

## **МЕХАНИКА ЖИДКОСТИ, ГАЗА И ППАЗМЫ**

**Михаил Алексеевич ЗАГОРОВСКИЙ<sup>1</sup>**  
**Сергей Викторович СТЕПАНОВ<sup>2</sup>**  
**Ян Ирекович ГИЛЬМАНОВ<sup>3</sup>**  
**Алексей Анатольевич ЗАГОРОВСКИЙ<sup>4</sup>**  
**Алексей Иванович ЗАЙЦЕВ<sup>5</sup>**

УДК 532.546.3

### **ОСОБЕННОСТИ ФИЗИЧЕСКОГО И МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ФИЛЬТРАЦИИ НЕФТИ И ВОДЫ ПРИ РАЗНЫХ ДАВЛЕНИЯХ ОБЖИМА**

<sup>1</sup> магистрант кафедры фундаментальной математики и механики,  
Тюменский государственный университет;  
специалист, Тюменский нефтяной научный центр  
mazagorovskiy2@tnnc.rosneft.ru

<sup>2</sup> доктор технических наук, профессор  
кафедры прикладной и технической физики,  
Тюменский государственный университет;  
старший эксперт, Тюменский нефтяной научный центр  
svstepanov@tnnc.rosneft.ru

<sup>3</sup> кандидат геолого-минералогических наук,  
эксперт по петрофизическим исследованиям,  
Тюменский нефтяной научный центр  
yigilmanov@tnnc.rosneft.ru

<sup>4</sup> заведующий лабораторией,  
Тюменский нефтяной научный центр  
aazagorovskiy@tnnc.rosneft.ru

<sup>5</sup> ведущий специалист,  
Тюменский нефтяной научный центр  
aizaitsev2@tnnc.rosneft.ru

**Цитирование:** Загоровский М. А. Особенности физического и математического моделирования фильтрации нефти и воды при разных давлениях обжима / М. А. Загоровский, С. В. Степанов, Я. И. Гильманов, А. А. Загоровский, А. И. Зайцев // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2021. Том 7. № 4 (28). С. 93-110.  
DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-93-110

### **Аннотация**

В статье рассматриваются особенности и результаты физического и математического моделирования фильтрационных экспериментов на терригенных и карбонатных образцах керна горной породы при разных давлениях обжима. Такие исследования необходимы для понимания влияния горного давления на фильтрационно-емкостные свойства и относительные фазовые проницаемости (ОФП) пород-коллекторов, в том числе и с позиции технологии «цифровой керн», поскольку томография керна, как правило, производится в атмосферных условиях, а данные по свойствам породы необходимы для пластовых условий.

Анализ литературных источников показал, что имеется незначительное количество публикаций, посвященных изучению влияния давления обжима на ОФП посредством физического моделирования. При этом не нашлось ни одной работы, в которой бы совместно рассматривались результаты физического и математического моделирования в аспекте изучения влияния давления обжима. В этой связи представленные материалы являются уникальными.

Лабораторное исследование ОФП выполнено на составных керновых моделях методом стационарной фильтрации при давлениях обжима 10 и 20 МПа. Математическое моделирование фильтрационных экспериментов выполнено в симуляторе Eclipse. Распределение пористости в гидродинамических моделях керна задавалось на основе данных по компьютерной томографии керна. Распределение остальных свойств породы (проницаемости, остаточных насыщенных, значения ОФП при остаточных насыщениях) рассчитывалось через обобщенные зависимости.

Показано, что для терригенных и карбонатных пород увеличение давления приводит к различному поведению функций ОФП и подвижности жидкости. Результаты лабораторных исследований интерпретируются с позиции процессов на микроуровне, исходя из формирования характера течения и связанной водонасыщенности при деформации пустотного пространства. Также показано, что фильтрационные эксперименты на керне при различных горных давлениях можно имитировать на гидродинамическом симуляторе, но при этом изучение закономерностей в изменении параметров моделей при изменении давления зависит от наличия закономерностей в поведении свойств породы по результатам физического моделирования.

### **Ключевые слова**

Относительная фазовая проницаемость, горное давление, керн, физическое моделирование, математическое моделирование.

DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-93-110

## Введение

Математическое моделирование применительно к решению задач, связанных с разработкой месторождений углеводородов, в основной своей массе относится к моделированию природных пластов и протекающих в нем процессов, в частности процессов многофазной фильтрации. Как правило, моделирование выполняется с использованием специализированного программного обеспечения — гидродинамических симуляторов — и основывается на понимании свойств горных пород, в том числе функций относительных фазовых проницаемостей (ОФП), получаемых в подавляющем большинстве случаев путем лабораторных исследований многофазной фильтрации.

Количество лабораторных результатов ОФП существенно (ориентировочно на два порядка) меньше количества данных по другим свойствам горной породы. Заметим, что данная ситуация имеет место для традиционных высокопроницаемых коллекторов, запасы углеводородов в которых в большей степени являются выработанными. Освоение нетрадиционных коллекторов, сложенных из низкопроницаемых пород или слабоконсолидированных пород, приведет к еще большему дефициту данных по свойствам горной породы и особенно по ОФП в связи с тем, что такие породы существенно труднее, а порой и вовсе невозможно исследовать с использованием лабораторного оборудования.

Выходом из такой ситуации может стать применение технологии «цифровой керн» [4, 11]. Эту технологию, однако, следует рассматривать не как полную замену лабораторным исследованиям керна, а как дополнение к ним. Тем не менее и такой «симбиоз» технологий для получения данных о свойствах горных пород не является универсальным. В частности, по причине того, что информация о внутреннем строении горной породы на основе томографии керна, как правило, получается в атмосферных (комнатных) условиях, а данные по ОФП необходимы применительно к пластовым условиям, под которыми понимаются пластовая температура, пластовое давление и горное давление. Неучет этого фактора, например с позиции горного давления, может привести к существенному искажению ОФП, рассчитанных по технологии «цифровой керн» [11].

Решение данной проблемы возможно двумя путями: первый — проведение томографических исследований при фильтрационных экспериментах в пластовых условиях, второй — понимание того, каким образом изменяется структура пустотного пространства при изменении давления, действующего на горную породу. Заметим, что понимание изменения структуры пустотного пространства на ОФП при прямых томографических исследованиях керна при разнообразных термобарических условиях затруднено по ряду причин. В первую очередь в виду необходимости использования образцов керна малого размера — для получения достаточного разрешения пустотного пространства. А малые образцы керна (ориентировочный размер 1-10 мм) являются существенным препятствием для технической организации эксперимента. Поэтому потенциально перспективным направлением для понимания того, как изменяется структура пустотного пространства при изменении давления обжима образцов (имитация горного давления)

и как это изменение влияет на многофазную фильтрацию, является сопоставление результатов «классических» лабораторных экспериментов при различных термобарических условиях с результатами математического моделирования таких экспериментов. Заметим, что в этом случае речь идет не о математическом моделировании многофазных течений на уровне пор (микроуровень), а о математическом моделировании многофазных течений на уровне зерна (мезоуровень).

Как показывает анализ литературных источников, на сегодняшний день имеется незначительное количество публикаций, в которых изучается влияние давления обжима на ОФП посредством физического моделирования, а также математическое моделирование многофазных течений на мезоуровне. При этом не нашлось ни одной работы, в которой бы совместно рассматривались результаты физического и математического моделирования в аспекте изучения влияния давления обжима. В этой связи *цель данной работы состояла в изучении особенностей физического и математического моделирования многофазной фильтрации в зернах при разных давлениях обжима как единого комплекса исследований для косвенного понимания влияния изменения структуры пустотного пространства горной породы на ОФП.*

Прежде чем переходить к полученным результатам, рассмотрим результаты нескольких сторонних работ, в которых изучается влияние давления обжима на ОФП. Предварительно заметим, что особенности математического моделирования многофазной фильтрации на мезоуровне представлены, например, в статье [7], в которой описывается опыт применения симулятора Eclipse для моделирования стационарной многофазной фильтрации на 1D однородных моделях зерна.

В статье [6] приводятся результаты исследований ОФП, выполненных по методу нестационарной фильтрации при различных вариантах порового давления и давления обжима с использованием песчаника Береа. Во всех вариантах получено, что давление влияет на ОФП. Так, в случае, когда эксперименты были проведены при постоянном поровом давлении, увеличение давления обжима приводит к заметному уменьшению ОФП по нефти и менее заметному увеличению ОФП по воде, при этом уменьшается связанная водонасыщенность и увеличивается остаточная нефтенасыщенность.

В статье [5] приводятся результаты исследования влияния давления обжима при постоянном поровом давлении, полученные при исследовании гидрофильного песчаника. Так же, как и в работе [6], увеличение давления обжима приводит к уменьшению ОФП по нефти и к слабому изменению ОФП, но с увеличением как связанной водонасыщенности, так и остаточной нефтенасыщенности. В обеих статьях авторы объясняют наблюдаемые эффекты изменением геометрии пор и перераспределением флюидов в пустотном пространстве.

Работа [5] интересна еще и тем, что в ней приводится обзор существующих исследований по влиянию горного давления на ОФП. Причем отмечается, что во всех исследованиях при увеличении давления обжима остаточная нефтенасыщенность увеличивается, а связанная водонасыщенность в части исследований увеличивается, тогда как в другой части — уменьшается.

В статье [8] приводятся результаты исследований ОФП в системе «нефть — вода» для трещиноватых карбонатных образцов керна. Установлено, что увеличение давления обжима приводит к увеличению связанной водонасыщенности и к несущественному уменьшению остаточной нефтенасыщенности. При этом авторы отмечают, что точки равной проницаемости двигаются вниз, т. е. ОФП обеих фаз уменьшаются.

Таким образом, суммарно, исходя из рассмотренных выше статей, можно сделать такой вывод: вне зависимости от типа породы увеличение давления обжима приводит к уменьшению ОФП, но при этом поведение конечных значений насыщенности является неоднозначным. *Причины такой неоднозначной картины, очевидно, могут быть связаны как со спецификой выполнения экспериментов, так и с особенностями строения и генезиса горной породы.*

### Особенности и методы физического моделирования

Физическое моделирование ставило своей целью получение данных по ОФП в системе «нефть — вода» для терригенных и карбонатных образцов керна при двух разных давлениях обжима — 10 и 20 МПа, причем минимальное давление ограничено возможностями лабораторного оборудования. Поскольку первостепенное значение имело получение ОФП при прочих равных условиях, давления обжима, поровое давление (7 МПа), температура (35 °С) и свойства флюидов были одинаковыми для всех моделей пласта. Таким образом, различие состояло только в типе горной породы и в ее фильтрационно-емкостных свойствах (ФЕС).

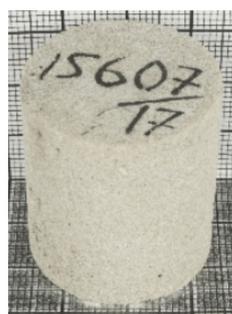
При выборе объекта исследований были сформулированы такие основные требования:

- 1) высокие ФЕС;
- 2) простой литологический состав, отсутствие глин, солей, битумов;
- 3) поровый тип коллектора с допуском на наличие микрокаверн.

Дополнительно при отборе образцов учитывалось, что программа лабораторных исследований предусматривает многократные операции по сушке, насыщению образцов, экстракции и выполнению измерений как в атмосферных, так и в термобарических условиях. По результатам анализа имеющегося керна были выбраны два объекта: терригенный пласт Б2 и карбонатный пласт А4.

Результаты исследований показывают, что образцы пласта А4 обладают преимущественно гидрофобной смачиваемостью, а образцы пласта Б2 — как преимущественно гидрофобной, так и гидрофильной смачиваемостью. При этом восстановление смачиваемости образцов керна в процессе подготовки к потоковым лабораторным исследованиям приводит к увеличению степени их фобизации. Заметим, что в естественных условиях терригенная порода, как правило, является гидрофильной, в нашем же случае выбранные образцы терригенной породы являются гидрофобными.

Из имеющихся на хранении свежих (не позднее 2017 г.) образцов были отобраны образцы диаметром 30 мм и длиной до 50 мм. После определения ФЕС по газу были отобраны образцы с высокими значениями проницаемости, выполнена рентгеновская компьютерная томография для оценки сохранности образцов



а)



б)

Рис. 1. Фотографии образцов терригенного (а) и карбонатного (б) коллектора

Fig. 1. Photo of sandstone (а) and carbonate (б) collector samples

и отсутствия внутренних дефектов. На рис. 1 показаны фотографии типичных образцов из коллекций изучаемых образцов керна.

Проведение экспериментов на ФЕС (проницаемость и пористость) и ОФП предусматривалось в двух вариантах: «нормальные условия» (НУ) и «барические условия» (БУ). НУ — это условия при минимально возможном для проведения эксперимента давлении гидравлического обжима (имитирующем горное давление в пласте), создаваемым манжетой, охватывающей боковую поверхность керна. БУ — это условия при горном давлении, соизмеримым с тем, что имеет место для реального пласта, откуда отобран керн.

Лабораторные исследования были проведены для четырех наборных моделей пластов, скомпонованных из стандартных образцов, причем две модели были терригенными (чистые кварцевые песчаники, условное обозначение 1Т и 2Т), а две других — карбонатными (условное обозначение 1К и 2К). В таблице 1 приведены значения абсолютной проницаемости ( $K_{пр}$ ) и пористости ( $K_{п}$ ) средних образцов моделей пластов, полученные при давлениях обжима ( $P_{гор}$ ), равных 20 и 10 МПа. Видно, что для всех образцов увеличение горного давления приводит к уменьшению (несущественному) ФЕС, что логично и может свидетельствовать об изменении пустотного пространства не только с позиции изменения его объема, но и с позиции изменения его структуры.

Определение ОФП (в системе «нефть — вода») выполнялось по классическому методу стационарной фильтрации с долей воды в потоке 0, 0,1, 0,25, 0,5, 0,75, 0,9, 1. В качестве воды использовался водный раствор соли NaCl концентрацией 100 г/л и вязкостью 0,86 мПа·с, а в качестве нефти — ее изовязкозная модель вязкостью 4,9 мПа·с. Флюиды взаимно нерастворимы, стабильны по свойствам на протяжении всего эксперимента. Заметим, что такой выбор флюидов обусловлен, с одной стороны, их одинаковостью для обоих типов пород, а с другой — тем, что эти свойства достаточно близки к реальным флюидам пластов А4 и Б2.

Для каждой модели пористой среды проводилось два эксперимента: с давлениями гидравлического обжима 10 МПа и 20 МПа, при постоянном поровом

Таблица 1

ФЕС моделей пластов при разных горных давлениях

Table 1

FCP of stratum models at different confining pressures

Модель	$P_{гор}$ , МПа	$K_{пп}$ , мД	$K_{пп}$ , %
1Т	20	632	18,3
	10	643	18,6
2Т	20	482	19,2
	10	490	19,3
1К	20	2 261	20
	10	2 306	20,2
2К	20	344	18,3
	10	353	18,6

давлении 7 МПа. Гидравлический (всесторонний) обжим задавался и поддерживался прецизионными насосами с погрешностью поддержания давления  $\pm 1$  кПа. Давление силиконовым маслом на горную породу передавалось через витонтовую (резиновую) манжету.

Текущая водонасыщенность оценивалась по постоянным измерениям электрического сопротивления на центральном участке модельного пласта по четырехэлектродной схеме в процессе проведения эксперимента. Начальная водонасыщенность создавалась методом полупроницаемой мембраны. Остаточная нефтенасыщенность создавалась методом разгонки флюидов на аппаратах Дина — Старка.

Для примера на рис. 2 представлены ОФП для модели 1Т в ненормированных и нормированных координатах. Как видно, увеличение горного давления приводит к уменьшению ОФП, при этом имеет место и заметное изменение формы ОФП, что может свидетельствовать о преобразовании структуры пустотного пространства, по которому происходит движение флюидов, и/или свидетельствовать об изменении характера и интенсивности межфазного взаимодействия.

На рис. 2 обращает на себя внимание низкое значение связанной водонасыщенности, что связано с гидрофобным характером смачиваемости скелета рассмотренных терригенных образцов. Эта особенность отличает их от терригенных горных пород-коллекторов большинства месторождений Западной Сибири.

Анализ функций подвижности жидкости показал, что увеличение давления обжима в эксперименте приводит к различному их поведению для терригенных и для карбонатных образцов (рис. 3, 4). Для образцов Т1 и Т2 подвижность жидкости уменьшается без существенного изменения и смещения диапазона насыщенности двухфазной фильтрации, а для образцов К1 и К2 имеет место заметное смещение вправо диапазона насыщенности.

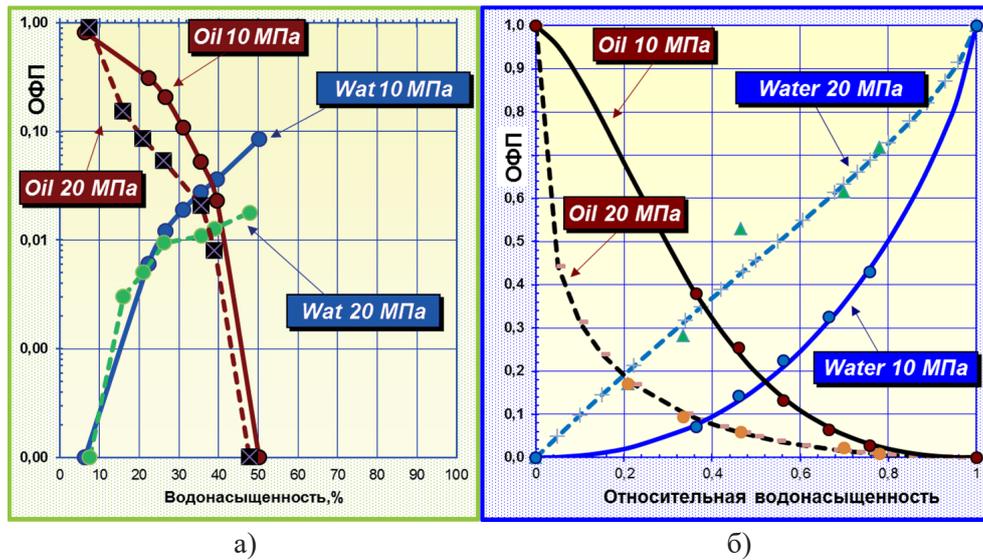


Рис. 2. ОФП при горном давлении 10 и 20 МПа для модели 1Т в ненормированных (а) и нормированных координатах (б)

Fig. 2. RPP at confining pressure 10 and 20 MPa for stratum model 1T in unnormalized (a) and normalized coordinates (б)

Для терригенных образцов такое поведение можно объяснить усилением режима четочного течения вследствие изменения структуры пустотного пространства. Это означает, что деформация пустотного пространства приводит к увеличению выраженности факторов, способствующих дроблению струек на отдельные капли (четки). Тем самым увеличивается сопротивление движению, а значит — уменьшается подвижность жидкости.

Для карбонатных образцов смещение области двухфазной фильтрации связано с тем, что увеличение горного давления привело к заметному увеличению связанной водонасыщенности. Причем, как это видно из таблицы 1, такое увеличение соответствует незначительному уменьшению абсолютной проницаемости. Из этого следует, что количество связанной водонасыщенности в первую очередь зависит от тех факторов ее формирования, которые слабо отражаются на величине абсолютной проницаемости, но при этом сильно отражаются на взаимодействии между флюидами. Таким образом, увеличение связанной водонасыщенности произошло за счет увеличения количества капиллярно-удерживаемой воды. С позиции увеличения горного давления это можно объяснить следующим образом. Для карбонатной породы вода — это не смачивающая фаза, и ее капиллярно-удерживаемая часть формируется за счет увеличения капиллярного давления в сужающихся капиллярах. Уменьшение радиуса капилляра (как вариант — раскрытости микротрещин) при увеличении горного давления приводит к тому, что внешняя сила, способствующая вытеснению воды нефтью, становится меньше капиллярной силы, а значит, увеличивается количество и размер застрявших

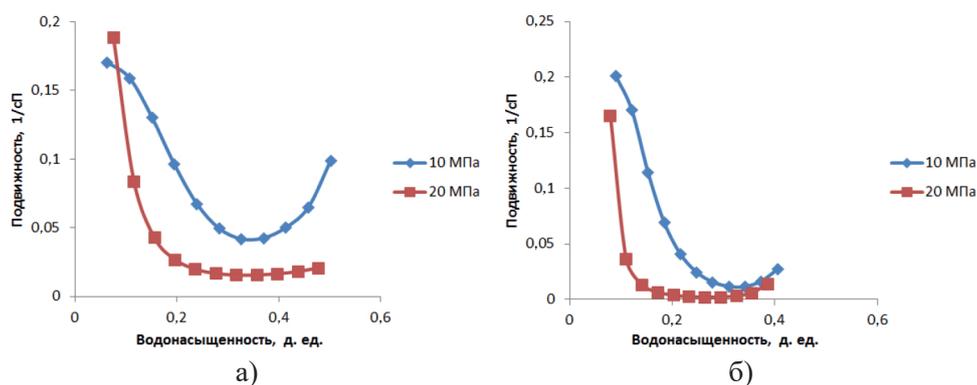


Рис. 3. Функции подвижности жидкости при разных горных давлениях для терригенных образцов 1Т (а) и 2Т (б)

Fig. 3. Fluid mobility functions at different confining pressures for sandstone samples 1T (a) and 2T (б)

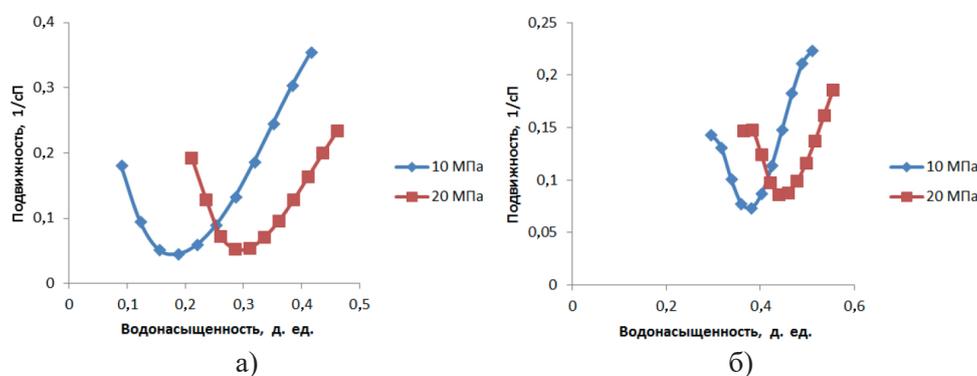


Рис. 4. Функции подвижности жидкости при разных горных давлениях для карбонатных образцов 1К (а) и 2К (б)

Fig. 4. Fluid mobility functions at different confining pressures for carbonate samples 1K (a) and 2K (б)

капелек воды. Стоит обратить внимание, что капиллярная сила пропорциональна модулю градиента капиллярного давления, который, в свою очередь, можно оценить как величину, обратно пропорциональную квадрату среднего радиуса капилляра. Это означает, что незначительное изменение абсолютной проницаемости (величина, прямо пропорциональная квадрату среднего радиуса капилляра) и существенное изменение связанной водонасыщенности соответствуют малым значениям размеров капилляров.

Как видно из рис. 4, при повышенном горном давлении диапазон изменения подвижности стал меньше. Такая особенность может быть объяснена увеличенным объемом связанной воды и, соответственно, блокировкой ею части пустотного пространства. Тот факт, что для карбонатных образцов, в отличие от терригенных, при повышенном горном давлении не наблюдается снижения кривых подвижности, означает, что характер течения практически не изменился.

Установлено, что увеличение давления обжима преимущественно приводит к уменьшению проницаемости по воде как для терригенных, так и для карбонатных образцов (по крайней мере, в рамках исследованной коллекции керна). При этом увеличение давления обжима приводит к уменьшению остаточной нефтенасыщенности у карбонатных образцов и к ее увеличению у терригенных образцов. Такое поведение согласуется с данными сторонних экспериментов, приведенными выше. И хотя речь идет о несущественных изменениях, такие тенденции свидетельствует о большой роли изменения характера течения при увеличении горного давления для образцов терригенных горных пород.

Учитывая, что подготовка образцов к исследованиям (в том числе восстановление смачиваемости) велась одинаково для первой и второй серии экспериментов, существенное различие функций подвижности для всех образцов керна (рис. 4) свидетельствует исключительно об изменении геометрии пустотного пространства. Поэтому томография керна, выполняемая в условиях, не соответствующих пластовым, может приводить к существенному искажению результатов математического моделирования с использованием технологии «цифровой керн» как минимум по причине несоответствия структуры пустотного пространства.

### Особенности и методы математического моделирования

Математическое моделирование ставило своей целью изучение характера и масштаба изменения параметров моделей керна при разных давлениях обжима. Особенностью математических моделей являлось то, что распределение свойств в расчетных ячейках задавалось на основе данных по компьютерной томографии керна. При этом для задания всех необходимых свойств использовались известные зависимости. Адаптация моделей проводилась на данные физического моделирования путем изменения параметров этих зависимостей.

В гидродинамическом симуляторе были построены 1D модели керна с количеством расчетных ячеек, одинаковых для всех моделей, от 950 до 1 100 (разница обусловлена только размером образцов керна). Распределение абсолютной проницаемости  $K_{\text{ПР}}$  задавалось по зависимости Козени — Кармана от пористости  $K_{\text{П}}$  [10]:

$$K_{\text{ПР}} = \frac{1}{C} \frac{K_{\text{П}}^3}{S^2 (1 - K_{\text{П}})^2}. \quad (1)$$

Связанная водонасыщенность  $S_{\text{wc}}$  рассчитывалась с использованием уравнения Тимура — Коатса (2) [1], остаточная нефтенасыщенность  $S_{\text{owcr}}$  — с использованием зависимости (3) [2], ОФП по нефти при связанной водонасыщенности  $k_{\text{row,wc}}$  и ОФП по воде при остаточной нефтенасыщенности  $k_{\text{rw,owcr}}$  — соответственно по зависимостям (4, 5) [3]. Функции ОФП аппроксимировались через зависимости LET (6, 7) [9]:

$$K_{\text{ПР}} = D K_{\text{П}}^n \left( \frac{1 - S_{\text{wc}}}{S_{\text{wc}}} \right)^l, \quad (2)$$

$$S_{owcr} = A_{owc} \cdot S_{wc}^{-B_{owc}}, \quad (3)$$

$$k_{row}(S_{wc}) = A_{row} \cdot \lg(K_{ПП}) + B_{row}, \quad (4)$$

$$k_{rw}(S_{owcr}) = A_{rw} \cdot K_{ПП} + B_{rw}, \quad (5)$$

$$k_{row} = k_{row}(S_{wc}) \cdot \frac{(1 - S_{wn})^{L_o}}{(1 - S_{wn})^{L_o} + E_o(S_{wn})^{T_o}}, \quad (6)$$

$$k_{rw} = k_{rw}(S_{owcr}) \cdot \frac{S_{wn}^{L_w}}{S_{wn}^{L_w} + E_w(1 - S_{wn})^{T_w}}. \quad (7)$$

Поскольку расчет  $K_{ПП}$  и ОФП требует имитации соответственно одно- и двух-фазного течения в керне, первая и последняя расчетные ячейки модели содержали нагнетательную и добывающую микроскважины, обеспечивающие определенный расход жидкости, который при имитации экспериментов на ОФП был одинаковым для каждого режима фильтрации. Размер крайних ячеек подбирался из сопоставления с радиусом Писмана. Это обуславливает то, что внешние торцевые ячейки существенно больше, чем внутренние, и их размеры соответственно равны  $3,2 \cdot 10^{-2}$  и  $3,06 \cdot 10^{-5}$  м.

На рис. 5, 6 показаны лабораторные данные и расчетные кривые ОФП по адаптированным моделям. Видно, что найденные параметры позволили достичь практически полного совпадения расчетных кривых с лабораторными данными. Сами параметры приведены в таблице 2.

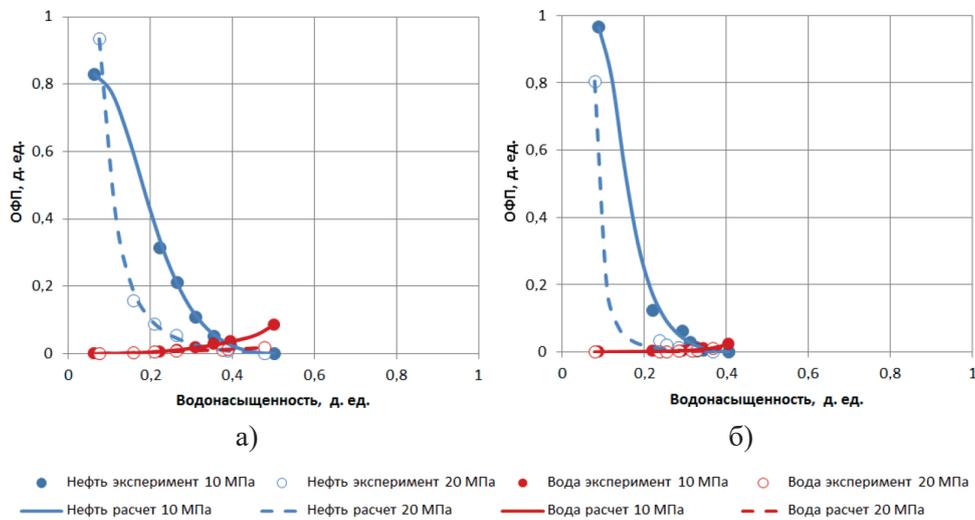


Рис. 5. Лабораторные значения и расчетные кривые ОФП для образцов 1Т (а) и 2Т (б) при разных горных давлениях

Fig. 5. Experimental data and calculated RPP curves for samples 1T (a) and 2T (б) at different confining pressures

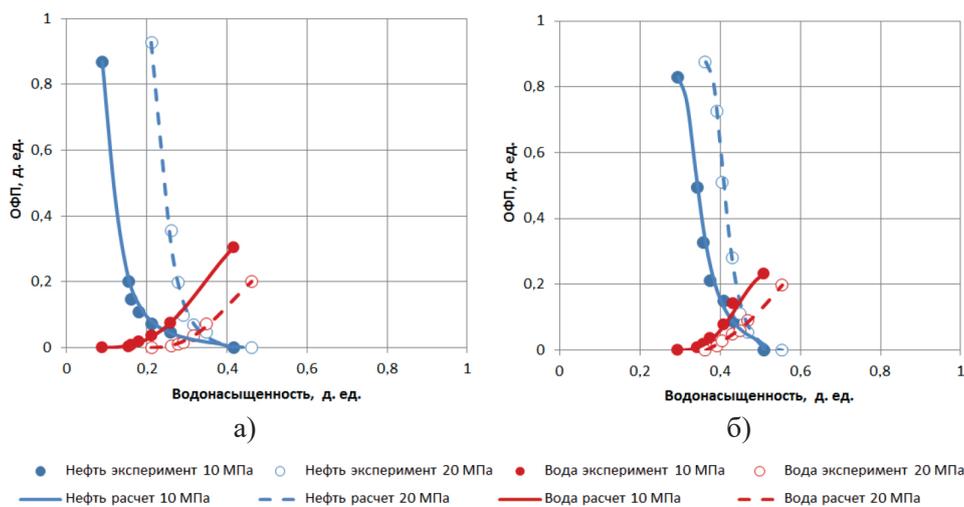


Рис. 6. Лабораторные значения и расчетные кривые ОФП для образцов 1К (а) и 2К (б) при разных горных давлениях

Fig. 6. Experimental data and calculated RPP curves for samples 1K (a) and 2K (б) at different confining pressures

В качестве исходных значений параметров были взяты те, что были получены при адаптации гидродинамических моделей ядра на лабораторные данные при давлении обжима 10 МПа. Как видно из таблицы 2, адаптация моделей на лабораторные данные при давлении обжима 20 МПа привела к тому, что часть параметров осталась неизменной относительно исходных значений (ячейки закрашены желтым цветом), а другая часть претерпела корректировку как в меньшую (ячейки закрашены оранжевым цветом), так и в большую (ячейки закрашены зеленым цветом) сторону, причем в очень широком диапазоне значений. Как видно, имеет место достаточно пестрая картина. Это может свидетельствовать о значительных изменениях в структуре пустотного пространства образцов горной породы и индуцированной этим изменением характера многофазного течения в порах. Другими словами, смещается диапазон и/или интенсивность четочного режима течения.

При этом обращает на себя внимание то, что для части параметров имеют место одинаковые тенденции в изменении параметров как для терригенных, так и для карбонатных образцов, а для другой части параметров логика их изменения различна и для образцов одинакового литологического типа. Объяснение данного факта кроется в том, что полученные результаты лабораторных исследований, на которые адаптировались математические модели, не имеют выраженных и одинаковых тенденций. Вообще говоря, такая ситуация не является чем-то уникальным: известно, что по лабораторным данным для многофазной и даже однофазной фильтрации, как правило, не удается, особенно на малом количестве данных, получать однозначные зависимости между различными свойствами. Поскольку

Таблица 2

Параметры зависимостей  
для гидродинамических моделей  
ядра при разных давлениях обжима

Table 2

Equation parameters for core  
hydrodynamic models at different  
confining pressures

Параметр	1Т		2Т		1К		2К	
	10 МПа	20 МПа	10 МПа	20 МПа	10 МПа	20 МПа	10 МПа	20 МПа
$S \cdot 10^{-3},$ $M^{-1}$	12,15		12,15		34,7		34,7	
$C$	60,064	65,24	85,793	93,97	2,952	2,979	13,0889	14,3
$D$	4,00E + 07		4,00E + 07		129		100	
$n$	1,00E – 02		1,00E – 02		1		2,84	
$l$	9,05	9,7	10,431	9,93	4,929	8,67	7,067	11,2
$A_{овс}$	0,0493	0,0595	0,078	0,0758	0,077	0,146	0,17499	0,19
$B_{овс}$	0,837		0,837		0,837		0,837	
$A_{row}$	0,13964	0,161	0,19698	0,1425	0,13115	0,1425	0,14649	0,1425
$B_{row}$	0,2		0,2		0,2		0,2	
$A_{rw} \cdot 10^{-5}$	7,8	1	3	1	3,3	1	7	1
$B_{rw}$	0,00535		0,00435		0,122		0,13	
$Lo$	1,8	1,2	1,5	1	0,3	1,5	0,2	1,2
$EO$	4	25	10	100	45	27	20	17
$To$	1,8	1,34	1,8	1,5	1,7	1,9	2,3	2,85
$Lw$	2	1	0,5	0,4	2,3	2	2,2	1,9
$EW$	2,2	1,3	17	10	1,4		1,4	
$Tw$	0,7	0,9	1,4	1,6	1		1,3	

математическая модель строится на различных закономерностях, задаваемых формулами (1-7), несоответствие в логике изменения некоторых свойств и приводит к наблюдаемой особенности в поведении параметров математических моделей.

### Заключение

Обработка результатов физического моделирования двухфазной фильтрации в опытах на относительные фазовые проницаемости позволяет говорить о том, что изменение горного давления по-разному влияет на характер течения в терригенных и карбонатных породах. Для терригенных образцов имеет место уменьшение подвижности жидкости при увеличении горного давления. Такое

поведение можно объяснить усилением режима четочного течения вследствие изменения структуры пустотного пространства. Для карбонатных образцов имеет место смещение области двухфазной фильтрации в сторону увеличения водонасыщенности при увеличении горного давления за счет увеличения связанной водонасыщенности по причине увеличения капиллярно-удерживаемой воды при деформации породы.

Математическое моделирование показало, что для рассмотренных четырех моделей терригенного и карбонатного керна не наблюдается однозначных тенденций в изменении параметров математических моделей при разных давлениях обжима. Это является следствием отсутствия в данных, на которые адаптировались математические модели, выраженных и одинаковых тенденций. То, что часть параметров моделей при разных давлениях обжима не изменяются, а другая часть параметров изменяется, причем в разных направлениях, может свидетельствовать о значительных изменениях в структуре пустотного пространства образцов горной породы.

Таким образом, выявленные особенности физического и математического моделирования многофазной фильтрации в кернах при разных давлениях обжима как единого комплекса исследований показали, что различие в ОФП при разных горных давлениях связано с изменением структуры пустотного пространства горной породы и обусловленным этим изменением характера течения в порах.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Байков В. А. Петрофизическое моделирование сложнопостроенного терригенного коллектора / В. А. Байков, С. И. Коновалова, С. П. Михайлов // Территория «Нефтегаз». 2018. № 11. С. 37.
2. Иванов В. А. Структура порового пространства коллекторов нефти и газа / В. А. Иванов, В. Г. Храмова, Д. О. Дияров. М.: Недра, 1974. С. 57.
3. Практическое руководство по созданию гидродинамических моделей. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. С. 112.
4. Степанов С. В. Цифровой анализ керна: проблемы и перспективы / С. В. Степанов, Д. П. Патраков, В. В. Васильев, А. Б. Шабаров, А. В. Шаталов // Нефтяное хозяйство. 2018. № 2. С. 18-22. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-2-18-22
5. Adenutsi C. D. Influence of net confining stress on NMR T2 distribution and two-phase relative permeability / C. D. Adenutsi, Z. Li, Z. Xu, L. Sun // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. Vol. 178. Pp. 766-777. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.03.083
6. Al-Quraisji A. Pore pressure versus confining pressure and their effect on oil-water relative permeability curves / A. Al-Quraisji, M. Khairy // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2005. Vol. 48. Pp. 120-126. DOI: 10.1016/j.petrol.2005.04.006
7. Jenei B. Numerical Modelling and Automated History Matching in SCAL for Improved Data Quality: Master thesis / B. Jenei. Leoben: University of Leoben, 2017.

8. Lian P. Q. The characteristics of relative permeability curves in naturally fractured carbonate reservoirs / P. Q. Lian, L. S. Cheng, C. Y. Ma // *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 2012. Vol. 51. No. 2. Pp. 137-142. DOI: 10.2118/154814-PA
9. Lomeland F. A new versatile relative permeability correlation / F. Lomeland, E. Ebeltoft, W. H. Thomas // *International Symposium of the Society of Core Analysis (Toronto, Canada, August 2005)*. 2005. Paper No. SCA2005-32.
10. Mostaghimi P. *Transport Phenomena Modelled on Pore-Space Images: Ph. D. diss.* / P. Mostaghimi. London: Imperial College London, 2012. P. 84.
11. Shandrygin A. N. Digital core analysis for flow process evaluation is myth or reality? / A. N. Shandrygin // Paper presented at the SPE Russian Oil and Gas Exploration & Technical Conference and Exhibition (Moscow, Russia, October 2014). 2014. Paper No. SPE-171216-MS. DOI: 10.2118/171216-MS

**Mikhail A. ZAGOROVSKIY<sup>1</sup>**

**Sergei V. STEPANOV<sup>2</sup>**

**Yan I. GILMANOV<sup>3</sup>**

**Alexei A. ZAGOROVSKIY<sup>4</sup>**

**Alexei I. ZAITSEV<sup>5</sup>**

UDC 532.546.3

**FEATURES OF PHYSICAL AND MATHEMATICAL MODELING  
OF OIL AND WATER FILTRATION  
AT DIFFERENT CRIMPING PRESSURES**

<sup>1</sup> Master Student, Department of Fundamental Mathematics and Mechanics,  
University of Tyumen; Specialist, Tyumen Petroleum Research Center  
mazagorovskiy2@tnc.rosneft.ru

<sup>2</sup> Dr. Sci. (Tech.), Professor, Department of Applied and Technical Physics,  
University of Tyumen; Senior Expert, Tyumen Petroleum Research Center  
svstepanov@tnc.rosneft.ru

<sup>3</sup> Cand. Sci. (Geol.-Mineral.), Expert, Tyumen Petroleum Research Center  
yigilmanov@tnc.rosneft.ru

<sup>4</sup> Laboratory Head, Tyumen Petroleum Research Center  
aazagorovskiy@tnc.rosneft.ru

<sup>5</sup> Lead Specialist, Tyumen Petroleum Research Center  
aizaitsev2@tnc.rosneft.ru

**Abstract**

The article discusses the features and results of physical and mathematical modeling of filtration experiments on terrigenous and carbonate rock core samples at different crimping pressures. Such studies are necessary to understand the effect of rock pressure on the reservoir properties and relative phase permeability (RP) of reservoir rocks, including from the standpoint of

---

**Citation:** Zagorovskiy M. A., Stepanov S. V., Gilmanov Ya. I., Zagorovskiy A. A., Zaitsev A. I. 2021. "Features of physical and mathematical modeling of oil and water filtration at different crimping pressures". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 7, no. 4 (28), pp. 93-110.  
DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-93-110

the Digital Core technology, since core tomography is usually performed under atmospheric conditions and data on rock properties are required for reservoir conditions.

The article discusses the features and results of physical and mathematical modeling of filtration experiments on terrigenous and carbonate rock core samples at different crimping pressures. Such studies are necessary to understand the effect of rock pressure on the reservoir properties and relative phase permeability (RP) of reservoir rocks, including from the standpoint of the Digital Core technology, since core tomography is usually performed under atmospheric conditions and data on rock properties are required for reservoir conditions.

The laboratory study of the relative permeability was carried out on composite core models by the method of stationary filtration at crimping pressures of 10 and 20 MPa. Mathematical modeling of filtration experiments was performed in the Eclipse simulator. The distribution of porosity in the hydrodynamic models of the core was set based on data from computed tomography of the core. The distribution of other rock properties (permeability, residual saturations, RPP values at residual saturations) was calculated using generalized dependencies.

It is shown that for terrigenous and carbonate rocks, an increase in pressure leads to different behavior of the RPP functions and fluid mobility. The results of laboratory studies are interpreted from the point of view of processes at the micro level, based on the formation of the nature of the flow and the associated water saturation during deformation of the void space. It is also shown that filtration experiments on core at different rock pressures can be simulated on a hydrodynamic simulator, but at the same time, the study of patterns in the change in model parameters with a change in pressure depends on the presence of patterns in the behavior of rock properties based on the results of physical modeling.

### **Keywords**

Relative phase permeability, rock pressure, core, physical modeling, mathematical modeling.

**DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-93-110**

### **REFERENCES**

1. Baikov V. A., Konovalova S. I., Mikhailov S. P. 2021. "Petrophysical modeling of complexly constructed terrigenous reservoir". Territory "Oil and Gas", no. 11, p. 37. [In Russian]
2. Ivanov V. A., Khramova V. G., Diyarov D. O. 1974. Structure of the pore space of oil and gas reservoirs". Moscow: Nedra. 57 p. [In Russian]
3. Practical guide to creating hydrodynamic models. 2012. Moscow-Ijevsk: Institute of computer researches. P. 112. [In Russian]
4. Stepanov S. V., Patrakov D. V., Vasiliev V. V., Shabarov A. B., Shatalov A. V. 2018. "Digital core analysis: problems and perspectives". Oil Industry, no. 2, pp. 18-22. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-2-18-22 [In Russian]
5. Adenutsi C. D., Li Z., Xu Z., Sun L. 2019. "Influence of net confining stress on NMR T2 distribution and two-phase relative permeability". Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 178, pp. 766-777. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.03.083

6. Al-Quraisji A., Khairy M. 2005. "Pore pressure versus confining pressure and their effect on oil-water relative permeability curves". *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 48, pp. 120-126. DOI: 10.1016/j.petrol.2005.04.006
7. Jenei B. 2017. Numerical modelling and automated history matching in SCAL for improved data quality: Master thesis. Leoben: University of Leoben.
8. Lian P. Q., Cheng L. S., Ma C. Y. 2012. "The Characteristics of Relative Permeability Curves in Naturally Fractured Carbonate Reservoirs". *Journal of Canadian Petroleum Technology*, vol. 51, no. 2, pp. 137-142. DOI: 10.2118/154814-PA
9. Lomeland F., Ebeltoft E., Thomas W. H. 2005. "A new versatile relative permeability correlation". *International Symposium of the Society of Core Analysis, Toronto, Canada*. Paper Number: SCA2005-32.
10. Mostaghimi P. 2012. Transport Phenomena Modelled on Pore-Space Images: Ph. D. diss. London: Imperial College London. P. 84. DOI: 10.2118/171216-MS
11. Shandrygin A. N. 2014. "Digital Core Analysis for Flow Process Evaluation is Myth or Reality?". Paper presented at the SPE Russian Oil and Gas Exploration and Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia. Paper Number: SPE-171216-MS.