

ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОБОБЩЕНИЕ МОДЕЛИ ДВУХФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ В ОРТОТРОПНОЙ ПОРИСТОЙ СРЕДЕ С УЧЕТОМ ВЛИЯНИЯ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТИ И СМАЧИВАЕМОСТИ СКЕЛЕТА ПОРОДЫ

Н.М. Дмитриев, В.М. Максимов, Н.Н. Михайлов
ИПНГ РАН

На основе обобщения данных по геолого-физическим параметрам, контролирующим смачиваемость, установлен новый тип смачиваемости – текстурная смачиваемость, обнаруженная для сложно построенных карбонатных коллекторов. Выявлено отсутствие корреляционных связей между используемыми показателями смачивания и коллекторскими свойствами пласта (пористость, проницаемость). Такое несоответствие, видимо, связано со сложными многостадийными и многофакторными процессами формирования явления смачивания.

Для системы пластов с текстурной смачиваемостью (одинаковые фильтрационно-емкостные свойства, но различный характер смачивания: гидрофильный, гидрофобный) проведен численный анализ фильтрации, который позволил установить новые закономерности для системы гидрофильный – гидрофобный коллектор. Установлено, что для составного образца зависимость расхода от перепада давления нелинейная, тогда как для той же сборки, состоящей из чисто гидрофильной системы, эта зависимость традиционная (линейная). Показано, что:

- при малых скоростях фильтрации через сборку гидрофильный – гидрофобный участок возникает эффект начального градиента давления;
- при изменении направления фильтрации обнаружен гистерезис зависимости расход – перепад давления.

Были проведены специальные эксперименты на керновом материале, представленном карбонатным коллектором с близкими свойствами, но с различной смачиваемостью. Эксперименты подтвердили нелинейный характер фильтрации на сборке, состоящей из гидрофильного и гидрофобного керна.

Хорошее совпадение теоретических и экспериментальных результатов позволяет рекомендовать для проведения инженерных расчетов как предложенные формулы, так и методику проведения лабораторных исследований фильтрационно-емкостных свойств анизотропных коллекторов, обладающих ортотропными фильтрационными свойствами, в том числе по определению функций относительных фазовых проницаемостей.

1. Исследование текстурной смачиваемости коллекторов и ее влияние на процессы нефтегазоизвлечения[1-28]

Анализ и обобщение данных по геолого-физическим параметрам, контролирующим смачиваемость

Известно, что смачиваемость отражает геологические процессы, соответствующие образованию залежей углеводородов. Большинство пластов-коллекторов (до миграции в них нефти и газа) являлись гидрофильными. Однако в ходе формирования залежей происходили изменения смачиваемости за счет адсорбции тяжелых компонентов углеводородов на внутривывальной поверхности. На изменение смачивания оказывают влияние такие факторы, как литология, структура порового пространства, палеогидрогеологическая и геофизическая обстановка и т.д. Очевидно, что все эти факторы неоднократно изменяются в процессе формирования залежи и ее последующей трансформации. Соответственно, типичной ситуацией является многостадийность и изменчивость состояния смачиваемости в процессе жизни месторождения. Все это приводит к резкой изменчивости смачиваемости в пластах с близкими фильтрационно-емкостными свойствами.

В карбонатных пластах Ближнего Востока компанией Шлюмберже было отмечено резкое изменение смачиваемости на фоне практически неизменных значений фильтрационно-емкостных свойств. Отсутствие корреляций между показателями смачиваемости и коллекторскими свойствами, очевидно, объясняется сложностью, многостадийностью и многофакторностью процессов формирования смачивания.

На рис.1 приведены зависимости стандартного показателя смачиваемости от глубины залегания, полученные по данным анализа керн, отобранного из продуктивных отложений одного из месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной области.

Результаты анализа демонстрируют, что на очень небольших расстояниях (по глубине) показатели смачиваемости резко меняются, и соседние интервалы практически однородных пластов демонстрируют изменения смачиваемости: от гидрофильных до гидрофобных. Сопоставление значений показателя смачиваемости с другими фильтрационно-емкостными свойствами выявило отсутствие корреляций между смачиваемостью и ФЭС карбонатного коллектора. Таким образом, можно с уверенностью говорить о наличии особого типа смачиваемости – текстурной смачиваемости.

Важно отметить, что текстурные элементы по смачиваемости могут не соответствовать обычно выделяемым литолого-фациальным элементам текстуры (слои, линзы, массивы и т.д.).

Такое несоответствие, видимо, связано со сложными и еще малоизученными¹ механизмами формирования смачиваемости.

Численное моделирование фильтрации в пластах с текстурной смачиваемостью

Сильная неоднородность – изменение смачиваемости по глубине (текстурная смачиваемость) – требует особого учета при анализе фильтрации в пластах в процессе разработки.

Смачиваемость оказывает влияние на зависимости капиллярного давления и относительной фазовой проницаемости от насыщенности (рис. 2). Как видно из рис. 2, зависимости капиллярного давления (P_k) и относительной фазовой проницаемости (ОФП) от водонасыщенности для гидрофобного и гидрофильного пластов, качественно и количественно отличны.

В случае же контрастной смачиваемости равенство капиллярных давлений возможно лишь в узком диапазоне насыщения. При контакте чисто гидрофильного и чисто гидрофобного участков пласта равенство капиллярных давлений возможно лишь в случае $P_k=0$, что соответствует максимальному водонасыщению на границах раздела гидрофильного и гидрофобного участков (см. рис. 2).

На границе гидрофобных и гидрофильных пластов возникает разность капиллярных давлений и значительное различие относительных фазовых проницаемостей, что может обуславливать капиллярные концевые эффекты особого типа (текстурный капиллярный эффект по смачиваемости).

Был численно смоделирован эксперимент по двухфазной фильтрации на стандартной сборке образцов керна с одинаковыми фильтрационными свойствами, но контрастной смачиваемости (рис. 3). Исследовались закономерности стационарной фильтрации и вытеснения из однородного (по фильтрационно-емкостным свойствам) составного образца с характеристиками контрастной смачиваемости.

Обобщенный результат моделирования показан на рис. 4, где даны зависимости стационарной скорости закачки от перепада давления.

¹ Косослоистые и волнистые образования

Результаты численного эксперимента оказались неожиданными: из-за влияния капиллярных концевых эффектов на границе гидрофильного и гидрофобного регионов возникает сложный тип зависимости скорости от действия перепада давления. Особенности зависимости скорости фильтрации от перепада давления проявляются в следующем: при малых значениях перепада давления возникает эффект капиллярной блокировки и скорость фильтрации через испытуемый образец равняется нулю.

На графике эта область показана красной пунктирной линией. Далее, начиная с некоторого критического значения перепада гидродинамического давления, действующий градиент превосходит перепад давления, возникающий в результате проявления концевых капиллярных эффектов, и скорость фильтрации начинает возрастать с ростом гидродинамического перепада давления. Однако из-за проявления концевых капиллярных эффектов зависимость скорости фильтрации от перепада давления становится нелинейной, что не соответствует закону Дарси.

На рис. 4 этот участок показан зеленой пунктирной линией. При дальнейшем росте перепада давления влияние концевых капиллярных эффектов подавляется ростом гидродинамического перепада, и зависимость скорости фильтрации от перепада становится линейной в соответствии с законом Дарси.

Важно подчеркнуть что отмеченные аномалии связаны только с проявлением концевых капиллярных эффектов за счет текстурной смачиваемости.

Результат моделирования на той же сборке, но в случае одинаковой смачиваемости обоих регионов отражает обычную зависимость Дарси для скорости фильтрации. На рис. 4 это показано сплошной зеленой линией.

Экспериментальные исследования фильтрации на модели пласта с текстурной смачиваемостью

Для проверки результатов теоретического анализа и численного моделирования был поставлен специальный лабораторный эксперимент.

Исследования на цилиндрических образцах были проведены на двух моделях пласта.

Первая модель состояла из двух образцов, один гидрофильный, второй – гидрофобный. Во второй модели гидрофильный образец был заменен на аналогичный по фильтрационно-емкостным свойствам образец, но характеризующийся как гидрофобный.

В качестве вытесняющего агента и пластовой воды использовался водный раствор NaCl с концентрацией 256 г/л.

Исследования проводились при ступенчатом повышении расхода от 0,005 до 2,00 см³/мин. Перевод на следующий расход производили после прекращения вытеснения нефти из модели пласта, что устанавливалось по полному обводнению жидкости на выходе из кернодержателя.

Экспериментальные исследования закономерностей фильтрации в образцах с контрастной смачиваемостью подтвердили нелинейный характер зависимости объемного расхода от перепада давлений для испытываемой серии образцов (рис. 5). Отмечается, что при очень низких перепадах давления ($< 0,01$ мпа) объемный расход через испытываемую сборку стремится к нулю. Идентичность поведения объемного расхода от перепада давления для сборки образцов с контрастной смачиваемостью и для сборки с однородной смачиваемостью указывает на проявление эффектов капиллярного защемления, которые также приводят к нелинейности зависимости расхода от перепада давления.

Указанные эффекты проявляются и на зависимости проницаемости по воде от объемного расхода, которые представлены на рис. 6.

В проведенных нами экспериментах наблюдаются схожие зависимости – при малых значениях скорости вытеснения происходит резкий рост проницаемости по воде с последующей стабилизацией до постоянных значений проницаемости. Однако для сборки образцов с текстурной смачиваемостью этот эффект проявляется менее резко, что связано с дополнительным капиллярным перепадом на границе образцов с контрастной смачиваемостью.

На рис. 6 мы можем видеть, что зависимость для однородной смачиваемости имеет более высокие значения проницаемости по воде при аналогичном расходе воды.

Зависимость проницаемости по воде от расхода для однородной смачиваемости обладает более резким ростом проницаемости с увеличением расхода воды по сравнению с зависимостью для двойной смачиваемости.

Выводы:

Теоретически обоснован и выявлен новый тип концевых капиллярных эффектов, связанных с контрастной смачиваемостью.

Установлены особенности фильтрации и вытеснения нефти водой из систем с контрастной смачиваемостью.

Установлены аномалии в законе однофазовой фильтрации через систему с контрастной смачиваемостью.

Теоретически и экспериментально установлены закономерности влияния контрастной смачиваемости на коэффициент вытеснения нефти водой.

2. Двухфазная фильтрация в ортотропной пористой среде: эксперимент и теория

Проблема обобщения классических моделей теории двухфазной фильтрации несмешивающихся жидкостей, использующих тензоры коэффициентов фазовых проницаемостей, на случай анизотропных фильтрационных свойств относится к числу актуальных, поскольку реальные пористые и трещиноватые среды, коллекторы углеводородного сырья, как правило, проявляют анизотропию фильтрационных свойств. В [1-4] была установлена структура связей для тензоров коэффициентов абсолютных, фазовых и относительных проницаемостей для сред, проявляющих анизотропные фильтрационные свойства, выписаны и проанализированы тензоры фазовых и относительных проницаемостей, установлен общий вид функций относительных фазовых проницаемостей для всех типов анизотропии. В [5] были приведены результаты лабораторных экспериментальных исследований относительных фазовых проницаемостей для трансверсально-изотропной пористой среды и результаты их обработки с помощью приближенного решения задачи о притоке к конечной галерее в анизотропном пласте. Однако реальные коллекторы углеводородного сырья обладают, как правило, ортотропными фильтрационными свойствами. Поэтому обобщим результаты, полученные для трансверсально-изотропной пористой среды, на случай ортотропных пористых сред.

Результаты лабораторного определения фильтрационно-емкостных свойств на керновом материале

Для проведения исследований был отобран цилиндрический керн сцементированного слоистого песчаника диаметром 100 мм, который был экстрагирован и просушен. Слоистость песчаника перпендикулярна оси симметрии цилиндра, поэтому одно из главных направлений тензора коэффициентов проницаемости известно априори – оно совпадает с осью симметрии керна. Для определения главных направлений в плоскости напластования образец был исследован с помощью прибора «Узор 2000» [6, 7]. На приборе измерялись скорости прохождения ультразвуковых волн через боковую поверхность керна в км/с с шагом в 30° . В результате была получена замкнутая кривая, похожая на «восьмерку» (рис. 7). На рис. 7 точками показаны экспериментальные данные, непрерывной линией – теоретическая аппроксимация.

Главные направления симметричных тензоров второго ранга, задающих материальные свойства, совпадают с экстремальными значениями скорости ультразвуковых волн. Поэтому по данным измерений на керне были определены главные направления тензора коэффициентов проницаемости в плоскости напластования. Далее из исходного керна были выпилены четыре образца диаметром 25 мм и длиной 30 мм. Три из них (образцы под номерами 1, 2, 3) были выпилены вдоль главных направлений, а четвертый, контрольный – в плоскости напластования под углом в 45° к главным направлениям (образец под номером 4, см. рис. 7).

Все дальнейшие исследования на выпиленных четырех образцах проводились в лаборатории научного центра аналитических и специальных исследований керна ОАО «ВНИИНефть» им. акад. А.П. Крылова.

Вначале были проведены эксперименты по определению пористости и абсолютной проницаемости при фильтрации гелия в атмосферных условиях. В результате экспериментов были получены следующие результаты: $k_1 = 689 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, $k_2 = 579 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, $k_3 = 668 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, $k_4 = 644 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, где k_1, k_2, k_3 – значения проницаемости вдоль главных направлений, при этом k_1 и k_2 в плоскости напластования, k_3 – перпендикулярно к ней, значение k_4 получено для контрольного образца, среднее значение пористости $m = 0.186$.

Контрольный образец, как было отмечено выше, был изготовлен для проверки тензорного характера проницаемости и того, что направление, перпендикулярное плоскости напластования, является главным. При проверке экспериментально полученного результата k_4 необходимо учесть то обстоятельство, что направление (n_4) не является главным и в результате эксперимента получается не направленная проницаемость $k(n) = k_{ij} n_i n_j$, где n_i – орт, вдоль которого определяется проницаемость, а эффективная k_e [5, 8, 9].

Для определения последней имеем:

$$Q = \frac{k_e}{\mu} \cdot \frac{\Delta p}{L} \cdot S \quad (2.1)$$

где Q – дебит, $\Delta p/L$ – относительный перепад давления, μ – вязкость, S – площадь сечения образца, k_e – эффективная проницаемость.

Приближенное значение k_e определяется следующим образом [10]:

$$k_e = \sqrt{\frac{k_{ij}n_i n_j}{r_{\alpha\beta}n_\alpha n_\beta}} \left[\frac{1 + \sqrt{k_{ij}n_i n_j r_{\alpha\beta}n_\alpha n_\beta (D/L)}}{\sqrt{k_{ij}n_i n_j r_{\alpha\beta}n_\alpha n_\beta} + (D/L)} \right], \quad (2.2)$$

где $r_{ij}n_i n_j$ и $k_{ij}n_i n_j$ – значения направленного фильтрационного сопротивления и проницаемости, соответственно, вычисленные вдоль оси симметрии образца, D/L – отношение диаметра образца к его длине (для описанного выше эксперимента $D/L \approx 0,83$).

Подстановка численных значений в (2.2) дает теоретическое значение $k_e \approx 632 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Следовательно, отличие теоретического значения проницаемости для контрольного образца от экспериментального составляет менее 2%.

Так как при установившемся процессе модель двухфазной фильтрации аналогична модели однофазной [5], то положим, что приближенное решение (2.2) можно обобщить на случай двухфазной установившейся фильтрации в анизотропных пористых средах.

Для ортотропных фильтрационных свойств соотношение (2.2), обобщенное на случай двухфазной фильтрации, можно представить в виде

$$\frac{k_e^\alpha}{k_1} = \varphi_1^\alpha \sqrt{\frac{A^\alpha}{B^\alpha}} \left[\frac{1 + \sqrt{A^\alpha B^\alpha} D/L}{\sqrt{A^\alpha B^\alpha} + D/L} \right] \quad (2.3)$$

где

$$A^\alpha = \cos^2 \alpha + \varphi_{12}^\alpha \theta_{23} \cos^2 \beta + \theta_{13}^\alpha \cos^2 \gamma \quad (2.4)$$

$$B^\alpha = \varphi_{31}^\alpha \theta_{31} \cos^2 \alpha + \varphi_{32}^\alpha \theta_{32} \cos^2 \beta + \cos^2 \gamma$$

где φ_i^α – функция, задающая относительную фазовую проницаемость вдоль i -го главного направления тензора фазовых проницаемостей для α -ой фазы, $\varphi_{ij}^\alpha = \varphi_i^\alpha / \varphi_j^\alpha$, $\theta_{ij} = k_i / k_j$, k_i – главные значения тензора абсолютной проницаемости, α, β, γ – углы,

которые образует орт n_i , направленный по оси симметрии образца (керн), с главными осями тензора абсолютной проницаемости.

Экспериментальное определение относительных фазовых проницаемостей в ортотропной пористой среде

Для экспериментальных исследований по определению относительных фазовых проницаемостей при фильтрации двух несмешивающихся жидкостей были использованы те же образцы керна материала.

Определение фазовых проницаемостей в системе «нефть-вода» проводилось согласно отраслевому стандарту Миннефтепрома: ОСТ 39-235-89: «Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при стационарной фильтрации» [11, 12].

Непосредственно эксперимент по определению относительных фазовых проницаемостей включал в себя серию опытов, при проведении которых нефть и вода подавались в модель в определенном соотношении нефти и воды, которое от опыта к опыту изменялось так, что доля воды в потоке увеличивалась (моделировался процесс пропитки). При этом суммарный объем фаз оставался постоянным.

Каждый опыт продолжался до достижения стационарного режима фильтрации, который фиксировался по стабилизации показаний расхода при заданном перепаде давления, после чего начинался новый опыт при другом соотношении фаз в потоке. Средние насыщенности пористой среды флюидами измерялись методом материального баланса.

В качестве нефти было выбрано трансформаторное масло, вязкость которого превышала вязкость воды в десять раз. Содержание солей в воде составляло 30 грамм на литр.

Экспериментальные результаты по определению относительных фазовых проницаемостей и их обработка, которая будет обсуждаться ниже, приведены на рис. 8–10.

Заметим, что в эксперименте получилось так, что бóльшим значениям абсолютной проницаемости ($k_1 > k_2 > k_3$) соответствуют меньшие значения относительной фазовой проницаемости. Данный экспериментальный результат совпадает с результатом, полученным численным моделированием двухфазной фильтрации в ортотропной и трансверсально-изотропной пористых средах [13], но отличается от экспериментального

результата, полученного в [5] для трансверсально-изотропной пористой среды. Там большим значениям абсолютной проницаемости соответствовали большие значения относительной фазовой проницаемости. Отличие может быть связано со смачиваемостью пористой среды. Как показано в [14], относительные фазовые проницаемости при фильтрации углеводородов в гидрофильном и гидрофобном керне отличаются друг от друга, при этом гидрофобным кернам соответствуют меньшие значения остаточной водонасыщенности, что и наблюдается на экспериментальных результатах. Отличие поведения относительных фазовых проницаемостей при фильтрации углеводородов в гидрофильном и гидрофобном керне наблюдается и в поведении функций.

Анализ экспериментальных данных и тестирование приближенного решения

Явный вид функций относительных фазовых проницаемостей для анизотропных пористых сред подробно обсуждался в [1–4]. Общий вид полученных в [4] функций относительных фазовых проницаемостей $\varphi_i^\alpha = k_i^\alpha / k_i$ для воды ($\alpha = 1$) и для нефти ($\alpha = 2$) задается формулами:

$$\varphi_i^1 = \left[a_i + \left(\frac{I_1(k)}{3k_i} - 1 \right) (s_{(i)}^* - s) \right] \left(\frac{s - s_{(i)}^*}{s_{(i)}^* - s_{(i)}^*} \right)^{\varepsilon_i} \quad (2.5)$$

$$\varphi_i^2 = \left[b_i + \left(\frac{I_1(k)}{3k_i} - 1 \right) (s - s_{(i)}^*) \right] \left(\frac{s_{(i)}^* - s}{s_{(i)}^* - s_{(i)}^*} \right)^{\beta_i} \quad (2.6)$$

где $S_{(i)}^*$ и $S_{(i)}^*$ – нижняя и верхняя предельные насыщенности пористой среды водой; значения этих насыщенностей задают интервал, в котором обе фазы подвижны, k_i^α и k_i – фазовые и абсолютные проницаемости, соответственно, $a_i, b_i, \varepsilon_i, \beta_i$ – параметры, которые определяются экспериментально, при этом $a_i = \varphi_i^1(s_{(i)}^*)$, $b_i = \varphi_i^2(s_{(i)}^*)$, $i = 1, 2, 3$, $I_1(k)$ – первый инвариант тензора абсолютной проницаемости.

Функции (2.5) и (2.6) построены таким образом, чтобы для изотропных пористых сред они превращались в выражения для относительных фазовых проницаемостей, полученных в результате обработки экспериментов в предположении изотропии

проницаемости [15]. Однако, как было отмечено выше, отличие поведения относительных фазовых проницаемостей при фильтрации углеводородов в гидрофильном и гидрофобном керне наблюдается и в поведении функций. В гидрофобном керне функции относительных фазовых проницаемостей для нефти имеют медленное возрастание на значительном интервале насыщенности и, далее, при приближении к значению нижней предельной насыщенности, функции начинают резко возрастать. Подобное поведение функций в пористых средах уже отмечалось [16–17]. В [17] были предложены функции для описания подобных зависимостей. Поэтому при обработке экспериментальных данных для нефти использовалось не представление (2.6), а иное, аналогичное представлению, использованному в [17]:

$$\varphi_i^2 = \left[b_i + \left(\frac{I_1(k)}{3k_i} - 1 \right) (s - s_{(i)*}) \right] \left[1 - \left(\frac{s_{(i)*} - s}{s_{(i)*} - s_{(i)*}} \right)^{\frac{1}{\gamma_i}} \right]^{\beta_i} \quad (2.7)$$

где γ_i, β_i – параметры, которые, как и выше, определяются экспериментально.

Выписанные представления относительных фазовых проницаемостей (2.5) и (2.7) в совокупности с приближенным решением (2.3) и (2.4) позволяют использовать результаты лабораторного эксперимента как для проверки тензорного характера связи между абсолютными и фазовыми проницаемостями [1], так и для тестирования приближенного решения. Для задания фильтрационных свойств в ортотропной пористой среде достаточно трех измерений абсолютных проницаемостей и трех измерений относительных фазовых проницаемостей вдоль главных осей тензора коэффициентов проницаемостей. Измерения относительной фазовой проницаемости на четвертом образце, вырезанном под углом в 45° в плоскости напластования, являются контрольными, так как они с помощью выписанных связей могут быть рассчитаны чисто теоретически (как значения направленной фазовой проницаемости по данным, полученным на образцах, выпиленных по главным направлениям).

Результаты представления относительных фазовых проницаемостей вдоль главных осей тензора коэффициентов проницаемостей выражениями (2.5) и (2.7) даны на рис. 8 и 9. Видно, что представления относительных фазовых проницаемостей выражениями (2.5) и (2.9) достаточно хорошо аппроксимируют экспериментальные результаты в направлении главных осей. Результаты сравнения теоретических и экспериментальных

кривых относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды, для образца, вырезанного под углом в 45° в плоскости напластования, представлены на рис. 10. Видно, что результаты вычислений по приближенному решению (1.3) хорошо согласуются с экспериментальными результатами для измерений относительных фазовых проницаемостей на четвертом образце, выпиленном под углом в 45° в плоскости напластования.

Заключение

Дано экспериментальное обоснование тензорного характера связи между абсолютными и фазовыми проницаемостями. Относительные фазовые проницаемости не являются универсальными функциями насыщенности. Они зависят от типа анизотропии, отношений главных значений тензора абсолютных проницаемостей $\theta_{ij} = k_i/k_j$ и смачиваемости. Для обработки экспериментальных данных, полученных на гидрофобном керне, предложено новое представление функций для относительных фазовых проницаемостей. Показано, что при получении исходной информации для проектирования разработки месторождений природных углеводородов необходимо комплексное исследование представительного кернового материала на нескольких образцах с учетом факторов анизотропии фильтрационных свойств пористой среды.

ЛИТЕРАТУРА

К РАЗДЕЛУ 1

1. Максимов В.М., Михайлов Н.Н., Дмитриев Н.М. Определение параметров анизотропного пласта. Теория и эксперимент // Miedzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna Geopetrol 2012. Prace Naukowe INiG nr 182. Instytut Nafty i Gazu, Krakow, 2012. P. 635-638

2. Максимов В.М., Дмитриев Н.М., Михайлов Н.Н., Семигласов Д.Ю., Ковалева Л.А. Создание инновационных технологий эффективной разработки месторождений углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами на основе новых физико-математических моделей и адекватного численного моделирования // Электрон. науч. журнал «Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика». 2012. Вып. 2(6). – Режим доступа: www.oilgasjournal.ru

3. *Михайлов Н.Н., Гурбатова И.П.* Экспериментальное изучение влияния масштабных эффектов на характеристики двухфазной фильтрации // Нефтяное хозяйство. 2012. № 12. С. 107-111.
4. *Максимов В.М., Михайлов Н.Н.* Актуальные проблемы развития методов и технологий разработки нефтегазовых месторождений // Сб. материалов 1-й науч.-практ. конф., посвящ. памяти Н.Н. Лисовского. М.: НИИЦ «Недра-XXI», 2011. С. 68-81.
5. *Михайлов Н.Н.* Повышение информативности моделирования разработки месторождений на основе современных представлений в физике нефтяного пласта // Состояние и дальнейшее развитие основных принципов разработки нефтяных месторождений: Материалы 2-й науч.-практ. конф., посвящ. памяти Н.Н. Лисовского. М.: ЦКР Роснедра по УВС, 2011. С. 107-117.
6. *Гурбатова И.П., Михайлов Н.Н.* Масштабные и анизотропные эффекты при экспериментальном определении физических свойств сложнопостроенных коллекторов // Научно-технический вестник «Каротажник». 2011. № 7. С. 138-145.
7. *Михайлов Н.Н., Гурбатова И.П.* Масштабные эффекты при определении коллекторских свойств сложнопостроенных карбонатных коллекторов // Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna Geopetrol-2012. Prace Naukowe INiG nr 182. Instytut Nafty i Gazu, Krakow, 2012. P. 459-463.
8. *Михайлов Н.Н., Шелепанов С.С.* Моделирование влияния околоскважинных зон пласта на производительность газоконденсатных скважин // Газовая промышленность. 2013. Спецвыпуск 692/2013. С. 105-108.
9. *Кузьмин В.А., Михайлов Н.Н., Скибицкая Н.А.* Электронно-микроскопические исследования влияния микроструктурной смачиваемости на характер насыщения порового пространства пород нефтью // Поверхность. Рентгеновские, синхротронные и нейтронные исследования. 2013. № 9. С. 102-108.
10. *Kuz'min V.A., Mikhailov N.N., Skibitskaya N.A.* SEM Study of the Influence of Microstructure Wettability on the Character of the Oil Saturation of the Porous Space of Rocks // Journal of Surface Investigation. X-ray, Synchrotron and Neutron Techniques, 2013. Vol. 7, No. 5. P. 907-912.
11. *Михайлов Н.Н.* Новые направления повышения информативности геолого-гидродинамического моделирования залежи // Нефтяное хозяйство. 2013. № 3. С. 69-73.

12. Михайлов Н.Н., Полищук В.И., Хазигалеева З.Р. Моделирование распределения остаточной нефти в заводненных неоднородных пластах // Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов: Докл. IV Междунар. науч. симп. М.: ОАО «ВНИИнефть», 2013. Т. 1. С. 232.

13. Михайлов Н.Н., Сечина Л.С. Роль адсорбированных флюидов при оценке эффективности методов повышения нефтеотдачи пластов // Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов: Докл. IV Междунар. науч. симп. М.: ОАО «ВНИИнефть», 2013. Т. 2. С. 14-17.

14. Михайлов Н.Н. Смачиваемость структурно-неоднородных пластов и ее влияние на нефтеизвлечение // Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов: Докл. IV Междунар. науч. симп. М.: ОАО «ВНИИнефть», 2013. Т. 2. С. 62.

15. Кузьмин В.А., Михайлов Н.Н., Моторова К.А., Кузьмина И.И. Способ определения дифференцированной смачиваемости минералов, входящих в состав пород-коллекторов. Патент RU 2490614 С1 // Изобретения. Полезные модели. 2013. № 23 – Режим доступа: http://www1.fips.ru/Electronic_bulletin/Inventions_and_utility_models/23_13/Index_ru.htm

16. Михайлов Н.Н. Повышение информативности моделирования разработки месторождений на основе современных представлений в физике нефтяного пласта // Состояние и дальнейшее развитие основных принципов разработки нефтяных месторождений: Сб. ст. М.: НИИЦ «Недра-XXI», 2013. С. 394-406.

17. Максимов В.М., Михайлов Н.Н. Моделирование влияния состояния околоскважинных зон пласта на производительность газовых скважин // Приоритетные направления развития Уренгойского комплекса: Сб. науч. тр. ООО «Газпром добыча Уренгой». М.: «Издательский дом Недр», 2013. С. 324-340.

18. Михайлов Н.Н., Ермилов М.О., Моторова К.А., Шелепанов С.С. Обзор и обобщение экспериментальных данных по оценке фильтрационно-емкостных свойств пластов и технологий воздействия на призабойную зону пласта с целью повышения продуктивности скважин. Новосибирск: изд-во СО РАН, 2013. 131 с.

19. Михайлов Н.Н., Шелепанов С.С. Моделирование влияния околоскважинных зон пласта на производительность газоконденсатных скважин // Труды 56-й Всероссийской молодежной конф. МФТИ «Актуальные проблемы фундаментальных и прикладных наук в современном информационном обществе. Физико-математические

науки: актуальные проблемы и их решения». 25–30 ноября 2013 г. М.: МФТИ, 2013. С. 109.

20. *Полицук В.И., Михайлов Н.Н.* Численное моделирование распределения остаточной нефтенасыщенности в неоднородных промытых пластах // Труды 56-й научной конференции МФТИ Всероссийской научной конференции «Актуальные проблемы фундаментальных и прикладных наук в современном информационном обществе. Физико-математические науки: актуальные проблемы и их решения». 25–30 ноября 2013 г. М.: МФТИ, 2013. С. 114.

21. *Ковалев А.А., Михайлов А.Н., Михайлов Н.Н.* Экспериментальные исследования характера заводнения залежи с окисленной в подошвенной части пласта нефтью // Вестник ЦКР Роснедра. 2014. № 2. С. 23-27.

22. *Михайлов Н.Н., Ермилов М.О., Семенов О.Е.* Определение открытой пористости и проницаемости Валанжинских отложений месторождений север Тюменской области // Наука и техника в газовой промышленности. 2014. № 2(58). С. 8-12.

23. *Матта А., Михайлов Н.Н.* Использование растворов ПАВ для карбонатных коллекторов // Нефтепромысловая химия: Материалы I Междунар. науч.-практ. конф. (IX Всерос. науч.-практ. конф.). М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014. С. 101-102.

24. *Михайлов Н.Н., Моторова К. А., Сечина Л. С.* Физико-химические аспекты смачиваемости и гидрофобизации пласта // Нефтепромысловая химия: Материалы I Междунар. науч.-практ. конф. (IX Всерос. науч.-практ. конф.). М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014. С. 33-36.

25. *Михайлов Н.Н., Ермилов М.О., Шелепанов С.С.* Изменение продуктивности газоконденсатных скважин в неоднородных пластах // Сб. тр. Междунар. науч.-техн. конф. «Геопетроль 2014», Закопане (Польша), 15-21 сентября 2014 г. Krakow: Instytut Nafty I Gazu Panstwowy Instytut Ddawczu, 2014. P. 559-563.

26. *Михайлов Н. Н., Полицук В. И., Хазигалеева З. Р.* Анализ эффективности технологий разработки для доизвлечения остаточной нефти в неоднородных промытых пластах // Сб. тр. Междунар. науч.-техн. конф. «Геопетроль 2014», Закопане (Польша), 15-21 сентября 2014 г. Krakow: Instytut Nafty I Gazu Panstwowy Instytut Ddawczu, 2014. P. 851-856.

27. Михайлов Н.Н., Полищук В.И. Хазигалеева З.Р. Моделирование распределения остаточной нефти в заводненных неоднородных пластах // Нефтяное хозяйство. 2014. № 8. С. 36-39.

28. Михайлов Н.Н., Шелепанов С.С., Ермилов М.О. Моделирование влияния околоскважинных зон на производительность газоконденсатных скважин в пластах с переменной смачиваемостью. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2014. 28 с.

К РАЗДЕЛУ 2

1. Дмитриев Н.М., Максимов В.М. О структуре тензоров коэффициентов фазовых и относительных проницаемостей для анизотропных пористых сред // Докл. РАН. 1998. Т. 358, № 3. С. 337-339.

2. Дмитриев Н.М., Максимов В.М. Определяющие уравнения двухфазной фильтрации в анизотропных пористых средах // Изв. РАН. МЖГ. 1998. № 2. С. 87-94.

3. Максимов В.М., Дмитриев Н.М. Методы нелинейных тензорных функций в моделях двухфазной фильтрации в анизотропных средах // Проблемы современной механики. М.: Изд-во МГУ, 1998. С. 76-83.

4. Дмитриев М.Н., Дмитриев Н.М., Максимов В.М. К представлению функций относительных фазовых проницаемостей для анизотропных пористых сред // Изв. РАН. МЖГ. 2005. № 3. С. 118-125.

5. Дмитриев М.Н., Дмитриев Н.М., Кадет В.В., Кравченко М.Н., Рассохин С.Г. Двухфазная фильтрация в трансверсально-изотропной пористой среде: эксперимент и теория // Изв. РАН. МЖГ. 2004. № 4. С. 92-97.

6. Дмитриев М.Н., Дмитриев Н.М., Максимов В.М., Мамедов М.Т. Тензорные характеристики фильтрационно-емкостных свойств анизотропных пористых сред. Теория и эксперимент // Изв. РАН. МЖГ. 2012. № 2. С. 57-63.

7. Кадет В.В., Дмитриев Н.М., Семенов А.А. Комплексные лабораторные исследования керн для определения фильтрационно-емкостных свойств анизотропных пористых сред // Науч.-практ. межотрасл. журн. «Интеграл». 2006. № 8(32). Ноябрь-Декабрь. С. 26-27.

8. Marcus H. The permeability of a sample of an anisotropic medium // J. Geophys. Res. 1962. Vol. 67, № 13. P. 5215-5225.

9. Marcus H., Evenson D. E. Directional permeability an anisotropic porous media // Univ. Calif. Berseley. Water Recourses Center. 1961. Vol. 31. Oct. P. 105.

10. *Дмитриев Н.М.* К методике определения проницаемости в анизотропных коллекторах углеводородного сырья // Математические методы и ЭВМ в моделировании объектов газовой промышленности. М.: ВНИИГаз, 1991. С.30-43.
11. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при стационарной фильтрации // Отраслевой стандарт Миннефтепрома. ОСТ 39-235-89 / Исполнители: Ковалев А.Г., Кузнецов А.М., Юрчак В.П. и др. М.: Миннефтепром, 1989. 36 с.
12. Фазовые проницаемости коллекторов нефти и газа. / Добрынин В.М., Ковалев А.Г., Кузнецов А.М. М.: ВНИИОЭНГ, 1988. 56 с.
13. *Bear J., Braester C., Menier P.S.* Effective and relative permeabilities of anisotropic porous media // *Transp. Porous Media*. 1987. Vol. 2. № 3. P. 301-316.
14. *Рассохин С.Г.* Относительные фазовые проницаемости при фильтрации углеводородов в гидрофильном и гидрофобном керне // Актуальные проблемы освоения, разработки и эксплуатации месторождений природного газа. М.: ВНИИГАЗ, 2003. С. 50-64.
15. *Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Каневская Р.Д., Максимов В.М.* Подземная гидромеханика. М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005. 496 с.
16. *Тер-Саркисов Р.М., Максимов В.М., Басниев К.С.* и др. Геологическое и гидротермодинамическое моделирование месторождений нефти и газа. М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. 452 с.
17. *Moridis G.J., Kowalsky M.B., Pruess K.* Depressurization-Induced Gas Production From Class-1 Hydrate Deposits // *SPE 97266*. 2013. P. 11.
18. *Дмитриевский А.Н., Максимов В.М., Дмитриев Н.М.* Инновационные подходы в теории и технологиях разработки месторождений углеводородов // Теория и практика современных методов интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов: Материалы междунар. науч.-практ. конф. Гомель: ОАО «Полеспечать», 2012. С. 135-150.
19. *Maksimov V.M., Dmitriev N.M.* A new approach to the study of representative anisotropic core sample and two-phase flow in anisotropic porous media // *Nafta-Gaz*. 2013. № 4. P. 302-309.
20. *Максимов В.М., Дмитриев Н.М., Дмитриев М.Н., Мамедов Т.М., Тупысев М.К.* Способ определения анизотропии порового пространства и положения главных осей

тензора проницаемости горных пород на керне. Патент РФ 2 492 447. Оpubл. 10.09 2013. Бюл. № 25.

21. *Максимов В.М., Дмитриев Н.М.* От инноваций в науке к новым технологиям // Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов: Докл. IV Междунар. науч. симп. М.: ОАО «ВНИИнефть», 2013. Т. 1. С. 190-199.

22. *Максимов В.М., Дмитриев Н.М.* Исследование нелинейных законов фильтрации для анизотропных сред, проявляющих моноклинную симметрию фильтрационных свойств // Электрон. науч. журн. «Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика». 2014. Вып. 1(9). – Режим доступа: www.oilgasjournal.ru

23. *Дмитриев Н.М., Максимов В.М., Дмитриев М.Н., Кузьмичев А.Н.* Двухфазная фильтрация в ортотропной пористой среде: Теория и эксперимент // Изв. РАН. МЖГ. 2014. № 6.

24. *Максимов В.М.* Перекрестные эффекты относительных фазовых проницаемостей в процессах вытеснения нефти водой // Спецжурнал «Бурение и нефть». 2014. Сентябрь. С. 21-26.

25. *Максимов В.М., Дмитриев Н.М.* О научных приоритетах развития нефтегазового комплекса и новых эффектах анизотропии при вытеснении нефти несмешивающимися жидкостями // Нефтяное хозяйство, 2015, №7.

ПРИЛОЖЕНИЕ

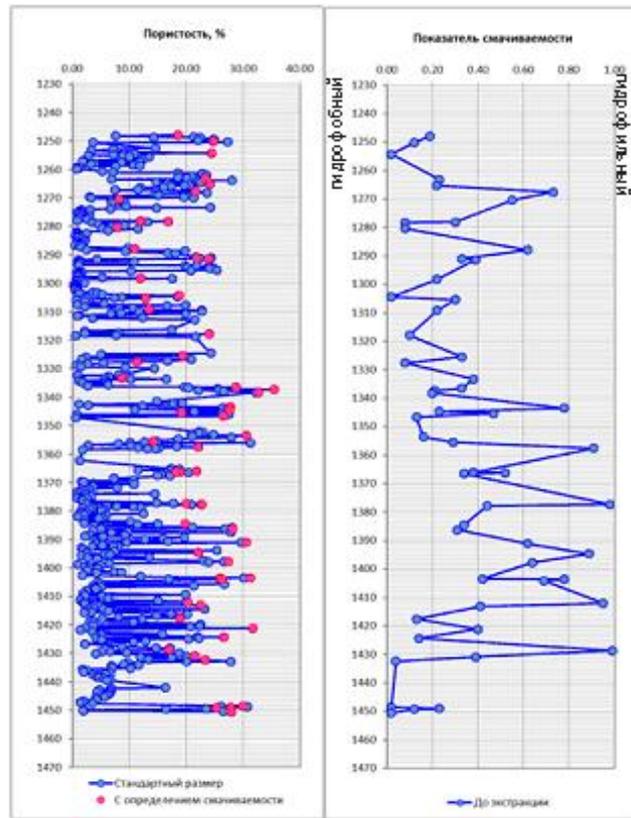


Рис. 1. Изменения показателей смачиваемости и открытой пористости по глубине (по данным анализа керна)

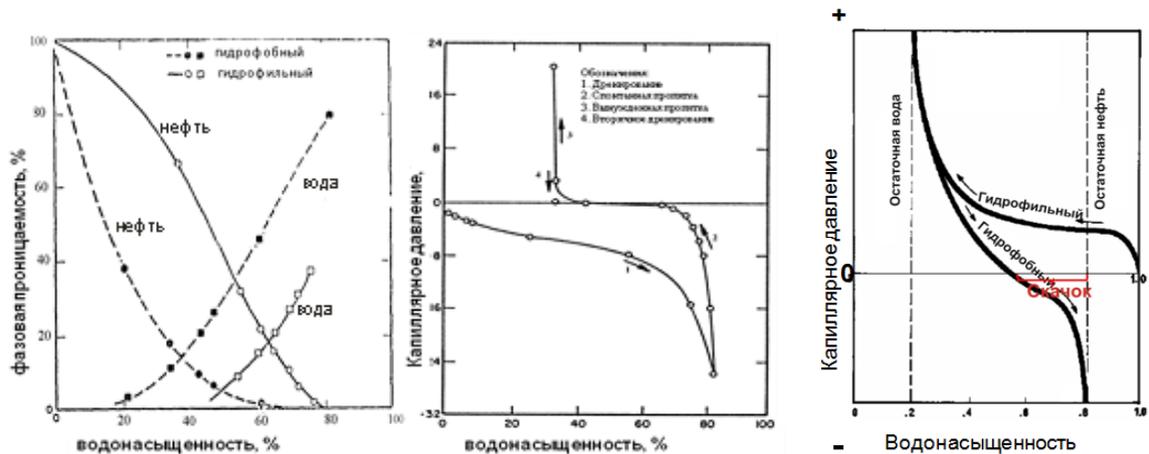


Рис. 2. Экспериментальные зависимости относительных фазовых проницаемостей и капиллярного давления в гидрофильных и гидрофобных пластах

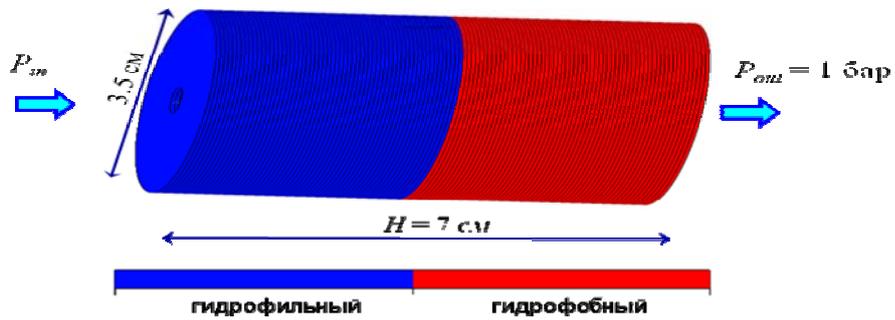


Рис. 3. Моделирование вытеснения нефти водой из неоднородного по смачиваемости керна: два региона смачиваемости

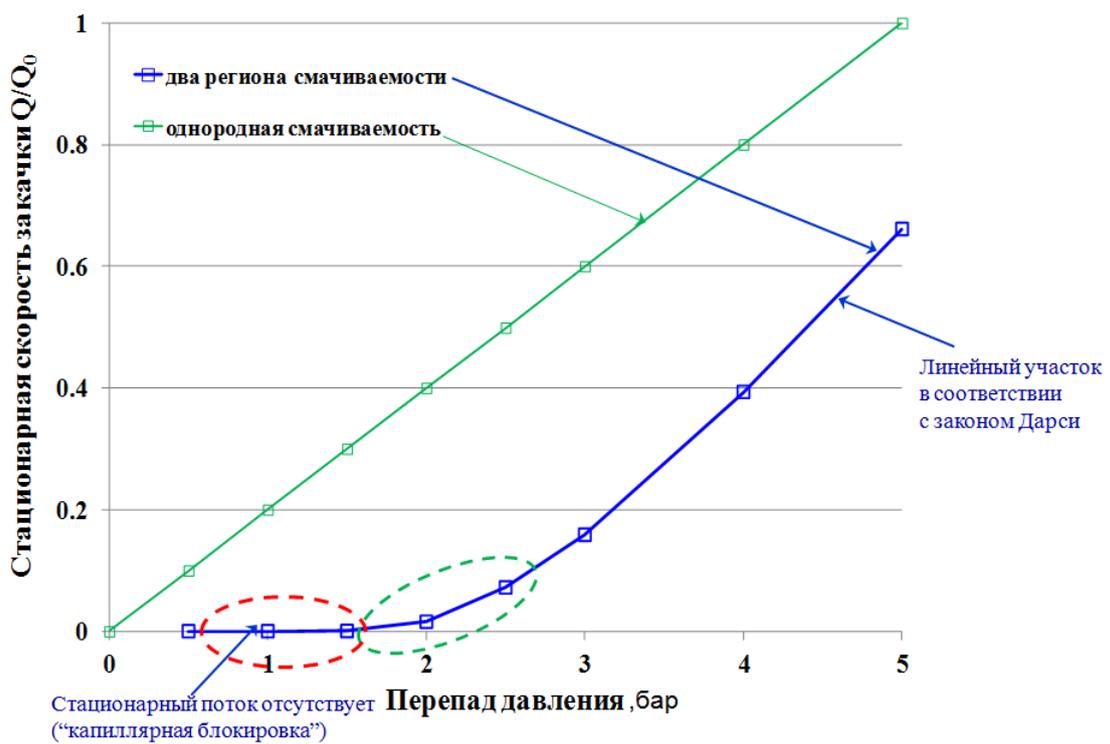


Рис. 4. Результаты моделирования закономерностей фильтрации воды в нефтенасыщенных образцах с текстурной смачиваемостью

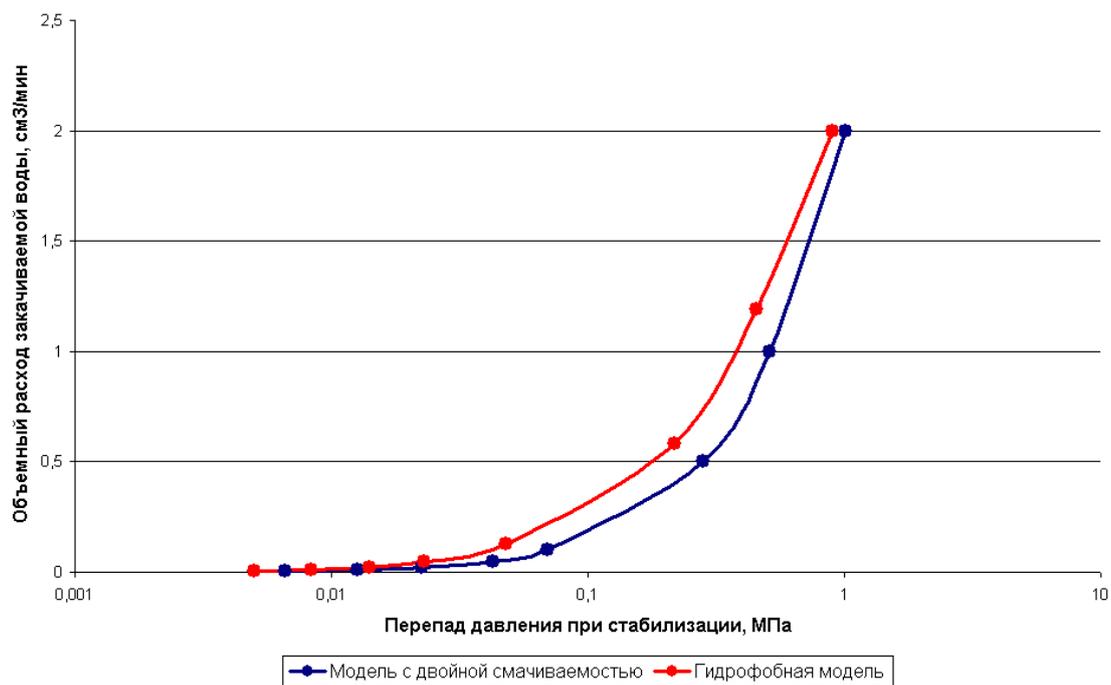


Рис. 5. Сопоставление перепада давления и расхода закачиваемой жидкости

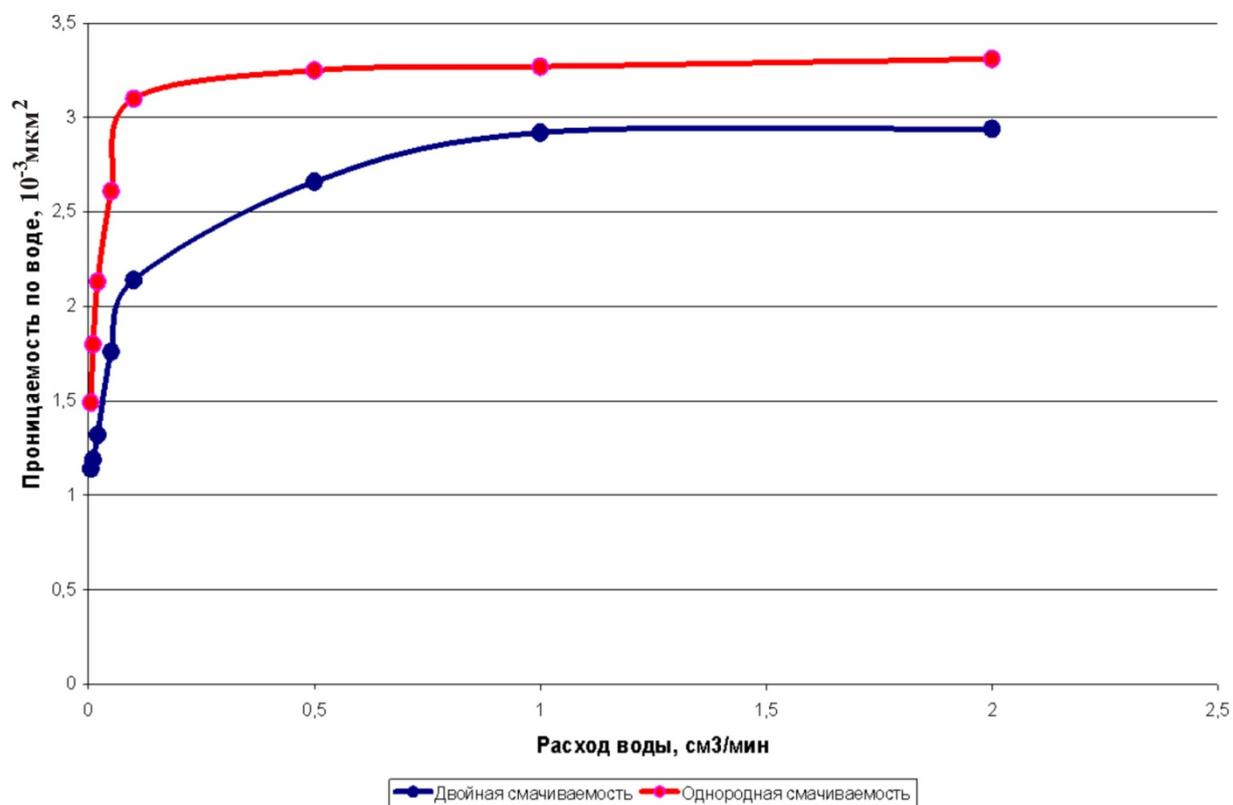


Рис. 6. Соотнесение проницаемости по воде к расходу закачиваемой воды для однородной и двойной смачиваемости

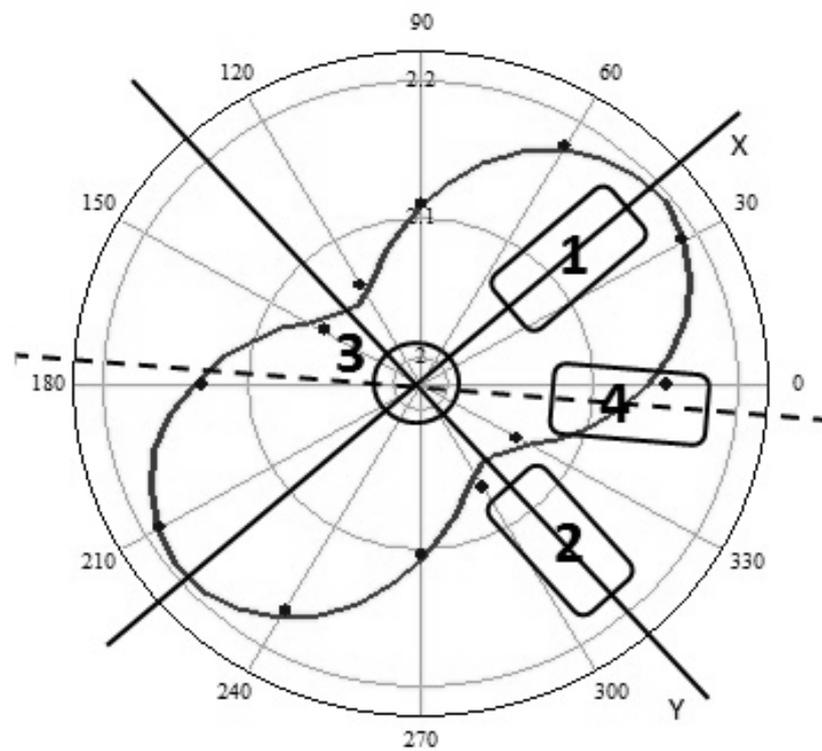


Рис. 7. Скорости прохождения ультразвуковых волн и направления главных осей тензора проницаемости для выпиливания образцов меньших размеров: точки – экспериментальные данные, непрерывная линия – теоретическая аппроксимация

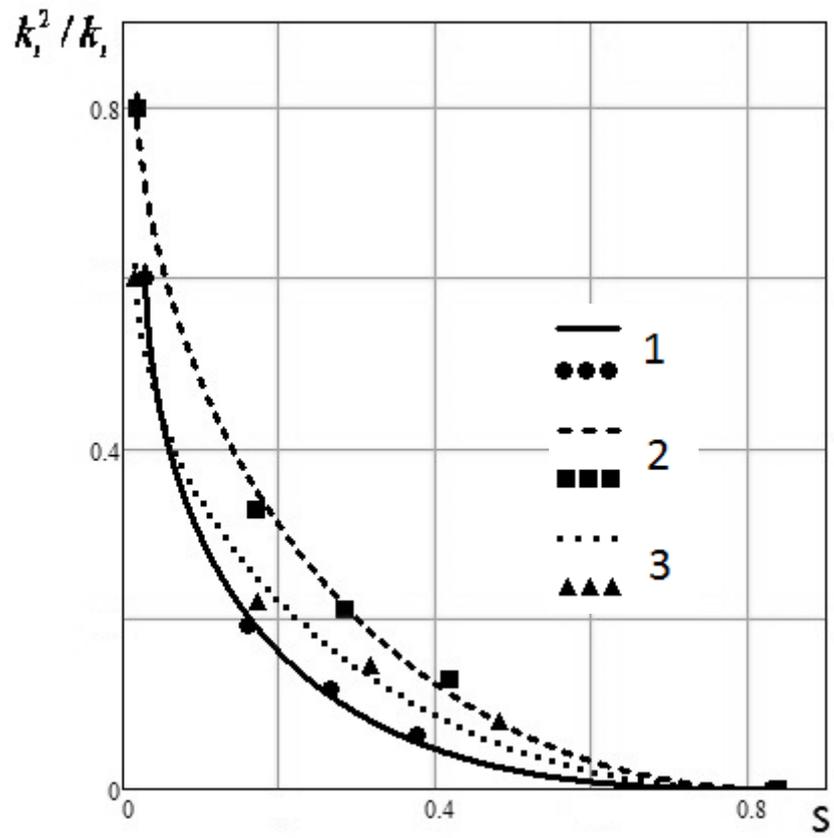


Рис. 8. Сравнение экспериментальных относительных фазовых проницаемостей с теоретическими для нефти
 1 – вдоль оси X, 2 – вдоль оси Y, 3 – вдоль оси Z

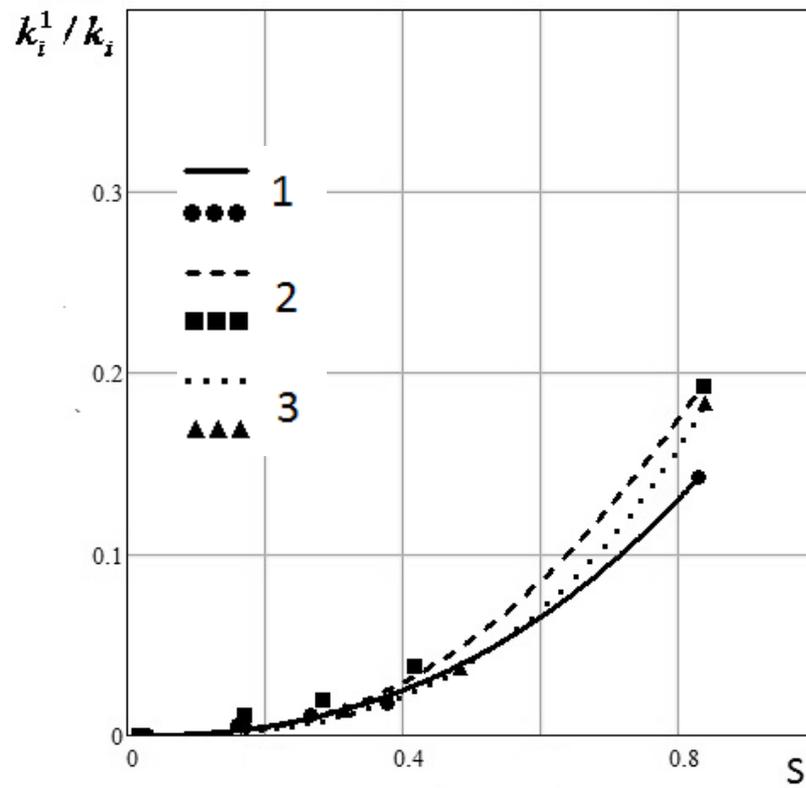


Рис. 9. Сравнение экспериментальных относительных фазовых проницаемостей с теоретическими для воды
 1 – вдоль оси X, 2 – вдоль оси Y, 3 – вдоль оси Z

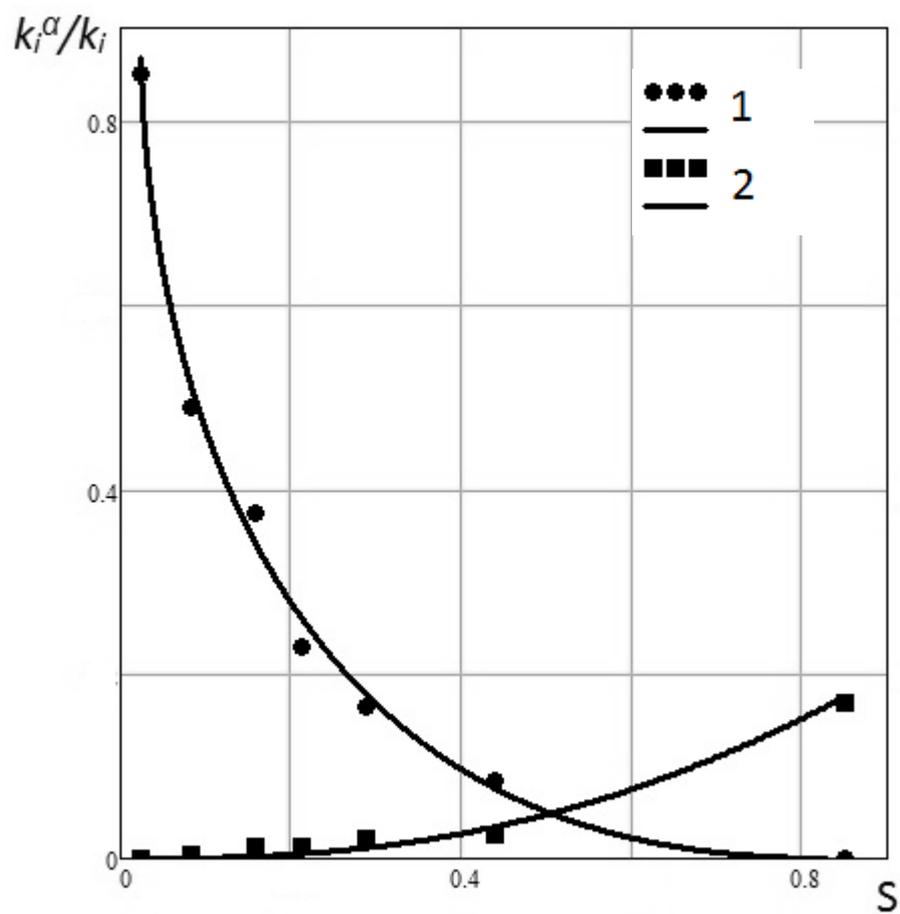


Рис. 10. Сравнение экспериментальных относительных фазовых проницаемостей контрольного образца с теоретическими для воды и нефти
1 – нефть, 2 – вода