


МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ МАТЕМАТИКИ И КОМПЬЮТЕРНЫХ НАУК
Кафедра фундаментальной математики и механики

РЕКОМЕНДОВАНО К ЗАЩИТЕ В ГЭК
Заведующий кафедрой

к.ф.-м.н.

 А.П. Девятков
27.06. 2022 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
магистерская диссертация

МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭКСПЕРИМЕНТОВ ПО ДВУХФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ
С УЧЕТОМ НЕОДНОРОДНОСТИ ВНУТРЕННЕГО СТРОЕНИЯ КЕРНА В
СИМУЛЯТОРЕ ECLIPSE

01.04.01 Математика

Магистерская программа «Вычислительная механика»

Выполнил работу
Студент 2 курса
очной
формы обучения


(Подпись)

Загоровский
Михаил
Алексеевич

Научный руководитель
д.т.н., профессор кафедры
прикладной и технической физики
ТюмГУ


(Подпись)

Степанов
Сергей
Викторович

Рецензент
Заместитель начальника комплекса
по управлению выработкой запасов
углеводородов
ТО «СургутНИПИнефть»


(Подпись)

Климов
Алексей
Александрович

СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	4
ВВЕДЕНИЕ	6
ГЛАВА 1. МЕТОДЫ ПОЛУЧЕНИЯ ОФП.....	8
1.1. ЛАБОРАТОРНЫЕ МЕТОДЫ ИЗМЕРЕНИЯ ОФП	8
1.2. ЭМПИРИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ОФП.....	10
1.3. РАСЧЕТ ОФП С ПОМОЩЬЮ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ЭКСПЕРИМЕНТОВ В МАСШТАБЕ КЕРНА	12
ГЛАВА 2. ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ СИМУЛЯТОРА SCHLUMBERGER ECLIPSE	17
2.1. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ДВУХФАЗНОЙ ИЗОТЕРМИЧЕСКОЙ ФИЛЬТРАЦИИ.....	17
2.2. АНАЛИЗ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ РАЗНОСТНЫХ СХЕМ ПО ВРЕМЕНИ СЧЕТА.....	20
2.3. УСКОРЕНИЕ РАСЧЕТОВ В СИМУЛЯТОРЕ ECLIPSE	26
ГЛАВА 3. ПОСТРОЕНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ КЕРНА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДАННЫХ КОМПЬЮТЕРНОЙ ТОМОГРАФИИ.....	30
3.1. ОПИСАНИЕ ИССЛЕДУЕМОЙ ВЫБОРКИ ОБРАЗЦОВ.....	30
3.2. ПОСТРОЕНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ КЕРНА	34
3.3. ВЕРИФИКАЦИЯ МОДЕЛЕЙ	37
3.4. МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭКСПЕРИМЕНТОВ ПО ОДНОФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ.....	41
3.4.1. ВЛИЯНИЕ ДИСКРЕТИЗАЦИИ РАСЧЕТНОЙ СЕТКИ НА СХОДИМОСТЬ И ВРЕМЯ РАСЧЕТА.....	43

3.5. МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭКСПЕРИМЕНТОВ ПО ДВУХФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ.....	47
3.6. МОДЕЛИРОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИИ НЕФТИ И ВОДЫ ПРИ РАЗНЫХ ДАВЛЕНИЯХ ОБЖИМА	51
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	56
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	58
ПРИЛОЖЕНИЕ. ПРОФИЛИ ПОРИСТОСТИ, ПОЛУЧЕННЫЕ В РЕЗУЛЬТАТЕ ТОМОГРАФИРОВАНИЯ СУХИХ ОБРАЗЦОВ	61

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ФЕС	-	Фильтрационно-емкостные свойства
ОФП	-	Относительная фазовая проницаемость
КИН	-	Коэффициент извлечения нефти
КТ	-	Компьютерная томография
ГМ	-	Геологическая модель
ГДМ	-	Гидродинамическая модель
SCAL	-	Special core analysis (Специальные исследования керна)
ФБЛ	-	Функция Баклея-Левретта
$K_{п}, m$	д. ед.	Коэффициент пористости
c	-	Константа Козени. Извилистость поровых каналов
S	m^{-1}	Удельная поверхность поровых каналов
S_w	д. ед.	Водонасыщенность
S_{wc}, S_{wr}	д. ед.	Остаточная водонасыщенность
S_{wn}	д. ед.	Нормированная (относительная) водонасыщенность
S_o	д. ед.	Нефтенасыщенность
S_{owcr}, S_{or}	д. ед.	Остаточная нефтенасыщенность
$K_{пр}, K_{АБС}, k$	мД	Коэффициент абсолютной проницаемости
$K_o(S_w), f_o(S_w)$	мД	Фазовая проницаемость нефти
$K_w(S_w), f_w(S_w)$	мД	Фазовая проницаемость воды
$k_{row}(S_w), k_{ro}(S_w)$	д. ед.	ОФП нефти
$k_{rw}(S_w)$	д. ед.	ОФП воды
$k_{row}(S_{wc}), k_{ro}(S_{wc})$	д. ед.	ОФП нефти при остаточной водонасыщенности
$k_{rw}(S_{owcr}), k_{rw}(S_{or})$	д. ед.	ОФП воды при остаточной нефтенасыщенности
P_c, P_{cow}	атм	Капиллярное давление на границе нефть-вода
P	атм	Давление
ΔP	атм	Перепад давления между торцами модели керна

$P_{\text{горн}}, P_{\text{обж}}$	МПа	Горное давление, давление обжима
A	см ²	Площадь поперечного сечения керна
L	см	Длина керна
D	см	Диаметр керна
Q_o	см ³ /час	Объемный расход нефти
Q_w	см ³ /час	Объемный расход воды
F	д. ед.	Функция Баклея-Левретта
ρ_o, ρ_o^0	кг/м ³	Плотность нефти
ρ_w, ρ_w^0	кг/м ³	Плотность воды
μ_o	сП	Вязкость нефти
μ_w	сП	Вязкость воды
B_o	м ³ /м ³	Объемный коэффициент нефти
B_w	м ³ /м ³	Объемный коэффициент воды
N	ед.	Количество расчетных блоков
g	м/с ²	Ускорение свободного падения
x	м	Координата
$dx, \Delta x, \delta$	м	Координатный шаг (размер сеточного блока)
t, T	с	Время
$dt, \Delta t$	с	Временной шаг

ВВЕДЕНИЕ

Моделирование разработки месторождений нефти во многом опирается на данные по относительным фазовым проницаемостям (ОФП), получаемым посредством проведения фильтрационных экспериментов на кернах.

Как показывает практика, количество данных по ОФП ориентировочно на 2 порядка меньше, чем по другим свойствам горной породы, например, пористости и проницаемости. Такая ситуация наблюдается для традиционных высокопроницаемых коллекторов и особенно критична для пород-коллекторов, относящихся к категории трудно извлекаемых запасов (ТРИЗ).

В этой связи актуальным направлением становится проведение вычислительных фильтрационных экспериментов, которые стоит рассматривать не как замену лабораторному эксперименту, а как инструмент, позволяющий увеличить количество данных об относительных фазовых проницаемостях и вычислять ОФП в непрерывном диапазоне насыщенностей фаз, в том числе по данным нестационарной фильтрации и центрифугирования.

Существующие программные комплексы для моделирования потоковых экспериментов в качестве математической модели используют широко распространенную систему дифференциальных уравнений “blackoil” и принимают в качестве допущения однородное распределение ФЕС по длине керна [6]. Однако проведенные томографические исследования [9, 18] показывают, что у терригенных и, в особенности, карбонатных образцов наблюдается неоднородность внутреннего строения, влияющая на характер многофазного течения и, как следствие, на относительные фазовые проницаемости.

Целью работы является исследование возможности математического моделирования многофазной фильтрации в кернах в симуляторе ECLIPSE с учетом неоднородности внутреннего строения керна и последующей адаптацией моделей на фактические данные.

Задачи исследования:

1. Провести обзор существующих подходов и исследований в области численного моделирования потоковых экспериментов;
2. Создать геологические модели исследуемых образцов керна на основе данных их рентгеновской компьютерной томографии;
3. Выполнить моделирование экспериментов по однофазной фильтрации для определения абсолютной проницаемости. Провести адаптацию моделей;
4. Провести анализ сходимости результатов расчета с позиции особенностей неоднородного строения моделей образцов;
5. Выполнить моделирование экспериментов по двухфазной фильтрации для определения ОФП в системе нефть-вода. Провести адаптацию моделей;
6. Исследовать особенности моделирования фильтрации нефти и воды при разных давлениях обжима.

ГЛАВА 1. МЕТОДЫ ПОЛУЧЕНИЯ ОФП

1.1. ЛАБОРАТОРНЫЕ МЕТОДЫ ИЗМЕРЕНИЯ ОФП

Относительные фазовые проницаемости в системе нефть-вода могут быть определены экспериментально тремя основными методами [10]:

- 1) Метод стационарной фильтрации (SS)
- 2) Метод нестационарной фильтрации (USS)
- 3) Метод центрифугирования

Метод стационарной фильтрации заключается в одновременной фильтрации нескольких фаз через образец до достижения стационарности течения, заключающегося в стабилизации насыщенности и перепада давления на торцах образца. Документом, регламентирующим параметры эксперимента при определении ОФП SS – методом является ОСТ 39-235-89 [23]. В частности, в нем указана материалы и оборудование, необходимое для проведения эксперимента, линейная скорость фильтрации, количество режимов фильтрации, методика обработки результатов измерений и требования к их точности.

В основе метода нестационарной фильтрации лежит процесс непрерывного вытеснения нефти водой, что наиболее характерно для реальных процессов, происходящих в пласте на различных этапах его разработки. При использовании нестационарного метода для получения ОФП требуется меньшее время, чем при использовании стационарных методов [22], однако диапазон насыщенности, в которой экспериментально измеряется ОФП меньше – от водонасыщенности, соответствующей моменту прорыва воды, до предельной водонасыщенности. Для восстановления недостающей части кривой ОФП используются аналитические или численные методы, например метод JBN [2, 13, 22].

Метод центрифугирования широко используется при проведении капиллярметрических исследований и также может быть использован для получения информации об ОФП, например методом Хасслера-Буннера или Хагоорта [10]. Основные преимущества метода центрифугирования являются более быстрый и более эффективный дренаж и возможностью измерить очень низкие значения относительной проницаемости близко к остаточной насыщенности.

Обобщение современных практик в области определения ОФП различными лабораторными методами можно представить в виде диаграммы (рис. 1.1) [10]:

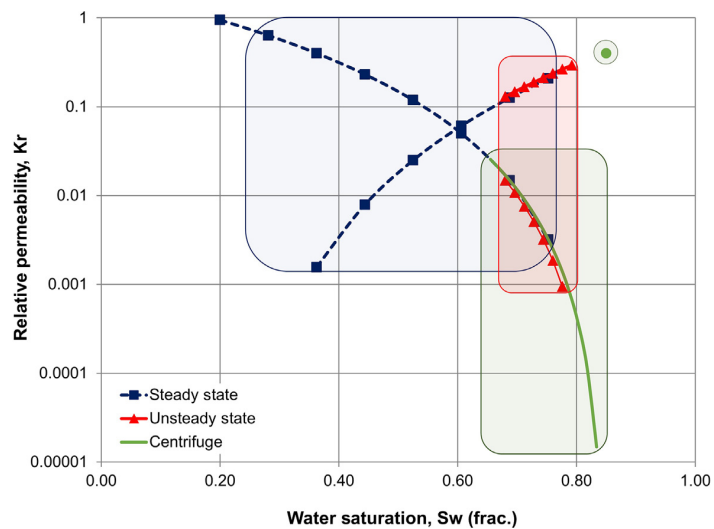


Рис. 1.1. Области применимости результатов изучения относительной проницаемости для разных методов

1.2. ЭМПИРИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ОФП

Эмпирический подход к определению относительных фазовых проницаемостей основан на использовании обобщенных результатов лабораторных экспериментов на кернах. Большинство эмпирических моделей построены на основе функциональной взаимосвязи между ОФП и нормализованной водонасыщенностью S_{wn} , которая определяется как:

$$S_{wn} = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{owcr} - S_{wc}} \quad (1.1)$$

Широко распространенной эмпирической зависимостью является корреляция Corey (1.2). Для ее задания необходимо знать значения фазовых проницаемостей для флюидов при их остаточных насыщениях.

$$\begin{aligned} k_{rw} &= k_{rw}(S_{owcr}) \cdot S_{wn}^{N_w} \\ k_{row} &= k_{row}(S_{wc}) \cdot (1 - S_{wn})^{N_o} \end{aligned} \quad (1.2)$$

За кривизну кривой ОФП отвечают коэффициенты Кори N_w , N_o . В отсутствие экспериментальных погрешностей коэффициенты Кори широко коррелируются со смачиваемостью породы и, как правило, находятся в диапазонах, представленных в табл. 1.1 [10]:

Таблица 1.1

Стандартные коэффициенты Кори для воды и нефти

Тип смачиваемости	N_o	N_w
Гидрофильный	2 - 4	5 - 8
Промежуточный	4 - 6	3 - 5
Гидрофобный	6 - 8	2 - 3

Виды кривой ОФП для нефти при различных значениях степеней представлены на рис. 1.2.

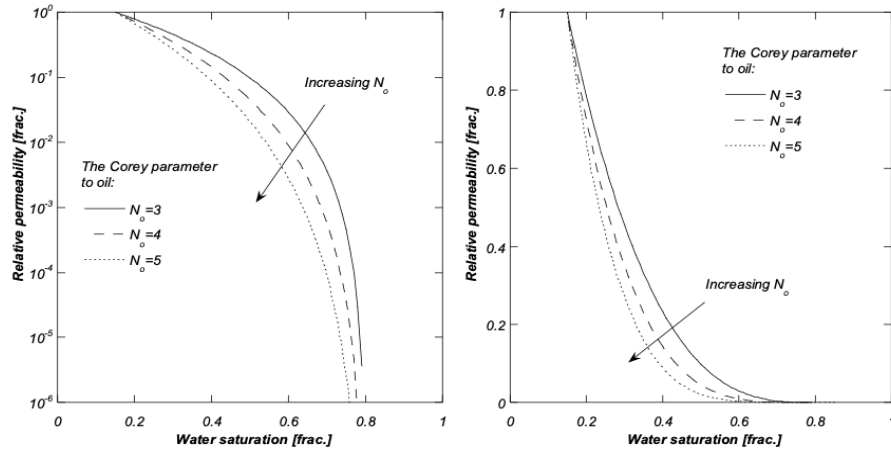


Рис. 1.2. Зависимость $k_{row}(S_w)$ для различных значений N_o

Корреляция LET (1.3), предложенная в [8] имеет 3 независимых параметра: коэффициент L задает характеризует часть кривой, T – верхнюю, E задает положение наклонной части кривой. Увеличение значения E сдвигает среднюю часть кривой к верхней части. Уменьшение значения E сдвигает среднюю часть кривой к нижней части. Возможные диапазоны значений для L , E , и T : $L \geq 1$, $E > 0$ и $T \geq 0.5$.

$$k_{rw} = k_{rw}(S_{owcr}) \cdot \frac{S_{wn}^{L_w}}{S_{wn}^{L_w} + E_w(1 - S_{wn})^{T_w}} \quad (1.3)$$

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

Помимо эмпирических аппроксимаций Corey и LET, реализованных во всех программных комплексах для гидродинамического моделирования (ECLIPSE, tNavigator и др.), существуют другие менее известные корреляции: Burdine, Sigmund and McCaffery, Chierici [26].

1.3. РАСЧЕТ ОФП С ПОМОЩЬЮ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ЭКСПЕРИМЕНТОВ В МАСШТАБЕ КЕРНА

В зарубежной практике интерпретации потоковых исследований керна (SCAL) широко распространено использование специальных узконаправленных симуляторов для обработки экспериментальных данных, в частности, по нестационарной фильтрации, и вычислению недостающей части кривой ОФП. Наибольшее распространение получило 4 коммерческих программных комплекса: Sendra, Cydar, Scores, Porlab.

Общей чертой всех перечисленных симуляторов является используемая система уравнений модели “blackoil” применительно к 1D модели керна. Различия же заключаются в функциональных отличиях, способах задания граничных условий и прочих особенностях, описанных R. Lenormand в работе [6].

Авторы работы разработали набор тестовых задач, по решению которых сравнивались результаты расчетов симуляторов, и которые могут быть использованы для верификации других SCAL симуляторов. Предложенные задачи охватывают весь спектр проводимых фильтрационных экспериментов: стационарная и нестационарная фильтрация (дренаж, пропитка), центрифугирование.

Анализ результатов показал, что расчетные динамики изменения перепада давления и насыщенности, полученные на рассматриваемых симуляторах совпадают (рис. 1.3) [6]:

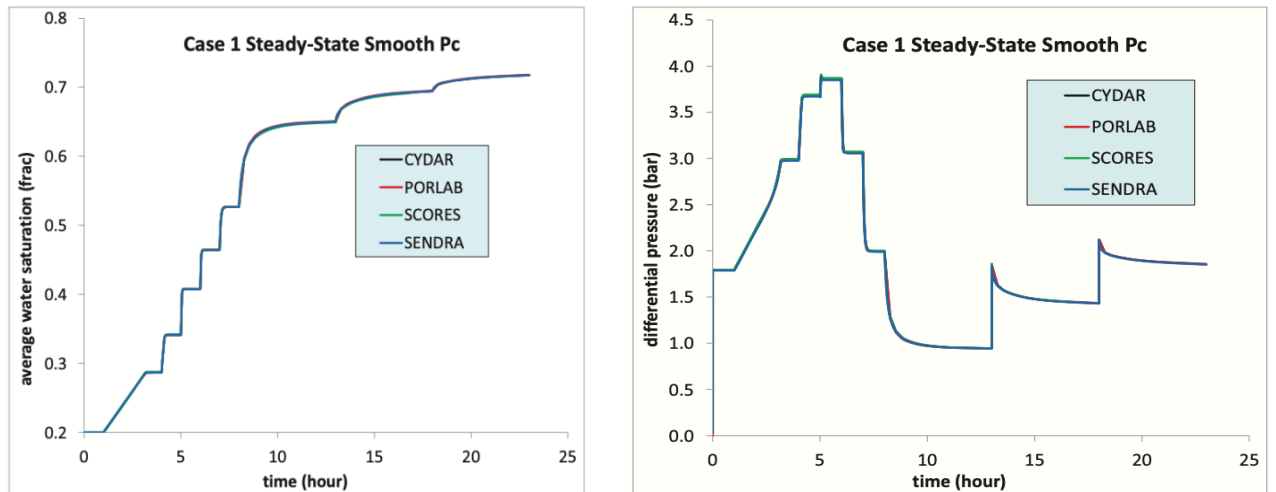


Рис.1.3. Результаты тестового расчета SCAL симуляторов по стационарной фильтрации

В работе [5] показана возможность использования гидродинамического симулятора Schlumberger ECLIPSE для моделирования фильтрационных экспериментов на керне, с использованием разработанных в [6] тестовых задач.

Гидродинамическая модель керна представляла собой параллелепипед, состоящий из 50 расчетных блоков толщиной 1 мм (рис. 1.4). Для задания потока флюидов через модель использовались скважины, размещенные в торцевых блоках, выделенных красным цветом.

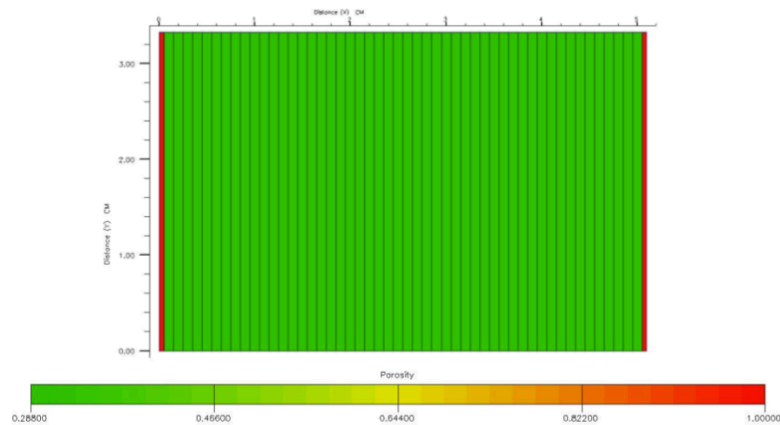


Рис.1.4. Сеточная модель керна для моделирования фильтрационных экспериментов

Автором работы было проведено сопоставление расчетных данных, полученных в ECLIPSE и SCAL-симуляторе SCORES (обозначен DuMuX), без

адаптации на эксперимент, в результате чего выяснилось, что расчетные результаты обеих программ совпадают с большой точностью (рис. 1.5).

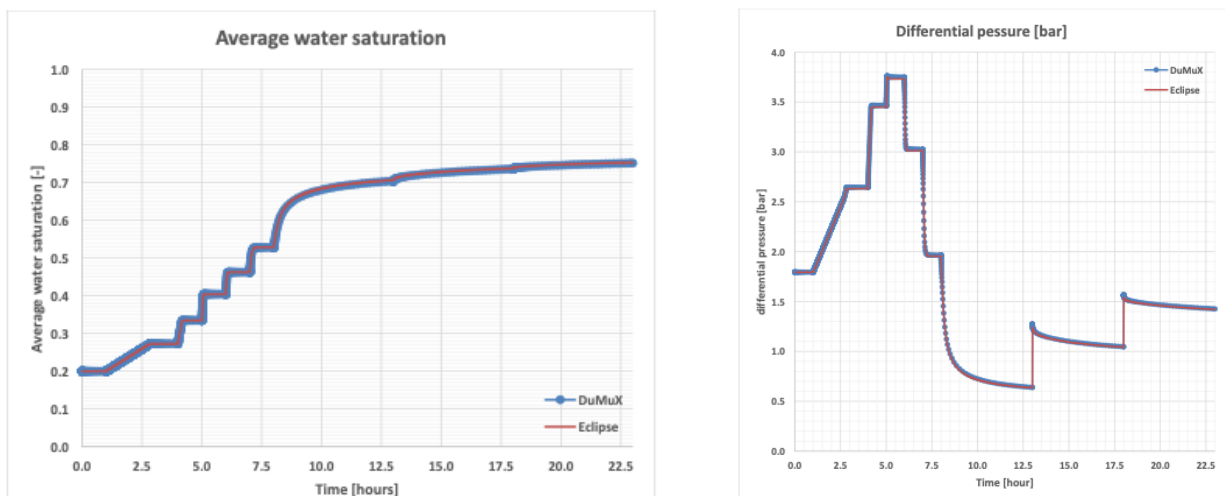


Рис.1.5. Сопоставление расчетов симуляторов ECLIPSE и SCORES для эксперимента по стационарной фильтрации

Кроме расчета на синтетических моделях, было проведено моделирование фильтрации нефти и воды и сравнение с экспериментальными данными для образца керна теригенной породы. При прямом моделировании (без адаптации путем решения обратной задачи) не было получено совпадение расчетных и экспериментальных данных по перепаду давления и профилям насыщенности (рис. 1.6).

После настройки параметров кривой ОФП авторы статьи получили хорошее сопоставление эксперимента и результата ГДМ. Как видно из рис. 1.6, наблюдается небольшое несоответствие по перепаду давления в начале и в конце эксперимента (этапы с наименьшим и наибольшим расходом). Причину это авторы работы видят в том, что форма кривой ОФП ближе к конечным точкам не может быть с достаточной точностью описана корреляцией Corey и предлагают в дальнейшем использовать функцию LET.

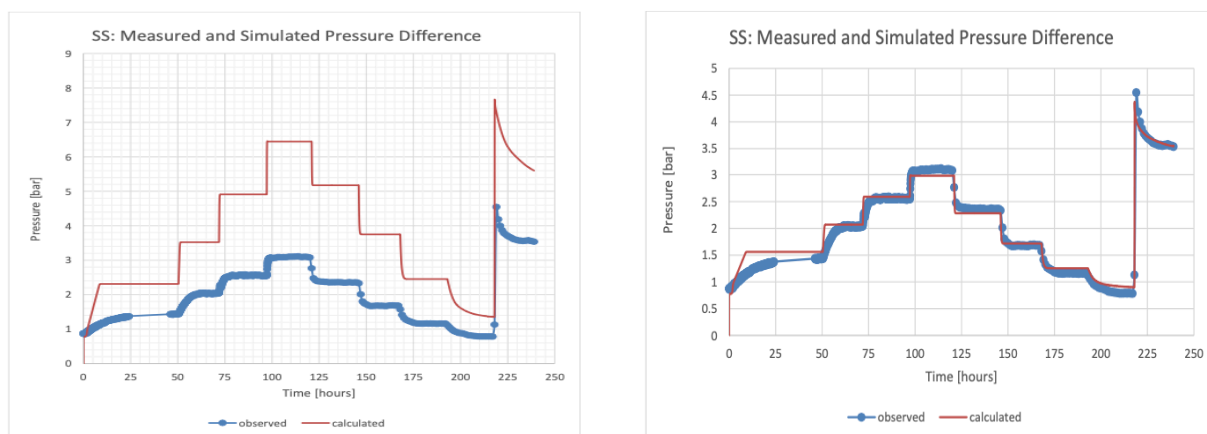


Рис.1.6. Сопоставление расчетной и экспериментальной динамики перепада давления до и после адаптации модели

Обобщая результаты работ [5, 6] можно сделать заключение о возможности использования симулятора Schlumberger ECLIPSE, предназначенного для моделирования процессов в масштабах пласта, для моделирования процесса фильтрации в масштабах зерна. При этом, в отличие от имеющихся SCAL симуляторов, функционал ECLIPSE позволяет создавать гидродинамическую модель образца зерна с учетом неоднородности его внутреннего строения.

Стоит обратить внимание, что в практике моделирования разработки месторождений часто применяется гидродинамическое моделирование процессов фильтрации на моделях разного уровня (от синтетических моделей зерна до полномасштабной модели месторождения).

Примером может служить опыт моделирования процесса закачки слабоминерализованной воды в теригенный засоленный пласт-коллектор Верхнечонского продуктивного горизонта [27] с применением синтетических ГДМ зерна (рис. 1.7).

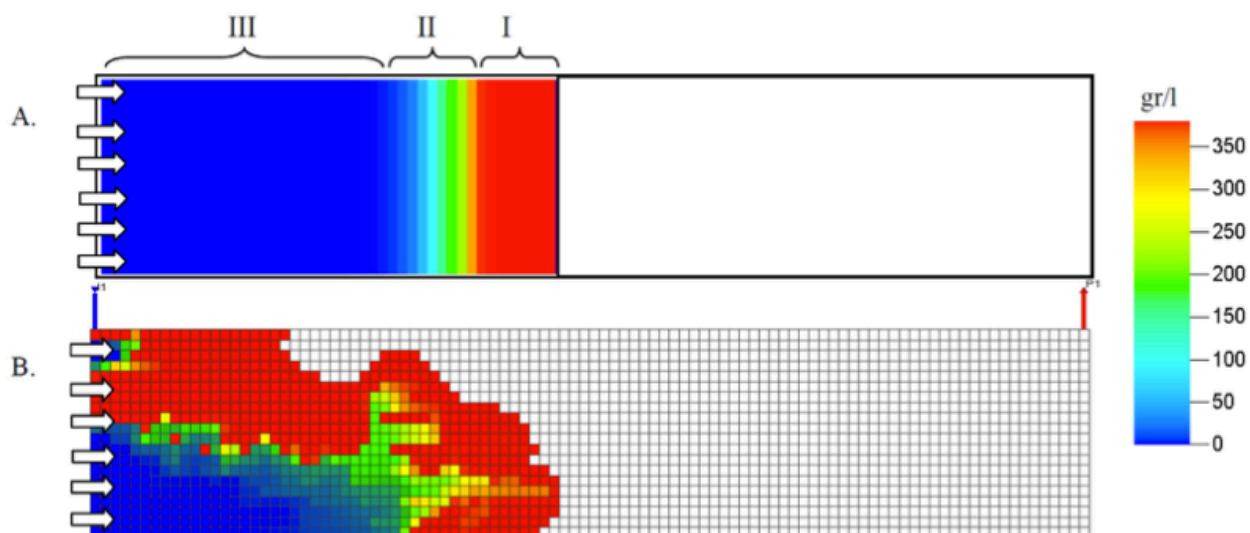


Рис. 1.7. Выделение зон минерализации закачиваемой воды в процессе вытеснения в случае однородного (А) и случайно-неоднородного (В) начального распределения соли в породе

Гидродинамическое моделирование фильтрационных экспериментов на синтетической модели керна позволило детально изучить влияние рассоления на процесс вытеснения нефти водой и выделить основные факторы, сопровождающие растворение пластовой соли, и оценить их влияние на эффективность заводнения засоленных коллекторов.

ГЛАВА 2. ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ СИМУЛЯТОРА SCHLUMBERGER ECLIPSE

2.1. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ДВУХФАЗНОЙ ИЗОТЕРМИЧЕСКОЙ ФИЛЬТРАЦИИ

Математическая модель трехфазной изотермической фильтрации “black oil”, согласно [21, 24] является наиболее распространенной и широко применяемой в практике разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений. В модели предполагается наличие трех фаз – нефть, вода, газ, причем газ предполагается растворимым и в воде и в нефти.

Уравнения, описывающие поведение жидкости в модели нелетучей нефти, получаются путем совместного решения уравнения неразрывности и обобщенного закона Дарси [15]. Для рассматриваемого в данном исследовании случая совместной фильтрации нефти и воды исходная система дифференциальных уравнений имеет вид (2.1):

$$\begin{cases} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{mS_o}{B_o} \right) - \operatorname{div} \left[\frac{kk_{row}(S_w)}{\mu_o B_o} (\nabla P_o - \rho_o^0 g) \right] = Q_o \\ \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{mS_w}{B_w} \right) - \operatorname{div} \left[\frac{kk_{rw}(S_w)}{\mu_w B_w} (\nabla P_w - \rho_w^0 g) \right] = Q_w \end{cases} \quad (2.1)$$

Для замкнутости системы (2.1) вводятся дополнительные замыкающие соотношения (2.2, 2.3):

$$S_w + S_o = 1 \quad (2.2)$$

$$P_{cow} = P_o - P_w = f(S_w) \quad (2.3)$$

При моделировании экспериментов по двухфазной фильтрации нефти и воды для определения ОФП с учетом неоднородности внутреннего строения ядра были сделаны следующие допущения, позволившие упростить систему (2.1), а именно:

- 1) В лабораторном эксперименте по определению ОФП ядро расположено горизонтально. Поскольку в используемой 1D гидродинамической

- модели ячейки расположены только вдоль направления фильтрации, то можем пренебречь слагаемым $\rho_f^0 g$, учитывающим силы гравитации;
- 2) В системе (2.1) под расходом Q_f понимается расход жидкости в пластовых условиях. В эксперименте по стационарной фильтрации задается фиксированный расход на входе в образец. Соответственно, можем приравнять коэффициенты B_o, B_w единице;
 - 3) В ходе эксперимента теплофизические свойства жидкостей постоянны (плотность ρ_f , вязкость μ_f), поэтому можем вынести вязкости флюидов из под знака дивергенции;
 - 4) При проведении эксперимента керн не деформируется, его пористость и проницаемость не изменяются во времени, поэтому можем вынести пористость m из под знака производной по времени.

Для окончательной формулировки математической модели, сформулируем начальные и граничные условия, которые определяются методикой эксперимента по стационарной фильтрации, регламентированной ОСТ39-235-89.

В начальный момент времени образец керна предельно насыщен нефтью. Водонасыщенность равняется остаточной водонасыщенности S_{wc} (2.4). Давление равняется среднему пластовому давлению (давлению обжима) (2.5). Потока жидкости через образец нет – расход каждой фазы равен нулю (2.6).

$$S_w(x, 0) = S_{wc} \quad (2.4)$$

$$P(x, 0) = P_0 \quad (2.5)$$

$$Q_f(x, 0) = 0 \quad (2.6)$$

Граничные условия заключаются в том, что в рамках каждой стадии эксперимента суммарный расход жидкости и расход каждой из фаз постоянен. Математически это можно сформулировать так (2.7): через левый торец ($x = 0$) происходит ступенчато закачка воды и нефти с долей воды в потоке 0, 0.1, 0.25, 0.5, 0.75, 0.9, 1 д. ед., через правый торец ($x = L$) происходит отбор флюидов с расходом, равным по модулю расходу закачки, но со знаком минус.

$$\begin{cases} Q_f(0, t) = +Q_{fi} \\ Q_f(L, t) = -Q_{fi} \end{cases} \quad (2.7)$$

Таким образом, с учетом принятых допущений, используемая математическая модель двухфазной изотермической фильтрации нефти и воды в керне неоднородной структуры с начальными и граничными условиями имеет вид (2.8):

$$\begin{cases} m \frac{\partial S_o}{\partial t} - \frac{1}{\mu_o} \frac{\partial}{\partial x} \left[k k_{row}(S_w) \frac{\partial P_o}{\partial x} \right] = Q_o \\ m \frac{\partial S_w}{\partial t} - \frac{1}{\mu_w} \frac{\partial}{\partial x} \left[k k_{rw}(S_w) \frac{\partial P_w}{\partial x} \right] = Q_w \\ S_w + S_o = 1 \\ P_{cow} = P_o - P_w = f(S_w) \end{cases} \quad (2.8)$$

$$\text{н. у.: } S_w(x, 0) = S_{wc} \quad P(x, 0) = P_0 \quad Q_f(x, 0) = 0$$

$$\text{г. у.: } \begin{cases} Q_f(0, t) = +Q_{fi} \\ Q_f(L, t) = -Q_{fi} \end{cases}$$

Полученная система уравнений (2.8) решается методом конечных разностей с использованием блочно-центрированной схемы. В конечно-разностном представлении система уравнений (2.8) записывается следующим образом (2.9) [19]:

$$\begin{aligned} T_{w,i-\frac{1}{2}} [p_{o,i-1} - p_{o,i}] + T_{w,i+\frac{1}{2}} [p_{o,i+1} - p_{o,i}] - T_{w,i-\frac{1}{2}} \frac{p_{c,i-1} - p_{c,i}}{S_{w,i-1} - S_{w,i}} [S_{w,i-1} - S_{w,i}] \\ - T_{w,i+\frac{1}{2}} \frac{p_{c,i+1} - p_{c,i}}{S_{w,i+1} - S_{w,i}} [S_{w,i+1} - S_{w,i}] = m_i^{n+1} \frac{(A\Delta x)_i}{\Delta t} - (A\Delta x)_i q_{w,i} \end{aligned} \quad (2.9)$$

$$\begin{aligned} T_{o,i-\frac{1}{2}} [p_{o,i-1} - p_{o,i}] + T_{o,i+\frac{1}{2}} [p_{o,i+1} - p_{o,i}] - T_{w,i-\frac{1}{2}} \frac{p_{c,i-1} - p_{c,i}}{S_{w,i-1} - S_{w,i}} [S_{w,i-1} - S_{w,i}] \\ - T_{w,i+\frac{1}{2}} \frac{p_{c,i+1} - p_{c,i}}{S_{w,i+1} - S_{w,i}} [S_{w,i+1} - S_{w,i}] = -m_i^{n+1} \frac{(A\Delta x)_i}{\Delta t} - (A\Delta x)_i q_{o,i} \end{aligned}$$

где $T_{f,i}$ – проводимость f-той фазы, которая вычисляется как:

$$T_{w,i\pm\frac{1}{2}} = \frac{1}{\mu_w} \left(\frac{kA}{\Delta x} k_{rw} \right)_{i\pm\frac{1}{2}} \quad T_{o,i\pm\frac{1}{2}} = \frac{1}{\mu_o} \left(\frac{kA}{\Delta x} k_{row} \right)_{i\pm\frac{1}{2}}$$

2.2. АНАЛИЗ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ РАЗНОСТНЫХ СХЕМ ПО ВРЕМЕНИ СЧЕТА

В рамках исследования вычислительных возможностей симулятора ECLIPSE был выполнен сравнительный анализ разностных схем (РС) по времени расчета и расхождению с точным решением.

Исследовались следующие схемы:

1. EXPLICIT – полностью явная
2. FULLIMP - полностью неявная
3. IMPES – явная по насыщенности, неявная по давлению
4. AIM – адаптивная неявная

В симуляторе ECLIPSE существует возможность самостоятельного выбора разностной схемы, в зависимости от рассматриваемой задачи и её вычислительной сложности. По умолчанию для расчетов модели “black oil” используется полностью неявная схема FULLIMP. Этот метод является абсолютно устойчивым, позволяет работать с крупными и мелкими временными шагами и сетками. Полностью неявный метод, хоть и более ресурсоемок, но стабильнее и может быть использован для решения таких сложных задач, как подтягивание конуса воды или газа к забою добывающей скважины [21]. Уравнение сохранения для разностной схемы FULLIMP имеет вид 2.10:

$$R = \frac{M_{t+\Delta t} - M_t}{\Delta t} + F_f(P_{t+\Delta t}, T_{t+\Delta t}, S_{t+\Delta t}) + Q_f(P_{t+\Delta t}, T_{t+\Delta t}, S_{t+\Delta t}) \quad (2.10)$$

Для моделирования эффектов, значительно изменяющихся в единицу времени, может быть использована явная схема EXPLICIT, позволяющая быстро получать решение на каждом расчетном шаге. Недостатком при этом является условная устойчивость схемы, требующая малых временных шагов, а потому этот метод редко используется при моделировании процессов

разработки месторождений. Уравнение сохранения для явной разностной схемы имеет вид 2.11:

$$R = \frac{M_{t+\Delta t} - M_t}{\Delta t} + F_f(P_t, T_t, S_t) + Q_f(P_t, T_t, S_t) \quad (2.11)$$

Метод неявного решения уравнений по давлению и явного по насыщенности IMPES позволяет уменьшить количество линейных конечно-разностных уравнений в 3 раза, тем самым сократив объем вычислений. Устойчивость метода несколько ограничена из-за использования явной схемы для насыщенных и капиллярных давлений: критерий временного шага – изменение насыщенности меньше 5%, изменение давления меньше 200 psi [21, 24, 25]. Хотя метод IMPES потенциально нестабильный, но он быстрее, чем полностью неявный метод FULLIMP, и может использоваться при решении простых задач с небольшим временным шагом и диапазоном изменения насыщенности. Уравнение сохранения для схемы IMPES имеет вид 2.12:

$$R = \frac{M_{t+\Delta t} - M_t}{\Delta t} + F_f(P_{t+\Delta t}, T_t, S_t) + Q_f(P_{t+\Delta t}, T_t, S_t) \quad (2.12)$$

Адаптивно неявная схема AIM представляет собой компромисс между полностью неявной схемой и схемой IMPES: для решения уравнений в ячейках с большими расходами, чтобы обеспечить устойчивость решения, используется неявный метод, при этом остальные ячейки рассчитываются по схеме IMPES.

Для оценки влияния разностной схемы на время расчета и расхождение с точным решением было выполнено три серии расчетов на однородных и неоднородных синтетических моделях имитирующих однофазную и двухфазную фильтрацию.

1. Однофазная фильтрация воды

В случае однофазной фильтрации в однородной модели все рассматриваемые схемы обеспечивают идентичное расхождение расчета с

точным значением абсолютной проницаемости (табл. 2.1). При этом наибольшая скорость расчета достигается при использовании полностью неявной схемы (рис. 2.1).

Таблица 2.1
Результаты использования различных РС при
моделировании задачи 1

Схема	Время расчета, с	$\Delta(K_{пр})$, %
EXPLICIT	5.4	0.106
FULLIMP	2.7	0.106
IMPES	4.42	0.106
AIM	3.2	0.106

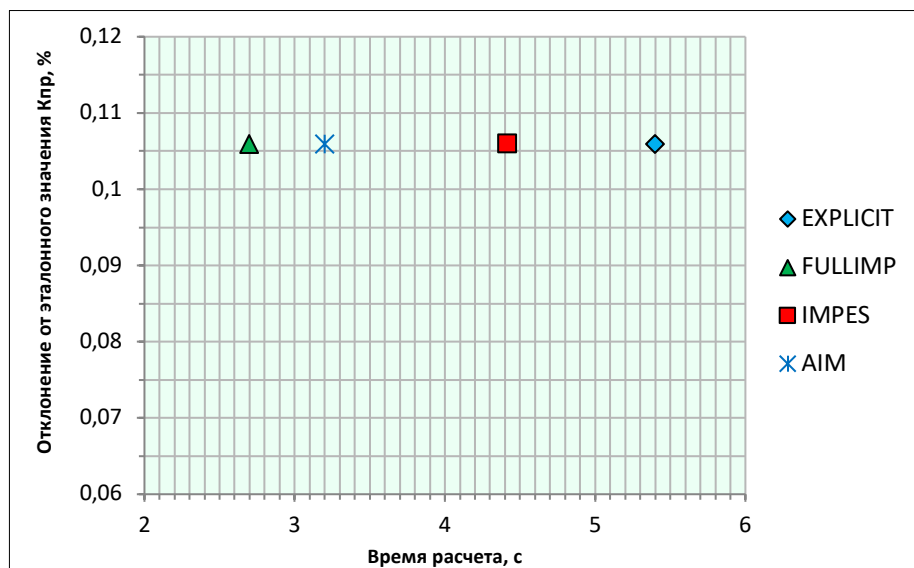


Рис. 2.1. Времена расчета и отклонения различных РС при моделировании однофазной фильтрации на однородной модели

2.1. Двухфазная фильтрация нефти и воды. Вытеснение нефти водой из предельно нефтенасыщенной однородной модели

В случае поршневого вытеснения нефти водой из предельно нефтенасыщенной однородной модели все разностные схемы показывают идентичное отклонение как по проницаемости, так и по насыщенности (табл.

2.2), при этом неявные схемы обеспечивают сравнительно равное время расчета, а схема IMPES затрачивает на порядок больше времени на расчет (рис. 2.2), так как существенно изменяется насыщенность – в диапазоне от S_{WC} до $1 - S_{OWCR}$. Поскольку насыщенность в данной разностной схеме рассчитывается явным способом, то для достижения сходимости решения требуется большое число итераций.

Использование явной расчетной схемы требует значительного уменьшения временного шага, и увеличения количества шагов. Поэтому данная РС затрачивает практически в 2 раза больше времени на расчет, чем схема IMPES.

Таблица 2.2

Результаты использования различных РС при моделировании задачи 2.1

Схема	Время расчета, с	$\Delta(K_{пр}(w))$, %	$\Delta(S_w)$, %
EXPLICIT	72.49	0.096	0
FULLIMP	3.65	0.096	0
IMPES	43.76	0.096	0
AIM	4.1	0.096	0

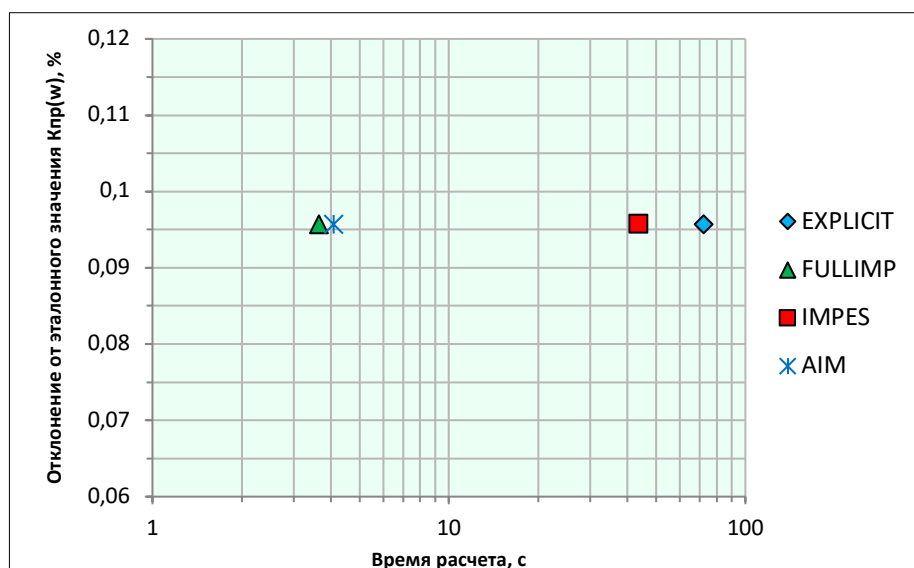


Рис. 2.2. Времена расчета и отклонения различных РС при моделировании двухфазной фильтрации на однородной модели

2.2. Двухфазная фильтрация. Вытеснение нефти водой из предельно нефтенасыщенной неоднородной модели

При наличии неоднородности в распределении абсолютной проницаемости и насыщенности фаз схема IMPES помимо того, что затрачивает более чем в 10 раз больше времени на расчет, требует дополнительной настройки критериев сходимости, из-за чего возникает большое накопленное отклонение конкретно по насыщенности, поскольку она рассчитывается явно (табл. 2.3, рис. 2.3).

Таблица 2.3

Результаты использования различных РС при моделировании задачи 2.2

Схема	Время расчета, с	$\Delta(K_{пп}(w))$, %	$\Delta(S_w)$, %
EXPLICIT	39.81	1.132	0.270
FULLIMP	3.65	1.132	0.270
IMPES	43.76	1.132	0.646
AIM	4.1	1.132	0.270

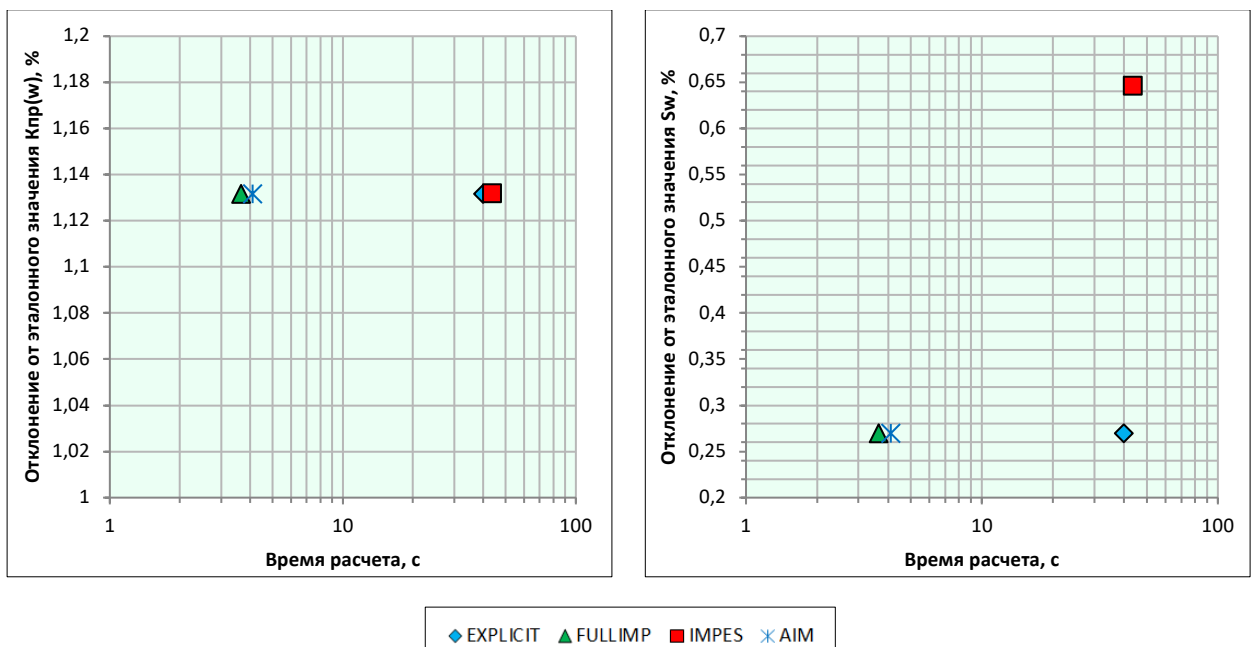


Рис. 2.3. Времена расчета и отклонения различных РС при моделировании двухфазной фильтрации на неоднородной модели

Неявные схемы затрачивают практически на порядок меньше времени на расчет, поэтому для дальнейших расчетов была выбрана полностью неявная разностная схема FULLIMP. Эта схема, хоть и более ресурсоемка, но позволяет быстро производить вычисления.

2.3. УСКОРЕНИЕ РАСЧЕТОВ В СИМУЛЯТОРЕ ECLIPSE

Помимо выбора разностной схемы, существенное значение при численном решении систем линейных алгебраических уравнений имеют критерии сходимости. По умолчанию в ECLIPSE используются следующие значения основных параметров, отвечающих за сходимость решения (табл. 2.4):

Таблица 2.4

Значения основных параметров, отвечающих за сходимость решения в ECLIPSE 100 [25]

Параметр	Значение по умолчанию
Максимальное значение следующего временного шага	365
Минимальное значение следующего временного шага	1.0
Минимальное значение всех временных шагов	0.1
Минимальный изменяемый временной шаг	0.15
Максимальное значение коэффициента увеличения временного шага	3
Максимальная ошибка материального баланса	10^{-6}
Максимальная ошибка расхода жидкости	10^{-3}
Максимальное количество итераций метода Ньютона на временном шаге	12 (FULLIMP) 4 (IMPES)
Максимальное количество линейных итераций	25
Максимальное изменение давления на шаге	10^6 (FULLIMP) 10^2 (IMPES)

Если размерность модели большая и имеются проблемы со сходимостью, то можно использовать дополнительный метод решения линейных уравнений CPR. Суть данного метода состоит в перегруппировке СЛАУ таким образом, что Якобиан коэффициентов СЛАУ состоит сперва из уравнений для расчета давления, затем - для расчета насыщенности. Более подробно описание этого метода представлено в [12].

В том случае, если модель обладает высокой степенью неоднородности, используется модель двойной среды, наблюдаются проблемы нелинейной сходимости, то возможно ускорение расчета, используя опцию TUNINGDP. При использовании этого ключевого слова на порядок увеличивается точность решения линейных уравнений, и немного уменьшается точность решения нелинейных уравнений, при этом максимальная ошибка материального баланса остается без изменений.

По данным, предоставленным технической поддержкой программ для гидродинамического моделирования компании Schlumberger, можно судить об эффективности данных опций. В частности, показано, что применение CPR позволило добиться ускорения расчета в 14 раз на модели с горизонтальной скважиной и большим контрастом проницаемости (рис. 2.4), а на рис.2.5 показана эффективность совместного применения опций CPR и TUNINGDP на примере прогнозного расчета на 10 лет модели реального месторождения, состоящей из 3 млн. активных ячеек с диапазоном проницаемости от 100 мД до 4Д и включающей 150 скважин.

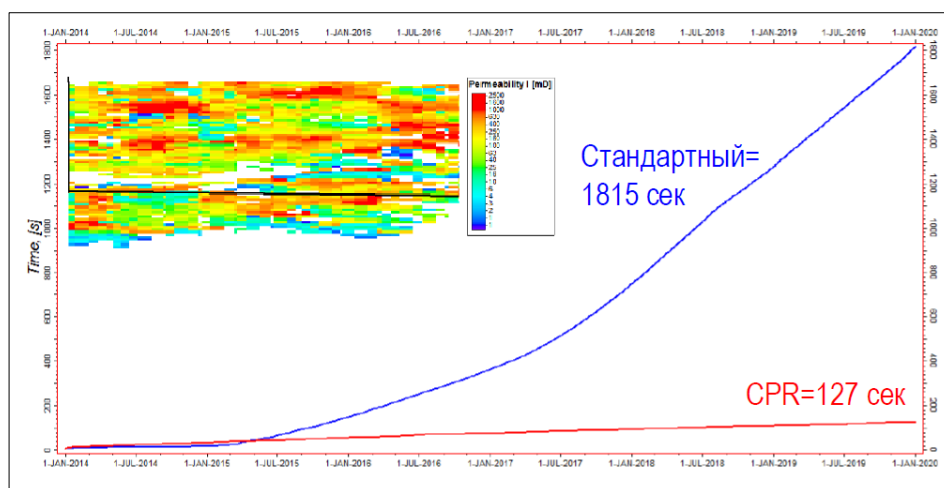


Рис. 2.4. Эффективность применения опций CPR на модели с ГС и большим контрастом проницаемости

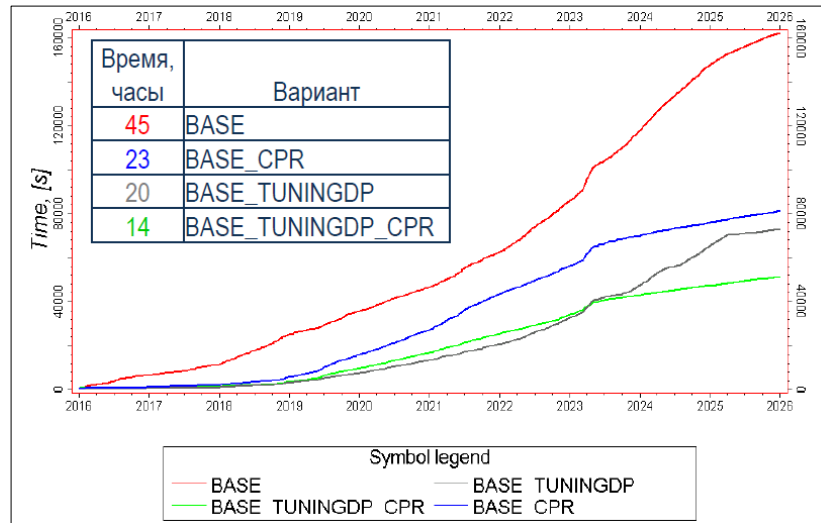


Рис. 2.5. Эффективность совместного применения опций CPR и TUNINGDP при прогнозном расчете на модели месторождения

При моделировании работы месторождения на разных этапах разработки для достижения сходимости необходимы различные временные шаги. С помощью интеллектуального алгоритма выбора расчетного шага AITS значение временного шага подбирается автоматически, исходя из того, насколько устойчива работа симулятора с теми или иными шагами в расчете. Эффект от использования данного алгоритма на модели участка месторождения, состоящего из 200 тыс. активных ячеек, 95 скважин, включая нагнетательные представлен на рис. 2.6.



Рис. 2.6. Сравнение времени расчета заводнения на участке месторождения с/без использования алгоритма AITS (данные Schlumberger)

В процессе моделирования двухфазной фильтрации на масштабе керна с учетом его неоднородности распределения проницаемости и других ФЕС возникают проблемы со сходимостью из-за размеров сетки, непосредственно неоднородности и, возможно, по другим причинам даже при использовании полностью неявной схемы FULLIMP. Особенно сильно это проявляется, когда значительно изменяется насыщенность порового пространства.

Использование опции TUNINGDP не решило проблему сходимости, поэтому мной вручную настраивались параметры, отвечающие за временные шаги (остальные параметры сходимости при этом остались без изменений), с помощью опции TUNING. В результате, потребовалось существенно уменьшить значения минимальных и максимальных временных шагов, уменьшить скорость возможного увеличения временного шага (табл. 2.5).

Таблица 2.5

Значения параметров, измененных в опции TUNING

Параметр	Значение по умолчанию	Используемое значение
Максимальное значение следующего временного шага	1.0	0.05
Минимальное значение следующего временного шага	365	1
Минимальное значение всех временных шагов	0.1	10^{-4}
Минимальный изменяемый временной шаг	0.15	$5 \cdot 10^{-5}$
Максимальное значение коэффициента увеличения временного шага	3	1.001

ГЛАВА 3. ПОСТРОЕНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ КЕРНА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДАННЫХ КОМПЬЮТЕРНОЙ ТОМОГРАФИИ

3.1. ОПИСАНИЕ ИССЛЕДУЕМОЙ ВЫБОРКИ ОБРАЗЦОВ

Исследуемая выборка образцов состояла из 4 стандартных образцов керна терригенной (пласт Б2; шифр 1Т, 2Т) и карбонатной породы (пласт А4; шифр 1К, 2К). При выборе образцов для исследования, помимо хороших ФЕС, простого литологического состава, отсутствия солей и других параметров, учитывалась также возможность проведения неоднократных операций по сушке, насыщению, экстракции образцов и измерений.

Для всех четырех образцов выполнены измерения коэффициента пористости, абсолютной проницаемости и ОФП в системе нефть-вода. Измерение ОФП выполнялось по методу стационарной фильтрации на составной модели.

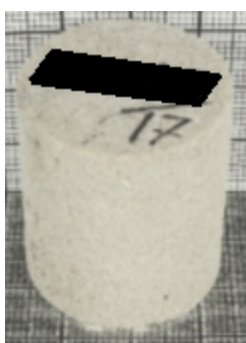
Томографирование сухих образцов породы было выполнено группой исследователей из МГУ на рентгеновском томографе GE v | tome | x m300 и SkyScan–1172 с используемым разрешением съемки 30 мкм, позволяющем различать объекты от 100 до 150 мкм.

В табл. 3.1 представлены основные ФЕС и геометрические параметры исследуемых образцов. На рис. 3.1 показаны фотографии терригенного (а) и карбонатного (б) образцов.

Таблица 3.1

Основные ФЕС и геометрические параметры исследуемой выборки ядра

№ обр.	Литологическое описание	Томографические срезы	ФЕС	
			Кп, %	Кпр, мД
1Т	Песчаник нефтенасыщенный, кварцевый, мелкозернистый, с тонкими прерывистыми прожилками УГМ		Кп, %	19.6
			Кпр, мД	653
			L, мм	34.3
			D, мм	29.55
2Т	Песчаник нефтенасыщенный, кварцевый, мелкозернистый, пористый		Кп, %	20.3
			Кпр, мД	489
			L, мм	34.55
			D, мм	29.58
1К	Известняк биокластово-пелоидный, со структурой рудстоун-грейнстоун, разнопористый		Кп, %	20.4
			Кпр, мД	2611
			L, мм	35.23
			D, мм	29.7
2К	Известняк биокластово-оидный, со структурой грейнстоун, мелкопористый		Кп, %	19.0
			Кпр, мД	426
			L, мм	30.49
			D, мм	29.74



а)



б)

Рис. 3.1. Фотографии образцов терригенного (а) и карбонатного (б) коллектора

Полученные в результате КТ-съемки профиля пористости для каждого образца имели особенность – значительное увеличение коэффициента пористости при приближении к торцам образцов (рис. 3.2).

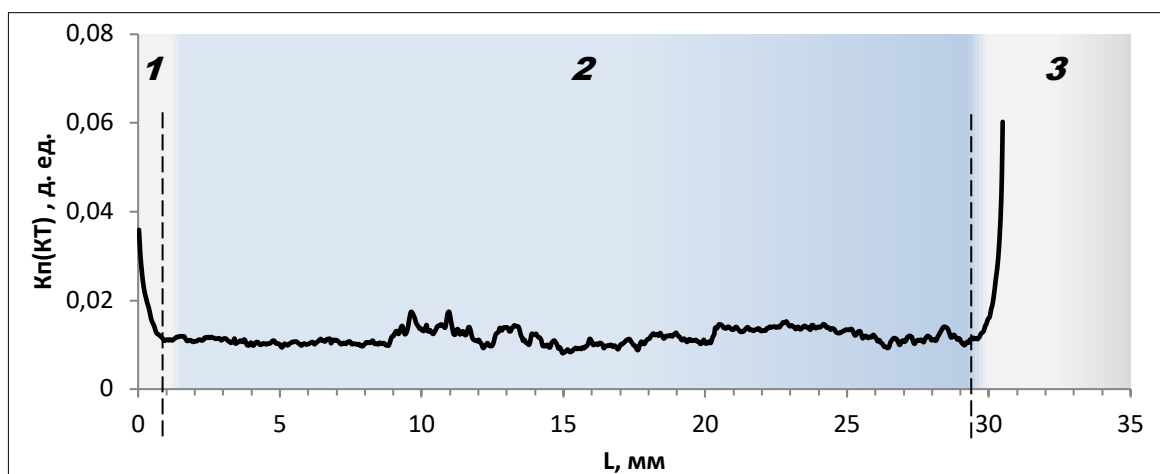


Рис. 3.2. Профиль пористости по КТ для одного из образцов

Это связано с тем, что торцы образцов в результате их сколов и разрушений не плотно прилегали к кернодержателю, в результате чего имелся дополнительный объем воздуха, который считывался как объем воздуха в порах. Чтобы нивелировать этот эффект, из рассмотрения было исключено по 1 мм с левого и правого торца – то есть те области, в которых наблюдались искажения измеренной пористости (области 1, 3 на рис. 3.2). При этом в дальнейшей работе была использована сокращенная по длине суммарно на 2 мм модель керна (область 2 на рис. 3.2).

При сопоставлении пористости, измеренной по воде и полученной по данным КТ сухих образцов (МГУ) было обнаружено существенное различие результатов: $\overline{Kп(КТ)} \ll Kп(вода)$. Специалисты МГУ объясняют это низким разрешением томографа, из-за чего нет возможности увидеть большинства пор.

Для создания геологической модели, которая бы передавала неоднородность образца и при этом имела среднюю пористость равную измеренному лабораторному значению, полученные данные $Kп$ по КТ были умножены на постоянный коэффициент $S_{КТ}$, значения которого для каждого образца приведены в табл. 3.2. Имеющиеся данные по пористости образцов

рассмотрены в приложении: на профилях пористости красная линия – данные по КТ, синяя линия – адаптированный $K_{п}$.

Таблица 3.2

Сопоставление имеющихся данных по пористости образцов

№ обр.	$\overline{K_{п}}(КТ), \%$	$K_{п}(\text{вода}), \%$	$C_{КТ} = \frac{K_{п}(\text{вода})}{\overline{K_{п}}(КТ)}$
1Г	0.7	19.6	26.7
2Г	1.0	20.3	19.7
1К	5.3	20.4	3.83
2К	1.2	19.0	16.0

3.2. ПОСТРОЕНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ КЕРНА

Основное допущение при создании гидродинамических моделей ядра состояло в том, что скорость фильтрации жидкостей в ядре преимущественно направлена противоположно градиенту давления – другими словами наибольшее влияние на движение жидкостей оказывает неоднородность распределения ФЕС вдоль основного направления фильтрации. Течение жидкостей близко к одномерному и в первом приближении может быть рассмотрено как одномерное. Стоит отметить, что аналогичное допущение об одномерности фильтрационного течения используется в специализированных SCAL-симуляторах (Sendra, Cydar и др. [6]).

Построенные в Eclipse 1D сеточные модели ядра имели форму параллелепипеда (рис. 3.3), состоящего из N числа ячеек продольным размером dx, где N определялось исходя из результатов КТ образцов. В поперечном сечении модель имела форму квадрата, длина стороны которого определялась площадью поперечного сечения ядра и равнялась $\frac{D\sqrt{\pi}}{2}$.

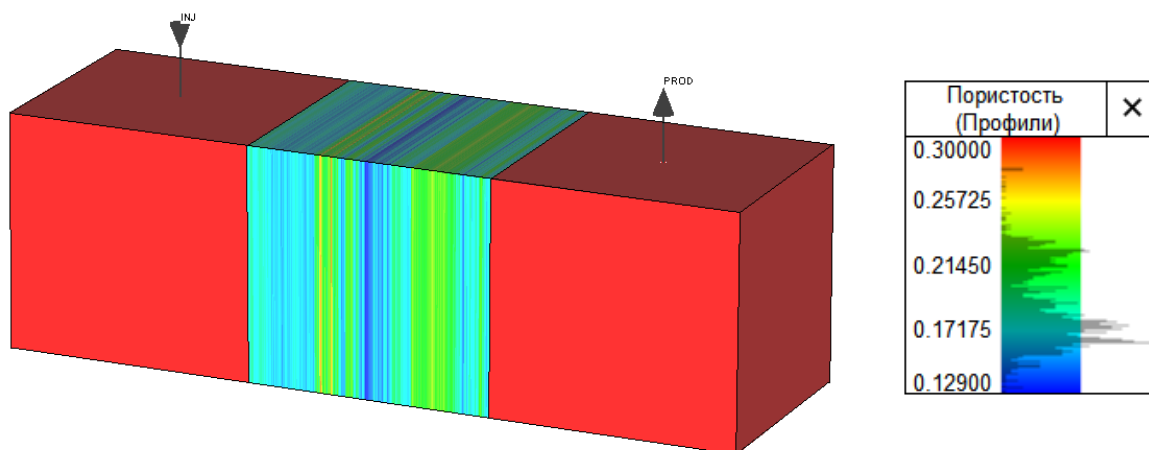


Рис. 3.3. Распределение пористости в ГДМ ядра 2К

Левый и правый торцевые блоки представляли собой входную и выходную области, через которые обеспечивался поток флюидов через модель. В них располагались нагнетательная и добывающая “микроскважины”,

обеспечивающие определенный расход жидкости, который при имитации экспериментов на ОФП был одинаковым для каждого режима фильтрации.

Увеличенный размер крайних ячеек объясняется влиянием скважин, как источника/стока, на расчетный перепад давления. Для исключения влияния скважины размер торцевых блоков должен быть больше эффективного радиуса Писмана r_0 [19, 25] (3.1):

$$r_0 = 0.196\sqrt{2}dx \quad (3.1)$$

Таким образом, размеры основных ячеек модели были в среднем равны $3.06 \cdot 10^{-5}$ м, размеры торцевых ячеек равны $3.2 \cdot 10^{-2}$ м, количество расчетных ячеек – 950-1100 в зависимости от размера образца керна.

Распределение абсолютной проницаемости в зависимости от пористости задавалось по уравнению Козени-Кармана (3.2). Характерные значения для параметров C , S для терригенных и карбонатных пород были взяты из диссертации [11].

$$K_{\text{ПР}} = \frac{1}{c} \frac{K_{\text{П}}^3}{S^2(1 - K_{\text{П}})^2} \quad (3.2)$$

Для расчета остаточных флюидонасыщенностей и ОФП при остаточных насыщениях использовались масштабирующие зависимости (3.3)-(3.6). В частности, расчет остаточной водонасыщенности выполнялся по уравнению Тимура-Коатса [14, 20] (3.3); расчет остаточной нефтенасыщенности – по гиперболической зависимости, предложенной I. Fatt [17] (3.4). Функции ОФП рассчитывались по корреляции LET (3.7), так как, в отличие от двухпараметрической корреляции Corey, она имеет большее число настроечных параметров, позволяющих более гибко изменять кривые ОФП [4, 8, 26].

$$K_{\text{ПР}} = DK_{\text{П}}^n \left(\frac{1 - S_{wc}}{S_{wc}} \right)^l \quad (3.3)$$

$$S_{owcr} = A_{owc} \cdot S_{wc}^{-B_{owc}} \quad (3.4)$$

$$k_{row}(S_{wc}) = A_{row} \cdot \lg(K_{ПП}) + B_{row} \quad (3.5)$$

$$k_{rw}(S_{owcr}) = A_{rw} \cdot K_{ПП} + B_{rw} \quad (3.6)$$

$$\begin{cases} k_{rw} = k_{rw}(S_{owcr}) \cdot \frac{S_{wn}^{L_w}}{S_{wn}^{L_w} + E_w(1 - S_{wn})^{T_w}} \\ k_{row} = k_{row}(S_{wc}) \cdot \frac{(1 - S_{wn})^{L_o}}{(1 - S_{wn})^{L_o} + E_o(S_{wn})^{T_o}} \\ S_{wn} = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{owcr} - S_{wc}} \end{cases} \quad (3.7)$$

Используемые уравнения (3.3)–(3.6) не содержат точных числовых значений коэффициентов, входящих в уравнения ($C, S, D, n, l, L_f, E_f, T_f, A_n, B_n, A_{rf}, B_{rf}$), так как эти коэффициенты изменялись и уточнялись в процессе адаптации модели на экспериментальные данные, в частности:

- 1) коэфф. C, S при адаптации абсолютной проницаемости при однофазной фильтрации;
- 2) коэфф. D, n, l при адаптации остаточной водонасыщенности при фильтрации нефти при максимальной нефтенасыщенности;
- 3) коэфф. A_{owc}, B_{owc} при адаптации остаточной нефтенасыщенности при фильтрации воды при максимальной водонасыщенности;
- 4) коэфф. A_{rw}, B_{rw} при адаптации фазовой проницаемости воды при остаточной нефтенасыщенности;
- 5) коэфф. A_{row}, B_{row} при повторном уточнении фазовой проницаемости по нефти при остаточной водонасыщенности;
- 6) параметры L_f, E_f, T_f при адаптации данных насыщенность-перепад давления при совместной фильтрации нефти и воды.

Заметим, что данные по фильтрационно-емкостным свойствам ячеек в ГДМ ячеек помимо вычисления по эмпирическим масштабирующим зависимостям могут быть получены в результате расчета ФЕС фрагментов ячеек по технологии “цифровой ячеек”.

3.3. ВЕРИФИКАЦИЯ МОДЕЛЕЙ

Для понимания корректности решения любой задачи, связанной с численным моделированием, необходима процедура верификации – то есть сопоставления численного решения с аналитическим при равных исходных данных, с экспериментальными данными, либо с результатами расчета других коммерческих симуляторов. Если наблюдается значительное отклонение численного решения от аналитического, то такая модель не пригодна для адаптации и прогнозных расчетов.

Верификация гидродинамических моделей ядра, построенных в ECLIPSE, выполнялась с использованием тестовых задач, предложенных в работе SCA2016-006. Далее выполнялось сравнение динамики изменения водонасыщенности и перепада давления полученной в ECLIPSE с результатами расчета рассмотренных в [6] известных SCAL-симуляторов, а именно: Sendra, Cydar, Porlab, Scores.

Поскольку исследование посвящено моделированию фильтрационных экспериментов по двухфазной фильтрации с целью определения ОФП конкретно по методу стационарной фильтрации, то для верификации ГДМ ядра приоритетным рассматривался кейс стационарной фильтрации с дополнительными форсажными режимами фильтрации (case 2 [6] с. 9). Исходные данные по пористости, проницаемости и других ФЕС для инициализации модели представлены в таблице 3.3:

Таблица 3.3

Свойства моделей ядра и флюидов для верификации

Тип эксперимента	Стационарная фильтрация с режимом форсажа
Способ вытеснения	Пропитка
Расположение	Горизонтальное
L, см	8
D, см	4
$K_{пр}$, мД	100
m, д. ед.	0.25
μ_w , сП	1

Продолжение таблицы 3.3

ρ_w , г/см ³	1
μ_o , сП	5
ρ_o , г/см ³	0.8
S_{wc} , д. ед.	0.2
S_{owcr} , д. ед.	0.2
$k_{rw}(S_{owcr})$, д. ед.	0.5
$k_{ro}(S_{wc})$, д. ед.	0.5
N_o	3
N_w	3

В таблице 3.4 представлены расходы при разных режимах стационарной фильтрации, результаты расчета водонасыщенности и перепада давления на каждом режиме, полученные в SCAL-симуляторах Sendra, Cydar, Porlab, Scores (SCA2016-006) и в ECLIPSE.

Таблица 3.4

Результаты сопоставления численного расчета ECLIPSE с результатами расчета SCAL-симуляторов Sendra, Cydar, Porlab, Scores

Время, ч	Q_w , см ³ /ч	Q_o , см ³ /ч	F, д. ед.	SCA2016-006		ECLIPSE		$\Delta(S_w)$, %	$\Delta(dP)$, %
				S_w , д. ед.	dP, атм	S_w , д. ед.	dP, атм		
1	0	100	0	0.2	1.788	0.2	1.767	0	1.191
4	1	99	0.01	0.275	2.65	0.264	2.446	4.0	7.699
5	10	90	0.1	0.339	3.4	0.329	3.266	3.1	3.935
6	40	60	0.4	0.405	3.75	0.401	3.547	1.058	5.422
7	70	30	0.7	0.464	3	0.461	2.886	0.705	3.812
8	90	10	0.9	0.526	1.9	0.53	1.867	0.683	1.757
13	100	0	1	0.71	0.6	0.718	0.544	1.127	9.333
18	200	0	1	0.74	1.05	0.742	0.958	0.27	8.762
23	300	0	1	0.75	1.4	0.757	1.320	0.933	5.714

В результате сопоставления расчетных и верификационных данных наблюдается хорошее соответствие динамики изменения водонасыщенности (рис. 3.4) (среднее отклонение ECLIPSE/SCAL-симуляторы 1.3%) и перепада давления (рис. 3.5) (среднее отклонение ECLIPSE/SCAL-симуляторы 5.2%) на режимах установившейся фильтрации.

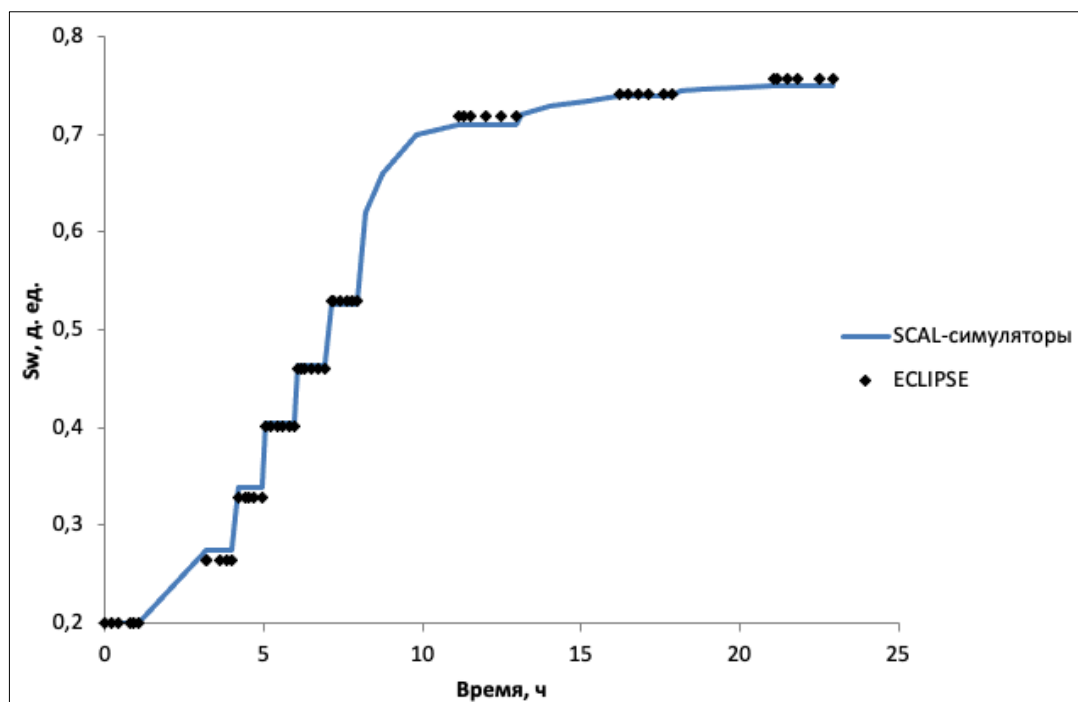


Рис. 3.4. Сопоставление динамики изменения водонасыщенности, рассчитанной в ECLIPSE и SCAL-симуляторах Sendra, Cydar, Porlab, Scores

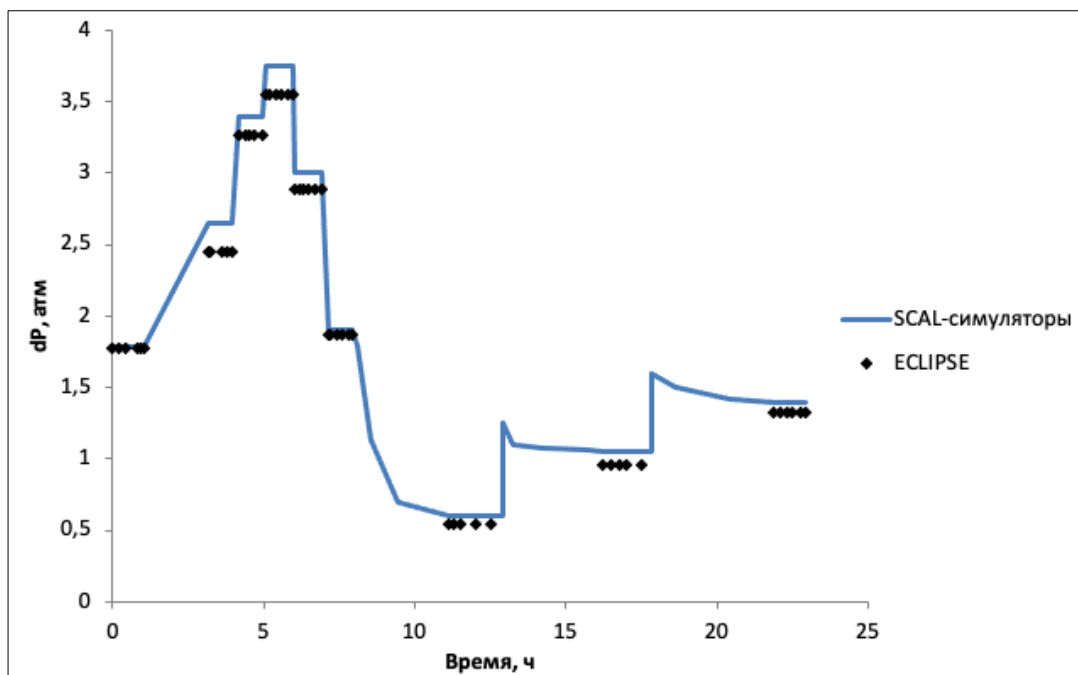


Рис. 3.5. Сопоставление динамики изменения перепада давления, рассчитанной в ECLIPSE и SCAL-симуляторах Sendra, Cydar, Porlab, Scores

Корректностью моделирования экспериментов по стационарной фильтрации на однородных моделях зерна является совпадение расчетных и исходно заданных в ГДМ ОФП (рис. 3.6):

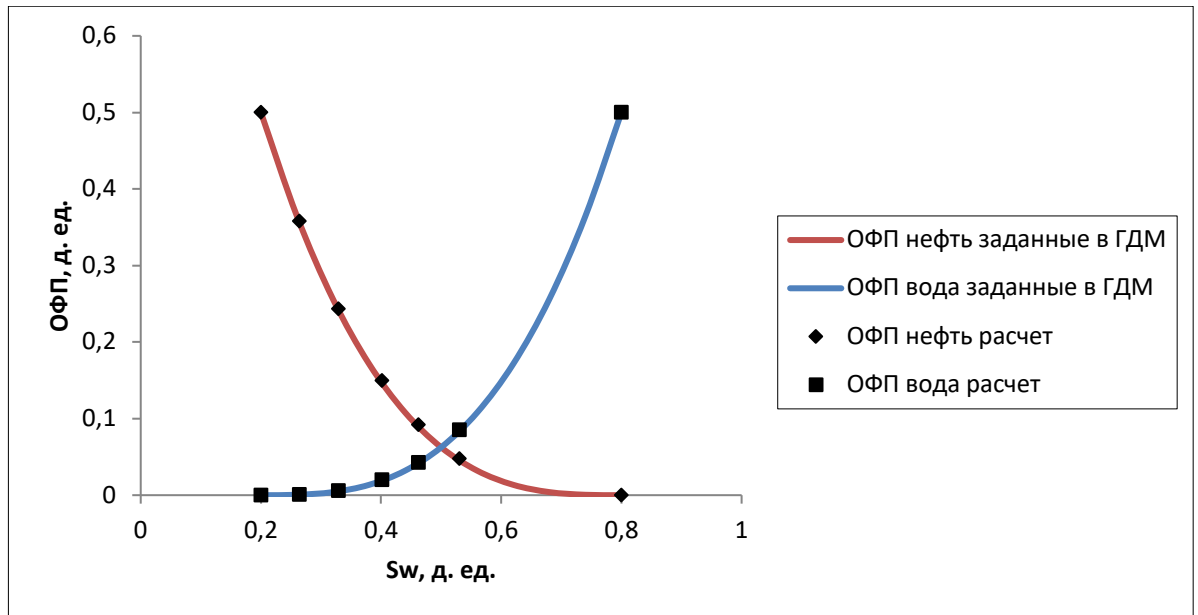


Рис. 3.6. Сопоставление расчетных и исходно заданных ОФП для тестовой модели керна

3.4. МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭКСПЕРИМЕНТОВ ПО ОДНОФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ

Для исследования возможности моделирования потоковых экспериментов по однофазной фильтрации было выполнено моделирование экспериментов по фильтрации воды ($\mu_w = 1$ сП) и определение абсолютной проницаемости для каждой модели керна.

Расчет проницаемости модели керна производился по закону Дарси (3.8):

$$K_{ABC} = \frac{Q_w \mu_w L}{3.6 A \Delta P} \quad (3.8)$$

Линейная скорость фильтрации принималась равной 1 м/сут, согласно ОСТ 39-235-89, для обеспечения “ламинарности” фильтрации.

Процесс адаптации моделей заключался в решении оптимизационной задачи (3.9) путем уточнения параметров C , S в зависимости Козени-Кармана (3.2) для достижения соответствия между экспериментально измеренной и расчетной абсолютной проницаемостью.

$$\frac{K_{ABC}^{ЭКСП} - K_{ABC}^{РАСЧ}}{K_{ABC}^{ЭКСП}} \rightarrow \min \quad (3.9)$$

В табл. 3.5 приведены исходные и уточненные значения параметров адаптации, полученные расчетные и экспериментальные значения K_{ABC} .

Таблица 3.5

Сопоставление данных по однофазной фильтрации воды

№ обр.	Исходные		Уточненные		K_{ABC} (эксп.), мД	K_{ABC} (расч.), мД	$\Delta(K_{ABC})$, %
	C	$S \cdot 10^{-3}, \text{м}^{-1}$	C	$S \cdot 10^{-3}, \text{м}^{-1}$			
1Т	93.97	19.7	93.97	12.745	653	653.337	0.052
2Т	93.97	19.7	93.97	14.01	489	489.265	0.054
1К	130.14	14.3	130.14	6.01855	2611	2623.809	0.491
2К	14.77	35.7	14.3	37.55	426	426.283	0.066

Для оценки качества адаптации (здесь и далее) использовалось относительное отклонение численного расчета от экспериментальных данных, которое вычислялось по формуле (3.10):

$$\Delta J = \frac{J^{\text{ЭКСП}} - J^{\text{РАСЧ}}}{J^{\text{ЭКСП}}} \cdot 100\% , \quad (3.10)$$

в которой параметр J – целевой параметр адаптации.

В результате адаптации моделей, для моделей 1Т, 2Т, 2К было получено точное соответствие расчетной и экспериментально определенной абсолютной проницаемости ($\Delta(K_{ABC}) < 0.1\%$).

Для образца 1К, обладающего значительно большей проницаемостью, не удалось получить абсолютного соответствия, поскольку для такой высокой проницаемости при заданной длине модели различие между давлением на входе образца и на выходе наблюдалось только в 3-ем знаке после запятой. При такой точности минимальный шаг изменения проницаемости - 31 мД, что не позволяет приблизиться к экспериментальному значению менее чем на $\Delta(K_{ABC}) = 0.5\%$.

3.4.1. ВЛИЯНИЕ ДИСКРЕТИЗАЦИИ РАСЧЕТНОЙ СЕТКИ НА СХОДИМОСТЬ И ВРЕМЯ РАСЧЕТА

Детализация расчетной сетки в задачах гидродинамического моделирования различных процессов оказывает существенное влияние на время расчета и сходимость результатов расчета с точным (известным, аналитическим) решением.

Измельчение расчетной области неизбежно приводит к увеличению времени, необходимого на проведение расчета, причем, зависимость времени расчета от размера сетки имеет нелинейный характер. Поэтому вместо того, чтобы проводить численные расчеты крупных моделей на равномерной мелкой сетке, применяется локальное измельчение сетки в тех областях, где некоторое измеряемое свойство претерпевает существенные изменения (пристеночная зона течения в трубах и капиллярах, область вокруг добывающей или нагнетательной скважины и т.п.).

Процесс укрупнения размеров расчетных ячеек, при котором происходит объединение нескольких ячеек и осреднение их свойств, называется масштабирование или “upscaling”. Upscaling позволяет уменьшить вычислительную ресурсоемкость модели за счет уменьшения количества расчетных узлов сетки, но при этом ухудшается сходимость результатов расчета с фактическим решением из-за корректности осреднения свойств при переносе свойств мелких ячеек на укрупненную.

Для исследования влияния размеров расчетной сетки на сходимость и время расчета была проведена серия расчетов абсолютной проницаемости для моделей образцов керна 1Т и 2К, которая состояла из расчетов на измельченной и укрупненной сетке.

Измельчение сетки производилось путем деления исходного блока на несколько равных блоков, свойства которых совпадали с ФЕС делимого блока.

При укрупнении блоков производилось объединение нескольких блоков в один, при этом upscaling пористости проводился методом среднего

взвешивания по поровому объему $\widehat{K}_{\Pi} = \frac{\sum K_{\Pi j} \times \delta_j}{\sum \delta_j}$, а абсолютной проницаемости методом гармонического осреднения $\frac{1}{\widehat{K}_{\Pi P}} = \sum \frac{1}{K_{\Pi P j}}$.

На рис. 3.7 а и 3.7 б представлены графики зависимости времени, затраченного на проведение расчета, и относительного отклонения между расчетным и экспериментальным значением $K_{\Pi P}$. Полученные графики имеют непротиворечивый вид: при увеличении детализации ГДМ керна резко возрастает время расчета, и наблюдаются проблемы со сходимостью, которые возникают из-за накопления программных ошибок при округлении данных. Черной точкой обозначен изначально заданный шаг 0.0306 мм, соответствующий детализации КТ.

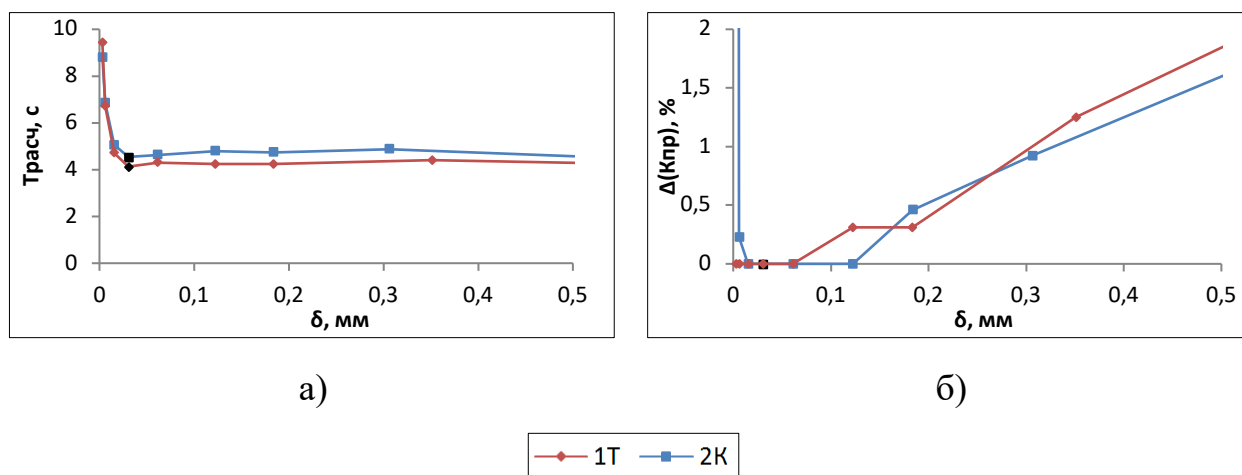


Рис. 3.7. Влияние детализации сетки на время расчета (а) и сходимость (б)

В результате анализа сходимости обнаружено, что существует такой диапазон возможных размеров ячейки ГДМ керна, в котором изменение размера ячейки путем объединения нескольких ячеек в одну с осредненными свойствами не влияет на результирующую проницаемость модели.

Размер этого диапазона напрямую зависит от некоторого признака, характеризующего неоднородность в распределении фильтрационно-емкостных свойств в модели керна. Так, для модели с однородным распределением ФЕС, где свойства всех ячеек одинаковы, ширина этого диапазона будет равняться условной единице, и соответствовать длине модели,

поскольку при upscaling'e не будет возникать и накапливаться ошибка масштабирования свойств, а для некоторой абсолютно неоднородной модели, где свойства соседних ячеек различаются очень существенно – стремиться к 0.

Для исследуемых моделей образцов ширина диапазона стабильности $\Delta_{\text{ст.сход.}}$ для модели образца 1Т меньше, чем у 2К. Если рассматривать эти образцы с позиции степени неоднородности их внутреннего строения (рис. 3.7.1), то в образце 1Т распределение $K_{\text{ПР}}$ помимо случайных флуктуаций имеет также явный тренд на увеличение проницаемости ближе к правому концу образца, и его наличие увеличивает степень неоднородности керна. У образца 2К, на первый взгляд кажущегося более неоднородным, чем 1Т, значения ФЕС ячеек распределены практически в 2 раза с меньшей дисперсией $S_{K_{\text{ПР}}}^2 = \frac{\sum (K_{\text{ПР}j} - \widehat{K_{\text{ПР}}})^2}{N-1}$ относительно значения $\widehat{K_{\text{ПР}}}$, чем у образца 1Т.

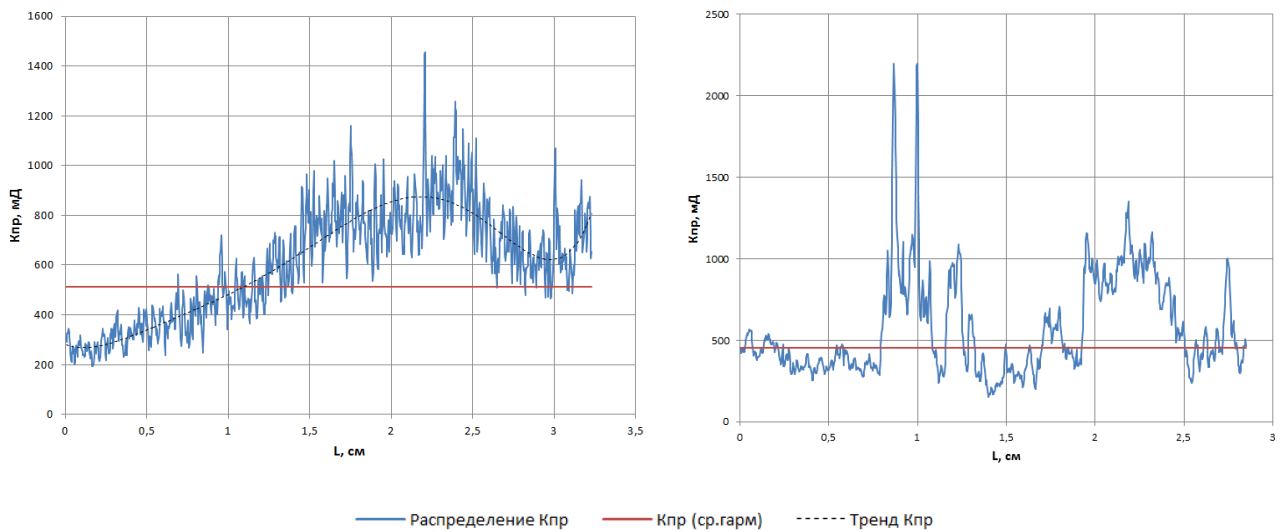


Рис. 3.7.1. Распределение абсолютной проницаемости в моделях образцов 1Т (слева) и 2К (справа)

Таким образом, одним из параметров, определяющих степень неоднородности керна и возможность укрупнения ГДМ может являться дисперсия проницаемости относительно среднего гармонического $S_{K_{\text{ПР}}}^2 = \frac{\sum (K_{\text{ПР}j} - \widehat{K_{\text{ПР}}})^2}{N-1}$. Чем меньше значение этого параметра, тем слабее неоднородное

строение образца сказывается на характер течения жидкостей и интегральные фильтрационно-емкостные свойства.

3.5. МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭКСПЕРИМЕНТОВ ПО ДВУХФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ

Для исследования возможности моделирования потоковых экспериментов по двухфазной фильтрации было выполнено моделирование экспериментов по определению относительных фазовых проницаемостей в системе нефть-вода ($\mu_o = 4.8$ сП, $\mu_w = 0.86$ сП) методом стационарной фильтрации.

На основе данных, полученных в ходе моделирования экспериментов по однофазной фильтрации (коэффициенты C , S), были построены исходные ГДМ образцов керна.

Расчет ОФП модели керна производился по обобщенному закону Дарси (3.11). При расчете ОФП, в качестве базовой проницаемости принималась проницаемость по нефти при начальной нефтенасыщенности.

$$k_f = \frac{Q_f \mu_f L}{3.6 A \Delta P} \quad (3.11)$$

$$k_{rf} = \frac{k_f}{k_{row}(S_{wc})}$$

Процесс адаптации моделей заключался в решении оптимизационной задачи (3.12), причем более сложного характера, чем при адаптации результатов по однофазной фильтрации.

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{1}{N} \sum_{j=0}^j \frac{|\Delta P_j^{\text{ЭКСП}} - \Delta P_j^{\text{РАСЧ}}|}{\Delta P_j^{\text{ЭКСП}}} \rightarrow \min \\ \frac{1}{N} \sum_{j=0}^j \frac{|S_{wj}^{\text{ЭКСП}} - S_{wj}^{\text{РАСЧ}}|}{S_{wj}^{\text{ЭКСП}}} \rightarrow \min \end{array} \right. \quad (3.12)$$

Решение оптимизационной задачи происходило в несколько этапов. Каждый последующий этап реализовывался с учетом информации, полученной в предыдущем этапе:

При моделировании режима 1, соответствующего фильтрации нефти при остаточной водонасыщенности, было произведено уточнение параметров C , S уравнения Козени-Кармана, влияющих на расчетную проницаемость модели (по нефти в данном случае), и подбор параметров D , n , l уравнения Тимура-Коатса, влияющих на остаточную водонасыщенность.

При моделировании режима 7, соответствующего фильтрации воды при остаточной нефтенасыщенности, был произведен подбор параметров A_{rw} , B_{rw} (3.6), отвечающих за расчетную проницаемость по воде, и коэффициентов A_{owc} , B_{owc} гиперболической зависимости (3.4), влияющих на остаточную нефтенасыщенность модели.

При моделировании режимов 2-6, соответствующих совместной фильтрации нефти и воды, производилось варьирование параметров L_f , E_f , T_f корреляции LET, отвечающих за форму кривой ОФП.

Результатом первого этапа являлось соответствие расчетного и экспериментального значения $k_{row}(S_{wc}) - S_{wc}$; второго этапа - $k_{rw}(S_{owcr}) - S_{owcr}$; третьего этапа – соответствие пары значений $k_{rj}(S_j) - S_j$ на каждом режиме.

Наиболее трудоемкой задачей являлась вариация 6 параметров L_f , E_f , T_f для сопоставления расчетных и экспериментальных точек промежуточной части кривой ОФП. Сложность заключалась в том, что изменение значений данных коэффициентов оказывало влияние не только на величину фазовой проницаемости k_f , но и на значение насыщенности при котором достигается эта проницаемость.

Для упрощения задачи сопоставление расчетных и экспериментальных данных производилось на графике в осях водонасыщенность – перепад давления. Совпадение точек в данной плоскости автоматически означало соответствие расчетных и экспериментальных точек и кривой ОФП в стандартных осях водонасыщенность – ОФП.

В результате адаптации для всех моделей среднее отклонение по насыщенности составило менее 1.5%, по ОФП – порядка 6% (табл. 3.6), что является хорошим показателем. Для всех образцов характерно, что при

объемной доле воды в потоке 50% ($F = 0.5$) наблюдалось наибольшее отклонение расчета от эксперимента (табл. 3.6). Причиной такого отклонения может быть то, что лабораторные измерения проницаемости в концевых и промежуточных точках кривой были выполнены на разных расходах. Несмотря на то, что значение проницаемости в концевых точках не зависит от расхода, тем не менее, при адаптации проницаемости в этих точках определялись 4 параметра, которые далее использовались для расчета всей кривой. Кроме того, это может быть связано с тем, что в моделях не учитывалось капиллярное давление в системе вода-нефть, для облегчения процесса адаптации.

Таблица 3.6

Сопоставление экспериментальных и расчетных ОФП для исследуемых моделей

№ обр.	F, д. ед.	S _w , д. ед.		k _{row} , д. ед.		k _{rw} , д. ед.		$\overline{\Delta S_w}$, %	$\overline{\Delta k_{rf}}$, %
		Эксперимент	Расчет	Эксперимент	Расчет	Эксперимент	Расчет		
1Г	0	0.075	0.075	1	1	0	0	2.6	5.7
	0.1	0.159	0.162	0.170	0.183	0.003	0.004		
	0.25	0.210	0.208	0.094	0.094	0.006	0.006		
	0.5	0.262	0.265	0.059	0.046	0.010	0.008		
	0.75	0.377	0.327	0.023	0.021	0.012	0.011		
	0.9	0.390	0.385	0.009	0.009	0.014	0.014		
	1	0.478	0.478	0	0	0.020	0.020		
2Г	0	0.079	0.080	1	1	0	0	1.3	5.2
	0.1	0.237	0.230	0.041	0.040	0.001	0.001		
	0.25	0.255	0.259	0.028	0.025	0.002	0.001		
	0.5	0.284	0.287	0.018	0.015	0.003	0.003		
	0.75	0.316	0.312	0.010	0.009	0.005	0.005		
	0.9	0.329	0.335	0.004	0.005	0.007	0.008		
	1	0.368	0.368	0	0	0.015	0.015		
1К	0	0.211	0.210	1	1	0	0	0.9	9.3
	0.1	0.261	0.258	0.383	0.356	0.008	0.007		
	0.25	0.278	0.275	0.215	0.233	0.013	0.014		
	0.5	0.290	0.295	0.105	0.139	0.019	0.025		
	0.75	0.317	0.318	0.077	0.078	0.041	0.042		
	0.9	0.348	0.343	0.050	0.042	0.080	0.067		
	1	0.462	0.461	0	0	0.217	0.218		
2К	0	0.364	0.364	1	1	0	0	0.7	4.2
	0.1	0.392	0.389	0.830	0.853	0.016	0.017		
	0.25	0.406	0.410	0.583	0.564	0.035	0.034		
	0.5	0.431	0.433	0.321	0.311	0.058	0.056		
	0.75	0.452	0.455	0.128	0.147	0.068	0.079		
	0.9	0.470	0.478	0.064	0.066	0.103	0.107		
	1	0.555	0.557	0	0	0.226	0.222		

Сопоставление экспериментальных и полученных в результате адаптации ГДМ ОФП в нормированных координатах представлены на рис. 3.8:

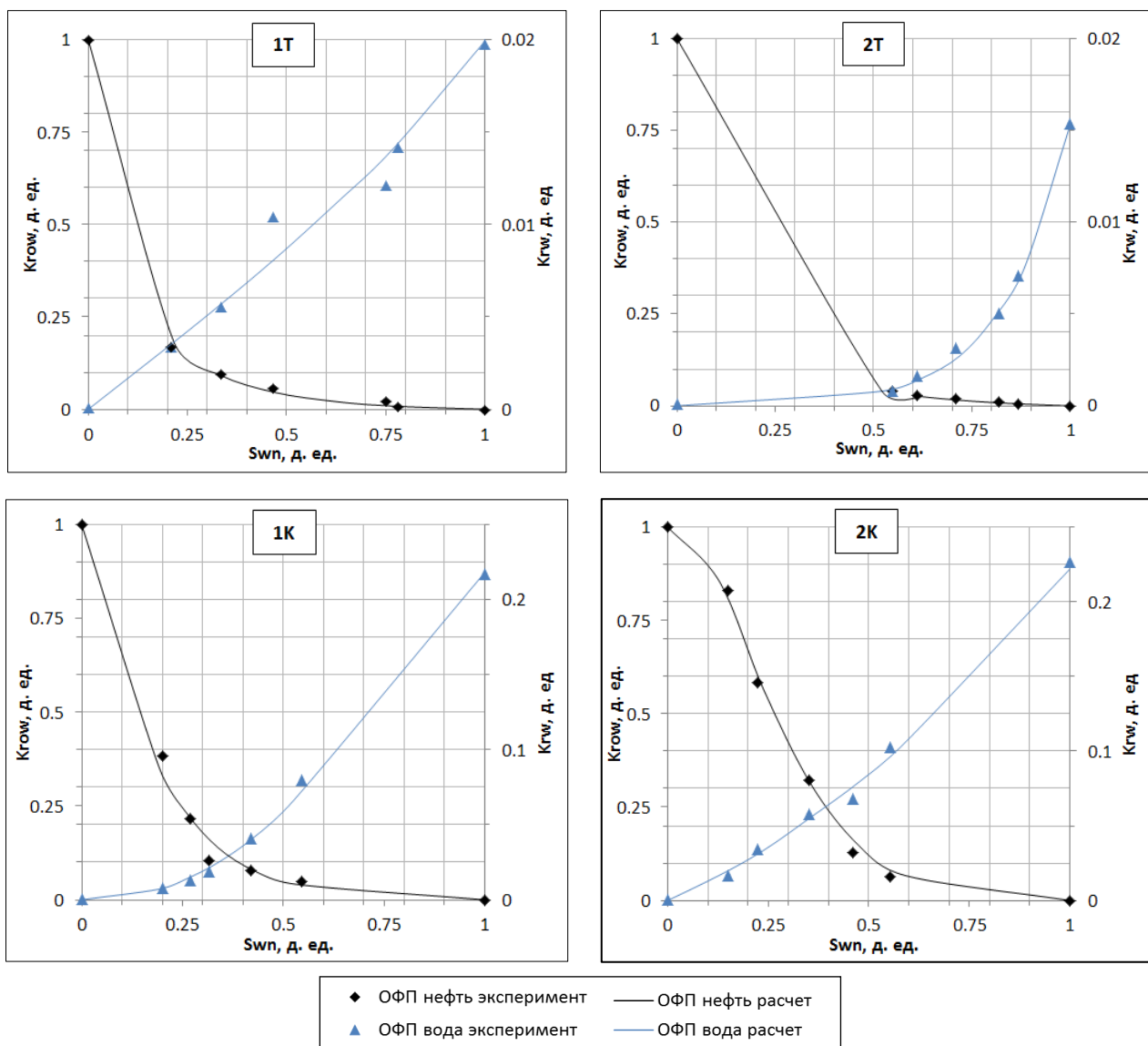


Рис. 3.8. Сопоставление экспериментальных ОФП и полученных ОФП в результате адаптации гидродинамических моделей ядра в нормированных координатах

3.6. МОДЕЛИРОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИИ НЕФТИ И ВОДЫ ПРИ РАЗНЫХ ДАВЛЕНИЯХ ОБЖИМА

Информация о внутреннем строении горной породы на основе томографии керна, как правило, получается в атмосферных условиях, а данные по ОФП необходимы применительно к пластовым условиям. Не учет этого фактора может привести к существенному искажению ОФП.

Анализ зарубежных работ показывает, что имеется незначительное количество публикаций, в которых рассматривается влияние давления обжима на ОФП путем экспериментальных исследований [1, 3, 7].

В работе [1] приводится сводная таблица с основными результатами актуальных исследований по влиянию горного давления на ОФП. Отмечается, что во всех исследованиях при увеличении давления обжима остаточная нефтенасыщенность увеличивается, а связанная водонасыщенность в части исследований увеличивается, а в другой части – уменьшается. Несмотря на неоднозначное поведение остаточных насыщенныхностей, общим трендом прослеживается уменьшение ОФП при увеличении давления обжима.

Особенности физического моделирования фильтрации нефти и воды при давлениях обжима 10 МПа и 20 МПа для исследуемых в данной работе образцов описаны в работе [16]. Показано, что для терригенных и карбонатных пород увеличение давления приводит к различному поведению функций ОФП (рис. 3.9) и подвижности жидкости (рис. 3.10).

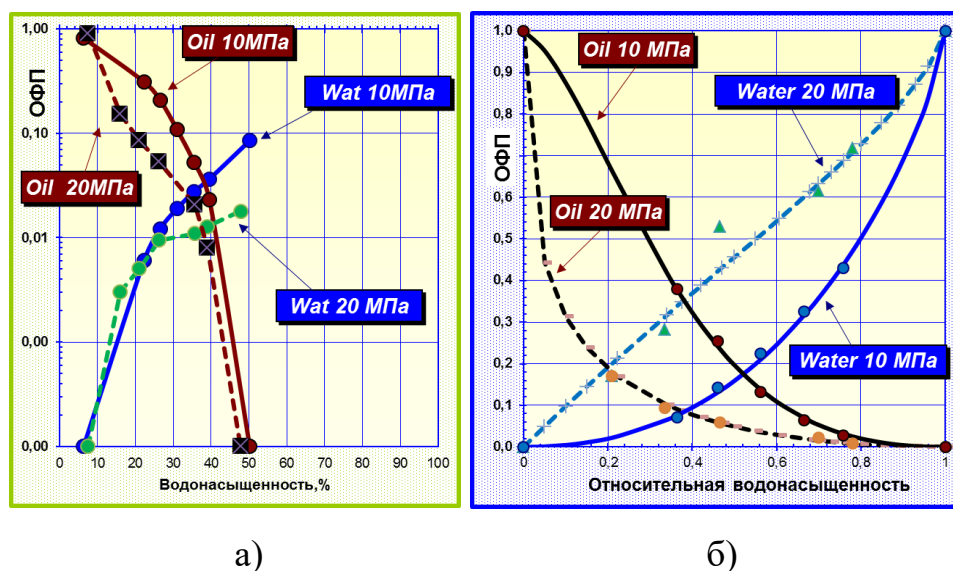


Рис. 3.9. ОФП при горном давлении 10 и 20 МПа для модели 1Т в ненормированных (а) и нормированных координатах (б)

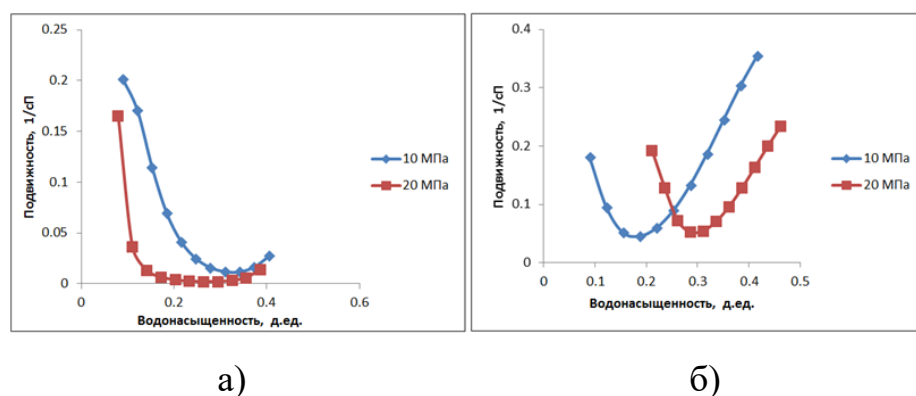


Рис. 3.10. Функции подвижности жидкости при разных горных давлениях для образцов 2Т (а) и 1К (б)

Результаты лабораторных исследований интерпретируются с позиции процессов на микроуровне – исходя из формирования характера течения и связанной водонасыщенности при деформации пустотного пространства.

Целью математического моделирования являлось исследование характера и масштаба изменения параметров зависимостей (3.2)-(3.7) при разных давлениях обжима. В качестве исходных значений параметров были взяты параметры, полученные при адаптации ГДМ керна при давлении обжима 10МПа.

Адаптация моделей на лабораторные данные при давлении обжима 20 МПа (рис. 3.11) привела к тому, что часть параметров осталась неизменной относительно исходных значений (табл. 3.7, ячейки закрашены желтым цветом), а другая часть претерпела корректировку, как в меньшую (табл. 3.7, ячейки закрашены оранжевым цветом), так и в большую (табл. 3.7, ячейки закрашены зеленым цветом) сторону, причем в очень широком диапазоне значений.

Различные изменения параметров моделей в большую или меньшую сторону могут 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 [16].

При этом, 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. Известно, что по лабораторным данным для многофазной и даже однофазной фильтрации, зачастую, не удается, особенно, на малом количестве данных получать однозначные зависимости между различными свойствами. Поскольку математическая модель строится на различных закономерностях, задаваемых формулами (3.2)-(3.7), несоответствие в логике изменения некоторых свойств и приводит к наблюдаемой особенности в поведении параметров математических моделей.

Таблица 3.7

Параметры зависимостей для ГДМ ядра при разных давлениях обжима

Параметр	1Т		2Т		1К		2К	
	10 МПа	20 МПа	10 МПа	20 МПа	10 МПа	20 МПа	10 МПа	20 МПа
$S \cdot 10^{-3}, м^{-1}$	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_{owc}	0.0493	0.0595	0.078	0.0758	0.077	0.146	0.17499	0.19
B_{owc}	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	

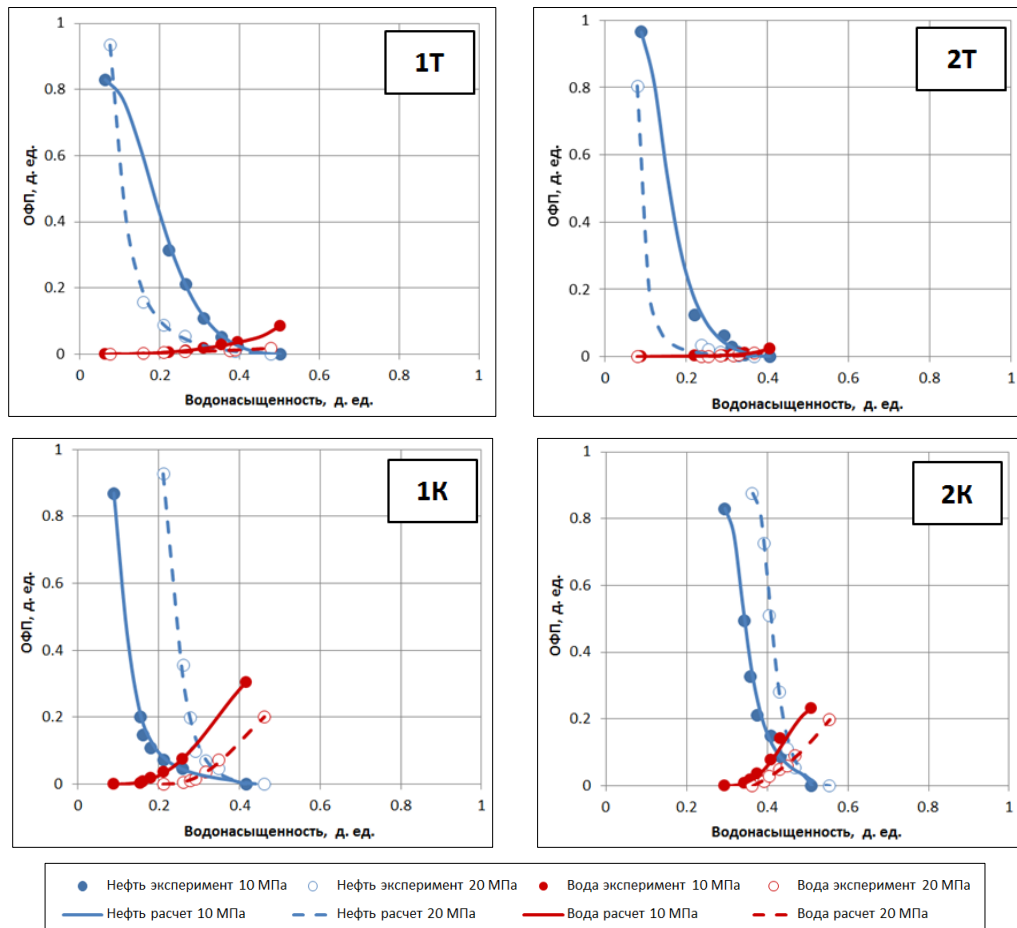


Рис. 3.11. Лабораторные значения и расчетные кривые ОФП для исследуемых образцов при разных горных давлениях

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе исследования установлена возможность математического моделирования экспериментов по однофазной и многофазной фильтрации для определения абсолютной и фазовых проницаемостей керна, с учетом особенностей его внутреннего неоднородного строения. Проведение таких вычислительных экспериментов в дополнение к лабораторным исследованиям позволяет вычислять ОФП в непрерывном диапазоне насыщенностей, в том числе по результатам нестационарной фильтрации и центрифугирования.

Применение созданных фильтрационных моделей и алгоритмов численного моделирования представляет особый интерес с позиции развития технологии “цифровой керн”, так как позволяет осуществить переход от микрообразцов и фрагментов керна до уровня стандартного и полноразмерного керна.

В результате работы были получены следующие выводы:

1. Созданы фильтрационные модели четырех образцов керна терригенной и карбонатной породы с учетом неоднородности в распределении ФЕС, определенной по данным рентгеновской компьютерной томографии;
2. Выполнено математическое моделирование экспериментов по однофазной и двухфазной стационарной фильтрации нефти и воды, в том числе при разных давлениях обжима;
3. Обнаружено, что параметром, определяющим степень неоднородности керна и возможность укрупнения гидродинамической модели является дисперсия распределения абсолютной проницаемости относительно среднего гармонического $S_{\text{КПР}}^2$. Чем меньше значение $S_{\text{КПР}}^2$, тем слабее неоднородное строение образца влияет на характер течения жидкостей и интегральные фильтрационно-емкостные свойства;
4. Установлено, что для терригенных образцов увеличение горного давления приводит к уменьшению подвижности жидкостей вследствие

усиления режима четочного течения нефти и воды, вызванного изменением структуры порового пространства. Для карбонатных образцов увеличение горного давления приводит к смещению области двухфазной фильтрации в сторону большей водонасыщенности за счет увеличения капиллярно-удерживаемой воды при деформации породы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. 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.
2. Almutairi A. Modified Johnson-Bossler-Naumann method to incorporate capillary pressure boundary conditions in drainage relative permeability estimation / Almutairi A., Othman F., Ge J., Le-Hussain F. // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2022. Vol. 210.
3. 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.
4. Ebeltoft E. Parameter based SCAL – analysing relative permeability for full field application / E. Ebeltoft, F. Lomeland, A. Brautaset, A. Haugen // International Symposium of the SCA, September 8-11, 2014, Avignon, France.
5. Jenei B. Numerical modelling and automated history matching in SCAL for improved data quality / Jenei B. // Master Thesis. – 2017.
6. Lenormand R. Comparison of four numerical simulators for SCAL experiments / Lenormand R., Lorentzen K., Maas J. G., Ruth D. // International Symposium of the SCA, August 21-26, 2016, Snowmass, USA
7. 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.
8. Lomeland F. A new versatile relative permeability correlation / Lomeland F., Ebeltoft E., Thomas W. H. // International Symposium of the SCA, August 21-25, 2005, Toronto, Canada
9. Maas J. G. Defining a sample heterogeneity cut-off value to obtain representative Special Core Analysis (SCAL) measurements / Maas J. G., Springer N., Hebing A. // International Symposium of the SCA, July 26-28, 2019, Los Angeles, USA

10. McPhee C. Core Analysis: A Best Practice Guide / McPhee C., Reed J., Zubizarreta I. – Amsterdam: Elsevier Inc., 2015.
11. Mostaghimi P. Transport Phenomena Modelled on Pore-Space Images. Ph. D. diss. / P. Mostaghimi // Imperial College London. 2012.
12. Wallis J. R. Constrained Residual Acceleration of Conjugate Residual Methods / Wallis J. R., Kendall R. P., Little T. E., Nolen J. S. // SPE 1985 Reservoir Simulation Symposium, February 10-13, 1985, Dallas, USA
13. Zhang J. Interpretation of Gas/Water Relative Permeability of Coal Using the Hybrid Bayesian-Assisted History Matching: New Insights / Zhang J., Zhang B., Xu S., Feng Q., Zhang X., Elsworth D. // Energies. 2021. №14.
14. Байков В. А. Петрофизическое моделирование сложнопостроенного терригенного коллектора / В. А. Байков, С. И. Коновалова, С. П. Михайлов // Территория нефтегаз. 2018. №11. С. 37.
15. Басниев К. С. Подземная гидромеханика / Басниев К. С., Кочина И. Н., Максимов В. М. – Москва: “Недра”, 1993. – 27.
16. 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.
17. Иванов В. А. Структура порового пространства коллекторов нефти и газа / В. А. Иванов, В. Г. Храмова, Д. О. Дияров // Москва: “Недра”, 1974. С. 56.
18. Комиссаренко А. С. Проблема обоснования коэффициента вытеснения нефти водой из кавернозно-трещиноватых карбонатных коллекторов / А. С. Комиссаренко, А. В. Кочетов, А. А. Загоровский, Е. Г. Кузнецов, И. В. Федорцов // Геология нефти и газа. – 2021. - №4. – С.54

19. Математическое моделирование пластовых систем. Методические указания. – Тюменское отделение “СургутНИПИнефть”, ОАО “Сургутнефтегаз”
20. Меркулов В. П. Геофизические исследования скважин / В. П. Меркулов. – Томск: Издательство ТПУ, 2008. С. 68.
21. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (Часть 2. Фильтрационные модели). – Москва: ОАО “ВНИИОЭНГ”, 2003. – 152с.
22. Орлов Д. М. Методика определения относительных фазовых проницаемостей по данным нестационарной фильтрации путем совместного физического и компьютерного моделирования / Орлов Д. М., Рыжов А. Е., Перунова Т. А. // Прикладная механика и техническая физика. – 2013. - №5. – 122с
23. ОСТ 39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации, 1989. – 36с.
24. Практическое руководство по созданию гидродинамических моделей / Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований. 2012.
25. Руководство пользователя Schlumberger ECLIPSE 2014
26. Руководство пользователя Weatherford Sendra 2013.2
27. Виноградов И. А. Лабораторные и численные исследования процесса рассоления заслонённых терригенных коллекторов / И. А. Виноградов, А. А. Загоровский, К. Ю. Богачев, С. В. Милютин, И. А. Долгов // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE 2015. Москва.

Профили пористости, полученные в результате томографирования сухих образцов

