничные условия формулируются следующим образом:

$$\begin{aligned} s(0, \tau) = s^* : \lambda_{22}(s^*) = 0, \quad \lambda_{12}(s^*) = 0; \quad k_2(s^*) = 0; \\ \frac{\partial p_k}{\partial \xi} = 0 \Rightarrow \frac{\partial s}{\partial \xi} = 0 \quad \text{при} \quad \xi = 1. \end{aligned} \quad (15)$$

Начально-краевая задача (13)–(15) решалась методом конечных разностей с соблюдением условий абсолютной устойчивости и сходимости в среднем разностной схемы.

4.2. Результаты расчетов и выводы. При расчетах использовались численные значения параметров и коэффициентов обобщенной матрицы подвижностей, соответствующие эксперименту [5] (см. разд. 4). При решении краевой задачи для уравнения Раппопорта – Лиса использовались функции относительных фазовых проницаемостей и капиллярного давления, соответствующие циклу *пропитки* (увеличению насыщенности смачивающей фазы). При этом капиллярное давление, выраженное в единицах $\text{Па} \cdot 10^5$, принималось в виде (в соответствии с экспериментом):

$$P_k = -0,276s + 0,068/s + 0,051.$$

Ниже приведены результаты расчетов. На рис. 3 и 4 показаны профили водонасыщенности на разные моменты времени для классической и обобщенной моделей, а также динамика коэффициента вытеснения η (рис. 5). Последний определяется как отношение вытесненного водой объема нефти к общему объему пор, занятых нефтью до начала вы-

теснения. После прорыва воды через добывающую галерею на графиках показаны безразмерное время прорыва воды τ и коэффициент безводной нефтеотдачи η .

Рассмотрены три характерные ситуации:

- 1) до момента прорыва воды через добывающую галерею для обеих моделей;
- 2) до момента прорыва воды для обобщенной модели и при наступлении обводненности в классическом случае;
- 3) при наступлении обводненности в обоих случаях.

Отдельно дается зависимость коэффициента вытеснения от времени. Вертикальные пунктирные линии на нем соответствуют времени прорыва воды.

Графики показывают, что в случае обобщенной модели процесс вытеснения протекает медленнее и момент прорыва фронта воды наступает позднее. Это объясняется учетом поверхностного межвязкостного взаимодействия между фазами в обобщенной модели. На границе раздела сред более вязкая жидкость «тормозит» менее вязкую и, соответственно, создает дополнительное сопротивление в продвижении последней (в сравнении с классической моделью). На рис. 6 и 7 показана зависимость коэффициента вытеснения от времени. Вертикальные пунктирные линии соответствуют времени начала обводнения для каждой из моделей.

По расчетам, для классической модели обводнение начинается раньше ($\tau = 241$), чем для обобщенной модели ($\tau = 342$). После прорыва воды характер вытеснения нефти остается различным. Но асимптотически, при больших временах и объемах закачки воды, количество вытесненной нефти, рассчитанное по обеим моделям, будет практически одинаковым.

Таким образом, сравнение обобщенного закона фильтрации, учитывающего «перекрестные» фазовые проницаемости, с классической теорией показало различную картину изменения профилей насыщенности. Характер вытеснения в обобщенной модели более медленный, время начала обводнения наступает позже и коэффициент вытеснения ниже.

5. О новом эффекте капиллярных сил на межфазной границе в анизотропных средах

В предыдущих разделах мы ограничились случаем изотропии для выявления эффекта вязкостного взаимодействия между флюидами на межфазной границе. Капиллярное

давление по-прежнему оставалось скалярной функцией насыщенности. Эксперименты, выполненные на анизотропном керне, показали, что это неверно.

Первоначально была проведена серия комплексных экспериментов [6] на отобранном цилиндрическом керне сцементированного слоистого песчаника высотой и диаметром по 100 мм, который был подготовлен для проведения исследований. В соответствии с методикой [6] были определены тип анизотропии (ортотропная симметрия) и главные направления тензора абсолютной проницаемости. Затем из исходного керна были выпилены 4 образца меньших размеров, керны с диаметром 25 мм и длиной 30 мм. Три керна (образцы 1–3) были выпилены вдоль главных направлений; образцы 2 и 3 – вдоль осей X и Y в плоскости напластования; образец 1 – в вертикальном направлении Z (рис. 5). Четвертый образец – контрольный – по биссектрисе угла между экстремальными направлениями в плоскости напластования (рис. 5). Последний образец использовался для проверки предположения о том, что ось симметрии керна совпадает с главным направлением тензора абсолютной проницаемости и что полученные в результате эксперимента значения действительно являются компонентами тензора. Далее на всех ориентированных образцах были определены пористость и главные значения абсолютной проницаемости при фильтрации гелия: $m = 18,6\%$, $k_1 = 668$ мД, $k_2 = 689$ мД, $k_3 = 579$ мД. По полученным значениям k_2 и k_3 можно вычислить значение проницаемости в любом направлении $k(\vec{n}) = k_{ij}n_i n_j$, найти теоретическое значение $k_4 = 638$ мД и сравнить его с полученным экспериментальным значением $k_{4Э} = 644$ мД. Отличие составляет менее 2%.

Последующие исследования ориентированных образцов керна на компьютерном томографе SkyScan 1172 привели к установлению тензорной природы функций плотности распределения пор по радиусам и введению тензора R_{ij} характерных линейных размеров (эффективных радиусов пор).

После завершения этой трудоемкой работы была проведена дополнительная серия исследований, состоящая в определении остаточной водонасыщенности для тех же ориентированных образцов. Для пересчета лабораторных параметров была использована методика Хасслера – Брунера [7], позволяющая с высокой степенью точности определить величину капиллярного давления на внешнем торце образца, оценить соответствующую ему насыщенность и построить зависимости капиллярного давления от насыщенности. Результаты исследований приведены на рис. 6 для образцов 2 и 3 вдоль направлений X и Y в плоскости напластования и для контрольного образца 4 и на рис. 7 для образца 1 вдоль

вертикального направления Z . Результаты сравнения теоретических и экспериментальных значений капиллярного давления на контрольном образце позволяют предположить, что капиллярное давление в анизотропных средах имеет тензорную природу.

Важным результатом этого исследования является установление эффекта зависимости капиллярного давления от направления измерений. Отсюда следует, что капиллярное давление не является универсальной функцией насыщенности для анизотропного образца породы, но зависит от направления течения, от направления воздействия на пласт. Подтверждение этого факта требует более глубокого экспериментального и теоретического исследования, выявления физических механизмов этого эффекта, особенностей физического и физико-химического взаимодействий системы скелет пласта – флюид, характера смачиваемости пласта и других факторов. Необходима повторяемость экспериментов для различных образцов пород (терригенных, карбонатных) с разным масштабом неоднородности.

Строго говоря, тензором являются поверхностные напряжения капиллярных сил на межфазной границе p_{ij}^c , связь которых с тензором r_{ij} , обратным тензору характерных линейных размеров R_{ij} , может быть представлена в виде:

$$p_{ij}^c(s, n_i n_j) = a_c J_{ijkl} r_{kl}, \quad (16)$$

где a_c определяется коэффициентом межфазного натяжения и углом смачивания; $n_i n_j$ – диада; J_{ijkl} – тензор 4-го ранга, симметричный по паре индексов и их перестановке; тензор r_{kl} находится экспериментально [6].

Структура тензора J_{ijkl} в (16) требует дополнительных исследований для различного состава пород и свойств флюидов. При обработке данного эксперимента использовалась следующая аппроксимация этого тензора вдоль главных направлений тензора r_{kl} :

$$J_i^* = \left[a_i + \left(\frac{I_1(r)}{3r_i} - 1 \right) (s - s_i^*) \right] \left(\frac{1-s}{1-s^*} \right)^{\varepsilon_i},$$

где $I_1(s)$ – первый инвариант тензора r_{ij} , параметры a_i , ε_i определяются экспериментально, при этом $a_i = J_i^*(s_i^*)$.

Заметим, что интеграл от функции распределения капиллярного давления является наиболее информативным индикатором смачиваемости, которая изменяется в процессе фильтрации флюидов и движения межфазной границы. Поэтому зависимость капиллярного давления от направления течения имеет определяющую физическую основу.

Заключение

С использованием методов неравновесной термодинамики получены и исследованы уравнения движения многофазной фильтрации (обобщенный закон Дарси) и законы межфазного взаимодействия. Показана возможность прямого определения коэффициентов «многофазных» ОФП. Для двухфазной фильтрации исследован эффект вязкого поверхностного взаимодействия между флюидами, предложен метод определения «перекрестных» фазовых проницаемостей и их количественный вклад в показатели разработки месторождений.

На основе современных методов исследования анизотропного кернового материала установлен новый эффект зависимости капиллярного давления от направления измерений. Это означает, что капиллярное давление, так же как и ОФП, не является универсальной скалярной функцией насыщенности. Физическое объяснение этого факта может быть связано с изменением смачиваемости породы при извлечении нефти и газа. Известно также возникновение «гетерогенной» смачиваемости, когда на одних участках залежи поверхность породы гидрофильна, а на других – гидрофобна. А наиболее информативным интегральным показателем смачиваемости является интеграл от функции распределения капиллярного давления.

ЛИТЕРАТУРА

1. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. – М.: Недра, 1993. – 414 с.
2. Максимов В.М. Основы гидротермодинамики пластовых систем. – М.: Недра, 1994. – 202 с.

3. Колесниченко А.В., Максимов В.М. Обобщенный закон фильтрации Дарси как следствие соотношений Стефана – Максвелла для гетерогенной среды: Препринт № 45 ИПМ РАН им. М.В. Келдыша. – М., 1991. – 31 с.
4. Колесниченко А.В., Максимов В.М. Термодинамика многофазной термически активной смеси. Законы фильтрации Дарси и диффузии: Препринт № 52 ИПМ РАН им. М.В. Келдыша. – М., 1997. – 32 с.
5. Jerauld G.R., Salter S.J. The effect of pore – structure on hysteresis in relative permeability and capillary pressure: Pore-level modeling // Trans. Porous Media. – 1990. – № 5. – P. 103–151.
6. Дмитриев Н.М., Дмитриев М.Н., Максимов В.М., Кузьмичев А.Н. Двухфазная фильтрация в ортотропной пористой среде: Эксперимент и теория // Изв. РАН. Механика жидкости и газа. – 2014. – № 6. – С. 94–100.
7. Kuznetsov A.M., Baishev A.V., Kuznetsov V.V. Determination of the initial water saturation and capillary curve by centrifugal method // Oil Industry. – 2010. – № 1. – P. 49–51.

ПРИЛОЖЕНИЕ

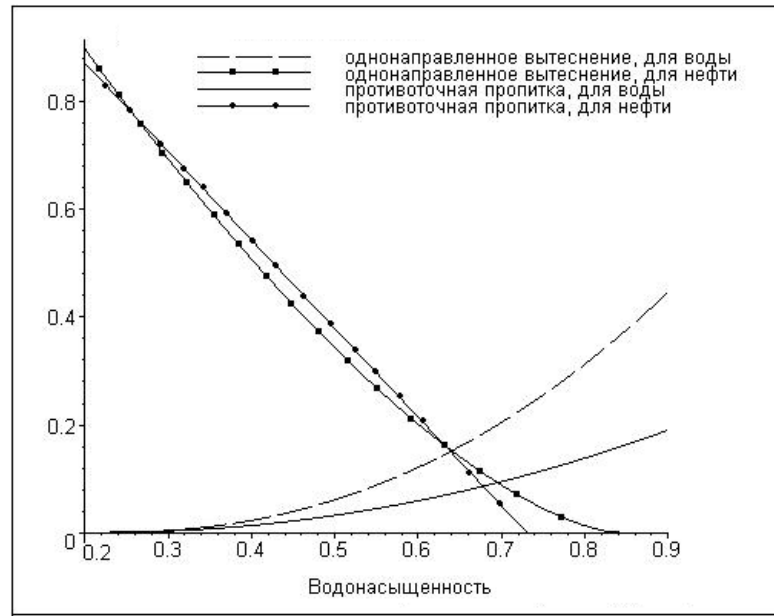


Рис. 1. Зависимость фазовых проницаемостей от насыщенности [5]

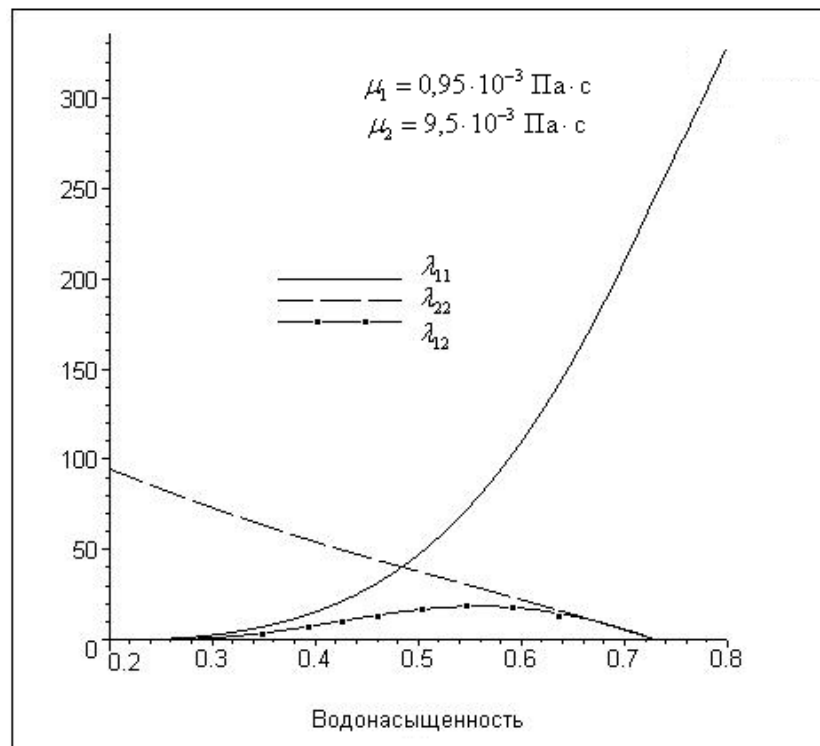


Рис. 2. Зависимость матрицы подвижностей от насыщенности в единицах $(\text{Па} \cdot \text{с})^{-1}$

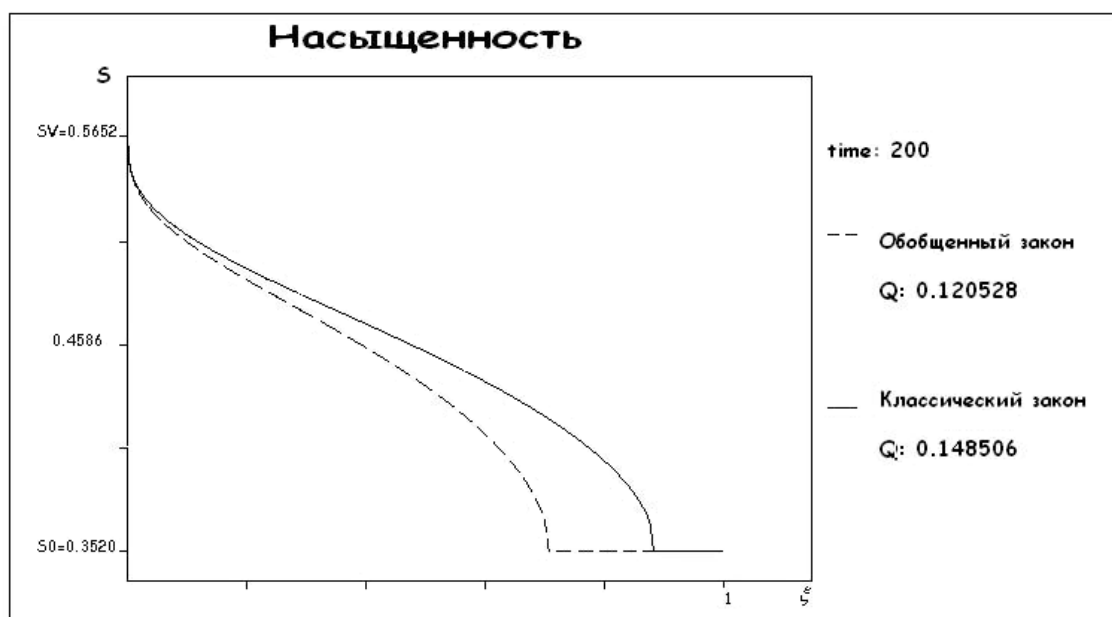


Рис. 3. Распределение насыщенности ($\tau = 200$)

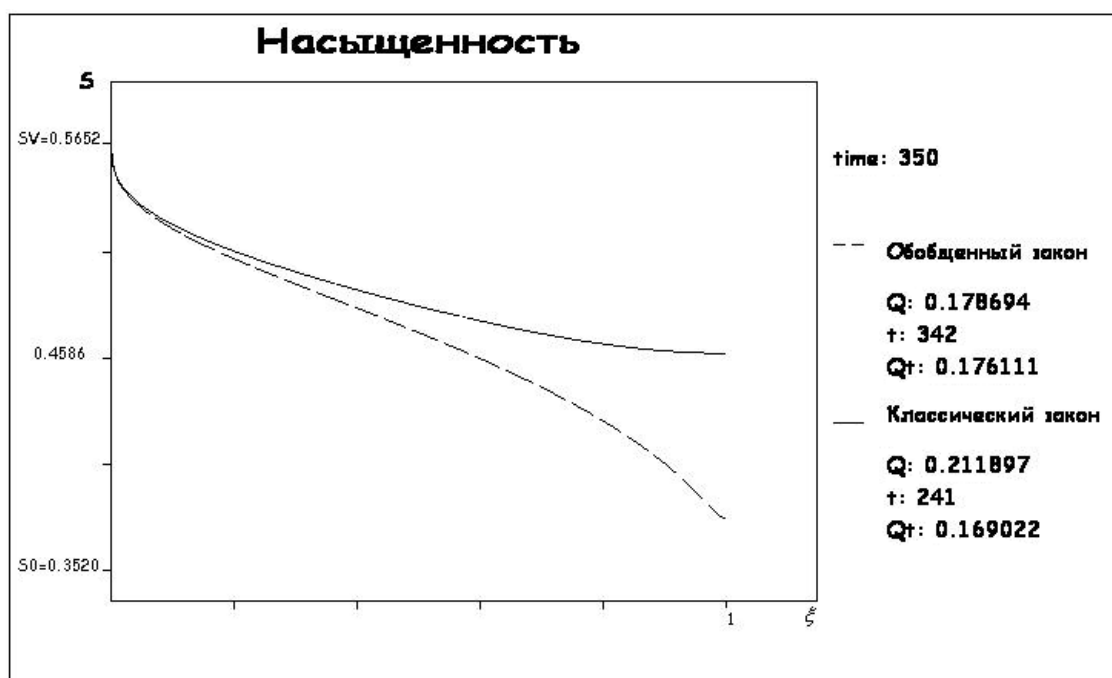


Рис. 4. Распределение насыщенности ($\tau = 350$)

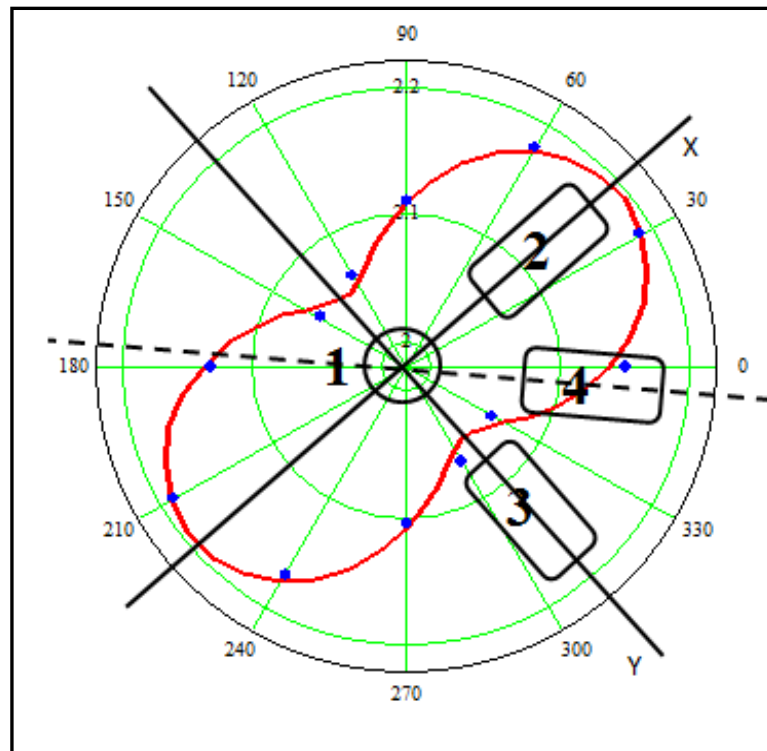


Рис. 5. Расположение вырезанных образцов керна

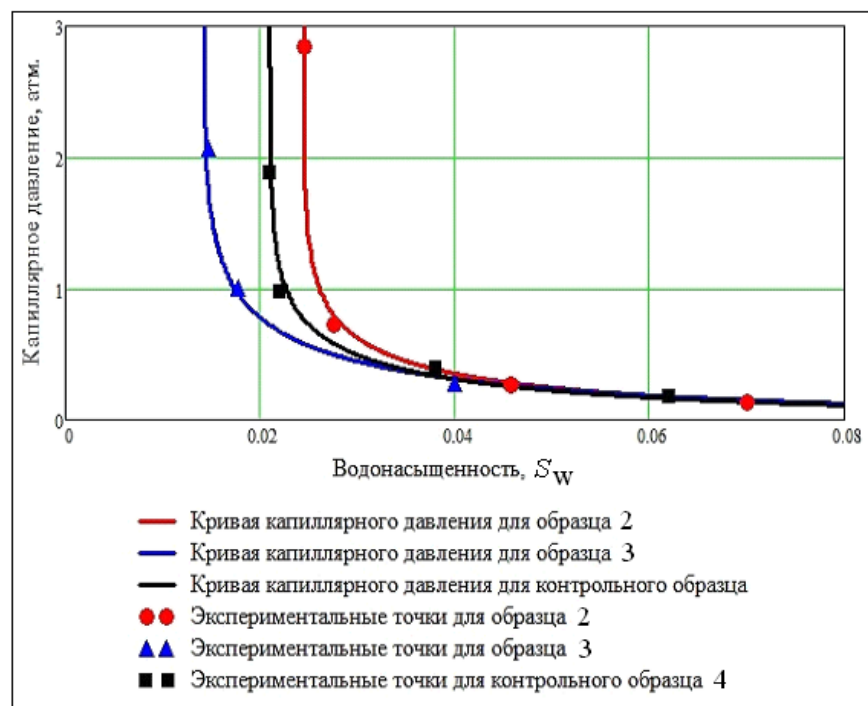


Рис. 6. Зависимости капиллярного давления от водонасыщенности для образцов 2, 3 вдоль направлений X, Y и контрольного образца 4

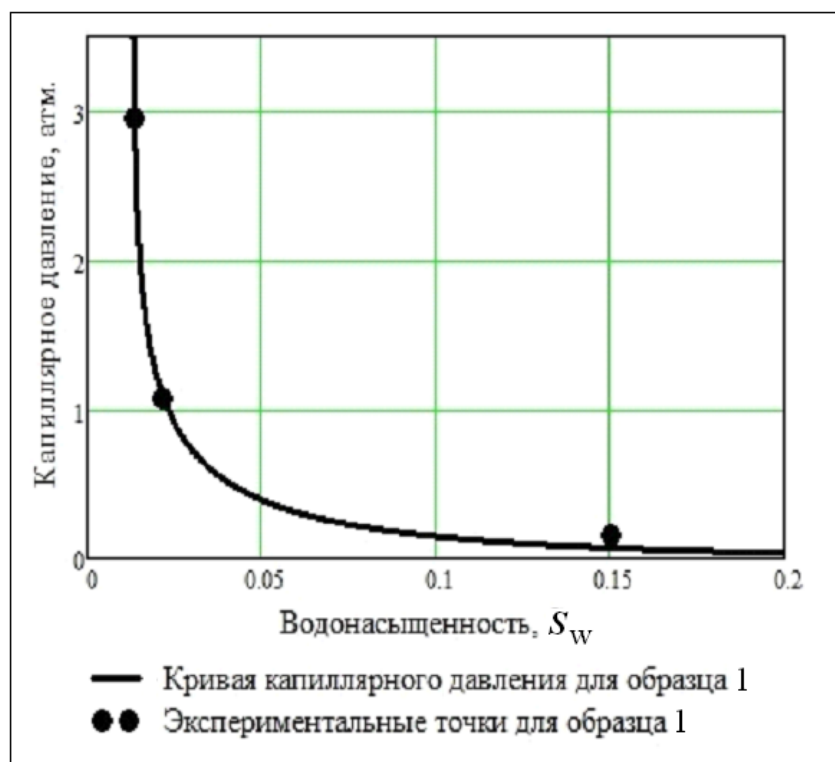


Рис. 7. Зависимость капиллярного давления от водонасыщенности для направления Z