

Будущее физики горных пород: вычислительные методы вместо лабораторного тестирования. The future of rock physics: computational methods vs. lab testing

Jack Dvorkin,^{1, 2*} Meghan Armbruster,¹ Chuck Baldwin,¹ Qian Fang,¹ Naum Derzhi,¹ Carmen Gomez,^{1, 2} Boaz Nur, Amos Nur,^{1, 2} и Yaoming Mu¹ предлагают новое использование виртуальной лабораторий физики горных пород в качестве практичного способа усовершенствовать количественную характеристику горных пород и их понимание без повреждения образцов пород, используемых в дальнейших исследованиях.

Физические измерения свойств горных пород на керновом материале, в забоях и траншеях обременительно и часто невозможно провести, или провести точно. Любая геофизическая интерпретация требует преобразования по дистанционно измеренным параметрам, подобным сейсмическому импедансу или полученному ЕМ удельному сопротивлению, чтобы получить характеристики резервуара, такие как пористость, углеводородное насыщение или проницаемость. Преобразование может быть экспериментальной регрессией, или это может быть теоретическая модель, которая еще должна быть калибрована и проверена экспериментально. В каждом случае набор реальных экспериментальных данных является краеугольным камнем интерпретации.

Чтобы получить наборы самых точных данных, физические эксперименты требуют неповрежденные образцы пород, отобранные в скважинах. Что же будет необходимо в будущем – для сейсмической интерпретации с более высокой степенью разрешения, характеристики резервуаров, моделирования резервуаров и управления производством – характеристики не по нескольким десяткам образцов, а по тысячам и десяткам тысяч образцов. Традиционная процедура керна бурения часто проблематична, так как она ведет к замедлению бурения и влечет за собой опасность повреждения или даже гибели скважины. Образцы рыхлых пород не могут быть доставлены без повреждений с места отбора образца в лабораторию. Нефтеносные пески являются важной подгруппой этой группы, в которой битум действует как несущая нагрузку рамка. Отбор и транспортировка таких образцов, которые могут быть необходимы для экспериментов с флюидными потоками, разрушают его текстуру.

По этим причинам нефтяная отрасль все чаще использует скважину как лабораторию. Современные каротажные устройства во время и после бурения обеспечивают в широком глубинном диапазоне надежный количественный анализ упругих свойств пород, их пористости, минералогии и порового флюида. Увязывая между собой эти группы параметров, мы можем установить эмпирическую регрессию или выбрать соответствующие теории, которые преобразуют упругость в объемные свойства (рис. 1).

Скважинные данные могут быть пригодны для связи упругих свойств с пористостью, минералогией и флюидом. Однако абсолютная и относительная проницаемость не могут быть просто измерены в скважине. Именно поэтому определение проницаемости, так необходимой инженерам, доступно только в лаборатории.

Руководство по проницаемости

Определение *абсолютной проницаемости* основано на уравнении Дарси, которое линейно связывает объемный поток с разницей давления между двумя срезами (поверхностями) образца:

$$Q = -k \frac{A \Delta P}{\mu L},$$

где Q – объемный поток, A – поперечная поверхность образца, нормальная направлению потока, ΔP – разница давлений, μ – динамическая вязкость флюида, L – длина образца в направлении потока, а k – проницаемость, измеренная по Дарси. Ее физическая величина – длина в квадрате в один Дарси, равным 10^{-12} м^2 .

Простой, но часто некорректный метод оценки k заключается в применении уравнения Kozeny-Carman:

$$k = \frac{1}{2} \frac{\phi^3}{S^2 \tau^2} = \frac{d^2}{72} \frac{\phi^3}{(1-\phi)^2 \tau^2},$$

где ϕ – пористость, доступная потоку; S – конкретная поверхность участка, определенная как отношение поверхности стенок пор к общему объему образца; $x > 1$ – извилистость поровых каналов, определенная как отношение длины линии потока к длине образца; и d – средний размер частиц.

Это уравнение предполагает, что k зависит не только от пористости, но и от размера частиц (пор). Именно поэтому некоторые высокопористые глинистые сланцы имеют очень низкую проницаемость. Экспериментальная иллюстрация этого эффекта (рис. 2) исходит от Yin (1992). В этом примере мы наблюдаем резкое уменьшение k при изменении образца от песка к глине, даже, несмотря на то, что ϕ растет в течение этого изменения.

Существует еще одно свойство пород, которое часто делает аналитические оценки проницаемости сомнительными: связность порового пространства. Рассмотрим тонкий срез карбоната на рис. 3. Его пористость большая, и флюид находится в относительно больших пустотах. Однако, большинство этих пустот не связаны друг с другом. В результате проводники потока ограничены, если они существуют вообще. Проницаемость такой породы может быть чрезвычайно маленькой.

¹ Ingrain, Houston, TX, USA.

² Stanford University, Stanford, CA, USA.

*jack@pangea.stanford.edu.

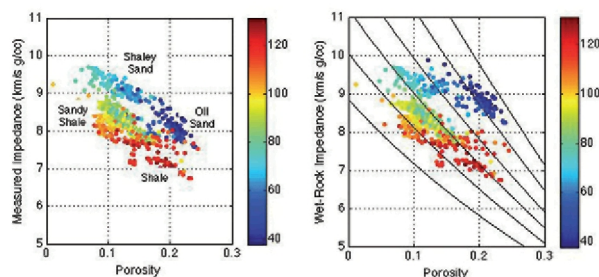


Рис. 1 Импеданс Р-волн в зависимости от общей пористости в нефтяной скважине. Условная раскраска данных по измерениям гамма-лучей (GR). Левый рис.: измеренный импеданс. Голубые символы представляют битуминозный песок. Правый рис.: теоретически рассчитанный импеданс для влажных пород по измеренному импедансу. Положение песка (не влажного) переместилось вверх. Кривые голубого цвета исходят из теоретической модели неупругого песка (Gal et al., 1998). Кривые этой модели рассчитаны для кварцевой/глинистой минералогии с отсутствием глины в верхней части кривой и отсутствием кварца в нижней части кривой. Содержание глины растет между двумя кривыми на 0.2. Эта модель теперь может быть использована, чтобы проинтерпретировать данные импеданса в отсутствие скважинного контроля.

Если образец заполнен двумя флюидами, относительные проницаемости k_{r1} и k_{r2} определены как

$$k_{r1} = -\frac{Q_1 \mu_1}{kA \Delta P / dx}; \quad k_{r2} = -\frac{Q_2 \mu_2}{kA \Delta P / dx},$$

где нижние индексы «1» и «2» относятся к первому и второму флюидам, соответственно. Относительная проницаемость, в отличие от абсолютной проницаемости, меньше единицы.

Эмпирическое уравнение типа Corey для относительной проницаемости будет:

$$k_{r1} = S_{rr}^n; \quad k_{r2} = (1 - S_{rr})^m,$$

где $S_{rr} = (S_1 - S_{1irr}) / (1 - S_{1irr} - S_{2irr})$; S_1 – насыщенность порового пространства первым флюидом; S_{1irr} – остаточная насыщенность первого флюида; S_{2irr} – остаточная насыщенность второго флюида. Значения n и m обычно предполагаются на основании экспериментов, но $n = m = 2$ может быть достаточным. Пример кривых относительной проницаемости, соответствующих этому уравнению, приведен на рис. 4 для $n = m = 2$ и $S_{1irr} = S_{2irr} = 0.1$.

Даже если это уравнение в отдельных случаях корректно, его параметры должны быть взяты из экспериментов, которые являются известным затруднением для постановки и выполнения в течение длительного времени.

Виртуальные эксперименты

С помощью теоретического моделирования или цифрового виртуального эксперимента возможно в определенной степени воспроизвести природные процессы. Виртуальное проведение эксперимента требует точного трехмерного изображения породы с четко установленными свойствами степени пористости плюс эффективные программы, которые точно воспроизводят физический процесс.

Идея виртуального проведения эксперимента не является новой. Однако только сейчас мощные трехмерные сканеры и вычислительные системы могут реализовать эту концепцию на таком сложном физическом объекте как естественная порода. Пока невозможно теоретически воспроизвести всю сложность природы, но имеются некоторые успехи в воспроизведении одиночного или многофазового флюида, электрического тока и упругой деформации.

Визуализация

Современные СТ сканеры могут воспроизвести трехмерные изображения пород с высокой степенью точности и разрешения, требуемой для постановки виртуальных экспериментов в самом мелком масштабе. Такое изображение продемонстрировано на рис. 5. Оно состоит из большого числа двухмерных томографических срезов, которые собраны вместе для создания трехмерного представления реальной породы.

Примеры этих томографических срезов, взятых по породам различных типов, приведены на рис. 5. Мы можем видеть самые мелкие поры и трещины в песчаниках, заполненных газами; поры, заполненные битумом и воздухом, а также мелкие пористые частицы в битуминозном песке и органические остатки в карбонате.

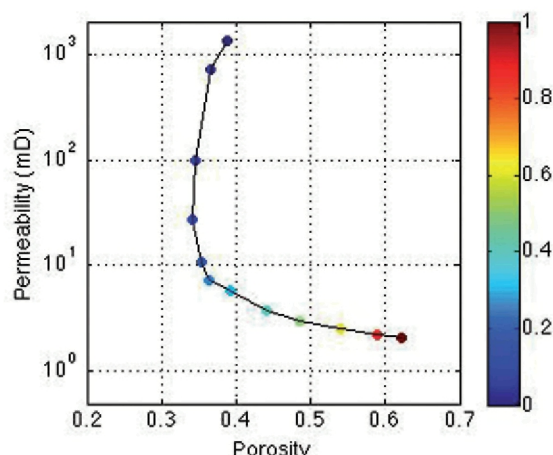
Уровень сложности порового пространства, проявленный по этим изображениям, обескураживает. Такие геометрические формы не могут соответствовать никакому идеализированному воспроизведению, включая сети каналов с узлами пересечения и соединительными звеньями. Более того, эти изображения представляют несколько несущественных простых концепций, употребляемых в отрасли, в том числе схематические очертания пор, соединения пор, размер частиц (зерен) и извилистость поровых каналов. Чтобы полностью использовать богатство информации, содержащейся в таких изображениях, мы должны охватить их сложность и точно воспроизвести физические процессы внутри этой сложной системы.

Количественная виртуальная лаборатория

Цифровым методом, соответствующим этой задаче, является метод решетки Больцмана (LBM). Он точно воспроизводит уравнения Навье-Стокса для медленного вязкого флюида и, самое главное, легко приспосабливает сложность границ порового пространства (например, Rothman and Zaleski, 1997). Как только воспроизведен флюид, по уравнению Дарси получается абсолютная проницаемость, тем же способом она получается в физической лаборатории. На рис. 7 сопоставлены такие виртуальные результаты для карбонатных образцов с лабораторными данными.

Виртуальная проницаемость обычно соответствует физической проницаемости, но в некоторых примерах они совершенно различны. Это может разочаровать, пока мы не рассмотрим причины. В действительности, виртуальная и лабораторная проницаемости не одинаковые, особенно в карбонатах: физические эксперименты проведены на

Рис. 2 Проницаемость в зависимости от пористости, которая измерена на комплексе оттавского (Ottawa) песка и каолиновых смесей (Yin, 1992). Содержание глины изменяется от 0 до 1. Символы раскрашены в зависимости от глинистого содержания.



Нефтяная геология

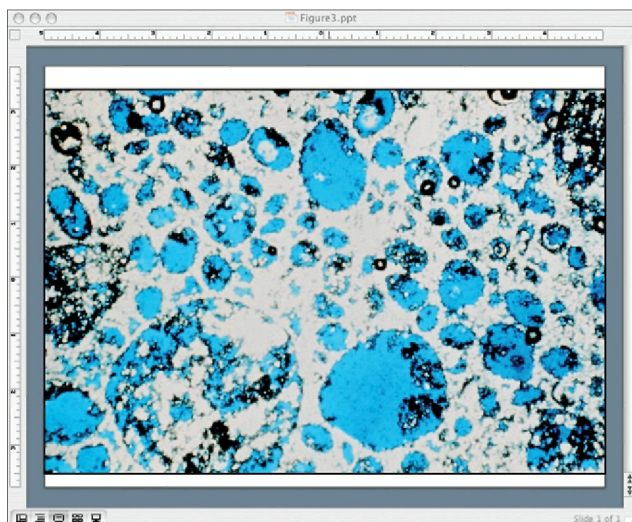


Рис. 3 Тонкий срез пористого карбоната. Голубым цветом окрашено поровое пространство.

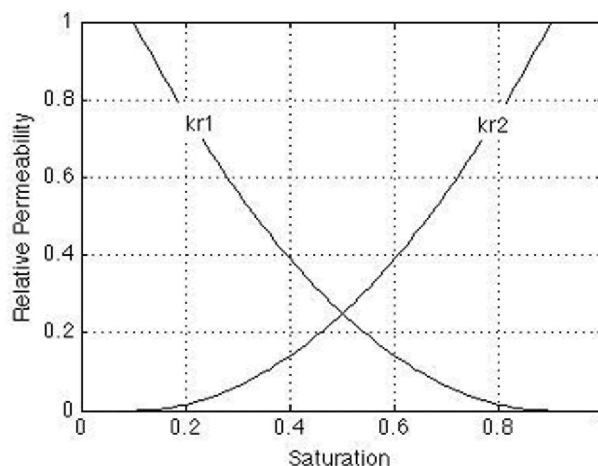


Рис. 4 Относительная проницаемость в зависимости от насыщения для выше приведенного примера.

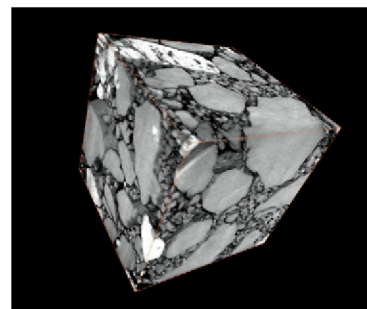
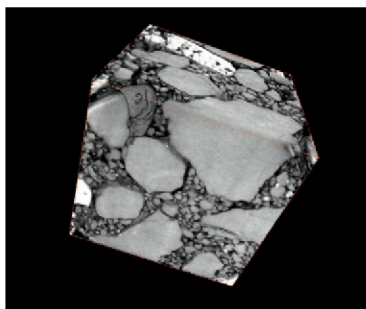
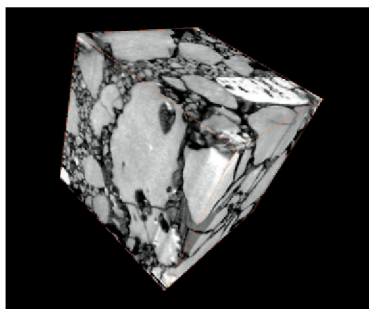


Рис. 5 Трехмерные изображения образца битуминозного песка с крупными зернами и небольшими частицами, заполняющими поровое пространство. Представленный куб имеет размеры около 1 мм.

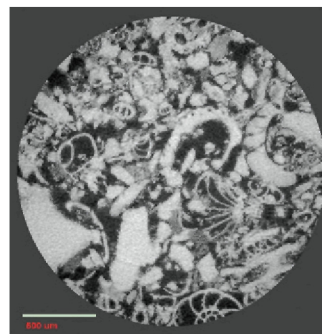
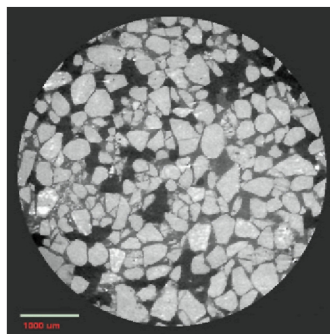
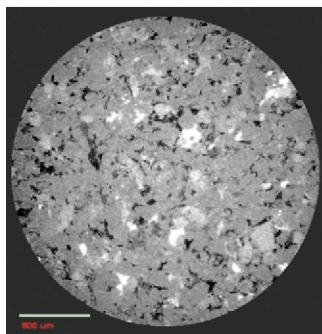


Рис. 6 Томографические пластины трехмерных изображений газонасыщенного песчаника (левый) и карбоната (правый). Масштаб слева направо: 0.5, 1.0 и 0.5 мм.

образцах размером в несколько сантиметров, тогда как виртуальные эксперименты проводятся в миллиметровом масштабе. Реальные породы неоднородны в любом масштабе, поэтому такое несоответствие не удивительно. Количественная виртуальность (сущность, фактическая сторона) естественно обеспечивает средство для этого несоответствия. Она помогает охватить неоднородность, поэтому цифровые эксперименты могут быть эффективно проведены на большом количестве небольших образцов, расположенных близко или далеко друг от друга в реальных породах.

Это невозможно в физической лаборатории. Пример такой модели проиллюстрирован на рис. 8, где пористость и проницаемость вычислены по СТ изображениями набора очень маленьких (около 1 мм) пластин песчаника Berea. В то же самое время эти параметры вычислены по более обширному изображению образца (около 3 мм). Как ожидалось, пары пористость-проницаемость варьируют в этом наборе данных из-за пространственной неоднородности физического образца.

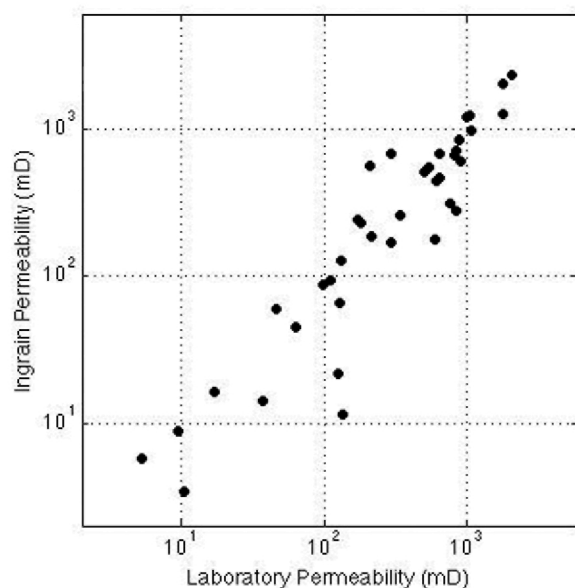


Рис. 7 Абсолютная проницаемость, рассчитанная по трехмерным изображениям карбонатных образцов, с использованием LBM вместо измеренных в лаборатории.

Однако особенно приемлемые данные по тренду обеспечивают также измерение естественной погрешности пористости и проницаемости.

Подход количественной виртуальности позволяет проводить эксперименты на физических материалах и микрообразцах, которые не могут быть проведены вручную. Он буквально позволяет нам посмотреть глубже в природу породы и открыть новые законы и зависимости.

Многофазный поток

Известно, что относительную проницаемость трудно физически измерить, так как, когда через образец проходит более одного потока, трудно и трудоемко обеспечить стабильное насыщение. В хрупких образцах, таких как битуминозные пески, такие эксперименты не могут быть выполнены, так как текстура образцов нарушается, когда извлекается битум. Виртуальные эксперименты обеспечивают уникальную возможность воспроизведения многофазного флюида в любом образце, любой неправильной формы и с флюидами любой вязкости и способности к смачиванию. Рис. 9 является моментальной фотографией процесса изменения нефти, поступающей в массу стеклянных гранул, первично насыщенную водой.

Рис. 10 воспроизводит серии таких снимков для замещения нефтью воды в увлажненных карбонатах. Кривые относительной проницаемости, полученной в цифровой форме, для этого образца представлены на рис. 11.

Параметр пористости и удельное сопротивление

Тот же самый виртуальный объект, трехмерное изображение породы, может быть использован, чтобы получить в цифровой форме электрические свойства породы. Электрический ток, реагирующий на прикладываемое потенциальное поле, рассчитывается, используя вычислительный механизм мощного конечного элемента (FEM). Если порода полностью насыщена проводящим флюидом (например, рассол), этот эксперимент обеспечит нас параметром пористости F , который является,

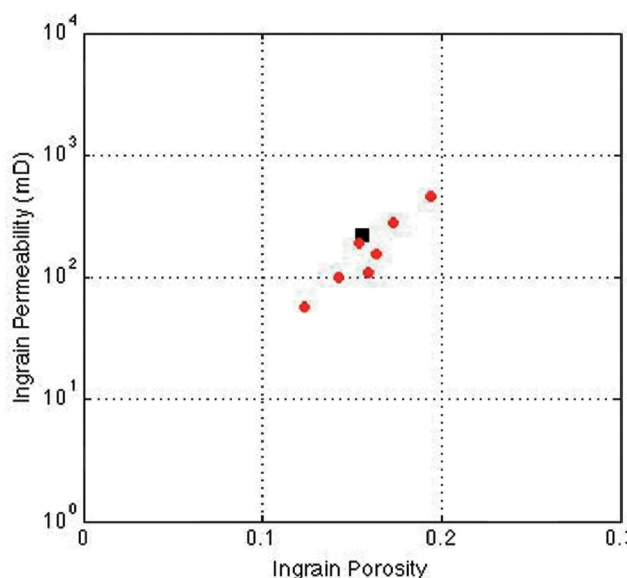


Рис. 8 Абсолютная проницаемость, вычисленная по трехмерным изображениям небольших пластин песчаника Berea (красный цвет). Черным квадратом изображена площадь, рассчитанная по большой пластине.

по определению, отношением удельного сопротивления влажного образца, R_{wet} , к удельному сопротивлению рассола, R_w : $F = R_{wet}/R_w$. Обычно используемое уравнение $F = a/\phi_m$, где a – постоянный коэффициент, а m –

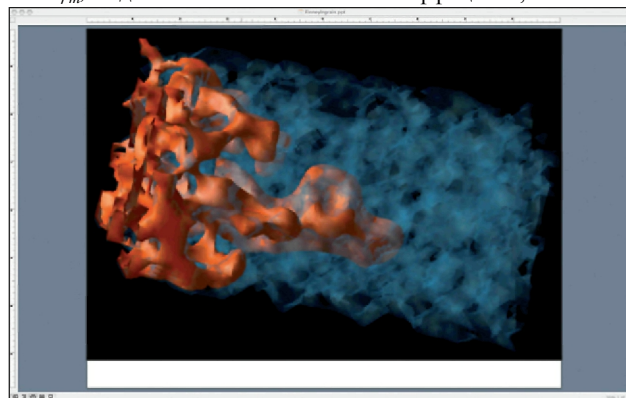


Рис. 9 Замещение воды нефтью (коричневый цвет) в массе стеклянных гранул.

коэффициент цементации. Если порода частично насыщена углеводородами, которые обычно являются диэлектриками, водное насыщение S_w часто вычисляется как $S_w = (FR_w/R_o)^{1/n}$, где n – показатель степени насыщения. Эти константы, a , m , n необходимы, чтобы оценить объем углеводородов в скважине по измерениям удельного сопротивления. Виртуальные эксперименты с электрическим током, проведенные на большом количестве образцов (например, выбуренные породы) с интересующим нас интервалом, позволили получить эти константы в реальном времени и установить, как они варьируют с изменением типа формации и распределением порового флюида. Реализации распределения порового флюида могут исходить из экспериментов многофазового флюида, проведенных на том же образце.

Нефтяная геология

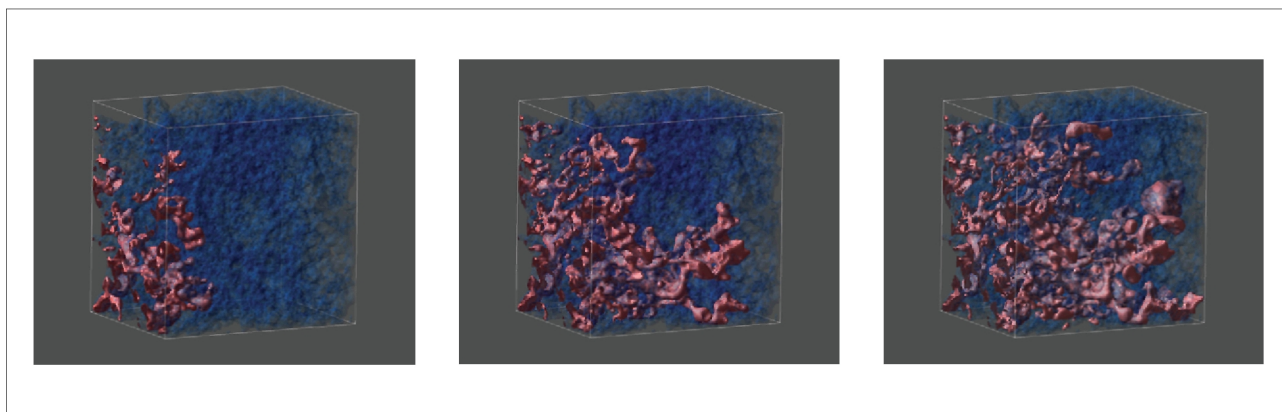


Рис. 10 Замещение воды нефтью (коричневый цвет) в битуминозном песке.

Упругие и неупругие свойства

Тот же самый виртуальный объект может быть в цифровом виде деформирован предусмотренным напряжением, чтобы вычислить результирующую напряженность, используя FEM. Относя результирующую напряженность к напряжению, мы получим коэффициенты упругости породы и найдем, как они меняются от пористости, минералогии и текстуры породы. Конечно, коэффициенты упругости могут быть измерены в скважине, если имеются в наличии скорости P-S-волны и объемные плотности. Преимущество виртуального проведения эксперимента заключается в том, что он проводится на едином цифровом объекте, включающем проницаемость. Это дает нам уникальную возможность установить и понять взаимосвязи между этими свойствами.

Ослабление сейсмической волны является другим важным параметром, который хотят получить полевые геофизики. Он может быть получен в результате по движению флюида в поровом пространстве и по неоднородной упругости системы пород. Оба фактора могут быть изучены в цифровом виде, обеспечивая, таким образом, количественные оценки ослабления в резервуарных и неколлекторских формациях.

Проблемы

Как и любая экспериментальная установка, виртуальная лаборатория формулирует множество технических задач. Одна из таких задач заключается в точном количественном описании трехмерного СТ сканирования в терминах порового пространства и представления минералами (рис. 12). Модель является отправной точкой в любом виртуальном моделировании пород, но она и последняя, которая контролирует упругие и неупругие свойства, особенно, если присутствуют электропроводные минералы (например, пирит и пористые глины). Задача состоит в том, чтобы сегментировать трехмерное полутоновое изображение в конечное число областей и приписать свойства этим областям. Иногда это формально невозможно из-за присутствия частиц с субразрешением в глине или микрите. Это требует знаний по петрологии и возможно, когда существует дополнительная информация, такая как по электронному сканирующему микроскопу или дифракции x-лучей. Часто вычислительная математика, применяемая к реальной породе, не дает корректного ответа, хотя проверена серьезными экспертами и соответствует здравому смыслу.

Как и любая новая экспериментальная задача, виртуальная лаборатория не только дает ответы, но также ставит и новые вопросы. Один из фундаментальных вопросов связан с масштабом: как сделать так, чтобы данные, полученные на очень небольших фрагментах, рассказали нам о свойствах породы в масштабе всего резервуара? Как и любой вопрос, этот вопрос должен быть надлежащим образом сформулирован. Как только он поставлен, ответ (ответы) определенно приведет нас к лучшей характеристике глубинных горизонтов и, в конечном счете, лучшему

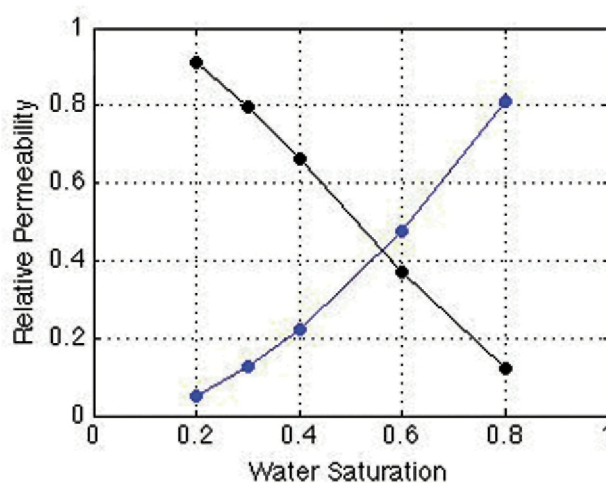


Рис. 11 Цифровой вариант полученной зависимости относительной проницаемости от водонасыщенности для воды (голубой цвет) и нефти (черный цвет) в карбонатном образце.

извлечению углеводородов.

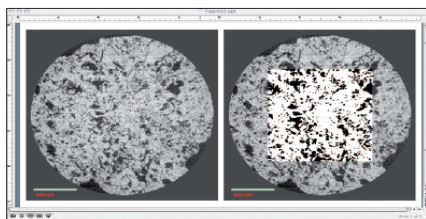


Рис. 12 Томографический срез трехмерного изображения карбонатного образца. Слева: первоначальное изображение. Справа: изображение, сегментированное в поровое пространство (черный цвет), и матрица (белый цвет). Масштабная единица 0.5 мм.

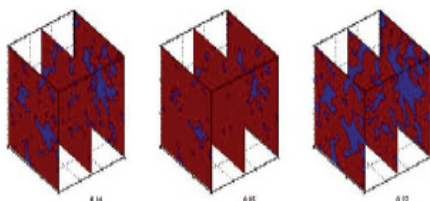


Рис. 13 Исходный карбонатный образец (слева), с нарушенным поровым пространством, для воспроизведения цементации (средний), и нарушенная минеральная матрица для воспроизведения ранней седиментации (справа). Пористость показана как числа под изображениями.

Выводы

Парадигма виртуальной лаборатории физики пород, осуществленная, используя современные методики визуализации и вычисления, открывает новый путь к представлению в количественной форме и пониманию породы. Она формирует массив данных в реальном времени по фрагментам, что не может быть сделано вручную. Она позволяет нам воспроизвести изменения, такие как диагенез. Другими словами – перемещать породы в геологическом времени и пространстве, применяя соответствующие математические преобразования к цифровому изображению образца, ныне отобранного из известного места отбора (рис. 13), без всякого нарушения пригодности образца для проведения дальнейших экспериментов. Полный диапазон применения этой парадигмы еще разворачивается, но ясно одно: она внесет вклад и в применяемые методики и в фундаментальную науку.

Литература

- Gal, D., Dvorkin, J. and Nur, A. [1998] A Physical Model for Porosity Reduction in Sandstones. *Geophysics*, **63**, 454-459.
 Rothman, D.H., and Zaleski, A. [1997] *Lattice-gas cellular automata*. Cambridge University Press, pp 297.
 Yin, H. [1992] *Acoustic velocity and attenuation of rocks: Isotropy, intrinsic anisotropy, and stress induced anisotropy*. Ph.D Thesis, Stanford University, pp 227.