

НОВЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Оригинальная статья

УДК 622.27

EDN: GTJARA

Влияние детализации пустотного пространства керна на вычисление фильтрационных свойств по технологии «Цифровой керн»

С.В. Степанов ✉, О.Ю. Динариев, М.А. Загоровский

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Россия, 625048, Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42

Аннотация. *Актуальность.* Технология «Цифровой керн» открывает широкие возможности для исследования свойств горной породы. Однако практическая значимость результатов таких исследований может существенно зависеть от качества цифровой модели керна. В этой связи актуальным является понимание влияния различных факторов, в частности влияния детализации пустотного пространства керна на исследуемые свойства. *Цель работы.* Рассмотрение особенностей технологии «Цифровой керн» исходя из влияния детализации пустотного пространства на моделирование течения в порах как важнейшего процесса, который обуславливает корректность расчета абсолютной проницаемости и относительной фазовой проницаемости. *Материалы и методы.* Расчеты выполнены с использованием прямого метода моделирования по технологии «Цифровой керн» применительно к реальному образцу керна. *Результаты.* Приведены результаты расчетов абсолютной проницаемости и относительной фазовой проницаемости на цифровых моделях керна разной детализации. Для выяснения особенностей влияния детализации на многофазное течение даются примеры, иллюстрирующие капиллярные эффекты в пористой среде. В частности показано, что абсолютная проницаемость для более грубой модели может быть выше, чем для более детальной модели, однако при этом соответствие кривых относительной фазовой проницаемости может иметь противоположный характер, что связано со значительным влиянием детализации цифровой модели керна на выраженность капиллярных эффектов. *Выводы.* Показано, что от качества детализации пустотного пространства керна существенно зависят результаты расчетов фильтрационных свойств горной породы. Для решения этой проблемы может быть использовано многомасштабное моделирование.

Ключевые слова: цифровой керн, детализация цифровой модели, абсолютная проницаемость, относительная фазовая проницаемость

Финансирование: работа выполнена в рамках целевого инновационного проекта компании «Роснефть».

✉ Степанов Сергей Викторович, svstepanov@tnnc.rosneft.ru

© Степанов С.В., Динариев О.Ю., Загоровский М.А., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Для цитирования: Степанов С.В., Динариев О.Ю., Загоровский М.А. Влияние детализации пустотного пространства керна на вычисление фильтрационных свойств по технологии «Цифровой керна» // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 3. С. 391–404. EDN: GTJARA

Введение

К настоящему времени технология «Цифровой керна» (ЦК) находит все большее применение для исследования свойств горных пород. Учитывая ее возможности по сравнению с традиционными лабораторными методами исследования керна, можно уверенно говорить о том, что широта применения технологии ЦК со временем будет только увеличиваться. При этом важно осознавать, что результат цифровых исследований керна, как и любой результат, полученный путем математического моделирования, имеет практическую ценность только в том случае, если на приемлемом уровне учтены различные аспекты создания цифровой модели керна (ЦМК) и моделирования процессов на уровне пор.

Определение по технологии ЦК фильтрационных свойств горной породы – абсолютной проницаемости (АП) и относительной фазовой проницаемости (ОФП), опирается, соответственно, на расчет однофазных или многофазных течений в пустотном пространстве керна. Для этого разработаны разные методы, которые можно разделить на группу методов прямого моделирования и на группу методов поро-сетевого моделирования. Принципиальное различие между этими группами в том, что в первом случае используется моделирование течений в воксельной геометрии пустотного пространства, а во втором – моделирование течений в поровой сети, т. е. в совокупности пор и соединяющих их капиллярных каналов, топология и характеристики которых определяются с помощью специальных методов, используя

изначально воксельное представление пустотного пространства. Учитывая, что поро-сетевое моделирование является более простым, по сравнению с прямым моделированием, оно требует меньших вычислительных ресурсов, поэтому такое моделирование можно характеризовать как экспресс-моделирование. С помощью поро-сетевого моделирования возможно решать существенно меньший перечень задач, чем с помощью прямого моделирования, поэтому, несмотря на значительную разницу в вычислительной ресурсоемкости, оба эти направления не вытеснили друг друга в сфере цифровых исследований керна.

Многофазное течение на уровне пор существенно более сложное, чем однофазное течение. Это связано с тем, что при многофазном течении могут реализовываться разные режимы течения. Формирование режима течения в порах обуславливается разными факторами, связанными как со свойствами флюидов, так и с топологией и конфигурацией пор и их смачиваемостью, скоростью потоков. Согласно [1], исследования, проведенные на устройстве для гидродинамической фокусировки потока, состоящей из капилляров квадратного течения, позволили получить карту из пяти типов течений, часть из которых можно отнести к классу струйных течений, а другую часть – к классу четочных течений. Под четочным течением будем понимать течение чередующихся элементов фаз, размер которых сопоставим с размером поровых каналов. При таком характере течения не исключается и течение пристеночных слоев смачивающей фазы.

Как правило, исследования особенностей многофазного течения в поровых каналах, например, по производству четоков, проводятся путем физических экспериментов. Так, в работе [2] рассматриваются три варианта капиллярных устройств для генерации четоков. Исследования в этом направлении проводятся и путем численных экспериментов. Например, в работе [3] даются результаты исследований по влиянию капиллярного числа и длины сужения на двухфазное течение в капилляре переменного поперечного сечения. Отмечается, что длина сужения (горловины) оказывает значительное влияние на эффект snap-off, т. е. на разрыв струйки и формирование четки.

При численном моделировании эффектов, связанных с формированием режимов течения в пористой среде, состоятельность результатов моделирования зависит среди прочих факторов и от детализации ЦМК. Детализация ЦМК, в свою очередь, во многом связана с разрешением компьютерной томографии (КТ) и с корректностью процедуры сегментации томографических данных, т. е. с выделением из КТ-изображений в оттенках серого пустот и твердой фазы. Современная КТ (точнее, компьютерная микро-томография) керна позволяет создавать трехмерные ЦМК с размером вокселя порядка 1 мкм и выше. Характерные размеры поровых каналов горных пород, особенно низкопроницаемых, на 1–2 порядка ниже. Использование совместно с КТ данных, полученных по растровой электронной микроскопии в том числе в комбинации с технологией фокусируемого ионного пучка, позволяет получить трехмерные модели микроструктуры породы с шагом дискретизации в несколько десятков нанометров. Корректность сегментации

данных КТ может быть обеспечена за счет использования разных методов [4].

Учитывая вышесказанное, целью проведенных исследований было изучение влияния детализации пустотного пространства керна на определение по технологии ЦК фильтрационных свойств горной породы – абсолютной проницаемости и относительной фазовой проницаемости. При этом не ставилась задача изучения этих свойств с позиции анизотропии – этот вопрос планируется исследовать в дальнейшем. Вычислительные эксперименты проведены с использованием программного комплекса «РН-ЦИФРОВОЙ КЕРН» [4] (Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ №2023680850 от 05.10.2023 г.).

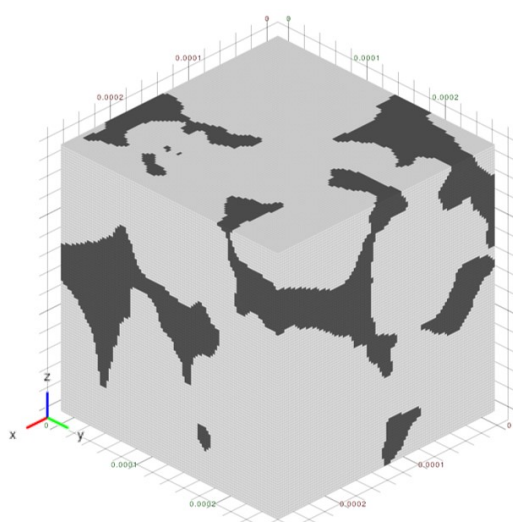
Материалы и методы

Исследование влияния детализации пустотного пространства на определение АП и ОФП выполнено на примере ЦМК одного образца высокопроницаемого терригенного коллектора. КТ на микро-томографе сделана для образца керна диаметром 10 мм и высотой 21 мм с разрешением 2,77 мкм/вокс. при силе тока 130 мкА, напряжении 70 кВ, с фильтром Al 0,5 мм. Из середины образца выделена ЦМК объемом 1000^3 вокселей. Для сегментации томографических изображений использован метод сходящихся контуров. Коротко, суть этого метода заключается в том, что сегментация набора двумерных изображений происходит путем расширения заданных областей с указанными фазами (пора/твердое вещество) в соответствии с определенной функцией скорости. При этом для каждой фазы определяются пороги, в пределах которых воксель однозначно ставится в соответствие данной фазе.

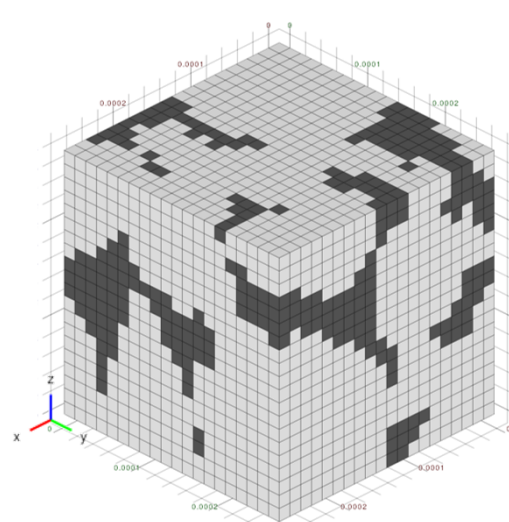
Коэффициенты пористости (0,23 д.ед.) и газопроницаемости (2530 мД), определенные по ЦМК, отвечают лабораторным данным для 38-мм образцов в пределах относительной погрешности 6% и 1,9% соответственно, что является приемлемым показателем качества сегментации.

Для изучения влияния детализации пустотного пространства на расчет АП и ОФП из исходной ЦМК был выделен фрагмент размером 100х100х100 вокселей и коэффициентом пористости 0,21 д.ед., который затем был загрублен до размера 20х20х20 вокселей с сохранением физического объема и пористости. Это, соответственно – ЦМК-1 с высокой

детализацией (размер вокселя 2,77 мкм) и ЦМК-2 с низкой детализацией (размер вокселя 13,85 мкм). Процедура загрубления ЦМК-1 заключалась в ее разбиении на заданное количество ячеек и присвоении значения ячейке 0 или 1 по индексу вокселя, находящегося в центре полученной ячейки. На рис. 1 показаны эти ЦМК, причем черный цвет соответствует вокселям, формирующим пустотное пространство. Как видно, загрубление ЦМК привело к изменению конфигурации пустотного пространства, причем не только с позиции потери связности «узких» поровых каналов, но с позиции образования в модели шероховатости поверхности.



a/a



б/б

Рис. 1. Трехмерная бинарная воксельная модель фрагмента керна:
а – высокая детализация (ЦМК-1); б – низкая детализация (ЦМК-2)

Fig. 1. Three-dimensional binary voxel model of a core fragment:
a – high detail (Digital Core Model-1); b – low detail (Digital Core Model-2)

Результаты и обсуждение

Расчет однофазного и двухфазного течений на ЦМК-1 и ЦМК-2 выполнен в программном комплексе «РН-ЦИФРОВОЙ КЕРН» по прямому методу на основе квазигидродинамической модели с «диффузной границей» между фазами [5, 6]. При этом числа Рейнольдса были меньше единицы,

чтобы исключить влияние инерции. По результатам моделирования однофазного течения в направлении оси ОУ абсолютная проницаемость ЦМК-1 составила 1710 мД, а ЦМК-2 – 2507 мД. Различие абсолютных проницаемостей ЦМК-1 и исходной ЦМК той же детализации связано с фактором представительности.

Цели исследования этого фактора в рамках данной работы не ставилось, однако стоит отметить, что взаимосвязь представительности и детализации при цифровом моделировании ядра представляет собой важное направление для изучения особенностей технологии ЦК, в том числе с позиции законов распределения и с позиции структуры и типов пустотного пространства. Тот факт, что АП ЦМК-2 выше, чем АП ЦМК-1 обусловлен тем, что в процессе заглубления некоторые близко расположенные области вокселей пустотного пространства получили дополнительную связанность.

Для определения относительной фазовой проницаемости использовался метод вычислительного эксперимента по нестационарному вытеснению [7], в соответствии с которым ОФП рассчитываются непрерывно, т. е. в ходе вытеснения одной фазы другой фазой. Обратим внимание, что ОФП, получаемые по данному методу, могут иметь немонотонный вид, что обуславливается микрособытиями на уровне пор. Для выполненных исследований это принципиальный момент, поскольку микрособытия, как будет показано ниже, напрямую связаны с детализацией пустотного пространства.

Расчеты проводились при одинаковых начальных и граничных условиях, свойствах флюидов и прочих параметрах: межфазное натяжение – 4,7 мН/м; плотности нефти, воды – 800 кг/м³, 1000 кг/м³; динамические вязкости нефти, воды – 11,7 мПа·с, 1,3 мПа·с; угол смачивания – 90°. Начальное насыщение породы соответствовало 100%-му насыщению нефтью. На боковых границах образца в направлении втекания и вытекания вытесняющей фазы построены буферные зоны в количестве 30 вокселей и 5 вокселей, скопированных из первого и последнего слоев соответственно. Использование

буферных зон является частью методики проведения вычислительного эксперимента и необходимо для формирования поверхности раздела фаз вне исследуемого образца и установившегося течения вытесняемой фазы внутри образца.

На рис. 2 и рис. 3 представлены распределения вытесняемой фазы в ЦМК-1 и ЦМК-2 при равных значениях водонасыщенности (S_w), соответствующих последовательным этапам вытеснения. Цветовая градация на рисунках соответствует значению плотности вытесняемой фазы, причем оттенки зеленых цветов соответствуют плотности, близкой к 800 кг/м³, оттенки синих цветов – плотности вытесняемой фазы, близкой к 0, т. е. отсутствию вытесняемой фазы. Заметим, что видимые узкие переходные зоны соответствуют границам раздела фаз, при этом их ненулевая толщина является физическим эффектом используемой модели многофазного течения типа «диффузной границы», а не численным эффектом, как в моделях типа «четкой границы». На этих рисунках видно проявление характерных капиллярных явлений, а именно прощелкивание мениска вытесняющей фазы и формирование четочного течения с образованием и слиянием четок. Рассмотрим наблюдаемые эффекты более подробно. Интересующие места на рисунках обозначены стрелкой и цифрами.

В процессе закачки вытесняющей фазы через левую боковую поверхность образца ЦМК-1 граница раздела фаз продвигается неравномерно. Когда вытесняющая фаза достигает порового перешейка («1») происходит быстрое смещение мениска («2») из узкого горла поры в ее расширение («3»). В этом процессе скорость движения мениска при скачке превышает среднюю скорость вытеснения.

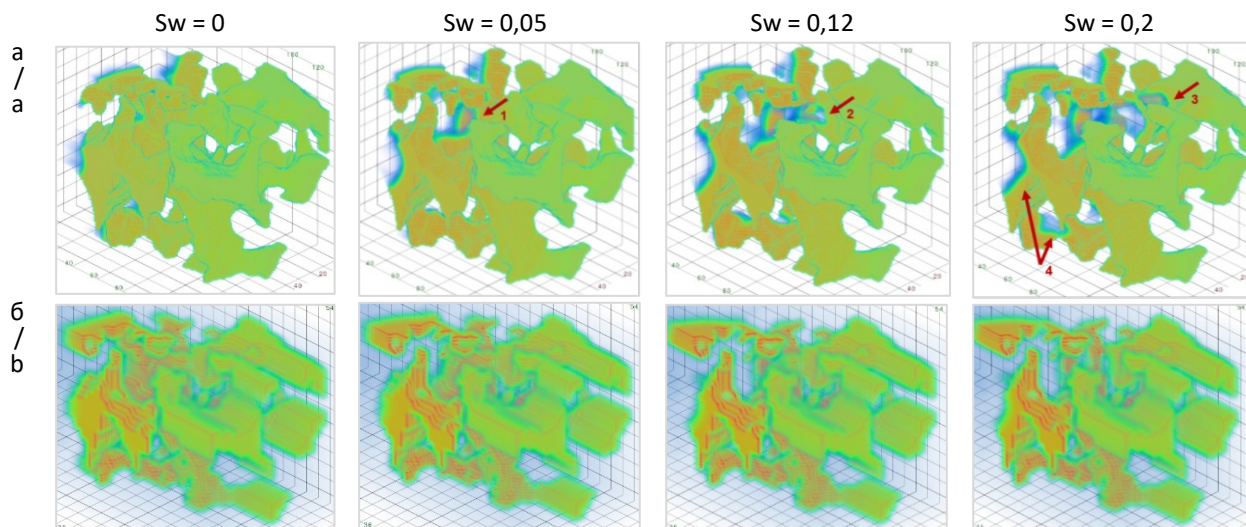


Рис. 2. Картины распределения вытесняемой фазы, демонстрирующие прощелкивание мениска вытесняющей фазы при разных значениях водонасыщенности: а – ЦМК-1; б – ЦМК-2

Fig. 2. Distribution patterns of the displacing phase demonstrating the shearing of the displacing phase meniscus at different water saturation values: а – Digital Core Model-1; б – Digital Core Model-2

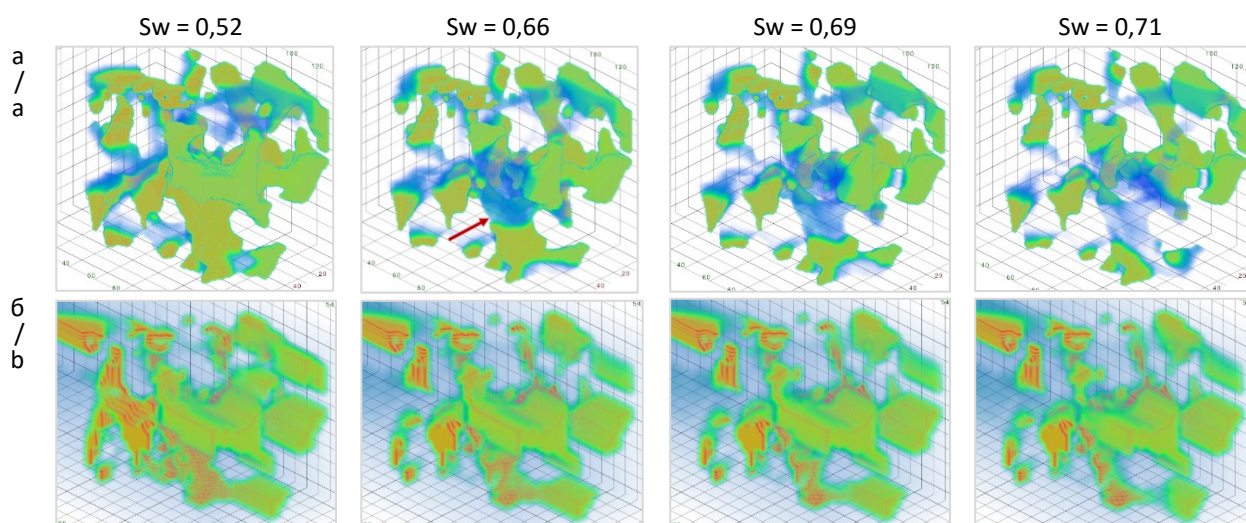


Рис. 3. Картины распределения вытесняемой фазы, демонстрирующие формирование четочного течения при разных значениях водонасыщенности: а – ЦМК-1; б – ЦМК-2

Fig. 3. Distribution patterns of the displaced phase demonstrating the formation of a slug flow at different water saturation values: а – Digital Core Model-1; б – Digital Core Model-2

Из рис. 2а видно, что при водонасыщенности пустотного пространства 0,2 д.ед. распределение фаз имеет неоднородный характер: наблюдается опережающее

продвижение воды в зоне скачка («3») и ее замедленное продвижение в других поровых каналах сопоставимого диаметра, например в нижней области образца («4»).

Дальнейшее развитие течения сопровождается формированием четочного течения нефти и воды в области, указанной стрелкой на рис. 3а. Переход от струйного течения к четочному происходит вследствие сообщаемости поровых каналов и соединения струйных потоков фаз, при этом движение четок нефти и воды сопровождается деформациями межфазных поверхностей.

Отчетливо видно, что уменьшение детализации ЦМК привело к искаженному описанию межфазного взаимодействия и капиллярных эффектов, наблюдаемых на ЦМК с высокой детализацией, а именно: невозпроизведению скачкообразного проселкивания мениска вытесняющей фазы

на начальных этапах развития течения и невозпроизведению формирования четочного течения в сообщающихся поровых каналах. Обозначенные эффекты напрямую определяют характер распределения фаз в поровом пространстве и величину потерь давления при фильтрации. Поэтому их воспроизводимость в цифровой модели коллектора важна с позиции получения физически обоснованных результатов численного моделирования.

Проявление обоих эффектов сопровождается скачкообразными изменениями компоненты скорости потока v_y и, как следствие, приводит к наличию немонотонности на кривых ОФП (рис. 4).

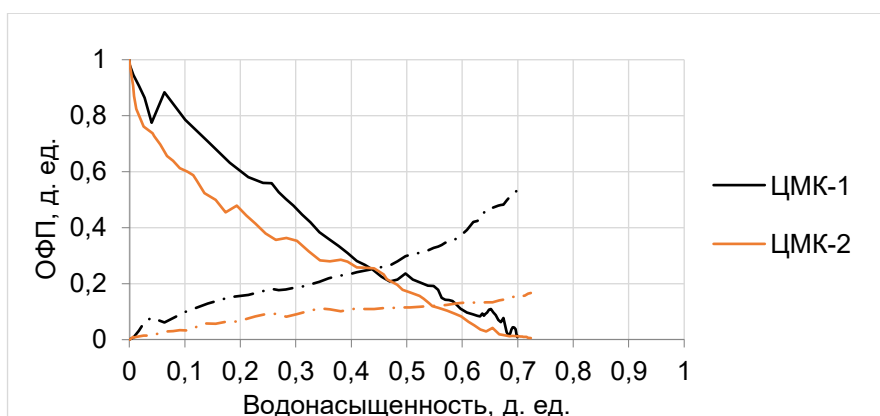


Рис. 4. Графики зависимостей расчетных ОФП нефти (сплошные линии) и воды (пунктирные линии) от водонасыщенности

Fig. 4. Graphs of the calculated relative phase permeability oil (solid lines) and water (dashed lines) dependences on water saturation

Видно, что кривые ОФП для ЦМК-1 и ЦМК-2 различаются достаточно существенно, причем кривые ОФП обеих фаз для более грубой модели (ЦМК-2) ниже и более гладкие, чем кривые ОФП для более детальной модели (ЦМК-1). При этом обращает на себя внимание тот факт, что такое соответствие кривых ОФП диссонирует с соответствием значений абсолютных проницаемостей ЦМК-1 и ЦМК-2. Поскольку, как было указано ранее, то, что АП ЦМК-2 выше, чем АП ЦМК-1, объясняется более высокой

связанностью пустотного пространства в грубой модели, тот факт, что ОФП для ЦМК-1 выше, чем для ЦМК-2, можно объяснить тем, что уровень выраженности капиллярных эффектов для более грубой модели настолько выше, чем для детальной модели, что он перекрывает эффект от различия АП. Заметим, что в рассматриваемых моделях диапазоны двухфазной фильтрации практически одинаковые, т. е. фактор детализации оказал преимущественное влияние на ОФП, а не на область определения этих функций.

Возможное решение проблемы детализации

Прямое моделирование на уровне пор является вычислительно ресурсоемким. Так, в рассматриваемых примерах с высокопроницаемым керном расчеты абсолютных проницаемостей и относительных фазовых проницаемостей выполнены на компьютере с 24-ядерным процессором и заняли для ЦМК-1, соответственно, 15 минут и 18 часов, а для ЦМК-2 – 12 секунд и 23 минуты. Понятно, что для ЦМК образцов керна с характерным размером 1 см, используемых при лабораторных исследованиях, обеспечение необходимой детализации ЦМК при условии длительности расчета за приемлемое время может быть в принципе невозможным. В связи с этим разрабатываются и применяются методы детализации ЦМК, уменьшающие ошибки моделирования посредством уточнения и корректировки физического содержания ЦМК. Как правило, это достигается в результате учета полного комплекса предварительных петрофизических исследований керна и насыщающих флюидов. Так, данные капиллярметрии могут использоваться для выбора необходимого разрешения сканирования (размеров вокселей), чтобы полученная детализация порового пространства соответствовала фактическому распределению пор по размерам. Далее приведем ряд практически значимых примеров уточнения и модификации ЦМК для более точного описания процессов на поровом уровне.

Первым критерием адекватности ЦМК является сравнение расчетных и экспериментальных значений абсолютной проницаемости. Достаточно хорошее соответствие между этими величинами является основанием для принятия решения по применимости построенной ЦМК с точки зрения отображения пустотного пространства породы. Наоборот, существ-

венное расхождение между этими величинами означает необходимость пересмотра ЦМК и невозможность использования этой ЦМК для моделирования процессов в порах. При достаточном разрешении порового пространства породы могут быть другие причины расхождения расчета и эксперимента.

Во-первых, ЦМК может оказаться непредставительной по отношению к исследуемому участку коллектора. Это означает необходимость выбора других областей породы для построения ЦМК. Во-вторых, ЦМК может содержать ошибки сегментации. Все существующие процедуры сегментации содержат неопределенности, так что возможны случаи неправильной классификации вокселей по признаку «поро-твердая фаза». Из практики известно, что пересмотр результатов сегментации даже по небольшому числу вокселей может изменить расчетную АП в несколько раз. В-третьих, возможна ситуация, когда ЦМК правильно воспроизводит крупные поры, но последние не являются проточными, а проточными являются узкие поровые каналы, которые не отображаются при выбранном уровне детализации. В этом случае следует использовать многомасштабные модели, когда областям с неразрешенной пористостью в ЦМК приписываются фильтрационно-емкостные свойства, полученные в результате расчетов на моделях с более высоким разрешением.

При многомасштабном моделировании керна принципиально важно обеспечить физическую содержательность используемых ЦМК. Другими словами, должно быть подтверждение адекватности ЦМК для осуществления моделирования сложных процессов и явлений на поровом уровне. При этом может требоваться дальнейшая детализация физического содержания ЦМК.

Так, при моделировании двухфазных течений необходимо ассоциировать с граничными гранями численных ячеек на контакте «пора–твердая фаза» определенные условия смачиваемости. Поскольку пустотное пространство представляется в виде набора ячеек численной сетки с нерегулярной геометрией, невозможно непосредственно моделировать угол смачивания. Поэтому для решения этой проблемы используется подход на основе функции поверхностной энергии Гельмгольца, ассоциированной с граничными ячейками и зависящей от состава прилегающего флюида [8]. Этот подход является более общим и позволяет описывать все возможные условия смачиваемости, включая зависимость смачиваемости от минерального состава твердой фазы. В последнем случае с граничными гранями могут быть ассоциированы разные индивидуальные функции поверхностной энергии Гельмгольца.

Дальнейшая детализация физического содержания ЦМК может быть связана с учетом важных физико-химических явлений на границах порового пространства, которые могут иметь место на масштабах ниже используемого шага дискретизации. Так при адсорбции газа на поверхности «пора–твердая фаза» [9, 10] возникает дополнительный неподвижный слой, который уменьшает физический объем, доступный подвижным фазам. Для моделирования этого явления с граничными гранями ассоциируются значения физической площади поверхности «пора–твердая фаза», которые могут значительно отличаться от геометрической площади этих граней. На основе этих площадей может быть вычислен физический объем адсорбированного вещества для каждой

граничной ячейки. Посредством вычета этого объема из геометрического объема граничной ячейки определяется ее новый физический объем. Эти новые объемы ассоциируются с граничными ячейками в ЦМК и учитываются при моделировании процессов на поровом уровне.

Другим более сложным примером расширения физической содержательности ЦМК может быть случай присутствия в керне тонкого жидкого слоя в системе «вода–нефть»: слой воды в гидрофильном коллекторе или слой нефти в гидрофобном коллекторе. Отличие от адсорбированного слоя состоит в том, что жидкий слой может обладать существенно большей толщиной (хотя и меньше шага дискретизации) и быть подвижным, влияя на движение несмачивающей фазы. В этом случае, кроме модификации физического объема граничной ячейки, целесообразно численно моделировать течение слоя в двумерной постановке на граничных гранях [11]. В такой постановке с граничными гранями будут ассоциированы гидродинамические параметры жидкого слоя.

Для моделирования на поровом уровне более сложных пластовых систем и агентов воздействия [12–14] разрабатываются и применяются разные методы улучшения ЦМК для повышения эффективности технологии ЦК [15].

Заключение

В работе рассмотрены особенности технологии «Цифровой керн» с позиции влияния уровня детализации пустотного пространства породы на расчет фильтрационных свойств. Приведены примеры влияния детализации на результаты расчетов абсолютной проницаемости и относительной фазовой проницаемости.

Показано, что в рассмотренном примере реальной горной породы загромождение модели привело к увеличению абсолютной проницаемости за счет появления дополнительной связности пустотного пространства, но при этом относительная фазовая проницаемость для более грубой модели оказалась ниже, чем для более детальной модели. Это означает, что значимость капиллярных эффектов при многофазном течении в пористой среде

выше, чем эффект от дополнительной связности при однофазном течении. Учитывая высокую ресурсоемкость прямого моделирования на уровне пор, повышение надежности расчета фильтрационных свойств для решения проблемы недостаточной детализации может быть обеспечено за счет применения многомасштабных цифровых моделей ядра при условии обеспечения необходимой физической содержательности используемых моделей.

Вклад авторов

С.В. Степанов – концептуализация, руководство исследованием, создание рукописи и ее редактирование.

О.Ю. Динариев – методология, создание рукописи и ее редактирование.

М.А. Загоровский – проведение исследования, создание черновика рукописи, создание рукописи и ее редактирование.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. *Cubaud T., Mason T.G.* Capillary threads and viscous droplets in square microchannels // *Physics of Fluids*. 2008. Vol. 20, No. 5. P. 053302. <https://doi.org/10.1063/1.2911716>
2. *Baroud C.N., Dangla R., Gallaire F.* Dynamics of microfluidic droplets // *Engineering, Physics, Lab on a Chip*. 2010. Vol. 10, No. 16. P. 2032–2045. <https://doi.org/10.1039/c001191f>
3. *Raeini A., Bijeljic B., Blunt M.* Numerical modelling of sub-pore scale events in two-phase flow through porous media // *Transport in Porous Media*. 2024. Vol. 101, No. 2. P. 191–213. <https://doi.org/10.1007/s11242-013-0239-6>
4. *Степанов С.В., Лапин К.Г., Загоровский М.А. и др.* Программный комплекс «РН-ЦИФРОВОЙ КЕРН»: особенности реализации и опыт применения // *Нефтяное хозяйство*. 2024. № 11. С. 32–37. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2024-11-32-37>
5. *Балашов В.А., Савенков Е.Б.* Применение квазигидродинамической системы уравнений для прямого моделирования течений в образцах ядра // *Доклады Академии наук*. 2016. Т. 467, № 5. С. 534–536. <https://doi.org/10.7868/S0869565216110098>
6. *Балашов В.А., Савенков Е.Б.* Квазигидродинамическая модель для описания течений многофазной жидкости с учетом межфазного взаимодействия // *Прикладная механика и техническая физика*. 2018. Т. 59, № 3(349). С. 57–68. <https://doi.org/10.15372/PMTF20180306>
7. *Raeini A.Q., Blunt M.J., Bijeljic B.* Direct simulations of two-phase flow on micro-CT images of porous media and upscaling of pore-scale forces // *Advances in Water Resources*. 2014. Vol. 74. P. 116–126. <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2014.08.012>

8. Демьянов А.Ю., Динариев О.Ю., Евсеев Н.В. Основы метода функционала плотности в гидродинамике. М.: Физматлит, 2009. 312 с. EDN: UGLITZ
9. Gregg S.J., Sing K.S.W. Adsorption, Surface Area and Porosity. 2nd ed. London: Academic Press, 1982. 303 p.
10. Adamson A.W., Gast A.P. Physical Chemistry of Surfaces. 6th ed. New York: Wiley, 1997. 784 p.
11. Динариев О.Ю. Описание многокомпонентной смеси методом функционала плотности при наличии поверхностных фаз // Прикладная математика и механика. 2001. Т. 65, Вып. 3. С. 486–494.
12. Shandrygin A., Shelepov V., Ramazanov R. et al. Mechanism of oil displacement during polymer flooding in porous media with micro-inhomogeneities // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 24–26 October 2016. Paper SPE-182037-MS. <https://doi.org/10.2118/182037-MS>
13. Manrique E., Delgadillo C., Maya G., Gelvis J. EOR screening methods assisted by digital rock analysis: A step forward // SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Virtual, 27–31 July 2020. Paper SPE-199107-MS. <https://doi.org/10.2118/199107-MS>
14. Han Y., Liu K. Integrated digital rock construction workflow for chemical enhanced oil recovery numerical simulation // Energy & Fuels. 2021. Vol. 35, No. 18. P. 14734–14745. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c02301>
15. Dinariev O., Evseev N., Sidorenkov A. et al. Pore-scale modeling of CO₂ injection using density functional hydrodynamics // Transport in Porous Media. 2024. Vol. 151, No. 4. P. 753–771. <https://doi.org/10.1007/s11242-024-02064-1>

Информация об авторах

Сергей Викторович Степанов – д-р техн. наук, старший эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; SPIN-код: 4736-5201, <https://orcid.org/0000-0003-1272-2425>; e-mail: svstepanov@tnnc.rosneft.ru

Олег Юрьевич Динариев – канд. физ.-мат. наук, старший эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; <https://orcid.org/0000-0003-4822-3302>; e-mail: OYu_Dinariev@tnnc.rosneft.ru

Михаил Алексеевич Загоровский – ведущий специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; SPIN-код: 8566-3357, <https://orcid.org/0009-0006-1196-312X>; e-mail: MAZagorovskiy2@tnnc.rosneft.ru

Поступила в редакцию 25.08.2025

Принята к публикации 01.10.2025

NEW METHODS AND TECHNOLOGIES OF STUDYING THE GEOLOGICAL ENVIRONMENT OF OIL AND GAS BASINS

Original article

The effect of core void space detailing on the calculation of filtration properties using Digital Core technology

Sergey V. Stepanov , Oleg Yu. Dinariev, Mikhail A. Zagorovskiy

Tyumen Petroleum Research Center LLC, 42 Maksima Gorkogo St., Tyumen, 625048, Russia

Abstract. *Background.* The Digital Core technology opens up broad opportunities for studying rock properties. However, the practical significance of the results of such studies may depend significantly on the quality of the digital core model. In this regard, it is important to understand the influence of various factors, particularly the impact of the detailing of the core void space on the properties being studied. *Objective.* To consider the features of the Digital Core technology from the perspective of the influence of the void space detailing on the modeling of flow in pores as an important process that determines the correctness of the calculation of absolute permeability and relative phase permeability. *Materials and methods.* The calculations were performed using the direct method of Digital Core technology applied to a real rock sample. *Results.* The results of calculations of absolute permeability and relative phase permeability on digital models of the core of different detail are presented. To clarify the features of the influence of detail on multiphase flow, examples illustrating capillary effects in a porous medium are given. In particular, it is shown that the absolute permeability for a coarser model may be higher than for a more detailed model, but the correspondence of the relative phase permeability curves may be opposite, which is due to the significant role of the digital core model's detail in the expression of capillary effects. *Conclusions.* It is shown that the results of calculations of the rock filtration properties significantly depend on the quality of the core void space detailing. Multiscale modeling can be used to solve this problem.

Keywords: digital core, digital model detailing, absolute permeability, relative phase permeability

Funding: the work was carried out as part of the targeted innovation project of Rosneft.

For citation: Stepanov S.V., Dinariev O.Yu., Zagorovskiy M.A. The effect of core void space detailing on the calculation of filtration properties using Digital Core technology. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025. Vol. 16, No. 3. P. 391–404. (In Russ.).

 Sergey V. Stepanov, svstepanov@tnnc.rosneft.ru

© Stepanov S.V., Dinariev O.Yu., Zagorovskiy M.A., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Author contributions

Sergey V. Stepanov – conceptualization, supervision, writing – review & editing.

Oleg Yu. Dinariev – methodology, writing – review & editing.

Mikhail A. Zagorovskiy – investigation, writing – original draft, writing – review & editing.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. Cubaud T., Mason T.G. Capillary threads and viscous droplets in square microchannels. *Physics of Fluids*. 2008. Vol. 20, No. 5. P. 053302. <https://doi.org/10.1063/1.2911716>
2. Baroud C.N., Dangla R., Gallaire F. Dynamics of microfluidic droplets. *Engineering, Physics, Lab on a Chip*. 2010. Vol. 10, No. 16. P. 2032–2045. <https://doi.org/10.1039/c001191f>
3. Raeini A., Bijeljic B., Blunt M. Numerical modelling of sub-pore scale events in two-phase flow through porous media. *Transport in Porous Media*. 2024. Vol. 101, No. 2. P. 191–213. <https://doi.org/10.1007/s11242-013-0239-6>
4. Stepanov S.V., Lapin K.G., Zagorovskiy M.A. et al. The “RN-DIGITAL CORE” software package: implementation features and application experience. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2024. No. 11. P. 32–37. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2024-11-32-37>
5. Balashov V.A., Savenkov E.B. Direct pore-scale flow simulation using quasi-hydrodynamic equations. *Doklady Physics*. 2016. Vol. 61, No. 4. P. 192–194. <https://doi.org/10.1134/S1028335816040066>
6. Balashov V.A., Savenkov E.B. Quasi-hydrodynamic model of multiphase fluid flows taking into account phase interaction. *Journal of Applied Mechanics and Technical Physics*. 2018. Vol. 59, No. 3. P. 434–444. <https://doi.org/10.1134/S0021894418030069>
7. Raeini A.Q., Blunt M.J., Bijeljic B. Direct simulations of two-phase flow on micro-CT images of porous media and upscaling of pore-scale forces. *Advances in Water Resources*. 2014. Vol. 74. P. 116–126. <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2014.08.012>
8. Demianov A.Yu., Dinariev O.Yu., Evseev N.V. *Introduction to the Density Functional Method in Hydrodynamics*. Moscow: Fizmatlit, 2009. 312 p. (In Russ.).
9. Gregg S.J., Sing K.S.W. *Adsorption, Surface Area and Porosity*. 2nd ed. London: Academic Press, 1982. 303 p.
10. Adamson A.W., Gast A.P. *Physical Chemistry of Surfaces*. 6th ed. New York: Wiley, 1997. 784 p.
11. Dinariev O.Yu. The description of a multicomponent mixture by the density functional method when there are surface phases present. *Journal of Applied Mathematics and Mechanics*. 2001. Vol. 65, No. 3. P. 471–478. [https://doi.org/10.1016/S0021-8928\(01\)00053-3](https://doi.org/10.1016/S0021-8928(01)00053-3)
12. Shandrygin A., Shelepov V., Ramazanov R. et al. Mechanism of oil displacement during polymer flooding in porous media with micro-inhomogeneities. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition*, Moscow, Russia, 24–26 October 2016. Paper SPE-182037-MS. <https://doi.org/10.2118/182037-MS>

13. Manrique E., Delgadillo C., Maya G., Gelvis J. EOR screening methods assisted by digital rock analysis: A step forward. In: *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*, Virtual, 27–31 July 2020. Paper SPE-199107-MS. <https://doi.org/10.2118/199107-MS>
14. Han Y., Liu K. Integrated digital rock construction workflow for chemical enhanced oil recovery numerical simulation. *Energy & Fuels*. 2021. Vol. 35, No. 18. P. 14734–14745. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c02301>
15. Dinariev O., Evseev N., Sidorenkov A. et al. Pore-scale modeling of CO₂ injection using density functional hydrodynamics. *Transport in Porous Media*. 2024. Vol. 151, No. 4. P. 753–771. <https://doi.org/10.1007/s11242-024-02064-1>

Information about the authors

Sergey V. Stepanov – Dr. Sci. (Eng.), Senior Expert, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0000-0003-1272-2425>; e-mail: svstepanov@tnnc.rosneft.ru

Oleg Yu. Dinariev – Cand. Sci. (Phys.-Math.), Senior Expert, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0000-0003-4822-3302>; e-mail: OYu_Dinariev@tnnc.rosneft.ru

Mikhail A. Zagorovskiy – Leading Specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0006-1196-312X>; e-mail: MAZagorovskiy2@tnnc.rosneft.ru

Received 25 August 2025

Accepted 1 October 2025