

Интеграция результатов капилляриметрии и ЯМР-релаксометрии: от линейной калибровки к нелинейной 2D-интерпретации

А.Г. Хохолков*, К.А. Костеневич, В.С. Корытов
ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

Предложен подход к интерпретации распределений порометрических характеристик (по данным ЯМР-релаксометрии, капилляриметрии методом полупроницаемой мембраны и т.п.), основанный на нелинейном преобразовании (квантильном выравнивании) распределений. В отличие от классических линейных калибровок вида $r = cT_2$ (где r – радиус поры, c – калибровочный коэффициент, T_2 – время поперечной ЯМР-релаксации), предлагаемый метод учитывает геометрическую неоднородность порового пространства и позволяет достичь хорошей сопоставимости с экспериментом при восстановлении кривых капиллярного давления по результатам ЯМР. На коллекции из 751 образца керна показано, что имеется корреляция между параметрами нелинейного преобразования и литологическим строением пород. Предложена интерпретация зависимости $r \sim T_2^n$, учитывающая связь между фрактальной размерностью поверхности поры d_s и показателем степени n . На ограниченной выборке образцов на основе анализа изображений порового пространства методом *box-counting* дана оценка диапазонов значений d_s для рассматриваемых типов пород. Показано, что кажущиеся значения d_s , определенные по зависимости $r(T_2)$, согласуются с диапазонами, определенными методом *box-counting*. На примере простой модели машинного обучения (метод k_{NN}) показано, что качество восстановления остаточной водонасыщенности $K_{во}$ по данным ЯМР-релаксации с использованием рассматриваемого метода соответствует качеству восстановления $K_{во}$ методом отсечек при обучении на той же выборке, при сопоставимой точности оценки водонасыщенности на остальных ступенях капиллярного давления.

Ключевые слова: ЯМР-релаксометрия, кривая капиллярного давления, квантильное выравнивание, преобразование распределений, метод ближайших соседей, фрактальная размерность

Для цитирования: Хохолков А.Г., Костеневич К.А., Корытов В.С. (2026). Интеграция результатов капилляриметрии и ЯМР-релаксометрии: от линейной калибровки к нелинейной 2D-интерпретации. *Георесурсы*, 28(3), с. 67–81. <https://doi.org/10.18599/grs.2026.3.12>

Введение

Как показано в (МакФи и др., 2018), ртутная порометрия (РП), капилляриметрия методами полупроницаемой мембраны и ультрацентрифугирования – ключевые лабораторные методы для построения кривых капиллярного давления (ККД), представляющих собой зависимость водонасыщенности K_v от величины капиллярного давления P_c . Оба метода основаны на измерении давления, необходимого для вытеснения жидкости из поры, и фиксируют радиус горловины (порового канала), через которую осуществляется сообщение с внешней средой. Эти методы чувствительны к сетевой топологии порового пространства: значение радиуса капилляра r определяется

не локальной геометрией поры, а минимальным сечением вдоль пути от поверхности образца (Purcell, 1949; Larson, Morrow, 1981; Wardlaw, McKellar, 1981; Anovitz, Cole, 2015).

ЯМР-релаксометрия, напротив, измеряет время поперечной релаксации T_2 , которое при доминирующей поверхностной релаксации и предположении о быстрой диффузии связано с локальным значением удельной поверхности (Marschall et al., 1995), т.е. наблюдаемые значения T_2 локальны и отражают геометрию поры (удельную поверхность), но не зависят от её положения в сети (Dunn et al., 2002). Принято для простоты считать, что время T_2 пропорционально «размеру поры».

В петрофизической практике принято калибровать распределения пористости, полученные методом ядерного магнитного резонанса (ЯМР), по данным порометрических исследований (шлифов, томографии, ультрацентрифуги или мембранного метода), подбирая единое значение поверхностной релаксивности ρ – физической величины, характеризующей релаксационную активность

* Ответственный автор: Алексей Георгиевич Хохолков
e-mail: agkhokholkov@novatek.ru

© 2026 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

породы (Marschall et al., 1995; Топорков, Денисенко, 2008; Шумскайте, Глинских, 2016), что эквивалентно предположению о линейной связи

$$r(T_2) = c \cdot T_2,$$

где r – радиус поры, c – калибровочный коэффициент, T_2 – время поперечной ЯМР-релаксации.

В общем случае такая калибровка обеспечивает усредненное соответствие результатов, фокусируясь на преобладающих характеристиках распределений (например, основных пиках).

При сопоставлении результатов капилляриметрических исследований и ЯМР-релаксометрии необходимо учитывать их существенно различную природу. Так, в (Kleinberg, 1996) указано, что:

- соответствие между результатами ЯМР-релаксометрии и капилляриметрии не является универсальным, так как в модели порового пространства с порами и горловинами капилляриметрия чувствительна к отверстию горловины, тогда как ЯМР-релаксация измеряет размер пор в целом;
- методы дают одинаковую информацию только тогда, когда нет различия между порами и горловинами, или когда существует фиксированная мультипликативная зависимость между их размерами;
- как показывает практика, наличие предсказуемого соотношения между размерами тел пор и горловин характерно для песчаников и маловероятно для карбонатных пород.

Таким образом, линейное преобразование $r(T_2)$ не всегда позволяет корректно восстанавливать кривые капиллярного давления по данным ЯМР-релаксометрии. Так, в (Xiao et al., 2016a) указывается, что зависимость $r(T_2)$ может иметь степенной характер, кроме того функции $r(T_2)$ для пор разного размера в одном образце могут быть различными.

В работе (Volokitin et al., 2001) показано, что для большинства песчаников применение постоянного коэффициента масштабирования остается физически обоснованным и достаточно точным, однако в зоне мелких пор или при значительном участии глинистых минералов такая линейная зависимость нарушается; для компенсации нелинейности предложено перейти к переменному масштабированию, которое монотонно изменяется с ростом капиллярного давления.

Эти выводы подтверждаются (Moss et al., 2019), которые отмечают, что использование единого масштабирующего фактора сталкивается с принципиальными ограничениями в породах со сложной минералогией и вариациями соотношения размеров тел пор и соединяющих их каналов; наиболее успешными признаются методы с переменным масштабирующим фактором, учитывающим непостоянство поверхностной релаксивности по всему поровому пространству.

Для решения задачи восстановления кривых капиллярного давления по данным ЯМР применяются различные подходы, включая технологии машинного обучения. Например, в работе (Wu et al., 2021) применяется модель машинного обучения, основанная на выделении признаков непосредственно из сигнала ЯМР-релаксации без построения распределения T_2 . В работе (Liu et al., 2018) также

используется модель машинного обучения, но, напротив, с выделением признаков из распределения T_2 .

В работе (Li, Gu, 2015) предложен матричный метод преобразования интегрального спектра T_2 в кривую капиллярного давления. В этом подходе преобразование выполняется посредством линейного оператора – матрицы преобразования, действующего на весь спектр как целое. Матричный оператор может быть построен как общий для всей коллекции образцов, так и через усреднение индивидуальных операторов для каждого образца.

Среди традиционных методов также можно выделить подход, связывающий доли поровых компонентов ЯМР-спектра с насыщением ртутью через множественную регрессию (Xiao et al., 2016b), а также физически обоснованную трансформацию T_2 в радиус устьев пор с помощью кусочно-степенных функций с учетом типизации коллекторов (Xiao et al., 2016a).

В настоящей работе предлагается концепция нелинейного перцентильного выравнивания и двумерного преобразования ($2D$ -картирования) распределений времен ЯМР-релаксации $f_T(T_2)$ и радиусов капиллярных каналов по данным капилляриметрических исследований $f_r(r)$ как средства физически обоснованной интерполяции между результатами ЯМР и методов капиллярных давлений, которая непараметрически решает задачу сопоставления распределений $f_T(T_2)$ и $f_r(r)$.

По мнению авторов, получаемая в результате указанного преобразования нелинейная зависимость радиусов капиллярных каналов от времени ЯМР-релаксации $r(T_2)$, позволяет проводить более детальный анализ характеристик порового пространства.

Необходимо отметить следующие особенности предлагаемого подхода:

- в отличие от рассмотренных моделей, сконцентрированных на построении кривых капиллярного давления, в предлагаемом подходе сначала строятся зависимости $r(T_2)$, которые затем преобразуются в кривые капиллярного давления;
- в отличие от (Moss et al., 2019; Xiao et al., 2016a), на этапе построения отображения $f_T(T_2) \rightarrow f_r(r)$ не делается предположений о физической природе зависимости $r(T_2)$;
- в отличие от (Li, Gu, 2015), на матрицу преобразования накладываются физически обусловленные ограничения, позволяющие интерпретировать ее в качестве $2D$ распределения $f_{r,T}(r, T_2)$;
- в отличие от (Wu et al., 2021; Liu et al., 2018), модель машинного обучения предсказывает не кривые капиллярного давления из распределений времен ЯМР-релаксации $f_T(T_2)$, а используется для прогнозирования преобразования $r(T_2)$ на основе картотеки преобразований. Это сближает подход с матричным методом (Li, Gu, 2015) в части построения оператора, но принципиально отличается физической интерпретацией этого оператора.

Рассмотрим построение зависимости $r(T_2)$ на основе распределений радиусов пор $f_r(r)$, полученных капилляриметрическими измерениями, и спектров релаксации $f_T(T_2)$, определенных по данным ЯМР. При этом необходимо сделать принципиальное допущение, обсуждение следствий и ограничений которого приведено далее в разделе «Обсуждение результатов», а именно: крупные поры соответствуют большим значениям T_2 , и вытеснение

из них происходит при относительно низких капиллярных давлениях. Тем не менее, даже в этом случае связь не является детерминированной: при фиксированном T_2 соответствующие радиусы в $f_r(r)$ варьируются в зависимости от минералогии, смачиваемости, геометрии пор и сетевой топологии системы капилляров.

Задача заключается в разработке метода (отображения), позволяющего по спектру ЯМР $f_T(T_2)$ восстанавливать распределение $f_r(r)$ с высокой точностью. В общем случае на основе парного набора таких распределений для выборки образцов метод обобщается на прогнозирование $f_r(r)$ (и, следовательно, кривых капиллярного давления) по $f_T(T_2)$ для ранее неисследованных кернов.

Наиболее прямолинейный метод (квантильное выравнивание) основан на предположении, что u -й квантиль распределения $f_T(T_2)$ соответствует аналогичному квантилю распределения размеров пор $f_r(r)$. Для каждого образца конструируется зависимость между квантилями двух распределений: u -й квантиль $f_T(T_2)$ определяется как $T_2(u)$, при котором доля сигнала с $T_2 < T_2(u)$ равна u ; u -й квантиль распределения радиусов – как $r(u)$, соответствующий давлению, при котором вытеснено u объема воды. Связь $r(T_2)$ выражается формулой:

$$r = T(T_2) = Q_r(Q_T^{-1}(T_2)),$$

где $Q_T^{-1}(T_2)$ – квантиль, соответствующий T_2 , а $Q_r(u)$ – радиус на уровне u -го квантиля на распределении.

Распределение $f_r(r)$ получают из $f_T(T_2)$ по правилу преобразования переменной:

$$f_r(r) = f_T(T_2) \left| \frac{dT_2}{dr} \right|.$$

Данный подход обладает простотой интерпретации, отсутствием сложных вычислений и эффективностью при схожей связи $r(T_2)$ в выборке. Однако он требует строгой монотонности связи, не позволяет дать оценку неопределенности и чувствителен к шуму в хвостах распределений.

Вычислительно более сложный вариант (2D картирование) предполагает построение 2D распределения $f_{r,T}(r, T_2)$, удовлетворяющего условиям:

- воспроизведение маргинальных (частных) распределений:

$$f_r(r) = \int f_{r,T}(r, T_2) dT_2,$$

$$f_{T_2}(T_2) = \int f_{r,T}(r, T_2) dr;$$

- концентрация около физической зависимости $r = T(T_2)$, в качестве которой может быть взята как произвольная функция $r(T_2)$, так и полученная в рамках описанного выше 1D подхода.

Для построения двумерного совместного распределения могут применяться разнообразные подходы – как параметрические (гауссовские смеси, копулы), так и непараметрические (ядерная оценка плотности, метод Тихонова).

Искомое распределение $f_r(r)$ может быть восстановлено из распределения $f_T(T_2)$ с использованием условной вероятности $K(r|T_2)$:

$$f_r(r) = \int f_T(T_2) K(r|T_2) dT_2,$$

$$K(r|T_2) = \frac{f_{r,T}(r, T_2)}{\int f_{r,T}(r, T_2) dr}.$$

В отличие от 1D преобразования, 2D карта предоставляет наглядную информацию о распределении плотности вероятности $f_{r,T}(r, T_2)$. Кроме того, преимущества 2D подхода заключаются в возможности количественной оценки неопределенности при восстановлении $f_r(r)$, более высокой вычислительной устойчивости при построении усредненных характеристик преобразования по выборке образцов. Таким образом, метод обеспечивает не только прогноз ККД, но и меру доверия к нему.

По сравнению с 1D преобразованием, преимущества 2D метода заключаются в следующем:

- возможность выделения и оценки удельного веса компонент на зависимости $r(T_2)$, поскольку 2D карта предоставляет наглядную информацию о распределении плотности вероятности $f_{r,T}(r, T_2)$;
- возможность учета поросетевых эффектов при соответствующем задании весовой функции или иных ограничений на область решения (для чего требуется использование априорной информации о структуре порового пространства, этот аспект не рассматривается в настоящей работе);
- количественная оценка неопределенности при восстановлении $f_r(r)$;
- более высокая вычислительная устойчивость при построении усредненных характеристик преобразования по выборке образцов.

Таким образом, несмотря на большую вычислительную сложность по сравнению с 1D методом, 2D метод позволяет не только прогнозировать ККД, но и получать дополнительную информацию о характере и параметрах преобразования.

Необходимо отметить, что при обобщении результатов 1D и 2D преобразований для коллекции образцов более высокая вычислительная сложность 2D преобразования оказывает влияние на производительность алгоритмов машинного обучения только при построении картотеки преобразований, т.е. однократно при обработке исходных данных. На этапе построения обобщающих моделей, представляющем собой комбинацию полученных преобразований, этим влиянием можно пренебречь.

В настоящей работе решались следующие задачи: разработка методического аппарата для проведения 1D и 2D преобразований, применение их к имеющемуся массиву результатов лабораторных исследований, апробация методики обобщения полученных 1D и 2D преобразований для прогнозирования кривых капиллярного давления по данным ЯМР на примере простой модели машинного обучения.

В качестве дополнительных задач рассматривались: изучение возможности физической интерпретации зависимостей $r(T_2)$ и оценка влияния литологических особенностей на их характер.

Материалы и методы

Исследования проводились на массиве данных, ранее полученных в Лабораторно-исследовательском центре (ЛИЦ) ООО «НОВАТЭК НТЦ» на экстрагированных стандартных образцах керна, отобранных из терригенных отложений месторождений Западной Сибири.

Для проведения анализа были отобраны парные результаты определения кривых капиллярного давления методом полупроницаемой мембраны в атмосферных условиях и спектров ЯМР-релаксации T_2 при 100% водонасыщении – всего 751 образец по 34 проектам.

При анализе привлекались полученные в ЛИЦ результаты литологических исследований (гранулометрический анализ, результаты литотипизации пород).

Капилляриметрические исследования проводились на групповом капилляриметре ГК-42 (Амкор, Россия), исследования ядра методом ядерно-магнитного резонанса проводились на ЯМР-релаксометре GeoSpec+ 2/53 с частотой резонанса 2.38 МГц (Oxford Instruments, Великобритания).

Экспериментальные данные ККД представляли собой массивы результатов определения водонасыщенности K_v на 7 ступенях капиллярного давления P_c (различные сочетания по 7 точек из 10 стандартных ступеней P_c , принятых в ЛИЦ при исследованиях ядра).

Исходные спектры ЯМР-релаксации представляли собой массивы инкрементов с фиксированными параметрами сетки по T_2 (121 значение, равномерно распределенные в логарифмической шкале в диапазоне 0.01...10000 мс).

Для построения 1D и 2D преобразований исходные данные приводились к единой размерности. В связи с высокой вычислительной сложностью 2D преобразования, размерность сетки была снижена до 80 точек.

Таким образом, после преобразования спектры ЯМР представляли собой набор 80 инкрементов в интервале 0.01...10000 мс.

ККД интерполировались до 80 значений посредством KDE аппроксимации (*Kernel Density Estimation*, ядерная оценка плотности) логнормальными распределениями. Сетка давлений соответствовала равномерному распределению радиусов в диапазоне 0.01...100 мкм в логарифмической шкале. Необходимо отметить, что физически достоверный диапазон радиусов, соответствующий условиям проведения эксперимента (максимальное значение капиллярного давления $P_c = 12$ атм) снизу ограничен значением ≈ 0.12 мкм. Расширение диапазона радиусов необходимо для корректного учета зоны остаточной воды, однако любые результаты, полученные в этой зоне в рамках настоящего исследования, не могут считаться достоверными. С другой стороны, в связи с неоднозначностью определения стартового давления вытеснения P_{c0} , физически достоверный диапазон радиусов был нами ограничен сверху на уровне 99.5 перцентиля на интегральной кривой $F(r)$. Аналогично, из соображений симметрии с данными капилляриметрии, для спектра T_2 релевантным диапазоном считали интервал 0.5...99.5 перцентиля. Далее на графиках в настоящей работе зависимости $r(T_2)$ приведены строго для указанных физически достоверных, по мнению авторов, диапазонов. В качестве примера на рис. 1Д приведена полная матрица 2D преобразования с наложенными на нее операторами 1D преобразования, включая зону, находящуюся вне физически достоверной области. Область карты, где может быть проведено физически достоверное в рамках принятых допущений сопоставление r и T_2 , выделена синим прямоугольником.

Полученная при 1D преобразовании транспортная функция $T(T_2)$ далее использовалась при построении 2D

преобразования. Для 2D преобразования в настоящей работе использовалась непараметрическая модель с регуляризацией Тихонова, в которой область допустимых решений задается ограничениями на гладкость и на расхождение с физической зависимостью $r(T_2)$.

Модель строилась минимизацией функционала невязки:

$$M = \int \left(f_r(r) - \int f_{r,T}(r, T_2) dT_2 \right)^2 dr + \int \left(f_{T_2}(T_2) - \int f_{r,T}(r, T_2) dr \right)^2 dT_2 + \alpha \cdot \iint [f_{r,T}(r, T_2)]^2 dr \cdot dT_2 + \beta \cdot \iint (r - T(T_2))^2 [f_{r,T}(r, T_2)]^2 dr \cdot dT_2$$

где α контролирует гладкость, β – приверженность физической модели.

Для всех образцов коллекции были построены операторы 1D и 2D преобразования (рис. 1). В дальнейшем полученная картотека использовалась для анализа и построения обобщающих моделей.

Обобщающие модели строились отдельно для каждого из 34 проектов. Так как целью данного этапа была проверка возможности построения модели, использовалась относительно простая модель машинного обучения k_{NN} (метод ближайших соседей): в пространстве K_n (коэффициент пористости), K_{np} (коэффициент абсолютной проницаемости) и $f_T(T_2)$ выбирались N ближайших соседей к заданному образцу, затем проводилось усреднение их операторов 1D и 2D преобразования со взвешиванием по обратному расстоянию до целевого образца. Полученный усредненный оператор применялся для расчета кривой капиллярного давления. Для сравнения определенных таким образом значений остаточной водонасыщенности K_{vo} (в качестве которых принимали значение K_v при капиллярном давлении $P_c = 12$ атм) с общепринятым методом отсечек, аналогичный подход (усреднение со взвешиванием) применялся для определения времени отсечки T_{cut} с последующим расчетом K_{vo} .

Кроме относительной простоты построения модели, выбранный набор параметров минималистичен и не требует детальной информации по литологическому строению пород, что, по мнению авторов, наиболее точно соответствует ситуации при практическом применении.

Ввиду малой выборки в пределах отдельного проекта (единицы-десятки образцов) валидация полученных моделей проводилась методом LOO (*leave-one-out*) валидации: модель обучалась на всех образцах выборки, кроме целевого. Обучение проводилось последовательно для всех образцов выборки, затем данные обобщались.

Связь полученных операторов с литологическим строением пород проверялась группировкой зависимостей $r(T_2)$ по диапазонам литологических и стратиграфических характеристик (проект, стратиграфические индексы, данные гранулометрического анализа, информация о литотипизации пород).

Далее в разделе «Обсуждение результатов» проанализирована природа зависимости $r(T_2)$ с точки зрения связи удельной поверхности, радиуса и фрактальной размерности поверхности пор.

Для оценки диапазонов фрактальных размерностей и удельной поверхности пор исследуемых объектов было проведено дополнительное изучение порового пространства на ограниченной выборке образцов. Для этого была подготовлена картотека 2D изображений пор по ранее

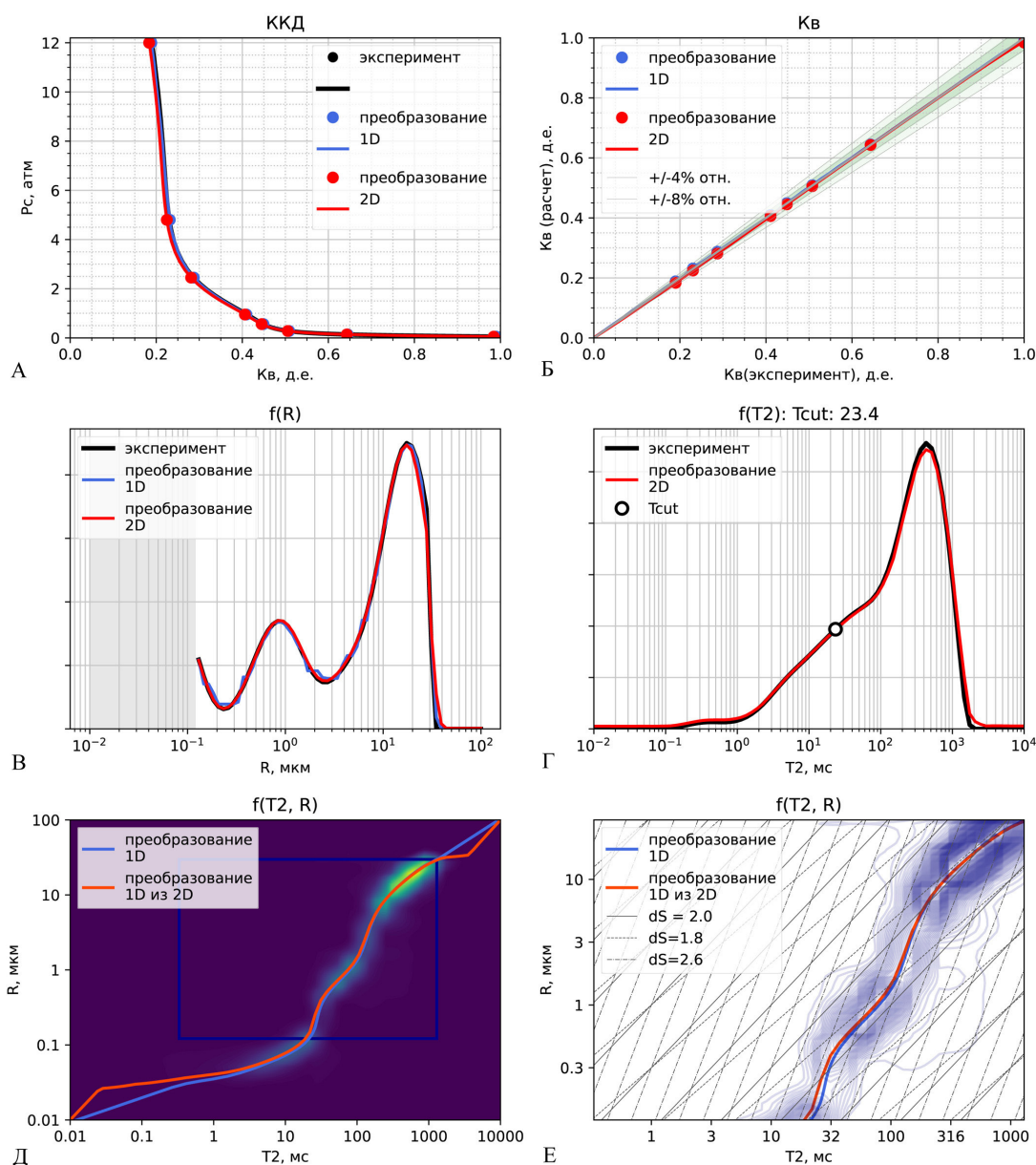


Рис. 1. Пример построения 1D и 2D преобразования ЯМР-ККД: А) ККД – экспериментальные и построенные по ЯМР кривые капиллярного давления; Б) K_v – сопоставление рассчитанных и экспериментальных значений водонасыщенности на ступенях; В) $f(R)$ – экспериментальное и аппроксимирующее из ЯМР распределения радиусов поровых каналов, Г) $f(T_2)$ – экспериментальное и аппроксимирующее инкрементное распределения ЯМР (T_2); Д) $f(T_2, R)$ – матрица 2D преобразования с наложенными на нее операторами 1D преобразования, физически достоверная зона карты выделена синим прямоугольником; Е) $f(T_2, R)$ – фрагмент верхней карты в пределах физически достоверной области с нанесенными линиями, соответствующими фрактальным размерностям поверхности пор $d_s = 1.8, 2.0$ (трещины, цилиндры, сферы), 2.6.

полученным данным изучения шлифов, растровой электронной микроскопии и компьютерной томографии, проведенных в ЛИЦ. Бинаризация изображений (сегментация пор) осуществлялась вручную. Выделение групп пор, пригодных для анализа фрактальной размерности осуществлялось автоматически. Для устранения искажений из анализа исключались мелкие поры (менее 20 пикселей эквивалентного диаметра). Определение фрактальной размерности проводилось методом *box-counting*: на изображение последовательно накладывались сетки разного размера, и подсчитывалось количество ячеек, пересекающих контур поры. Далее строилась зависимость количества

пересечений от размера ячейки, и по углу наклона в линейной области определялась фрактальная размерность. Также определялись значения удельной поверхности пор (по отношению периметра поры к площади) с последующим переходом к объемным соотношениям, исходя из соотношений для геометрии сферы. Корректность определения фрактальной размерности и удельной поверхности предварительно проверялась на массиве сгенерированных пор правильной формы. По причине ограниченного объема проведенных исследований выводы о фрактальной размерности имеют предварительный характер.

Результаты

Обобщающие модели строились для всех 34 проектов (коллекций), индивидуально для каждого проекта. Всего было использовано несколько различных сочетаний параметров оценки расстояния в факторном пространстве $K_n, K_{пр}, f_T(T_2)$:

- усреднение со взвешиванием и без взвешивания по расстоянию;
- оценка расстояния только по $f_T(T_2)$ или учет также $K_n, K_{пр}$;
- количество ближайших соседей – 3, 5, ∞ .

Для каждого сочетания параметров проводилась статистическая обработка результатов. Проведенный анализ показывает отсутствие универсальной комбинации параметров, оптимальной для всех проектов. В то же время индивидуальный подбор параметров для конкретного проекта, как правило, позволяет построить модель с требуемой точностью.

Необходимо отметить, что во многих случаях приемлемое качество преобразования удалось получить при учете только расстояния в пространстве распределений, т.е. без привлечения информации о $K_n, K_{пр}$.

В качестве примера в табл. 1 приведены результаты валидации для 34 моделей со следующими параметрами:

- усреднение со взвешиванием по расстоянию;

- оценка расстояния по $f_T(T_2), K_n, K_{пр}$;
- количество ближайших соседей – 3.

В табл. 1 приведены статистические параметры, полученные при валидации моделей, как обобщенные по всем проектам, так и на примере модели №8, представляющей собой пример хорошего качества преобразования ЯМР-ККД.

В общем случае точность предсказания ККД по модели $r(T_2)$ соответствует точности определения $K_{во}$ методом отсечек при обучении на той же выборке. В среднем для варианта 2D интерпретации удалось достичь точности по $K_{во}$ $-0.9 \pm 5.4\%$ (по сравнению с $0.0 \pm 6.0\%$ по методу отсечек) при сопоставимой точности на остальных ступенях капиллярного давления. При хорошем качестве преобразования (например, для модели №8), удалось достичь точности по $K_{во}$ $-1.0 \pm 2.2\%$ (по сравнению с $0.0 \pm 2.5\%$ по методу отсечек) при сопоставимой точности на остальных ступенях капиллярного давления.

На рис. 2 приведены результаты преобразования ЯМР-ККД для модели №8.

После проведения LOO-валидации и подтверждения достаточной точности целевых показателей модели, предлагаемый подход был применен в условиях, максимально приближенных к реальным. Сформирована модель, аккумулирующая операторы преобразования ЯМР-ККД по 4

Модель	P_c , атм	Количество точек	среднее значение разницы $K_v(\text{ЯМР}) - K_v(\text{мембрана})$, %			стандартное отклонение разницы $K_v(\text{ЯМР}) - K_v(\text{мембрана})$, %		
			1D	2D	Tcut	1D	2D	Tcut
все модели	0.05	735	-0.2	-0.3	-	0.9	0.4	-
	0.56	751	-0.1	-0.2	-	4.9	4.6	-
	0.95	727	-0.1	-0.1	-	5.9	5.2	-
	2.45	751	-0.4	-0.5	-	6.5	5.7	-
	4.8	751	0.3	-0.8	-	6.4	5.8	-
	7	429	1.1	-0.2	-	7.1	6.5	-
	10	403	-0.7	-0.8	-	7.1	6.5	-
	12 ($K_{во}$)	751	-1.8	-0.9	0.0	6.3	5.4	6.0
модель №8	0.05	14	0.0	-0.2	-	0.0	0.1	-
	0.56	14	0.4	0.1	-	2.1	1.9	-
	0.95	14	1.5	0.9	-	6.0	6.0	-
	2.45	14	-0.5	-1.0	-	4.8	4.9	-
	4.8	14	-0.3	-1.0	-	3.2	2.9	-
	7	14	0.7	-0.8	-	3.1	2.7	-
	10	14	-0.8	-0.7	-	2.8	2.4	-
	12 ($K_{во}$)	14	-1.8	-1.0	0.0	2.6	2.2	2.5
Модель скв. №1-4, примененная к скв. №5 (для одного из месторождений)	0.05	18	0.0	-0.2	-	0.0	0.0	-
	0.56	18	-1.2	-0.6	-	1.7	0.8	-
	0.95	18	-1.9	-1.3	-	2.9	2.6	-
	2.45	18	1.0	1.5	-	4.1	4.5	-
	4.8	18	-0.9	-1.3	-	3.2	3.5	-
	7	18	2.4	1.6	-	3.9	3.5	-
	10	18	-0.9	-0.3	-	3.8	2.9	-
	12	18	-2.5	-0.9	-0.3	3.4	2.5	2.9

Табл. 1. Результаты валидации моделей

скважинам одного из месторождений (всего 63 образца скважин №1–4, номера скважин – условные). Полученная модель была применена к образцам другой скважины этого же месторождения (18 образцов скважины №5, номер скважины – условный). Подобран оптимальный режим обучения модели ($k_{NN} = 15$, усреднение в пространстве факторов $K_{пр}$, $K_{пр}$, $f_1(T_2)$ со взвешиванием). Достигнуто хорошее соответствие экспериментальных и рассчитанных кривых капиллярного давления. Результаты тестирования приведены в табл. 1 и на рис. 3.

Для оценки связи вида функции $r(T_2)$ с литологическими особенностями пород функции $r(T_2)$, полученные на этапе построения 1D и 2D преобразований для образцов коллекции, были сопоставлены с имеющимися результатами литологических исследований.

Так как целью настоящей работы не являлось построение строгой высокоточной предсказательной модели или детальное литологическое обоснование характера $r(T_2)$, авторы ограничились достаточно простыми сопоставлениями с наиболее очевидными параметрами, избегая сложных многофакторных оценок, современных методов классификации и кластеризации, доступных в рамках машинного и глубокого обучения. Детальная

проработка этого вопроса является предметом дальнейших исследований.

В наиболее общем виде исследуемые породы классифицируются по литотипам в соответствии с принятым в ЛИЦ классификатором по стандартному перечню литотипов. Более высокие индексы литотипов в среднем соответствуют более низкому качеству породы: литотипы 3, 4, 5 соответствуют однородным песчаникам от средне- до мелкозернистых; литотипы 7 и 8 – карбонатизированные песчаные разности; литотипы 6, 9, 10 и 11 – неоднородные, слоистые породы с увеличивающейся глинистостью и уменьшающимися размерами зерен.

На рис. 4 приведены основные рассматриваемые результаты с учетом литотипизации пород. Наблюдается уверенная дифференциация кривых капиллярного давления, спектров ЯМР-релаксации и функций $r(T_2)$ по литотипам; связь времени отсечки T_{cut} с индексом литотипа отсутствует.

На рис. 5, 6 приведены аналогичные результаты с разделением по глинистости и песчаности пород. Наблюдается достаточно уверенное разделение всех рассматриваемых параметров по глинистости либо песчаности пород.

Модель: [8]

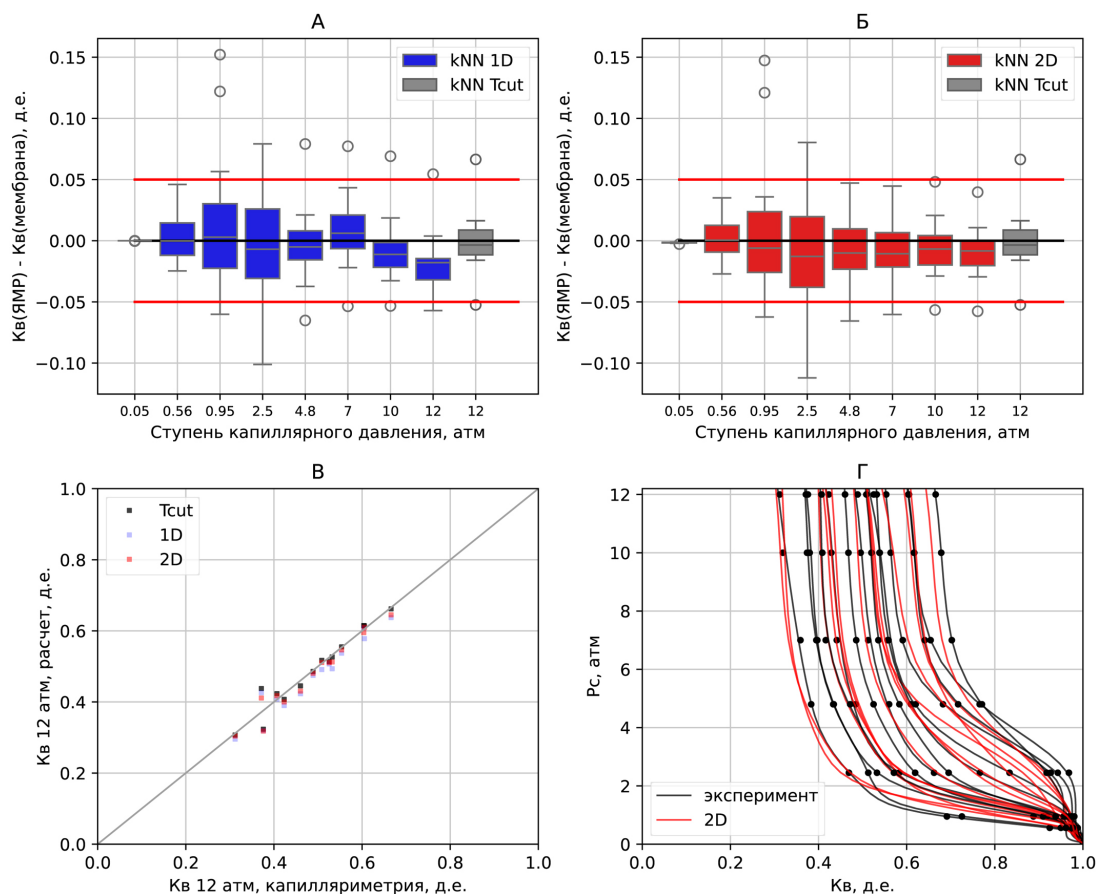


Рис. 2. Результаты валидации на примере модели №8: А – отклонения K_v (в д.е.) на различных ступенях капиллярного давления при расчете по 1D преобразованию; Б – отклонения на различных ступенях капиллярного давления при расчете по 2D преобразованию; В – сопоставления $K_{во}$ ($P_c = 12$ атм) по методу капилляриметрии и полученных при применении различных алгоритмов расчета (1D, 2D и T_{cut}); Г – кривые капиллярного давления по данным капилляриметрии (черные) и результат расчета по модели 2D (красные). На А, Б для сравнения добавлена оценка $K_{во}$ при применении метода отсечек при той же схеме обучения.

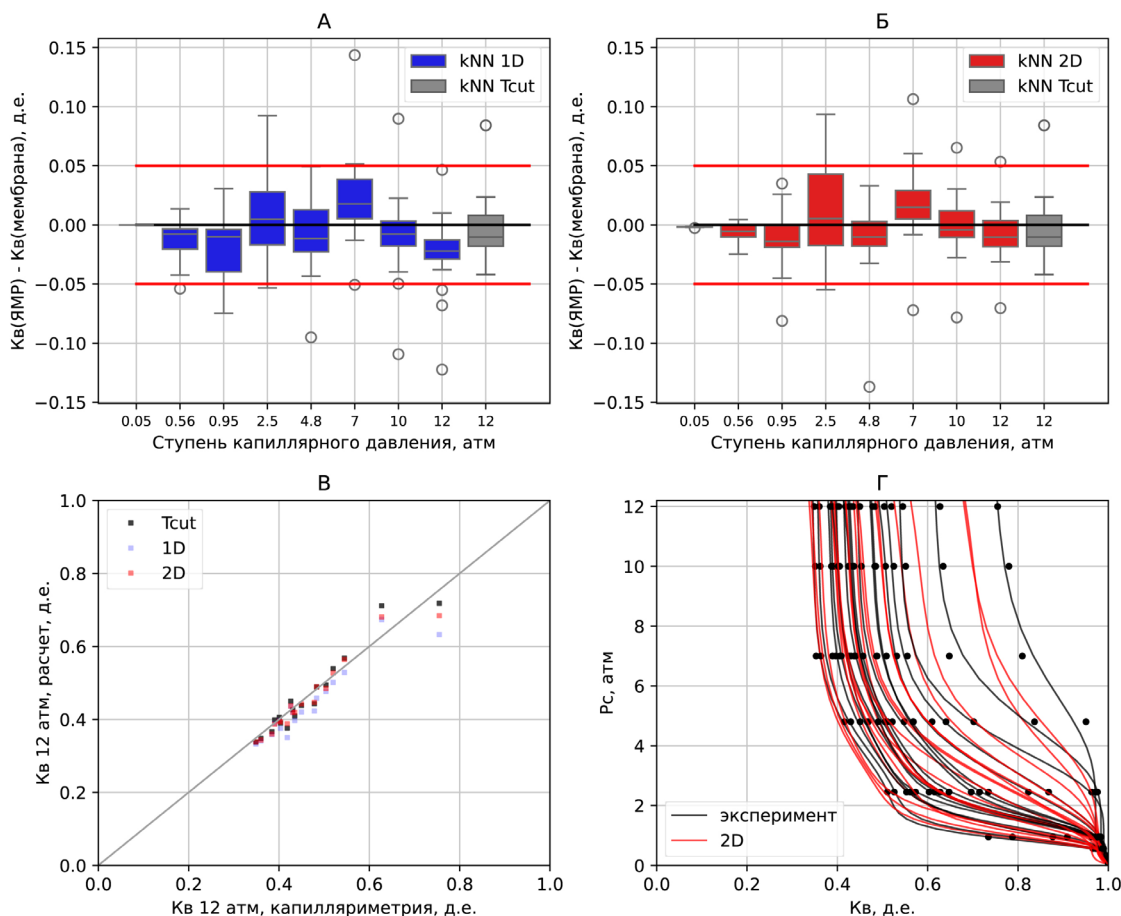


Рис. 3. Результаты валидации на примере применения модели из образцов скв. №1–4 к образцам скв. №5 одного из месторождений (номера скважин – условные): А – отклонения K_v (в д.е.) на различных ступенях капиллярного давления при расчете по 1D преобразованию; Б – отклонения на различных ступенях капиллярного давления при расчете по 2D преобразованию; В – сопоставления K_{v0} ($P_c = 12$ атм) по методу капилляриметрии и полученных при применении различных алгоритмов расчета (1D, 2D и T_{cut}); Г – кривые капиллярного давления по данным капилляриметрии (черные) и результат расчет по модели 2D (красные). На А, Б для сравнения добавлена оценка K_{v0} при применении метода отсечек при той же схеме обучения.

Обсуждение результатов

На наш взгляд, полученные результаты позволяют отметить два достоверных факта.

Во-первых, показана возможность применения предлагаемых алгоритмов 1D и 2D преобразований для расчета кривых капиллярного давления по результатам ЯМР. При наличии обучающей выборки и применении минимального количества настроечных параметров обеспечивается оценка остаточной водонасыщенности K_{v0} с точностью, аналогичной классическому методу отсечек при обучении на идентичной выборке. При этом расчёт водонасыщенности на промежуточных ступенях капиллярного давления также даёт результаты сопоставимого качества.

Во-вторых, наблюдается достаточно уверенная дифференциация функций $r(T_2)$ в зависимости от литологических особенностей пород, однако уточнение причин такого поведения и оценка диагностической ценности этой информации требует дополнительного исследования.

Необходимо отметить, что рассматриваемые параметры (радиус поровых каналов r и время ЯМР-релаксации T_2) имеют в принципе различную природу: r является фильтрационной характеристикой системы пор, трактуется в основном в качестве радиуса устьев пор и, кроме того, зависит от поросетевых эффектов, т.е. от характера

связности пустотного пространства (например, крупные поры со стоком через малые капилляры будут отнесены к малым r). Время T_2 , во-первых, связано с удельной поверхностью, т.е. с сечением тела поры (при одинаковой фрактальной размерности поверхности) и, во-вторых, в отличие от r , локально, т.е. не связано с характером протекания флюида в образце.

Таким образом, достоверность и обоснованность результатов при решении двух различных задач представляется неравнозначной:

- задача построения зависимости $r(T_2)$ и ее дальнейшее использование для преобразования ЯМР-ККД математически формально корректна, и при трактовке зависимости $r(T_2)$, получаемой из описанных в настоящей работе 1D и 2D преобразований как нелинейного аппроксиманта для построения моделей машинного обучения, представляется авторам обоснованной и допустимой;
- задача физической интерпретации зависимости $r(T_2)$ требует определенных допущений и корректна только в рамках ограничений, накладываемых этими допущениями.

Ниже изложена концепция такой интерпретации, основанная на следующих допущениях. Во-первых, необходимо принять, что вид функции $r(T_2)$ может быть обусловлен геометрией порового пространства. Во-вторых,

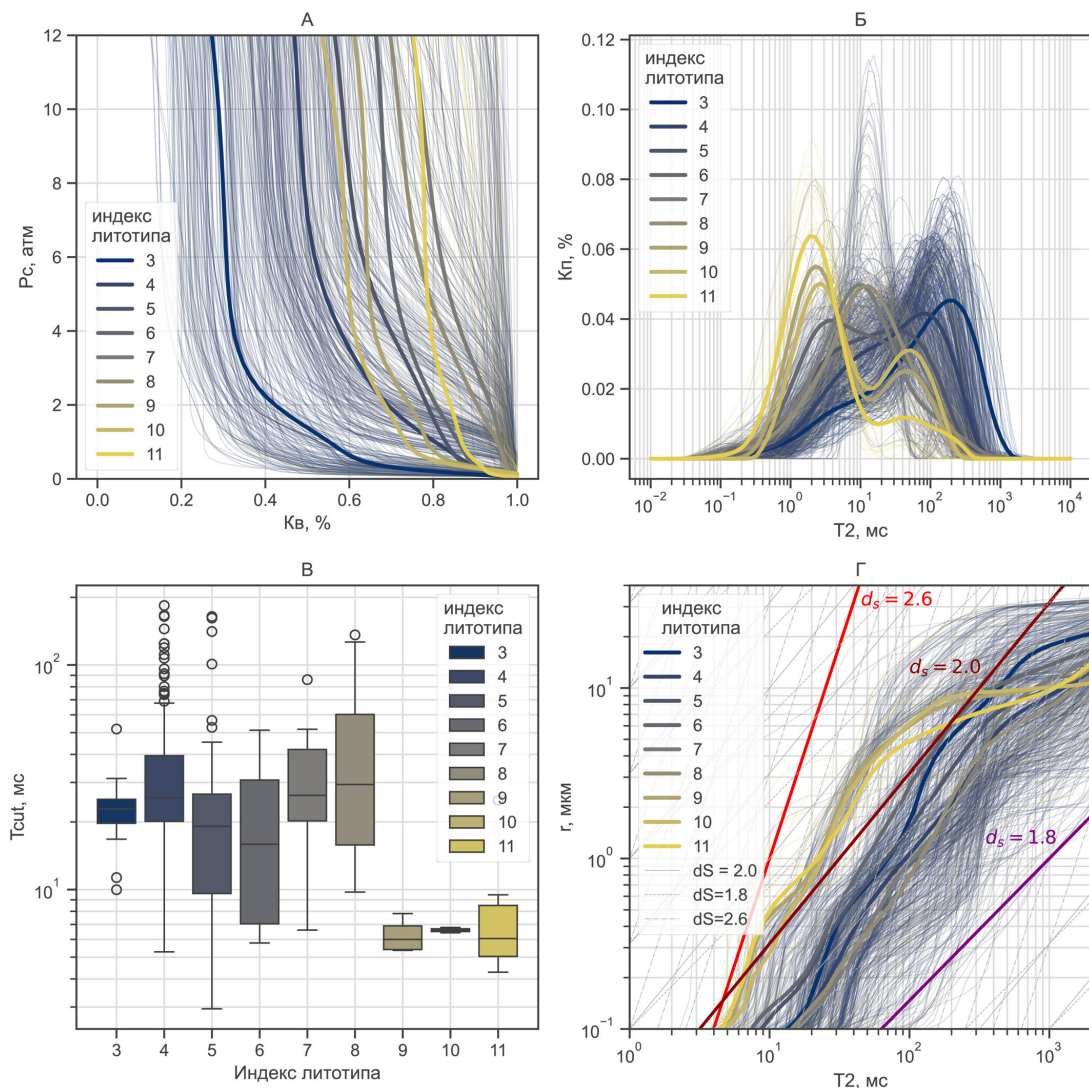


Рис. 4. Связь интерпретационных параметров с составом пород по индексам литотипов: А – кривые капиллярного давления; Б – спектры ЯМР-релаксации 100% водонасыщенных образцов; В – времена отсечки T_{cut} ; Г – зависимости $r(T_2)$. Более толстые линии – усредненные характеристики. На Г нанесена разметка прямыми, соответствующими значениям кажущихся фрактальных размерностей d_s : 2.0; 1.8 и 2.6 (обсуждение в тексте), по одной линии для каждого d_s выделено цветом.

необходимо в принципе допустить возможность прямого сопоставления несущих разную информацию параметров, определяемых методами ЯМР (T_2) и капилляриметрии (r).

В рамках этих допущений можно предложить следующую интерпретацию зависимости $r(T_2)$.

Как известно (Marschall et al., 1995; Dunn et al., 2002), ЯМР-релаксометрия измеряет время поперечной релаксации T_2 , которое при доминирующей поверхностной релаксации и предположении о быстрой диффузии связано с локальным значением удельной поверхности (отношением поверхности поры S к объёму поры V):

$$\frac{1}{T_2} = \rho \left(\frac{S}{V} \right), \quad (1)$$

где ρ – релаксивность (физическая величина, характеризующая релаксационную активность породы).

Соотношение (1) связывает релаксационные свойства поверхности пор с релаксивностью ρ (физико-химические свойства поверхности пор) и удельной поверхностью пор $S_{\text{уд}}$ (геометрические свойства). Удельная поверхность ($S_{\text{уд}}$) – фундаментальная характеристика пористых

материалов, определяющая их адсорбционные, каталитические и транспортные свойства. В общем случае она представляет собой отношение площади поверхности пор к их объёму.

Для любой (в т.ч. фрактальной) геометрической фигуры объём V и полная поверхность S соотносятся через степенной закон по характерному линейному масштабу r , согласно (Pfeifer, Avnir, 1983; Pape et al., 1984):

$$S_{\text{уд}} = \frac{S}{V} \sim \frac{r^{d_s}}{r^{d_v}} = r^{d_s - d_v}, \quad (2)$$

где d_v – размерность объёма, d_s – размерность поверхности.

Для простых геометрических форм $d_v = 3$, $d_s = 2$, поэтому $S_{\text{уд}} \sim r^{-1}$. Например, для сферической поры радиусом r удельная поверхность составляет $S_{\text{уд}} = 3/r$, для цилиндрической поры – $2/r$ (табл. 2).

Однако реальные пористые материалы редко обладают идеальной геометрией порового пространства. Как правило, поверхность пор характеризуется сложной, иерархической структурой, что приводит к необходимости применения концепций фрактальной геометрии. В работах

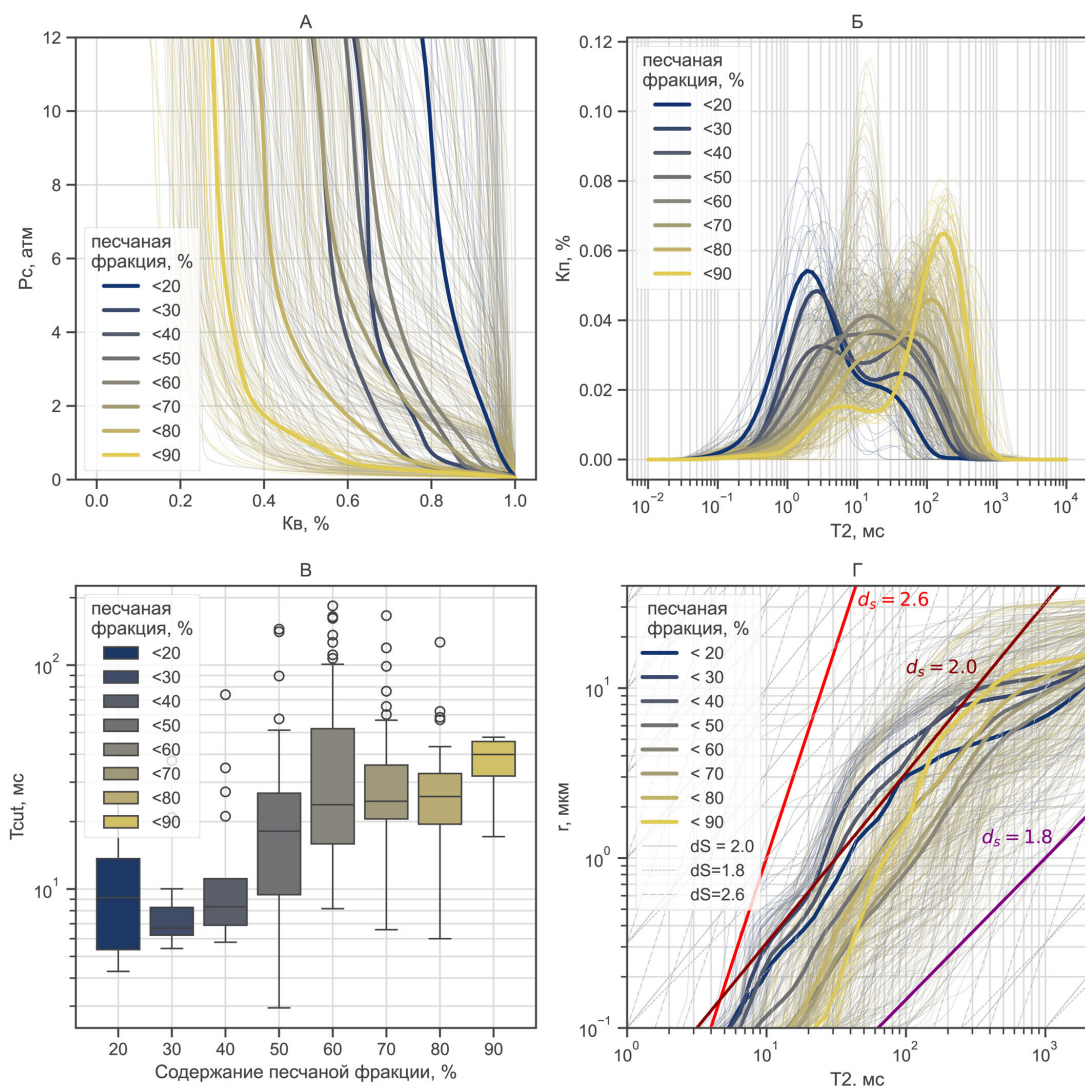


Рис. 5. Связь интерпретационных параметров с содержанием песчаной фракции по данным гранулометрического анализа: А – кривые капиллярного давления; Б – спектры ЯМР-релаксации 100% водонасыщенных образцов; В – времена отсечки T_{cut} ; Г – зависимости $r(T_2)$. Более толстые линии – усредненные характеристики. На Г нанесена разметка прямыми, соответствующими значениям кажущихся фрактальных размерностей d_s : 2.0; 1.8 и 2.6 (обсуждение далее в тексте), по одной линии для каждого d_s выделено цветом.

(Pfeifer, Avnir, 1983; Pape et al., 1984; Katz, Thompson, 1985; Zhang, Weller, 2014) было показано, что поверхность многих природных и синтетических материалов может быть описана фрактальной размерностью d_s , лежащей в диапазоне от 2 (гладкая поверхность) до 3 (предельно развитая поверхность), а для природных материалов – в диапазоне 2.2–2.9.

Таким образом, в общем случае $S_{уд} = r^{d_s-3}$, что приводит к соотношению $S_{уд} = r^b$, где $b \in (-0.7, -0.3)$.

С учетом формул (1) и (2) получим:

$$\frac{1}{T_2} \sim \rho r^{(d_s-3)}, \quad r \sim \rho T_2^{\left(\frac{1}{3-d_s}\right)}, \quad (3)$$

Согласно (3), для пор правильной геометрической формы ($d_s = 2$) получаем линейную зависимость $r \sim T_2$ для пор с размерностью поверхности $d_s = 2.5$ – квадратичную зависимость $r \sim T_2^2$.

Снижение показателя степени ниже 1 с позиции фрактальной геометрии должно свидетельствовать о разрывах поверхности пор. Однако эти разрывы, вероятно, отсутствуют в реальности, поэтому такое поведение

должно быть обусловлено не изменением объемной топологии порового пространства, а другими факторами – вариациями релаксационной способности, свойствами смачиваемости поверхности или эффектами сетевой топологии пор. В связи с тем, что определяемая по зависимости $r(T_2)$ фрактальная размерность поверхности пор в общем случае искажена указанными факторами, далее в настоящей работе вводится понятие *кажущейся* фрактальной поверхности для значений d_s , определенных по зависимости $r(T_2)$.

Так, уже обсуждавшаяся выше чувствительность капилляриметрических исследований к сетевой топологии порового пространства должна приводить в ряде случаев к снижению (вплоть до 0) значений показателя степени на зависимости $r(T_2)$. Это объясняется тем, что через капилляры одного радиуса r может происходить вытеснение жидкости из пор различного размера (с разными значениями удельной поверхности).

Подробно основные соотношения объемов V , поверхностей S , удельных поверхностей S/V и зависимостей $r(T)$ приведены в табл. 2.

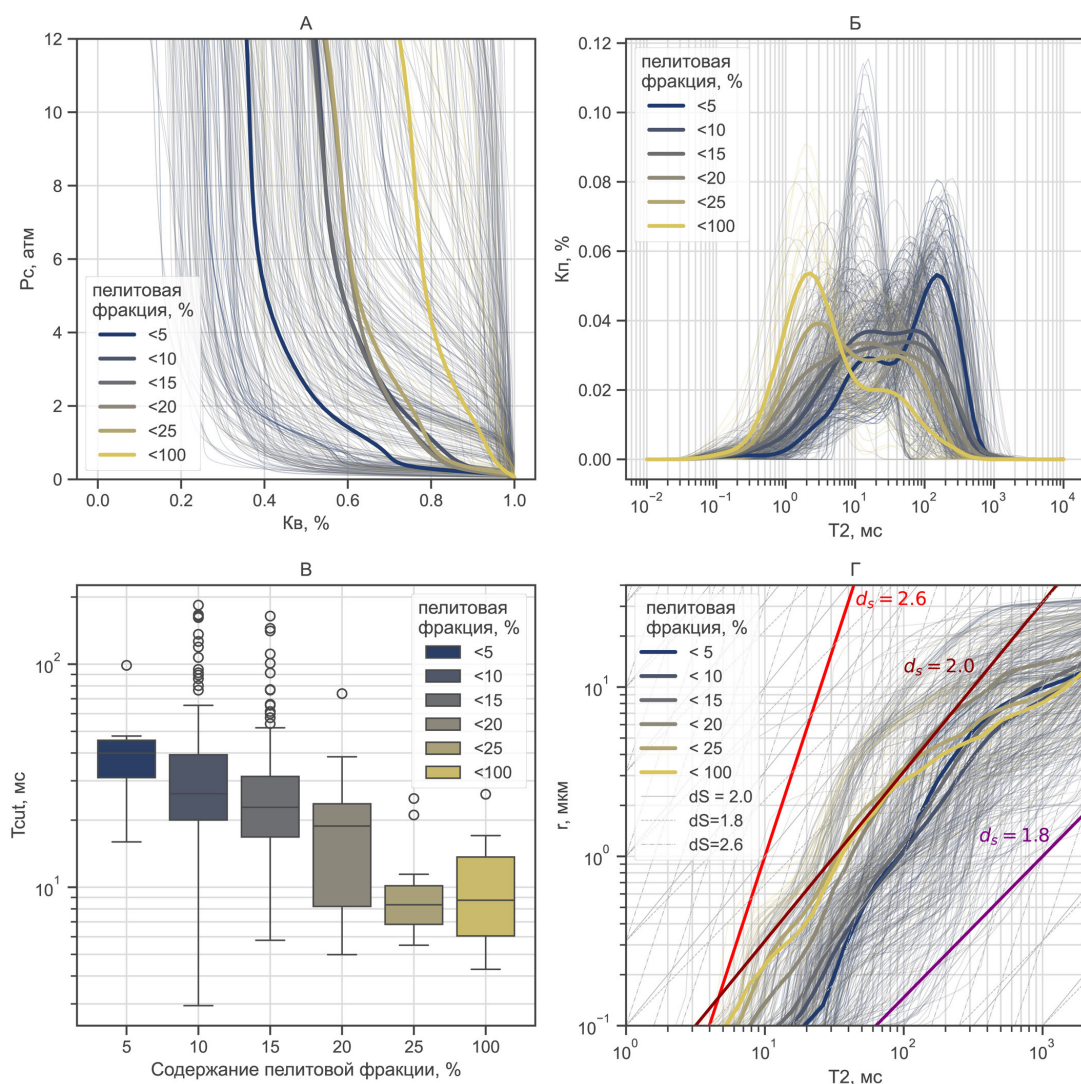


Рис. 6. Связь интерпретационных параметров с содержанием пелитовой фракции по данным гранулометрического анализа: А – кривые капиллярного давления; Б – спектры ЯМР-релаксации 100% водонасыщенных образцов; В – времена отсечки T_{cut} ; Г – зависимости $r(T_2)$. Более толстые линии – усредненные характеристики. На Г нанесена разметка прямыми, соответствующими значениям кажущихся фрактальных размерностей d_s : 2.0; 1.8 и 2.6 (обсуждение в тексте), по одной линии для каждого d_s выделено цветом.

Пора	Комментарий	$S(r)$	$V(r)$	(S/V)	$S_{vd}(r)$	$r(T)$
трещина	Две параллельных поверхности площади S , расстояние между ними – $2r$ (минимальный размер $2r$, без учета боковой поверхности)	$2S$	$2rS$	$\frac{1}{r}$	$\sim r^{-1}$	$\sim T$
цилиндр	Цилиндр длиной L и радиусом r , без учета торцов	$2\pi rL$	$L\pi r^2$	$\frac{2}{r}$	$\sim r^{-1}$	$\sim T$
сфера	Сфера радиуса r	$4\pi r^2$	$\frac{4}{3}\pi r^3$	$\frac{3}{r}$	$\sim r^{-1}$	$\sim T$
фрактал с $d_s = 2.2$					$\sim r^{-0.8}$	$\sim T^{1.25}$
фрактал с $d_s = 2.5$					$\sim r^{-0.5}$	$\sim T^2$
фрактал с $d_s = 2.8$					$\sim r^{-0.2}$	$\sim T^5$
иное	факторы, не связанные напрямую с геометрией пор: поросетевой контроль, изменение ρ					$\sim T^\alpha$, $0 < \alpha < 1$

Табл. 2. Основные параметры пор различной формы

Полученные авторами на ограниченной коллекции (отдельные образцы, принадлежащие к исследуемым в настоящей работе объектам) предварительные оценки фрактальной размерности поверхности пор по изображениям поверхности (шлифы, РЭМ, компьютерная томография) методом *box-counting* приведены на рис. 7 и в целом подтверждают диапазоны фрактальных размерностей, известные из источников (Pfeifer, Avnir, 1983; Pape et al., 1984; Katz, Thompson, 1985; Zhang, Weller, 2014). По нашим данным, диапазон d_s составляет от 1.9 до 2.5 при доминирующей массе выборки в диапазоне от 2.0 до 2.3.

Необходимо отметить, что при сопоставлении результатов анализа изображений, полученных для разных масштабных диапазонов, прямое сопоставление между диапазонами невозможно и требует, во-первых, пересечения диапазонов и, во-вторых, математической коррекции полученных данных. В рамках настоящей работы первое условие не было соблюдено, поэтому представленная на рис. 6 информация носит исключительно оценочный характер асимптотики d_s . По этой же причине (а также из-за ограниченности выборки) авторы в настоящее время не имеют возможности привести сопоставление размеров пор и обратной удельной поверхности $R_{\text{пор}}(S_{\text{уд}}^{-1})$, физически эквивалентное сопоставлению $r(T_2)$, по которому можно было бы оценить изменение фрактальной

размерности разных групп пор методом, аналогичным анализу зависимости $r(T_2)$.

Оценка усредненной по образцу *кажущейся* фрактальной размерности поверхности пор может быть дана непосредственно по полученным функциям $r(T_2)$ в области линейных участков (рис. 1Е, 4Г–6Г). Использование формулы (3) позволяет оценить d_s , результаты такой оценки приведены на рис. 7.

Для наглядного отображения диапазона допустимых углов наклона на рисунках 4Г–6Г также нанесены прямые линии, соответствующие значениям d_s : 2.0 (трещины, цилиндры, сферы); 1.8 и 2.6 – граничные *условно* корректные диапазоны. Можно заметить, что для основной части функции $r(T_2)$ соблюдается указанная асимптотика.

В целом, диапазон наблюдаемых значений *кажущихся* d_s по зависимости $r(T_2)$ соответствует известному из источников и полученному нами из анализа изображений.

Однако, во-первых, с ростом глинистости наблюдается резкое снижение фрактальной размерности поверхности пор ниже ожидаемых значений, во-вторых, сам характер зависимости *кажущихся* d_s от глинистости (песчанистости) требует отдельного анализа. Обсуждение причин наблюдаемых значений $d_s < 2$ содержится, в частности, в (Mondal, Singh, 2024).

Достоверность результатов приведенной на рис. 8 оценки d_s по соотношению $r(T_2)$ в том числе зависит от того, являются ли локальные колебания (участки с разным наклоном) на зависимости $r(T_2)$ отдельного образца информативными в физическом смысле (т.е. характеризуют изменение геометрии пор в пределах образца) или демонстрируют мультипликативное влияние поросетевых эффектов и погрешности определения исходных распределений, когда незначительное взаимное смещение мод может приводить к появлению искажений на $r(T_2)$. Проведенный авторами анализ показал, во-первых, отсутствие строгой систематики в характере подобных локальных колебаний и, во-вторых, улучшение связи с литологическими свойствами пород при усреднении функций $r(T_2)$ по выборке, снижающем выраженность подобных колебаний.

В работе (Xiao et al., 2016a) приводятся сопоставления $r(T_2)$ для образцов трех литотипов, на которых фиксируется характерный перегиб (точка перехода), который интерпретируется как морфологический ориентир,

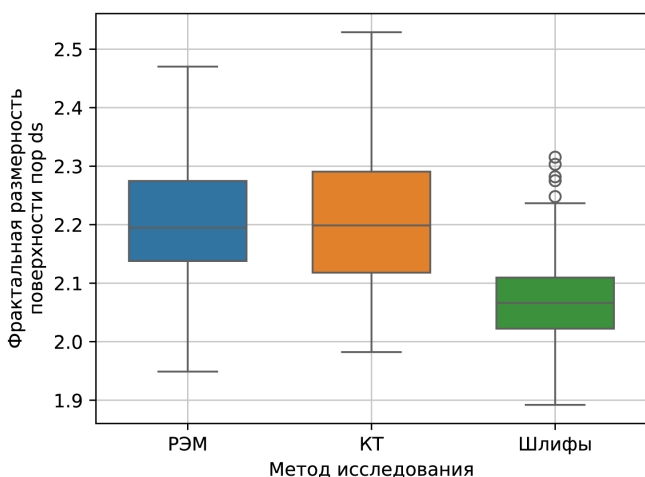


Рис. 7. Фрактальные размерности поверхности пор, определенные по 2D изображениям систем пор методом *box-counting*

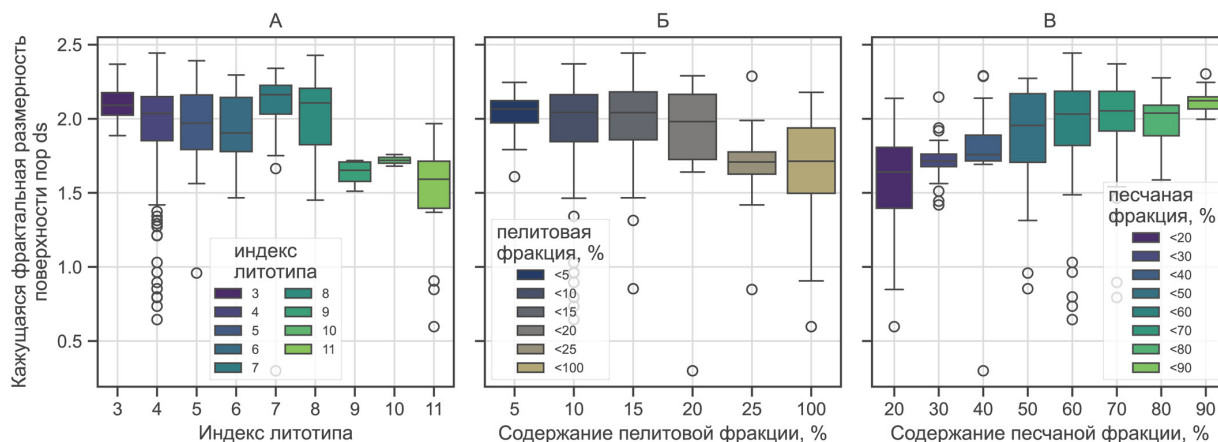


Рис. 8. Кажущиеся фрактальные размерности пор, определенные по зависимостям $r(T_2)$ с разделением по литотипу (А), содержанию пелитовой (Б) и песчаной (В) фракций

разделяющий зоны крупных и мелких поровых горловин и строго совпадающий с межмодальным участком бимодального ЯМР-спектра и изломом экспериментальной кривой капиллярного давления. Природа этого перегиба обсуждается в контексте структурного разделения порового пространства, что обосновывает применение кусочно-степенных законов для трансформации спектра. Также в указанной работе приведены значения показателей степени для различных участков зависимости $r(T_2)$, варьирующиеся от ~ 0.59 до ~ 1.57 , что соответствуют диапазону кажущихся d_s 1.29–2.36, что в целом соответствует результатам нашей работы.

Вероятно, следует считать, что колебания $r(T_2)$, более локальные, чем обсуждающиеся в (Xiao et al., 2016a), в основном обусловлены погрешностями входной информации. Вместе с тем не вызывает сомнения факт, что показатель степени в формуле (3) почти никогда не бывает постоянным и равным 1 во всем диапазоне интервалов r и T_2 .

Интерпретация этого факта может быть различной.

1) Оставаясь в рамках исходных допущений, можно утверждать, что зависимость $r(T_2)$ является мерой фрактальности (изрезанности) поверхности пор образца.

2) Выходя за рамки исходных допущений, отклонение показателя степени от единицы может интерпретироваться с учетом дополнительных факторов, включая, но не ограничиваясь:

- увеличение показателя – обусловлено эффектами поровой сети, при которых дренирование пор одного размера осуществляется через капилляры с различающимися радиусами;

- уменьшение показателя – связано с эффектами поровой сети, проявляющимися в стоке из пор различного размера через капилляры одинакового сечения;

- изменение показателя или вида зависимости $r(T_2)$ – может отражать вариации релаксивности, а также изменения морфологии пор (например, изменение отношения размера тела поры к радиусу ее горловины).

Таким образом, при интерпретации полученных результатов в рамках предложенной концепции, могут быть получены в целом физически корректные результаты, однако требуются дополнительные исследования для уточнения методики физической интерпретации и граничных условий ее применения.

Заключение

Работа посвящена решению двух основных задач:

1) построение методики сопоставления результатов ЯМР и капилляриметрии, расширяющей общепринятый подход и позволяющей получить больший объем информации при неизменных входных данных;

2) разработка методики физической интерпретации полученных новых результатов.

Первая задача, по мнению авторов, решена достаточно хорошо. Качество восстановления остаточной водонасыщенности $K_{\text{во}}$ с использованием рассматриваемого метода соответствует качеству восстановления $K_{\text{во}}$ методом отсечек, при сопоставимой точности оценки водонасыщенности на остальных ступенях капиллярного давления. Таким образом, кроме определения $K_{\text{во}}$ могут быть построены кривые капиллярного давления, что существенно

расширяет интерпретацию и позволяет расширить экспериментальную выборку ККД синтетическими данными при возникновении такой потребности.

Вторая задача решена частично: показана связь функций $r(T_2)$ с литологическими особенностями пород, представлена концепция физической интерпретации в контексте определенных допущений. Вместе с тем требуются дополнительные исследования для уточнения методики физической интерпретации и граничных условий ее применения.

Дальнейшие исследования по представленным темам авторы видят в следующем.

По первой задаче – привлечение более сложных методик машинного и глубокого обучения для:

- учета литологической информации при кластеризации и классификации;

- извлечения параметров из распределений r и T_2 для обучения модели, включая неучитываемую в настоящее время часть T_2 с квантилями ниже $K_{\text{во}}$.

По второй задаче:

- дополнительное, более достоверное по охвату и исполнению исследование 2D структур порового пространства;

- проведение аналогичных исследований, а именно построение парных 1D и 2D преобразований с оценкой функций $r(T_2)$ для сравнения с результатами методов, не подверженных влиянию поросетевых эффектов, например, распределения размеров пор по шлифам, данным компьютерной томографии и растровой электронной микроскопии.

Литература

МакФи К., Рид Дж., Зубизаретта И. (2018). Лабораторные исследования керн: гид по лучшим практикам. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований.

Топорков В.Г., Денисенко А.С. (2008). Практическое применение данных ЯМР для оценки свойств и структуры пород продуктивных нефтегазоносных залежей. *Каротажник*, 177, с. 162–188.

Шумскайте М.Й., Глинских В.Н. (2016). Экспериментальное исследование зависимости ЯМР-характеристик от удельной поверхности и удельного электрического сопротивления песчано-алевритоглинистых образцов. *Геология и геофизика*, 57(10), с. 1911–1918.

Anovitz L.M., Cole D.R. (2015). Characterization and Analysis of Porosity and Pore Structures. *Reviews in Mineralogy and Geochemistry*, 80(1), pp. 61–164. <https://doi.org/10.2138/rmg.2015.80.04>

Dunn K.-J., Bergman D.J., Latortaca G.A. (2002). Nuclear Magnetic Resonance: Petrophysical and Logging Applications. Pergamon.

Katz A. J., Thompson A. H. (1985). Fractal Sandstone Pores: Implications for Conductivity and Pore Formation. *Physical Review Letters*, 54(12), pp. 1325–1328. <https://doi.org/10.1103/PhysRevLett.54.1325>

Kleinberg R.L. (1996). Utility of NMR T_2 distributions, connection with capillary pressure, clay effect, and determination of the surface relaxivity parameter. *Magnetic Resonance Imaging*, 14(7/8), pp. 761–767. [https://doi.org/10.1016/S0730-725X\(96\)00161-0](https://doi.org/10.1016/S0730-725X(96)00161-0)

Larson R.G., Morrow N.R. (1981). Effects of sample size on capillary pressures in porous media. *Powder Technology*, 30(2), pp. 123–138. [https://doi.org/10.1016/0032-5910\(81\)80005-8](https://doi.org/10.1016/0032-5910(81)80005-8)

Li Peng-ju, Gu Yu-feng (2015). Matrix Method of Transforming NMR T2 Spectrum to Pseudo Capillary Pressure Curve[J]. *Natural Gas Geoscience*, 26(4), pp. 700–705. <https://doi.org/10.11764/j.issn.1672-1926.2015.04.0700>

Liu M., Xie R., Xu H., Wu S., Zhu R., & Mao Z. (2018). A New Method for Predicting Capillary Pressure Curves Based on NMR Logging in Tight Sandstone Reservoirs. *Applied Magnetic Resonance*, 49(10), pp. 1043–1058. <https://doi.org/10.1007/s00723-018-1024-z>

Marschall D., Gardner J.S., Mardon D., et al. (1995). Method for correlating NMR relaxometry and mercury injection data. In: International Symposium of the Society of Core Analysts. San Francisco, California, USA.

Mondal I., Singh K.H. (2024). Petrophysical insights into pore structure in complex carbonate reservoirs using NMR data. *Petroleum Research*, 9(3), pp. 439–450. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2024.03.004>

Moss A.K., Benson T., Barrow T. (2019). An Investigation into Different Correlation Methods between NMR T2 Distributions and Primary Drainage Capillary Pressure Curves Using an Extensive Sandstone Database. *E3S Web of Conferences*, 89, 02003. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/20198902003>

Pape H., Riepe L., & Schopper J.R. (1984). The Role of Fractal Quantities, as Specific Surface and Tortuosities, for physical properties of porous media. *Particle & Particle Systems Characterization*, 1(1–4), pp. 66–73. Portico. <https://doi.org/10.1002/ppsc.19840010111>

Pfeifer P., & Avnir D. (1983). Chemistry in noninteger dimensions between two and three. I. Fractal theory of heterogeneous surfaces. *The Journal of Chemical Physics*, 79(7), pp. 3558–3565. <https://doi.org/10.1063/1.446210>

Purcell W.R. (1949). Capillary Pressures - Their Measurement Using Mercury and the Calculation of Permeability Therefrom. *Journal of Petroleum Technology*, 1(02), pp. 39–48. <https://doi.org/10.2118/949039-G>

Volokitin Y., Looyestijn W.J., Slijkerman W.F.J., Hofman J.P. (2001). A practical approach to obtain primary drainage capillary pressure curves from NMR core and log data. *Petrophysics*, 42, pp. 334–343.

Wardlaw N.C., McKellar M. (1981). Mercury porosimetry and the interpretation of pore geometry in sedimentary rocks and artificial models. *Powder Technology*, 29(1), pp. 127–143. [https://doi.org/10.1016/0032-5910\(81\)85011-5](https://doi.org/10.1016/0032-5910(81)85011-5)

Wu B., Xie R., Xu C., Wei H., Wang S., Liu J. (2021). A new method for predicting capillary pressure curves based on NMR echo data: Sandstone as an example. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 202, 108581. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108581>

Xiao L., Mao Z., Zou C., Jin Y., & Zhu J. (2016a). A new methodology of constructing pseudo capillary pressure (Pc) curves from nuclear magnetic resonance (NMR) logs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 147, pp. 154–167. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.05.015>

Xiao L., Zou C.C., Mao Z.Q., Jin Y., Zhu J.C. (2016b). A new technique to synthesize capillary pressure (Pc) curves using NMR Logs in tight gas sandstone reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 145, pp. 493–501. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.06.002>

Zhang Z., Weller A. (2014). Fractal dimension of pore-space geometry of an Eocene sandstone formation. *Geophysics*, 79(6), D377–D387. <https://doi.org/10.1190/geo2014-0143.1>

Сведения об авторах

Алексей Георгиевич Хохолков – кандидат физ.-мат. наук, старший инженер лаборатории петрофизических исследований ядра Лабораторно-исследовательского центра, ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

SPIN: 1623-3070

ORCID: <https://orcid.org/0009-0001-4078-6656>

Кристина Альбертовна Костеневич – начальник исследовательской группы литолого-минералогических исследований ядра Лабораторно-исследовательского центра, ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

Виталий Сергеевич Корытов – заместитель директора Лабораторно-исследовательского центра, ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

SPIN: 5974-3446

ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-8496-1174>

Статья поступила в редакцию 29.06.2026;

Принята к публикации 15.08.2026; Опубликовано 30.09.2026

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Integration of Capillary and Nmr Relaxometry Results: From Linear Calibration to Nonlinear 2D Interpretation

A.G. Khokholkov*, K.A. Kostenevich, V.S. Korytov

NOVATEK NTC LLC, Tyumen, Russian Federation

*Corresponding author: Alexey G. Khokholkov, e-mail: agkhokholkov@novatek.ru

Abstract. An approach to interpreting pore size distributions (derived from NMR relaxometry, mercury injection, and porous plate methods) based on a nonlinear transformation (quantile alignment, or quantile mapping) is proposed. Unlike conventional linear calibrations of the form $r = cT_2$ (where r is the pore radius, c is the calibration coefficient, and T_2 is the transverse NMR relaxation time), the proposed method accounts for the geometric heterogeneity of the pore space, enabling a closer match with experimental data when reconstructing capillary pressure curves from NMR results. Based on a dataset of 751 core samples, a correlation was established between the nonlinear transformation parameters and the lithological characteristics of the rocks. An interpretation of the $r \sim T_2^n$ relationship is proposed, accounting for the link between the pore surface fractal dimension d_s and the exponent n . Based on a limited sample set, ranges of d_s values for the considered rock types were estimated through pore-space image analysis using the box-counting method. It is shown that the apparent d_s

values derived from the $r(T_2)$ dependence are consistent with the ranges determined by the box-counting method. Using a simple machine learning model (the k-nearest neighbors method) as an example, it is demonstrated that the quality of residual water saturation S_{wi} recovery from NMR relaxometry data using the considered method corresponds to the quality of S_{wi} recovery by the cut-off method when trained on the same dataset, with comparable accuracy of saturation estimation at other capillary pressure stages.

Keywords: NMR relaxometry, capillary pressure curve, quantile alignment, distribution transformation, k-nearest neighbors method, fractal dimension

Recommended citation: Khokholkov A.G., Kostenevich K.A., Korytov V.S. (2026). Integration of Capillary and Nmr Relaxometry Results: From Linear Calibration to Nonlinear 2D Interpretation. *Georesursy = Georesources*, 28(3), pp. 67–81. <https://doi.org/10.18599/grs.2026.3.12>

References

- Anovitz L.M., Cole D.R. (2015). Characterization and Analysis of Porosity and Pore Structures. *Reviews in Mineralogy and Geochemistry*, 80(1), pp. 61–164. <https://doi.org/10.2138/rmg.2015.80.04>
- Dunn K.-J., Bergman D.J., Latorraca G.A. (2002). Nuclear Magnetic Resonance: Petrophysical and Logging Applications. Pergamon.
- Katz A.J., Thompson A.H. (1985). Fractal Sandstone Pores: Implications for Conductivity and Pore Formation. *Physical Review Letters*, 54(12), pp. 1325–1328. <https://doi.org/10.1103/PhysRevLett.54.1325>
- Kleinberg R.L. (1996). Utility of NMR T_2 distributions, connection with capillary pressure, clay effect, and determination of the surface relaxivity parameter. *Magnetic Resonance Imaging*, 14(7/8), pp. 761–767. [https://doi.org/10.1016/S0730-725X\(96\)00161-0](https://doi.org/10.1016/S0730-725X(96)00161-0)
- Larson R.G., Morrow N.R. (1981). Effects of sample size on capillary pressures in porous media. *Powder Technology*, 30(2), pp. 123–138. [https://doi.org/10.1016/0032-5910\(81\)80005-8](https://doi.org/10.1016/0032-5910(81)80005-8)
- Li Peng-ju, Gu Yu-feng (2015). Matrix Method of Transforming NMR T_2 Spectrum to Pseudo Capillary Pressure Curve[J]. *Natural Gas Geoscience*, 26(4), pp. 700–705. <https://doi.org/10.11764/j.issn.1672-1926.2015.04.0700>
- Liu M., Xie R., Xu H., Wu S., Zhu R., & Mao Z. (2018). A New Method for Predicting Capillary Pressure Curves Based on NMR Logging in Tight Sandstone Reservoirs. *Applied Magnetic Resonance*, 49(10), pp. 1043–1058. <https://doi.org/10.1007/s00723-018-1024-z>
- Marschall D., Gardner J.S., Mardon D., et al. (1995). Method for correlating NMR relaxometry and mercury injection data. In: International Symposium of the Society of Core Analysts. San Francisco, California, USA.
- McPhee C., Reed J., Zubizarreta I. (2015). Core Analysis: A Best Practice Guide. Elsevier.
- Mondal I., Singh K.H. (2024). Petrophysical insights into pore structure in complex carbonate reservoirs using NMR data. *Petroleum Research*, 9(3), pp. 439–450. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2024.03.004>
- Moss A.K., Benson T., Barrow T. (2019). An Investigation into Different Correlation Methods between NMR T_2 Distributions and Primary Drainage Capillary Pressure Curves Using an Extensive Sandstone Database. *E3S Web of Conferences*, 89, 02003. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/20198902003>
- Pape H., Riepe L., & Schopper J.R. (1984). The Role of Fractal Quantities, as Specific Surface and Tortuosities, for physical properties of porous media. *Particle & Particle Systems Characterization*, 1(1–4), pp. 66–73. Portico. <https://doi.org/10.1002/ppsc.19840010111>
- Pfeifer P., & Avnir D. (1983). Chemistry in noninteger dimensions between two and three. I. Fractal theory of heterogeneous surfaces. *The Journal of Chemical Physics*, 79(7), pp. 3558–3565. <https://doi.org/10.1063/1.446210>
- Purcell W.R. (1949). Capillary Pressures - Their Measurement Using Mercury and the Calculation of Permeability Therefrom. *Journal of Petroleum Technology*, 1(02), pp. 39–48. <https://doi.org/10.2118/949039-G>
- Shumskayte M.Y., Glinskikh V.N. (2016). Relation of NMR parameters with specific surface and resistivity of shaly sandstone and siltstone samples: experimental study. *Russian Geology and Geophysics*, 57(10), pp. 1509–1514. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2016.01.019>
- Toporkov V.G., Denisenko A.S. (2008). Practical application of NMR data for assessing properties and structure of rocks in productive oil and gas reservoirs. *Karotazhnik*, 177, pp. 162–188. (In Russ.)
- Volokitin Y., Looyestijn W.J., Slijkerman W.F.J., Hofman J.P. (2001). A practical approach to obtain primary drainage capillary pressure curves from NMR core and log data. *Petrophysics*, 42, pp. 334–343.
- Wardlaw N.C., McKellar M. (1981). Mercury porosimetry and the interpretation of pore geometry in sedimentary rocks and artificial models. *Powder Technology*, 29(1), pp. 127–143. [https://doi.org/10.1016/0032-5910\(81\)85011-5](https://doi.org/10.1016/0032-5910(81)85011-5)
- Wu B., Xie R., Xu C., Wei H., Wang S., Liu J. (2021). A new method for predicting capillary pressure curves based on NMR echo data: Sandstone as an example. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 202, 108581. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108581>
- Xiao L., Mao Z., Zou C., Jin Y., & Zhu J. (2016a). A new methodology of constructing pseudo capillary pressure (P_c) curves from nuclear magnetic resonance (NMR) logs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 147, pp. 154–167. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.05.015>
- Xiao L., Zou C.C., Mao Z.Q., Jin Y., Zhu J.C. (2016b). A new technique to synthesize capillary pressure (P_c) curves using NMR Logs in tight gas sandstone reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 145, pp. 493–501. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.06.002>
- Zhang Z., Weller A. (2014). Fractal dimension of pore-space geometry of an Eocene sandstone formation. *Geophysics*, 79(6), D377–D387. <https://doi.org/10.1190/geo2014-0143.1>

About the Authors

Alexey G. Khokholkov – Cand. Sci. (Physics and Mathematics), Senior Engineer of the Laboratory of Petrophysical Core Research, NOVATEK NTC LLC, Tyumen, Russian Federation

ORCID: <https://orcid.org/0009-0001-4078-6656>

Kristina A. Kostenevich – Head of the Research Group for Lithological and Mineralogical Core Studies of the Laboratory Research Center, NOVATEK NTC LLC, Tyumen, Russian Federation

Vitaly S. Korytov – Deputy Director of the Laboratory Research Center, Novatek NTC LLC

Tyumen, Russian Federation

ORCID ID: <https://orcid.org/0009-0003-8496-1174>

Manuscript received 29 June 2026;

Accepted 15 August 2026;

Published 30 September 2026

© 2026 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)