ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.9

УДК 552.578.2

Применение компьютерной томографии и ЯМР для петротипизации сложнопостроенных терригенных коллекторов

А.А. Чистяков[1], Е.В. Швалюк[1], А.А. Калугин[2]*

[1]Сколковский институт науки и технологий, Москва, Россия

[2]ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия

В данной работе предлагается новый подход к петротипизации терригенных коллекторов, включающих низкоомные и слабопроницаемые породы, на примере отложений васюганской свиты верхнеюрского возраста ряда месторождений Западной Сибири. Разработанный подход основан на комплексной интерпретации результатов стандартных лабораторных исследований и микроструктурных характеристик, полученных методами компьютерной томографии (КТ) и ядерно-магнитного резонанса (ЯМР). Данный комплекс специальных лабораторных исследований для изучаемых отложений был проведен впервые.

Разрез васюганской свиты представлен в основании алевролитами, которые постепенно сменяются песчаниками по направлению к кровле пласта. Алевролиты являются низкоомными и слабопроницаемыми породами. Изначально предполагалось, что только песчаники являются нефтесодержащими породами, а алевролиты – водонасыщенными. При этом для подсчёта запасов ко всему пласту применялось единое уравнение Арчи.

Однако, несмотря на относительно низкую проницаемость и ожидаемую высокую водонасыщенность нижней части пласта, в ходе проведения испытаний скважин из него был получен значительный приток нефти. Для корректного выделения пропущенных продуктивных интервалов целевого пласта необходимо было разработать новый подход к его петротипизации, учитывающий полиминеральный состав, разнообразие микроструктуры, широкий диапазон значений пористости, проницаемости и остаточной водонасыщенности.

Предложенная программа лабораторных экспериментов включает в себя измерения коэффициентов пористости и проницаемости, капилляриметрических и электрических свойств, а также исследования методами ЯМР и КТ. Весь комплекс лабораторных экспериментов проводился на одних и тех же образцах керна, что позволило установить достоверную корреляцию между измеряемыми параметрами.

Интерпретация индикатора зоны фильтрации, рассчитанного как функция пористости и остаточной водонасыщенности, совместно с результатами петрофизических и микроструктурных исследований позволила провести надежную петротипизацию, которая послужит петрофизической основой для выделения пропущенных раннее продуктивных интервалов в низкоомных частях пласта.

Разработанные программа лабораторных исследований и алгоритм проведения петротипизации изученных отложений могут быть рекомендованы к применению также на других месторождениях.

Ключевые слова: компьютерная томография, ядерно-магнитный резонанс, петротипизация, терригенные породы, низкоомные коллектора, слабопроницаемые коллектора

Для цитирования: Чистяков А.А., Швалюк Е.В., Калугин А.А. (2022). Применение компьютерной томографии и ЯМР для петротипизации сложнопостроенных терригенных коллекторов. *Георесурсы*, 24(4), с. 102–116. https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.9

Введение

Петротипизация – это разделение пород на группы, характеризующиеся едиными уравнениями регрессий, связывающими ключевые параметры пород, которые используются для оценки качества коллектора и подсчёта запасов (Gholami et al., 2009). Наиболее часто используемыми параметрами для проведения петротипизации являются коэффициенты пористости, проницаемости и остаточной водонасыщенности ($K_п$, $K_{пр}$, $K_{во}$). Перечисленные параметры являются многофакторными и зависят от структуры порового пространства, распределения пор и зёрен по размерам, минералогического состава, а также смачиваемости (Mustafa et al., 2019; Saxena et al., 2019; Eltom, 2020). Теоретически задача петротипизации могла бы быть сведена к многофакторному анализу. Однако на практике разделение пород на кластеры может быть затруднено ввиду того, что для петротипизации используются как качественные, так и количественные параметры, причём измеряемые на разных объёмах пород.

Для решения задачи петротипизации различными авторами были разработаны и предложены модели, основанные на эмпирически и теоретически выведенных параметрах (методика *FZI*, Winland R35 и др.) (Mirzaei-Paiaman et al., 2018). Предложенные модели классифицируют породы на основе взаимосвязи между ключевыми параметрами, такими как $K_п$, $K_{пр}$, $K_{во}$. Некоторые методики используют в качестве дополнительного классификационного критерия радиус поровых каналов,

* Ответственный автор: Алексей Андреевич Чистяков
e-mail: A.Tchistiakov@skoltech.ru

© 2022 Коллектив авторов
Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

соответствующий определенному значению насыщения ртутью при проведении ртутной капилляриметрии. При этом важно отметить, что разные авторы предлагали различные характеристические значения насыщения ртутью. Например, в работе (Kolodzie, 1980) предложено использовать насыщение ртутью, равное 35%, а в работе (Pittman, 1992) – 20%.

Стоит отметить, что в настоящее время ртутная порометрия имеет достаточно ограниченное применение по сравнению со второй половиной прошлого века в связи с токсичностью используемого вещества. Соответственно, классификационные параметры, рассчитываемые на основании результатов данного теста, в настоящее время используются сравнительно редко.

Одним из наиболее часто используемых теоретических показателей, связывающих $K_п$ и $K_{пр}$, является индикатор зоны фильтрации (flow zone indicator – *FZI*) (Amaefule et al., 1993; Tiab et al., 2016), выведенный из обобщенной формы уравнения Козени-Кармана (Skalinski et al., 2010, 2015; Fitzsimons et al., 2016; Haikel et al., 2018; Yarmohammadi et al., 2020). Параметр *FZI*, в первую очередь, был разработан для получения надежной корреляции между $K_п$ и $K_{пр}$ и дальнейшего проведения расчета последнего по данным геофизических исследований скважин (ГИС). Однако для задачи петротипизации данный параметр в стандартной форме не всегда достаточно эффективен и надежен. В частности, для проведения петротипизации слабопроницаемых пород помимо значений $K_п$ и $K_{пр}$ целесообразно также задействовать $K_{во}$, который в данном случае будет являться более чувствительным к смене типа пород по сравнению с $K_{пр}$, значения которого находятся близко к нижнему порогу измерения приборов.

Также стоит отметить, что при переходе от петротипов к петрофизическим классам по ГИС, применение индекса *FZI* в стандартной форме приводит к тому, что дифференциация пород по сути проводится на основании лишь одного параметра $K_п$, так как $K_{пр}$, входящий в формулу *FZI,* рассчитывается как функция $K_п$ по корреляционной зависимости. Соответственно, *FZI,* превращаясь в одномерный параметр, теряет свои двумерные преимущества при кластеризации пород на петротипы.

Более того, *FZI* по своей физической сущности является интегрированной характеристикой структуры порового пространства, количественная оценка которого на момент внедрения данной методики была малодоступна для массового применения. Однако в настоящее время стали доступными новые неразрушающие лабораторные методы количественного анализа микроструктуры, такие как компьютерная томография (КТ) и ядерно-магнитный резонанс (ЯМР) (Fitzsimons et al., 2016; Wang et al., 2020). Помимо детального изучения порового пространства они позволяют определять распределения флюидов в породе (Liu et al., 2017; Fheed et al., 2018; Salimidelshad et al., 2019; Pires et al., 2019). Соответственно, применение данных методов может существенно увеличить обоснованность и надёжность петротипизации, проводимой на основе методик *FZI* и Winland *R35*.

Одна из проблем петротипизации на основе совместного анализа различных объёмных и микроструктурных статистических характеристик породы обусловлена тем, что они обычно измеряются на образцах различного объёма (Bogdanovich et al., 2014; Xiao et al., 2016). Например, ртутная порометия и анализ шлифов обычно выполняются на торцевых срезах цилиндрических образцов керна, использующихся для измерения пористости и проницаемости (McPhee et al., 2015). Для сильно неоднородных пород это может быть достаточной причиной несовместимости результатов (Pires et al., 2017). В результате, в современной практике отсутствуют методики петротипизации, основанные на комплексном использовании объемных подсчетных параметров, гидравлических индексов (*FZI*, *R35*, др.) и статистических микроструктурных характеристик.

Целью данной работы является разработка методики и проведение детальной петротипизации терригенных отложений, основанной на комплексном анализе традиционных подсчётных параметров и количественных микроструктурных характеристик горных пород, определенных методами компьютерной томографии и ЯМР.

Изучаемые отложения сложены песчаниками, плавно замещающимися алевролитами вниз по разрезу. Песчаники формируют основную нефтенасыщенную часть коллектора, пористость и проницаемость пород которого постепенно уменьшается в результате увеличения содержания алевритовой фракции. Соответственно, значение коэффициента остаточной водонасыщенности закономерно увеличивается вниз по разрезу.

Алевролиты, составляющие нижнюю часть пласта, характеризуются низкими значениями удельного электрического сопротивления (УЭС) и проницаемостью менее 1 мД, таким образом, их можно отнести к низкоомным и слабопроницаемым породам.

При исходной оценке коэффициентов пористости и нефтенасыщенности на основании уравнений Арчи (Archie, 1942) использовались единые значения параметра цементации и показателя насыщенности для всей толщи, включая песчаники и алевролиты. В результате к нефтеносной части коллектора была отнесена лишь верхняя часть пласта, сложенная песчаниками, а его нижняя часть, сформированная алевролитами с более низкими значениями УЭС, считалась водонасыщенной. Однако последующие испытания скважин обнаружили значительный приток нефти в том числе и из нижней части пласта. В связи с этим потребовалось проведение более детальной петрофизической типизации пород с целью определения индивидуальных для каждого типа пород зависимостей между подсчётными параметрами и определения коэффициентов уравнений Арчи.

Материалы и методы

Исследуемые образцы керна

Экспериментальные исследования были выполнены на 10 образцах песчаников и 10 алевролитов. Породы в основном сложены плагиоклазом, кварцем и глинистыми минералами, представленными преимущественно каолинитом и, в меньшей степени, хлоритом и иллитом. Во всех образцах также присутствуют включения пирита.

Распределения коэффициентов пористости ($K_п$) и проницаемости ($K_{пр}$) по газу изучаемых образцов представлено на рисунках 1 А и Б. $K_п$ образцов варьируется от 6.39 до 20%, проницаемость – от 0.01 до 73.9 мД.

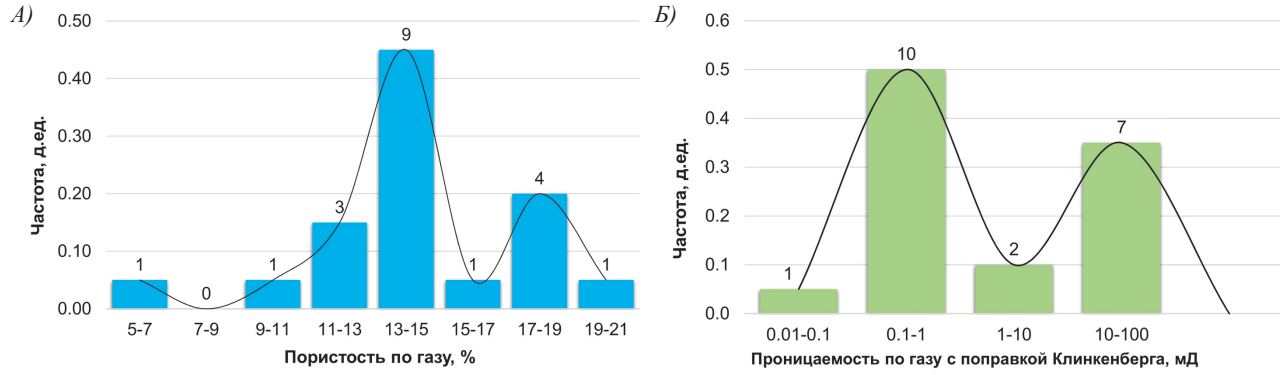

Рис. 1. Распределения пористости и проницаемости по газу изучаемых образов

Методика проведения петрофизических экспериментов

Программа лабораторных исследований приведена на рисунке 2. Лабораторные испытания проводились на цилиндрических образцах размером 3×3 см. Сначала образцы были очищены от углеводородов и солей толуолом и метанолом в экстракторе Сокслета. Затем выполнены сушка образцов, измерение пористости и проницаемости по газу. На сухих образцах также проведена компьютерная томография, после чего они были насыщены водным раствором NaCl для дальнейшего центрифугирования в системе газ-вода. Перед и после центрифугирования были проведены измерения УЭС и ЯМР образцов, в состояниях полного ($К_в$ = 100 %) и остаточного водонасыщения ($К_в = К_{во}$).

Сушка образцов проводилась до постоянного веса при температуре 70°С под вакуумом в автоматическом сушильном шкафу компании Memmert. Пористость и проницаемость определялись на автоматическом пермеаметре-порозиметре ПИК-ПП в кернодержателе Хасслера с использованием гелия.

Капилляриметрические исследования проводились при ступенчатом увеличении капиллярного давления от 0 до 1.3 МПа. Предварительно образцы были насыщены под вакуумом раствором NaCl с минерализацией 40.31 г/л и плотностью 1.129 г/см^3. Выбранная концентрация NaCl соответствует ионной силе и электрическому сопротивлению пластовой воды. Полученные кривые капиллярного давления были пересчитаны в распределения пор по размерам, согласно уравнению Лапласа. Поверхностное натяжение в расчете принималось равным σ = 72 дин/см, а угол смачивания θ равнялся 0 градусам, что соответствует системе вытеснения «газ-вода» (Tiab et al., 2016).

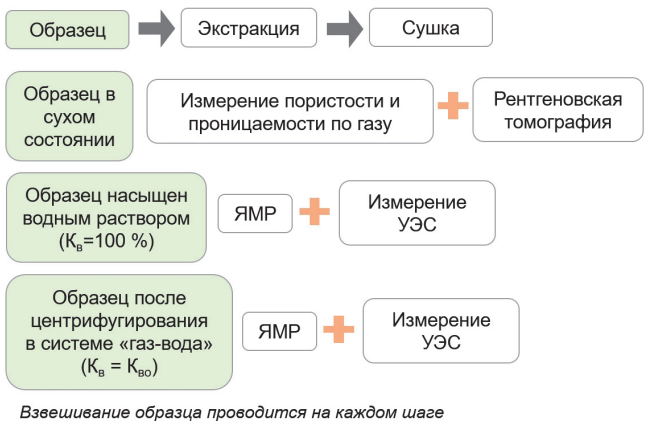

Рис. 2. Программа лабораторных исследований керна

Измерение УЭС образцов пород осуществлялось по четырехэлектродной схеме на переменном токе.

С помощью рентгеновской флюоресцентной спектроскопии, проведенной на двух образцах, определен элементный состав основных двух литотипов пород – песчаника и алевролита.

Интерпретация определений фильтрационно-емкостных и электрических свойств включала построение зависимостей коэффициента проницаемости ($К_{пр}$) от пористости ($К_п$), параметра пористости ($P_п$) от пористости ($К_п$) и параметра насыщения ($P_н$) от водонасыщенности ($К_в$). Последние два графика использовались для расчета показателей цементации (m) и насыщенности (n), соответственно.

Методика проведения компьютерной томографии

Одно из главных преимуществ проведения компьютерной томографии заключается в возможности определения внутренних элементов в образцах без нарушения их целостности.

Томографические исследования выполнялись на сухих образцах с помощью рентгеновского томографа v|tome|x L240 производства GE Sensing & Inspection Technologies GmbH.

Сканирование проводилось на песчаниках в двух режимах, охватывающих весь образец и только его центральную часть высотой и диаметром 1 см. В первом случае разрешение составило 17.5 мкм, во втором – 5 мкм. Сканирование образцов алевролитов проводилось только с максимальным разрешением, так как им характерны меньшие размеры пор.

Параметры проведения томографической съемки представлены в табл. 1.

Для обработки и трехмерной визуализации изображений образцов использовалась программа Geodict. Для определения пористости проводился анализ бинаризованного трёхмерного изображения пустотного пространства, выделение типов пустот и построение распределения пор по размерам. Точность получаемых данных зависит от используемых алгоритмов удаления шумов, бинаризации и усреднения размеров выделенных пустот. Для реконструкции и улучшении качества изображений использовались модули Detector Shift, Auto|sco, Scan|optimizer, Auto|roi, Set observation ROI и Inline Median.

Параметры съемки	Разрешение в 17.5 мкм	Разрешение в 5 мкм
Геометрическое увеличение изображения	11.4	40
Размер voxel	17.5 мкм	5 мкм
Количество проекций	2400	2400
Размер изображений проекций	2024x2024	2014x2014
Экспозиция	1000 мс	1000 мс
Количество изображений одной проекций при усреднении	6	6
Напряжение между электродами рентгеновской трубки	120 кВ	100 кВ
Сила тока эмиттера	159 мкА	199 мкА
Размер восстановленного изображения	2024x2024x2425	2014x2014x2024

Табл. 1. Параметры проведения томографической съемки

Методика исследований с помощью ядерно-магнитного резонанса

Методика измерений

Исследование керна методом ядерно-магнитного резонанса проводилось на спектрометре Core Spec-1000. Для обеспечения корректности измерений прибор калибровался с помощью комплекта эталонных образцов, имитирующих различную пористость (смесь H_2O и D_2O в различных пропорциях).

Спектры времени поперечной релаксации T_2 измерялись методом Карра-Парселла-Мейбум-Гилла (КПМГ) (Coates et al., 1999). При измерениях в однородном поле межэховое расстояние (раздвижка) *TE* ($TE = 2\,\tau$) устанавливалось равным 0.5 мс. Количество 180°-ых импульсов выбиралось из соображений записи всей кривой релаксации, а именно – до момента устойчивого равенства математического ожидания нулю от точки падения амплитуды сигнала до уровня шума. Для обеспечения полной поляризации среды время посттрейновой задержки (время намагничивания) *TW* было, по крайней мере, в пять раз больше, чем максимальное время продольной релаксации T_1. Число повторений (накоплений) импульсной последовательности – 90° – τ – 180° – 2 τ – 180°–…– 180° – выбиралось на основе значения сигнал/шум. Измерения проводились с чередованием фазы первого импульса для устранения постоянной составляющей сигнала, искусственно создаваемой аппаратурой.

Перед проведением экспериментов на образцах проводилась регистрация спектра T_2 водного раствора, которым насыщались образцы, с целью введения поправки на водородный индекс *HI* при обработке данных ЯМР.

Далее выполнялось исследование полностью водонасыщенных образцов ($K_в = 100$ %) и образцов в состоянии остаточного насыщения (при $K_{во}$) после проведения центрифугирования.

Методика обработки сигналов ЯМР

Основная задача обработки сигналов ЯМР состоит в обратном преобразовании суммарного сигнала в распределение амплитуд сигналов по временам продольной T_1 или поперечной T_2 релаксации. С точки зрения математики, задача сводится к решению интегрального уравнения Фредгольма 1-го рода:

$$\int_{T_{2min}}^{T_{2max}} B(T_2) \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} dT_2 = A(t), \quad (1)$$

где $B(T_2)$ характеризует распределение силы магнитного поля, t – время; $A(t)$ – сигнал ЯМР релаксации; T_{2min} и T_{2max} – соответственно, минимальное и максимальное время поперечной релаксации.

Для решения уравнения использовался метод регуляризации Тихонова, специально разработанный для решения некорректно поставленных задач. Результатом обработки регистрируемого сигнала ЯМР является его распределение по временам поперечной релаксации T_2. По своему физическому смыслу эта зависимость представляет собой дифференциальное распределение пористости по времени поперечной релаксации (то есть функцию $dK_п/dT_2$ от T_2), на основании которого интегрированием определялось инкрементное распределение пористости по T_2.

Для разделения связанной и свободной воды граничное значение времени поперечной релаксации принималось равным значению T_2 в точке пересечения горизонтальной асимптоты кумулятивной кривой T_2, полученной для образца с остаточной водонасыщенностью (при $K_{во}$), с кумулятивной кривой T_2, полученной для полностью водонасыщеного ($K_в = 100$ %) образца (Coates et al., 1999).

Методика петротипизации на основе теории о фильтрационных ячейках

Согласно (Tiab et al., 2016), «Фильтрационная (гидравлическая) ячейка – это определённая непрерывная часть коллектора, обладающая выдержанными петрофизическими свойствами и свойствами флюидов, которые уникально характеризуют её статическую и динамическую связь со скважиной». В методике (Tiab et al., 2016), основанной на модифицированном уравнении Козени-Кармана, для выделения фильтрационных ячеек используется два параметра – показатель качества коллектора (*RQI*) и индикатор зоны фильтрации (*FZI*). Данные параметры рассчитываются по следующим формулам:

$$RQI = 3.14 \cdot \frac{К_п^{эфф}}{К_п - К_п^{эфф}} \cdot \sqrt{К_п^3}, \quad (2)$$

$$К_п^{эфф} = К_п \cdot (1 - К_{во}), \quad (3)$$

$$FZI = RQI \cdot \frac{1 - К_п}{К_п}, \quad (4)$$

где $K_п^{эфф}$ – эффективная пористость, $K_{во}$ – остаточная водонасыщенность, $K_п$ – общая пористость.

Для определения количества фильтрационных ячеек и проведения петротипизации строится кумулятивная кривая параметра *FZI,* и по существенной смене угла наклона кумуляты выделяют отдельные петротипы.

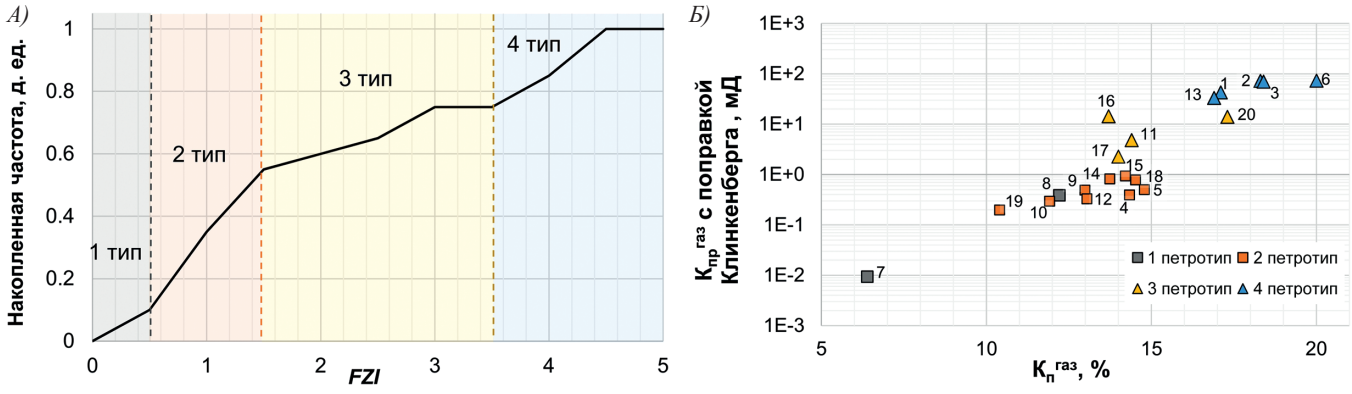

Рис. 3. Классификация пород на основе гидравлических единиц (FZI): А) кумулятивная кривая параметра FZI; Б) график зависимости проницаемости от пористости для выделенных петротипов

Результаты

Петротипизация на основе значений индикатора зоны фильтрации (FZI)

На основании рассчитанных значений индикатора зоны фильтрации (*FZI*) можно выделить 4 основные гидравлические единицы, соответствующие отдельным петротипам. Первый петротип обладает значениями $FZI < 0.5$; второму петротипу соответствуют значения $0.5 < FZI < 1.5$; третьему петротипу – $1.5 < FZI < 3.5$; четвёртому петротипу – $FZI > 3.5$ (рис. 3).

Породам 4-го и 3-го петротипа свойственна минералогическая плотность 2.62–2.65 г/см^3, что характерно для зёрен кварца (рис. 4). Образцы из 1 и 2 петротипов характеризуются более высокой минералогической плотностью от 2.66 до 2.7 г/см^3, что обусловлено большим содержанием глинистых минералов.

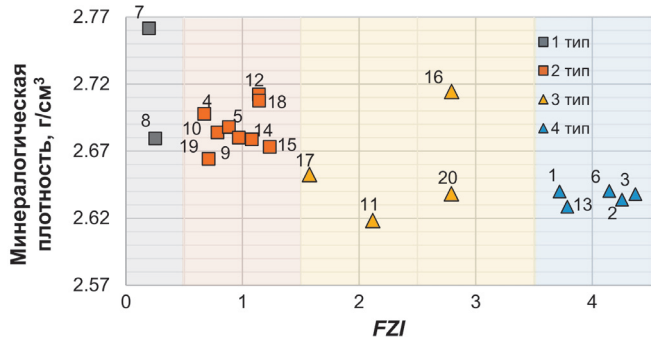

Рис. 4. Минералогическая плотность образцов разных гидравлических единиц (FZI)

Образец № 16 из 3-го петротипа, образцы № 12 и 18 из 2-го петротипа, а также образец № 7 из 1 петротипа обладают минералогической плотностью более 2.7 г/см^3, что указывает на присутствие карбонатов.

Типизация пород по капилляриметрическим свойствам

Результаты капилляриметрических экспериментов для всей изучаемой коллекции образцов представлены на рисунке 5. Анализ данных показывает, что кривые капиллярного давления (ККД) и построенные распределения радиусов пор по размерам образуют 4 отдельные группы пород, соответствующие выделенным ранее гидродинамическим единицам.

Для двух образцов первого петротипа значения $К_{во}$ равны 79.09 и 79.33 %, доля порового пространства, доступного для свободной фильтрации флюидов, соответственно, не превышает 21%. Диапазон $К_{во}$ для второго петротипа составляет от 45.2 до 60.3 %. Третий петротип характеризуется значениями $К_{во}$ от 26.43 до 32.52 %. Породы четвертого петротипа являются наилучшими коллекторами, им характерны значения $К_{во}$ менее 22.44 %.

Микроструктурный анализ петротипов по данным рентгеновской томографии

Результаты томографических исследований приведены на рисунках 6–9. На представленных фотографиях применяется монохромная шкала, в которой интенсивность поглощения рентгеновского луча пропорциональна яркости. Соответственно, темные пиксели обладают низким

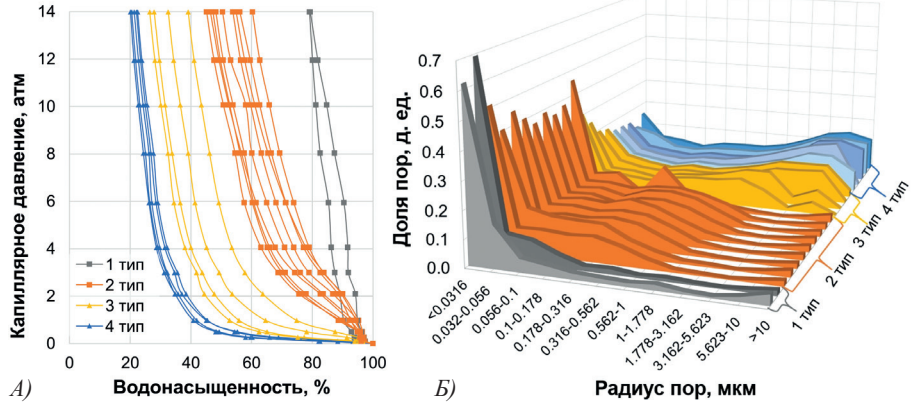

Рис. 5. А) кривые капиллярного давления, Б) Гистограммы распределения радиусов пор по размеру для всей выборки с делением на петротипы по FZI

поглощением и характеризуют менее плотную фазу, в частности пустоты, а более яркие пиксели обладают высоким поглощением и представляют более плотную фазу (минеральный скелет породы). По рентгеновской адсорбционной способности минералы матрицы можно расположить в следующем порядке: пирит > кальцит > кварц. Качественный анализ гранулометрического состава на срезах сканирования позволяет разделить выборку на два основных литологических класса – песчаник и алевролит. Рентгеновская томография и флуоресцентная спектроскопия идентифицировали присутствие пирита во всех образцах. Однако содержание пирита в алевролитах больше, чем песчаниках, что отражает более глубокие морские и, следовательно, более обедненные кислородом условия осадконакопления алевролитов.

Согласно снимкам сканирования, первый петротип представлен уплотнёнными алевролитами, которым свойственна массивная микроструктура с низкими значениями эффективной пористости (рис. 6), что обусловлено карбонатизацией (образец № 7) и увеличением процентного содержания алевритовой фракции (№ 8).

Второй петротип включает в себя 8 алевролитов и 1 уплотнённый песчаник со значениями пористости 10–15% и проницаемостью менее 1 мД. Размеры зёрен песчаника изменяются в пределах 0.02–0.4 мм. Размеры зёрен алевролитов варьируются от 0.02 до 0.12 мм (рис. 7). Пустотное пространство рассматриваемой группы, в основном, представлено закрытыми мелкими порами с превалирующим размером от 0.02 до 0.2 мм. На снимках образцов № 4, 12 и 18 прослеживаются включения

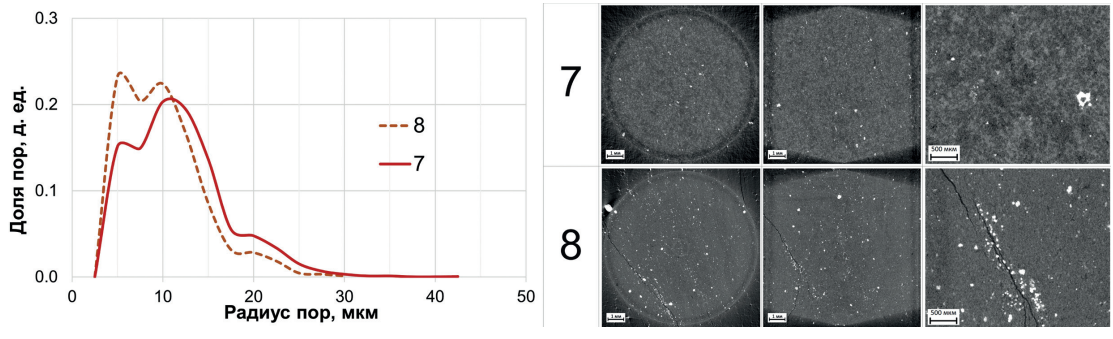

Рис. 6. Результаты томографических исследований образцов 1-го петротипа

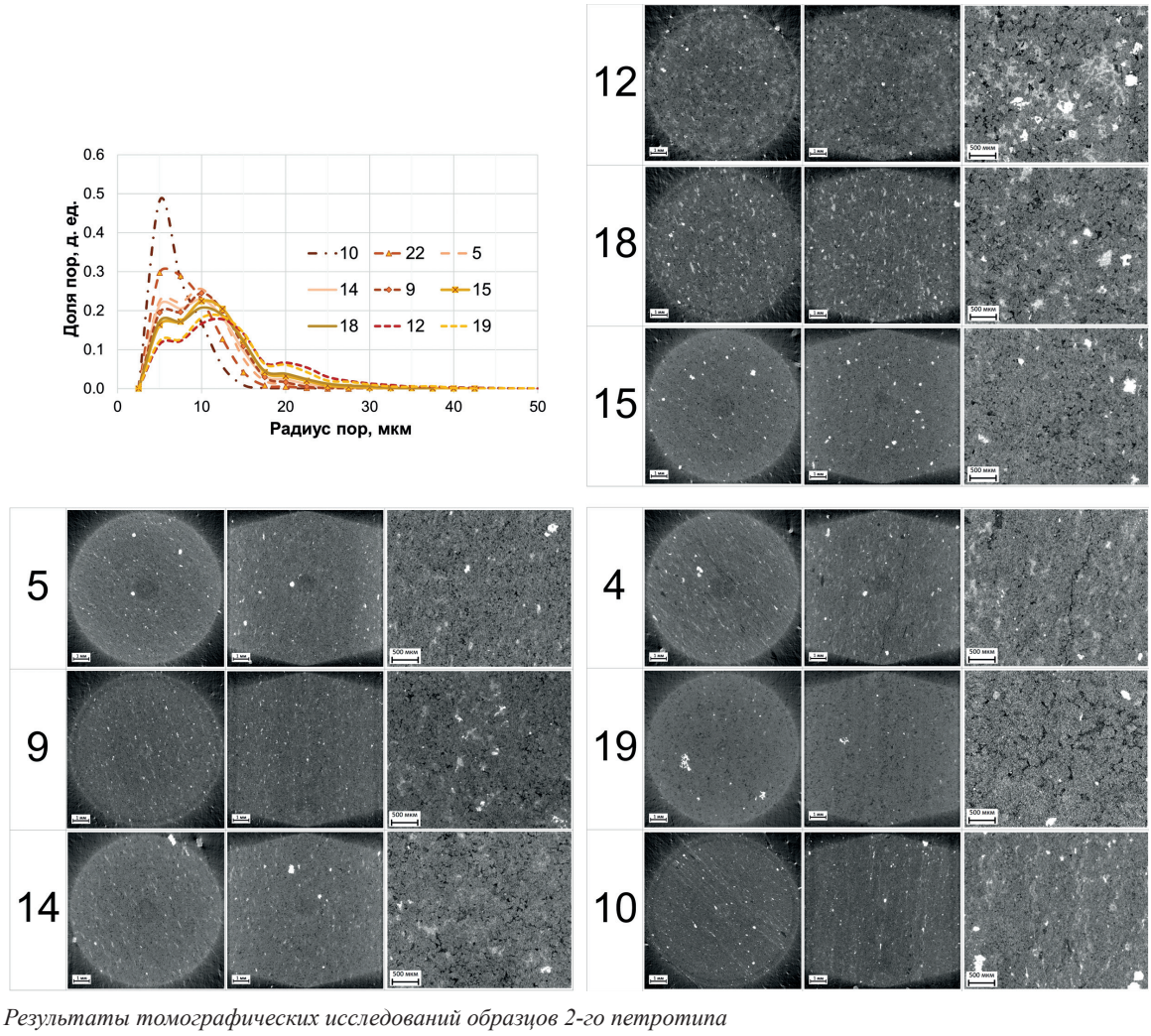

Рис. 7. Результаты томографических исследований образцов 2-го петротипа

карбонатных зерен, что приводит к увеличению минералогической плотности относительно кварцевого песчаника до 2.71 г/см³. В образце № 10 присутствуют пелитовые прослои, хорошо прослеживаемые на КТ-сканах за счёт большей рентгеновской плотности глинистых минералов относительно кварцевых и плагиоклазовых зёрен песчаной фракции. Присутствие пелитовых прослоев приводит к увеличению минералогической плотности относительно кварца до 2.68 г/см³ и к уменьшению радиуса пустот.

Третий петротип представлен алевролитовыми песчаниками с размером зёрен от 0.05 мм до 0.4 мм и проницаемостью до 15 мД (рис. 8). Превалирует мелкозернистая фракция размером от 0.1 до 0.25 мм. В данном петротипе выделяется образец № 16, характеризующийся многочисленными включениями карбонатного детрита (рис. 8). При этом по фильтрационным и электрическим свойствам образец № 16 схож с образцом песчаника № 20 (№ 20: $K_{пр}$ = 14.2 мД, УЭС = 4.82 Омм, № 16: $K_{пр}$ = 14.6 мД, УЭС = 6.81 Омм). Однако образец № 16 обладает большей плотностью и меньшей пористостью (№ 20: $\delta_{об.}$ = 2.18 г/см³, $\delta_{мин.}$ = 2.64 г/см³, $K_{п}$ = 17.3 %; № 16: $\delta_{об.}$ = 2.34 г/см³, $\delta_{мин.}$ = 2.71 г/ см³, $K_{п}$ = 13.7 %). Если сопоставить части срезов сканирования образца № 16, где отсутствует органогенный детрит, со срезами сканирования образца № 20, то наблюдается схожесть конфигурации зёрен. Из этого можно сделать вывод, что фильтрационные свойства образца № 16 контролируются преимущественно системой пор песчанистой фракции, а включения относительно крупных обломков раковин оказывают относительно небольшое влияние на проницаемость.

Четвёртый петротип представлен песчаниками с размерами зёрен от 0.05 мм до 0.6 мм (превалируют среднезернистая и мелкозернистая фракции песчаника от 0.2 до 0.4 мм) и с проницаемостью от 30 до 74 мД (рис. 9).

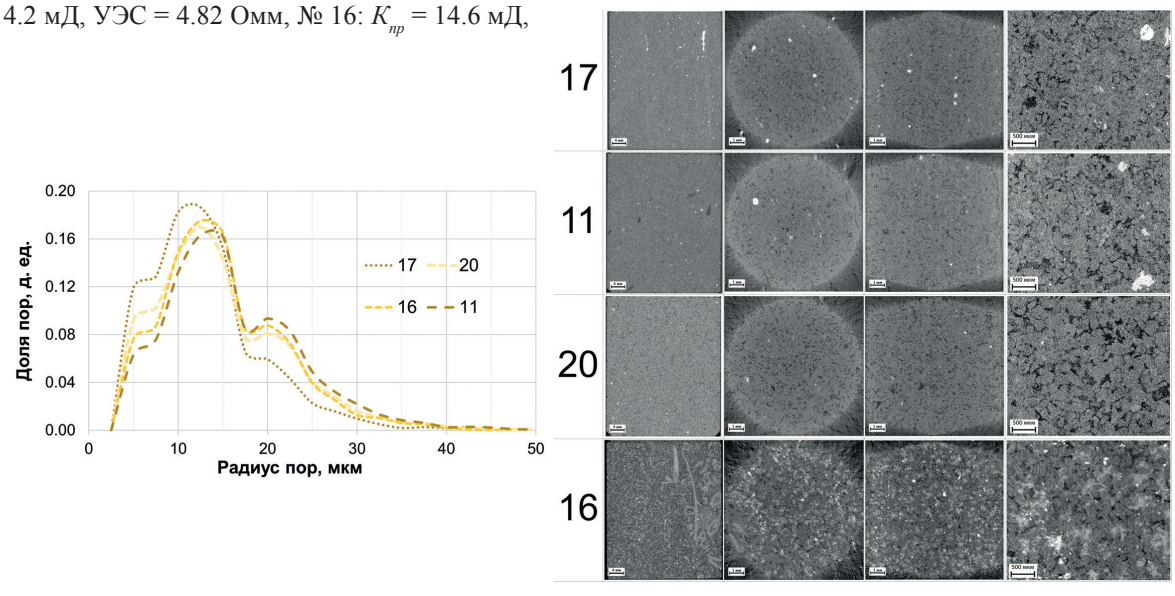

Рис. 8. Результаты томографических исследований образцов 3-го петротипа

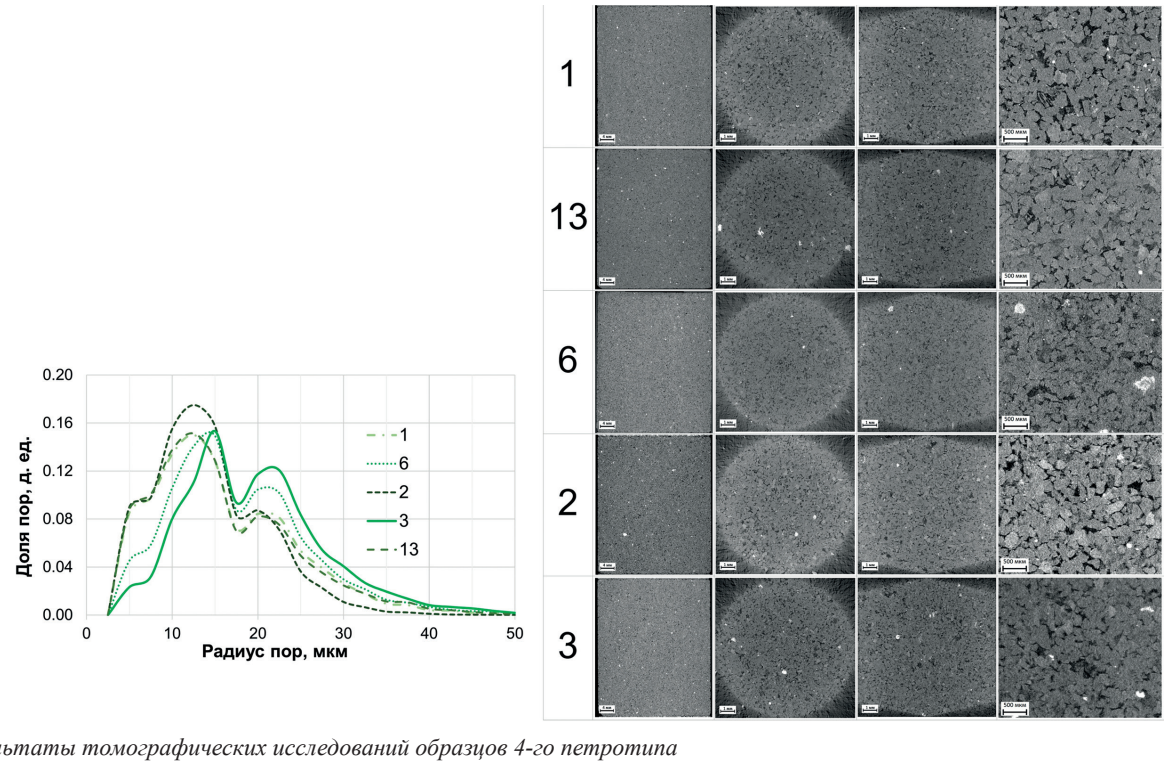

Рис. 9. Результаты томографических исследований образцов 4-го петротипа

Этому типу пород характерны наилучшие ФЕС, что обусловлено наличием развитой системы крупных открытых пор, хорошо различимых на томографических изображениях.

Совмещение распределений пор по размерам, полученных на основании результатов капилляриметрических и томографических исследований

В этом разделе продемонстрированы результаты комбинирования количественных характеристик пористой среды, полученных в результате проведения капилляриметрических и томографических исследований, которые обеспечивают измерения с разным разрешением и для разных объемов образца породы. Теоретически параметры поровой среды, получаемые с помощью этих методов, отражают несколько разные свойства пород. Капилляриметрические тесты изучают свойства поровых каналов, в то время как КТ позволяет охарактеризовать поровые тела. Однако, учитывая изначальное несовершенство теоретических моделей, применяемых для описания пористых сред этими методами, объединение получаемых количественных характеристик может быть обоснованно за счёт сопоставления этой процедуры с калибровкой распределений времени релаксации T_2 на данные ртутной порометрии (Coates et al., 1999). Достоинством предлагаемого алгоритма объединения данных, полученных с различным разрешением, является возможность его использования для интеграции разных видов количественных характеристик пористых сред, измеренных различными методами для разных объемов горных пород.

Разрешение используемого компьютерного томографа позволяет количественно оценить поры диаметром более 5 мкм, которые составляют менее 5% пористости 1-го и 2-го петротипов и до 10% пористости 3-го и 4-го петротипов.

Капилляриметрические исследования позволяют охарактеризовать диапазон распределения пор по размерам от 0,03 до 10 мкм для изучаемых пород, но с гораздо меньшей точностью, чем томография, из-за относительно больших шагов приложенного капиллярного давления. Однако совмещение распределений размеров пор, полученных в результате обоих методов, позволяет детализировать правую часть кривой распределения, соответствующую первому шагу капиллярного давления.

Как было сказано ранее, при проведении томографических и капилляриметрических исследований измерения проводятся на различных объёмах образцов пород. В первом случае тестированию подвергается весь объём стандартного образца (30x30 мм ~ 21.2 см^3), в то время как высокоразрешающая томография позволяет количественно проанализировать лишь центральную часть образца объёмом 0.125 см^3. Таким образом, чтобы выполнить совмещение распределений пор по размерам, полученных двумя методами, необходимо было провести процедуру перемасштабирования данных рентгеновской томографии на результаты капилляриметрических исследований. Процедура перемасштабирования заключалась в умножении распределения пор по размерам, полученного с помощью томографии, на отношение изучаемого объёма образца по капилляриметрическим исследованиям к изученному объёму породы по томографии. После этого, распределения пор по размерам были совмещены

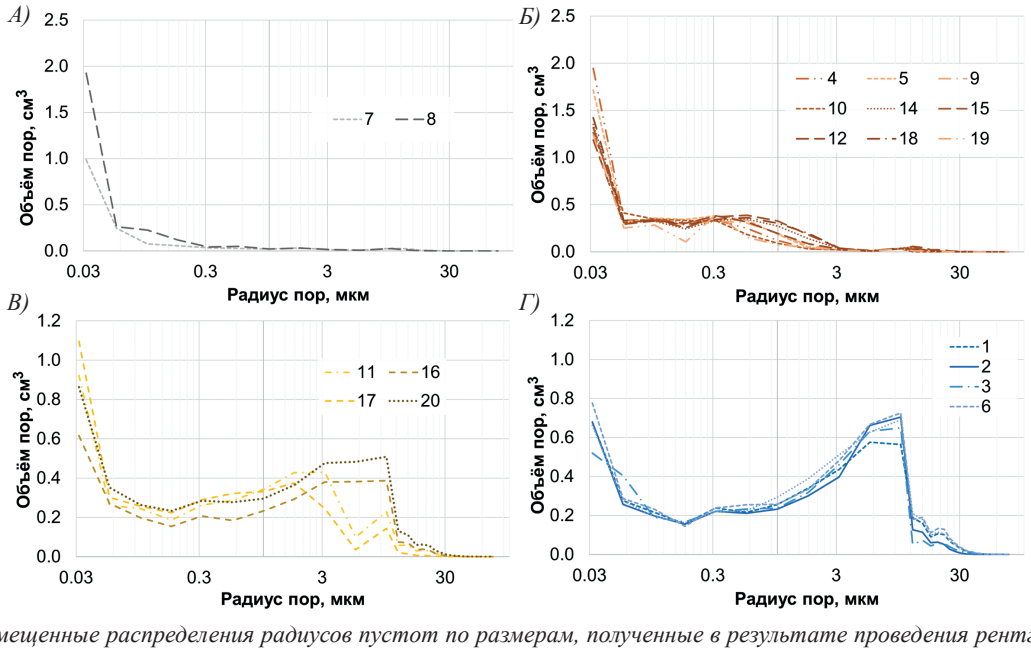

Рис. 10. Совмещенные распределения радиусов пустот по размерам, полученные в результате проведения рентгеновской томографии и капилляриметрических исследований: А) 1 петротип; Б) 2 петротип; В) 3 петротип; Г) 4 петротип

Петротип	Медианные значения, мкм	Модальный интервал, мкм	Кол-во пор <0.03 мкм, %
1 (плотные алевролиты)	<0.03	<0.03	64–70
2 (алевролиты и плотные песчаники)	0.03–0.08	0.03–0.6	37–52
3 (песчаники алевритовые)	0.2–0.7	0.6–5.6	18–30
4 (песчаники средне- и мелкозернистые)	1.1–1.4	3.2–10	13–17

Табл. 2. Характеристические значения размеров радиусов пустот для каждого петротипа

в точке – 10 мкм, что соответствует предельному размеру радиуса пор, определяемому по данным капилляриметрических экспериментов.

Распределение радиусов пор по размерам для каждого типа пород приведено на рисунках 10 А–Г. Модальные интервалы (M_o) и медианные значения (M_e) размеров пор представлены в табл. 2. M_o и M_e для 1-го петротипа находятся в интервалах размеров пор менее 0.03 мкм, доля этих пор составляет от 64 до 70% (рис. 10 А). Второму петротипу характерны значения M_o = 0.03–0.6 мкм и M_e = 0.03–0.08 мкм. Поры радиусом менее 0,03 мкм составляют от 37 до 52% (рис. 10 Б). Образцы 3-го петротипа обладают значениями M_o = 0.6–5.6 мкм и M_e = 0.2–0.7 мкм. Поры радиусом до 0,03 мкм составляют от 18 до 30% (рис. 10 В). Для 4-го петротипа M_o = 3.2–10 мкм и M_e = 1.1–1.4 мкм, поры размером до 0.03 мкм составляют от 13 до 17% (рис. 10 Г).

ЯМР-исследования

ЯМР-спектры и значения отсечек $T_{2cutoff}$ для всех образцов представлены на рисунках 11 А–Г. $T_{2cutoff}$ разделяет распределение времени поперечной релаксации T_2 на две части: одна представляет собой поры, заполненные связанной водой, а другая – поры, заполненные свободным флюидом.

Результаты ЯМР-исследований показали хорошую корреляцию с результатами капилляриметрических, а также микроструктурных и минералогических исследований, основанных на данных рентгеновской томографии. В частности, для песчаников, относящихся к 3-му и 4-му

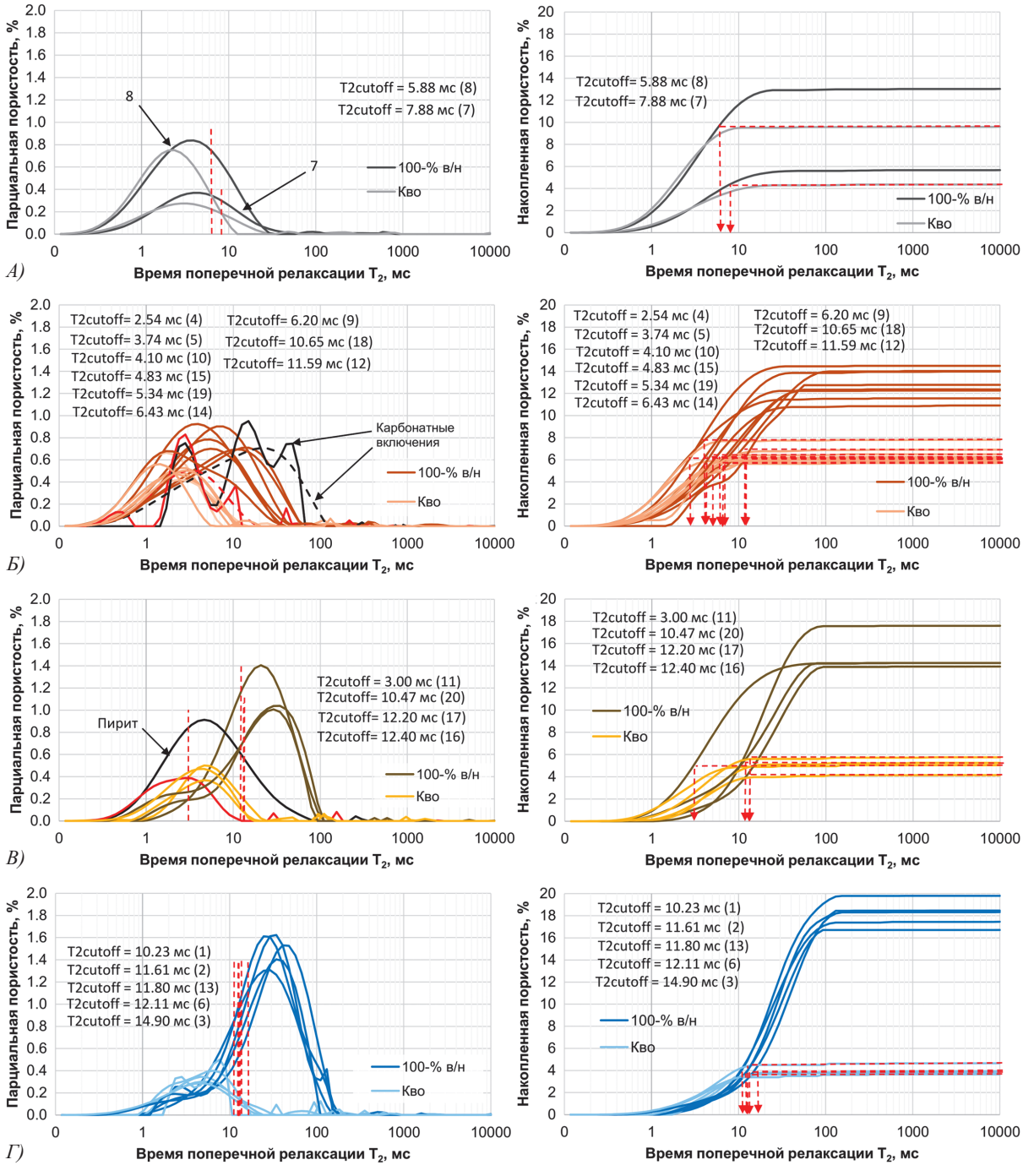

Рис. 11. Гистограммы распределения и кумулятивные кривые спектров T_2 относительно петротипизации по FZI: А) 1 петротип; Б) 2 петротип; В) 3 петротип; Г) 4 петротип

петротипам, может быть установлена групповая отсечка $T_{2cutoff}$ = 11–12 мс. Исключение составляет образец песчаника № 11 из 3 типа, у которого значение $T_{2cutoff}$ составляет всего лишь 3 мс, что обусловлено включениями минерала пирита, обладающего парамагнитными свойствами.

Определение единой отсечки для образцов 1-го и 2-го петротипа затруднено ввиду большого разброса значений этого параметра. Шесть образцов алевролита и один песчаника имеют отсеку $T_{2cutoff}$, равную 5 мс. Два образца алевролита, с включениями парамагнитного пирита обдают значениями $T_{2cutoff}$ = 3 мс. У двух образцов алевролита с повышенным содержанием карбонатных включений, значение $T_{2cutoff}$ достигает 12 мс.

Электрические исследования

График зависимости параметра пористости P_n от коэффициента пористости K_n представлен на рисунке 12. Все образцы, независимо от их литотипа, характеризуются одним уравнением связи между коэффициентом и параметром пористости. Это объясняется одинаковым типом первичной межзерновой пористости у изучаемой выборки образцов независимо от их грансостава. Показатель a_m = 0.95 и показатель сцементации m = 1.81 для всей выборки.

Значения параметра насыщения ($P_н$) и коэффициента проницаемости ($K_{пр}$) показывают тесную взаимосвязь (рис. 13). Это объясняется значительной зависимостью обоих параметров от геометрии межзеренового порового пространства, которая контролируется, главным образом, распределением зерен по размерам. Форма сечения и

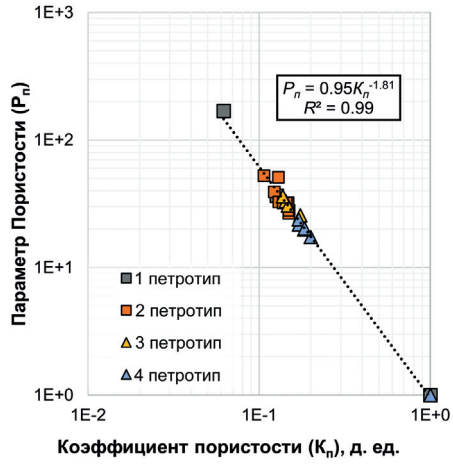

Рис. 12. График зависимости параметра пористости P_n от коэффициента пористости K_n для выделенных петротипов

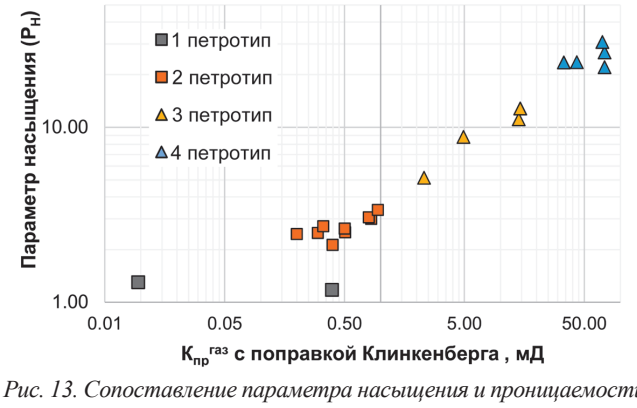

Рис. 13. Сопоставление параметра насыщения и проницаемости

извилистость каналов, контролирующих геометрию пористой среды, входят в уравнение Козени-Кармана, на котором основана концепция *FZI* для типизации пород.

Также стоит отметить, что полученная корреляция $K_{пр} – P_н$ является предпосылкой для дальнейшего расчета проницаемости, как функции от УЭС по ГИС, что дает возможность расчета $K_{пр}$ по ГИС как параметра, зависимого не только от $K_п$.

График зависимости параметра насыщения $P_н$ от коэффициента водонасыщенности $K_в$ показан на рисунке 14. Точки на графике зависимости $P_н – K_в$ группируются в отдельные кластеры согласно петротипам по *FZI*. Показатель $a_п$ для всех типов пород можно принять равным единице. Показатель насыщенности n равен 0.92, 1.45, 1.91 и 2.1, соответственно, для 1, 2, 3 и 4 петротипов. Закономерное уменьшение показателя n с увеличением $K_в$ демонстрирует увеличение вторичной проводимости, связанной с образованием двойного электрического слоя. Применение единого уравнения связи различных кластеров пород привело бы к завышению нефтенасыщенности в интервалах песчаников с лучшими ФЕС (4 петротип) и занижению в алевролитах (1 и 2 петротипы).

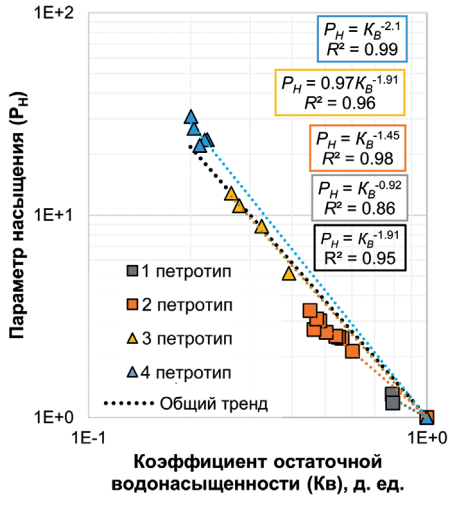

Рис. 14. График зависимости параметра насыщения $P_н$ от коэффициента остаточной водонасыщенности $K_{во}$ для выделенных петротипов

Обсуждение результатов

Сопоставление эффективности и применение теоретических моделей для петротипизации терригенных пород

Для дифференциации образцов, согласно модели фильтрационных ячеек (Amaefule et al., 1993; Tiab et al., 2016), используется два параметра – показатель качества коллектора (*RQI**) и индикатор зоны фильтрации (*FZI**) (индекс «*» используется в дальнейшем для обозначения стандартных параметров). Обычно, данные параметры рассчитываются с помощью уравнений, связывающих $K_п$ и $K_{пр}$, что, в первую очередь, обеспечивает хорошую корреляцию для дальнейшего расчета $K_{пр}$ по ГИС. Однако стоит отметить, что при переходе от петротипов по керну к петрофизическим классам по ГИС, $K_{пр}$ становится параметром, зависимым только от $K_п$, что, в свою очередь, ведет к разделению пород по ГИС исключительно на основании значений $K_п$. Недостаток данного подхода еще

более усугубляется при петротипизации слабопроницаемых терригенных пород, у которых значения $K_{пр}$ являются слабо вариативными, в том числе за счет ограничений измерительной аппаратуры.

Таким образом, для проведения петротипизации исследуемой выборки пород помимо стандартных параметров *RQI** и *FZI**, зависящих от $K_п$ и $K_{пр}$, были рассчитаны параметры *RQI* и *FZI*, как функции $K_п$ и $K_{во}$ (формулы 2–4). Параметру $K_{во}$ исследуемой выборки пород характерна значительная изменчивость от образца к образцу. Более того, характерная низкоомность пород имеет тесную взаимосвязь с наличием связанной воды, которая обуславливает формирование вторичной электрической проводимости за счёт образования двойного электрического слоя на поверхности зёрен алевролитовой и пелитовой фракций. Таким образом, применение $K_{во}$ является целесообразным для проведения петротипизации исследуемых терригенных пород.

Для разделения пород на классы также была применена методика Winland *R35*, которая, как и стандартная концепция *FZI*, основывается на применении уравнения, связывающего $K_п$, $K_{пр}$, а также размера радиуса пор при насыщении ртутью 35%:

$$\log R35 = 0.732 + 0.588 \cdot \log К_{пр} - 0.864 \cdot К_п, \quad (5)$$

R35 – размер радиусов поровых каналов, соответствующий насыщению образца ртутью в 35%. Согласно концепции Winland *R35,* поры, которые насыщаются ртутью до насыщенности образца в 35%, являются ключевыми в процессе фильтрации. Для выделения петротипов по данной методике используются линии на графике зависимости $K_{пр}$ от $K_п$, соответствующие различным радиусам поровых каналов, для которых при заданных $K_{пр}$ и $K_п$ насыщенность ртутью будет 35%.

Применение описанных выше методик петротипизации для исследуемой выборки пород продемонстрировано на графиках зависимости $K_{пр}$ от $K_п$ (рис. 15). Разделение пород согласно методике Winland *R35*, в целом, хорошо согласуется с петротипами, выделенными согласно стандартному *FZI** и *FZI*, рассчитанному как функции от $K_п$ и $K_{во}$.

Петротипизация с применением стандартного *FZI** позволяет разделить выборку образцов только на 3 петротипа. Согласно такой классификации, все алевролиты относятся к одной группе, что не согласуется с различиями микроструктурных характеристик наблюдаемым по данным специсследований. В частности, как показали томографические исследования, образцы № 7 и 8 существенно отличаются от образцов № 4, 19, 10, 5, 9, 14, 12, 18 и 15 распределением пор по размерам (рис. 10), грансоставом и текстурой (рис. 6, 7). Более того у них заметно отличающиеся спектры T_2 (рис. 11), электрические свойства (рис. 14), а также значения $K_{во}$ (рис. 5), согласно которым образцы № 7 и 8 можно отнести к отдельному относительно других образцов петротипу с наихудшими коллекторскими свойствами. Образец № 16, согласно делению по стандартному *FZI**, относится к 4-му петротипу, в который входят также образцы № 1, 2, 3, 6 и 13. Однако анализ микроструктуры порового пространства и конфигурации зёрен образца № 16 по срезам КТ, а также электрические свойства демонстрируют схожесть данного образца с образцом № 20, который относится к 3-му петротипу.

Сопоставление различных методик показало, что выделенные петротипы с использованием *RQI* и *FZI*, рассчитанных как функции от $K_п$ и $K_{во}$, наилучшим образом соотносятся с результатами петрофизических и микроструктурных исследований, включая ЯМР, КТ, капилляриметрические исследования и электрометрию. Более того, анализ выделенных петротипов, согласно значениям $FZI = f(K_п, K_{во})$ на графике зависимости $K_{пр}$ от $K_п$, добавляет ещё одну степень свободы, что обеспечит более надёжную петротипизацию разреза по данным ГИС.

Сравнительный анализ методов исследования порового пространства

Методы растровой электронной микроскопии (РЭМ), ртутная порометрия и петрографический анализ шлифов широко применяются для анализа микроструктурных характеристик пород, таких как распределения пор (поровых каналов) по размерам (McPhee et al., 2015). Данные исследования обычно выполняются на торцевых срезах цилиндрических образцов, используемых при проведении капилляриметрических экспериментов и замеров коэффициентов пористости и проницаемости. Таким образом, получаемые этими спецметодами количественные характеристики пористой среды определяются на образцах пород различного размера и объёма, при этом размеры изучаемых обломков представляют достаточно

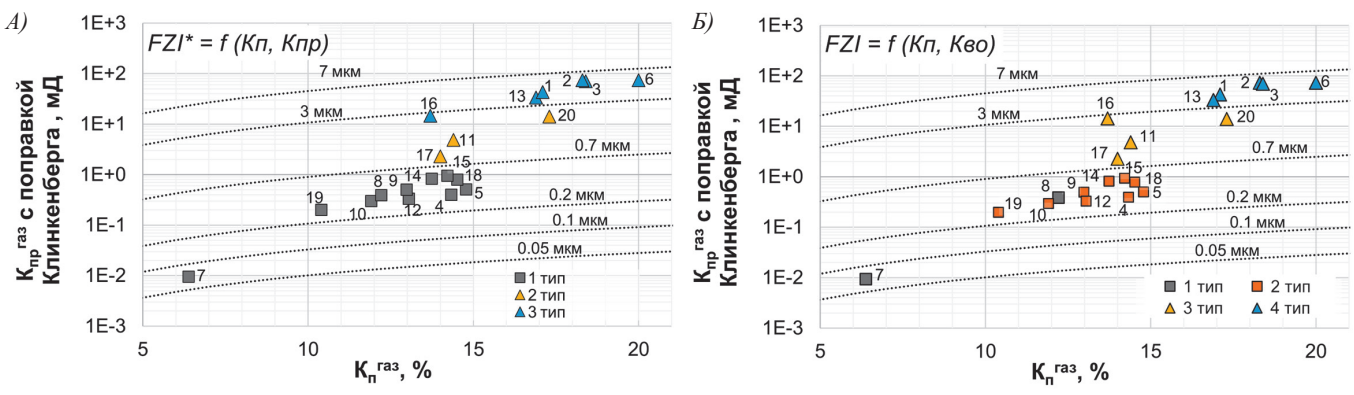

Рис. 15. А) График зависимости $K_{пр}$ от $K_п$ относительно петротипов по $FZI^* = f(K_п, K_{пр})$ с теоретическими линиями, соответствующими радиусам пор при насыщенности породы ртутью в 35% по методике Winland R35; Б) График зависимости $K_{пр}$ от $K_п$ относительно выделенных петротипов по $FZI = f(K_п, K_{во})$ с теоретическими линиями, соответствующими радиусам пор при насыщенности породы ртутью в 35% по методике Winland R35

малую часть породы относительно размеров стандартных цилиндрических образцов. Это значительно усложняет корреляцию макро- и микроструктурных параметров, особенно при исследовании сильно неоднородных пород.

Также стоит отметить, что проведение исследований методом ртутной порометрии требует наличия специализированных лабораторий, вследствие их опасности для окружающей среды. Более того, образцы, подвергнутые изучению этим методом, невозможно в дальнейшем использовать в других экспериментальных исследованиях.

Предлагаемый в нашей работе подход включает интеграцию количественных характеристик пористых сред, полученных неразрушающими методами ЯМР и КТ, и традиционных свойств, применяемых для подсчета запасов. Поскольку все исследования выполняются на одних и тех же образцах пород, наблюдается достоверная корреляция между свойствами породы. Таким образом, разработанная программа лабораторных испытаний обеспечивает как надежное проведение петротипизации, так и достоверную оценку свойств изучаемого пласта. Поскольку все рекомендуемые методы исследований экологически безопасны, их можно применять в большинстве лабораторий. Также, стоит отметить, что образцы могут быть использованы в дальнейших программах исследования керна, поскольку все задействованные методы являются неразрушающими.

Основные ограничения разработанной программы лабораторных исследований связаны с разной разрешающей способностью применяемых методов. Например, рентгеновское сканирование образцов позволяет уверенно охарактеризовать поры и зерна крупнее 5 мкм в диаметре. Соответственно, двухмерный срез томографического сканирования позволяет проводить количественный анализ размеров пор и зерен с большей точностью, чем петрографический анализ шлифов, разрешающая способность которого не превышает 30 мкм, будучи ограниченной толщиной шлифа.

Проведение стандартных капилляриметрических исследований позволяет в гораздо большем диапазоне охарактеризовать пористую среду по сравнению с КТ. Например, применяемое в данном исследовании капиллярное давление позволяет произвести оценку объема поровых каналов радиусом от 0.03 мкм до 10 мкм. Однако точность рассчитанных распределений поровых каналов по размерам ограничена относительно небольшим количеством приложенных ступеней давления. В настоящем исследовании было применено 13 шагов давления. Для сравнения, ртутная порометрия обычно включают в себя более 100 ступеней давления. Значительно большие количество шагов и диапазон давлений позволяют с наилучшей точностью определить распределение поровых каналов по размерам по сравнению с другими лабораторными методами. Именно по этой причине спектры T_2 ЯМР принято калибровать на данные ртутной порометрии для получения распределений пор по размерам по результатам ЯМР (Coates et al., 1999).

При этом следует отметить, что теоретически параметры поровой среды, получаемые с помощью капилляриметрических тестов, включая ртутную капилляриметрию, и методами ЯМР и КТ, отражают несколько разные свойства горных пород. В частности, капилляриметрические методы измеряют распределение поровых каналов по размерам, тогда как КТ и ЯМР-исследования характеризуют распределение поровых тел (пор) по размерам. Однако, несмотря на некоторое несоответствие теоретических моделей, применяемых для количественной оценки пористых сред, комплексный анализ и совместное использование получаемых характеристик является общепринятым в индустрии.

Несмотря на объективные ограничения использованных методов применённый комплекс лабораторных исследований позволил уверенно дифференцировать образцы горных пород по ключевым параметрам, которые были проинтерпретированы во взаимосвязи друг с другом.

Заключение

В рамках работы впервые разработана и выполнена программа комплексных лабораторных исследований, включающих КТ и ЯМР, для отложений васюганской свиты. На основе анализа полученных результатов исследования микроструктурных параметров, предложен новый подход к петротипизации пластов васюганской свиты, который также может быть рекомендован к применению для других терригенных отложений.

Разработанный подход, основанный на комплексном анализе микроструктурных характеристик пород, полученных методами КТ и ЯМР, и традиционных подсчётных параметров, является эффективным инструментом для петротипизации полиминеральных терригенных пород. Детальная петротипизация пород позволила более надёжно оценить коллекторские свойства как хорошо проницаемых песчаников, так и низкоомных и слабопроницаемых алевролитов изученного пласта. Последнее позволяет дальнейшее выделение по ГИС дополнительных продуктивных интервалов.

Разработанная программа комплексных лабораторных исследований керна доказала свою эффективность при проведении петротипизации полиминерального терригенного коллектора и может быть рекомендована для дальнейшего внедрения на других месторождениях. Программа включает экологически безопасные и не разрушающие образцы методы. Соответственно, образцы можно повторно использовать в других специальных исследованиях, например, в экспериментах по определению фазовых проницаемостей.

Измерение микроструктурных характеристик пористой среды и стандартных коллекторских свойств на одном и том же образце керна обеспечивает достоверную корреляцию между всеми измеренными параметрами. Предложенный алгоритм комбинирования количественных параметров пористой среды, измеренных лабораторными методами с разной разрешающей способностью на разных объёмах образцов, позволяет объединить данные капилляриметрических и томографических исследований для более детальной характеристики всего диапазона распределения пор по размерам каждого петротипа.

Компьютерная томография является эффективным инструментом как для характеристики пустотного пространства, так и для идентификации минеральных включений, например, пирита и карбонатов, характеризующих условия осадконакопления. Увеличение содержания пирита в алевролитах, установленного с помощью компьютерной

томографии и рентгенофлуоресцентной спектроскопии, отражает более глубоководные аноксные условия осадконакопления. Присутствие же обломков карбонатных раковин, наоборот, указывает на формирование осадка в более мелководных, насыщенных кислородом условиях.

Связь между коэффициентом пористости (K_n) и параметром пористости (P_n) описывается одним уравнением для всех типов пород, что указывает на преобладание в исследованных образцах однотипной межзерновой пористости. Значение *n* последовательно уменьшается от 4-го к 1-му петротипу. Эта тенденция обусловлена ростом содержания алевритовой фракции и, соответственно, увеличением содержания связанной воды, что приводит к увеличению электрической проводимости. Применение индивидуальных значений показателя насыщенности *n* для установленных типов горных пород повысит надежность оценки флюидонасыщенности по сравнению с предыдущими расчетами, основанными на единственном значении *n* для всего пласта.

Результаты исследований методом ЯМР показали, что на распределение времени поперечной релаксации T_2 ЯМР влияет как распределение пор по размерам, так и минералогический состав. В частности, для 2-го и 3-го петротипов увеличение содержания пирита вызывает смещение распределения T_2 в сторону более низких значений, тогда как карбонатные включения вызывают смещение распределения T_2 к более высоким значениям по сравнению с другими образцами. Поскольку регистрируемые спектры ЯМР подвержены воздействию множества факторов, применение только значений $T_{2cutoff}$ для петротипизации пласта может привести к неоднозначной интерпретации результатов. Таким образом, применение КТ совместно с ЯМР-исследованиями повышает достоверность проведения оценки свойств и типизации пород.

Установленные особенности минералогии и порового пространства пород должны быть учтены при составлении программы дальнейшего изучения отложений васюганской свиты и интерпретации каротажа. Для корректного скважинного моделирования коллекторских свойств полиминеральных отложений рекомендуется в дальнейшем построение кривых объемного содержания минеральных компонент.

Финансирование/Благодарности

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-10-2022-011 в рамках программы развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

Авторы благодарят рецензентов за рассмотрение статьи и высказанные комментарии, позволившие повысить качество ее содержания.

Литература

Богданович Н.Н., Казак А.В., Якимчук И.В. и др. (2014). Низкопроницаемые продуктивные доломиты Преображенского горизонта Верхнечонского месторождения. *Нефть. Газ. Новации*, 183(4), с. 41–91.

Amaefule J.O., Altunbay M., Tiab D., Kersey D.G., and Keelan D.K. (1993). Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, pp. 205–220. https://doi.org/10.2118/26436-MS

Archie G.E. (1942). The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics. *Petroleum Transactions of the AIME*, 146, pp. 54–62. https://doi.org/10.2118/942054-G

Coates G.R., Xiao,L., Prammer M.G. (1999). NMR Logging. Ebooks, 253 p.

Eltom H.A. (2020). Limitation of laboratory measurements in evaluating rock properties of bioturbated strata: A case study of the Upper Jubaila Member in central Saudi Arabia. *Sedimentary Geology,* 398, 105573. https://doi.org/10.1016/j.sedgeo.2019.105573

Fheed A., Krzyżak A., Świerczewska A. (2018). Exploring a carbonate reef reservoir – nuclear magnetic resonance and computed microtomography confronted with narrow channel and fracture porosity. *Journal of Applied Geophysics,* 151, pp. 343–358. https://doi.org/10.1016/j.jappgeo.2018.03.004

Fitzsimons D., Oeltzschner G., Ovens C., Radies D., Schulze F. (2016). Integration and Data Analysis of Conventional Core Data with NMR and CT Data to Characterize An Evaporitic Carbonate Reservoir. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference.* Abu Dhabi, UAE, p. D031S068R002. https://doi.org/10.2118/183145-MS

Gholami V., Mohaghegh S.D. (2009). Intelligent upscaling of static and dynamic reservoir properties. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, pp. 2238–2252. https://doi.org/10.2118/124477-MS

Haikel S., Rosid M.S., Haidar M.W. (2018). Study comparative rock typing methods to classify rock type carbonate reservoir Field "s" East Java. *Journal of Physics: Conference Series*. Institute of Physics Publishing. 10.1088/1742-6596/1120/1/012047

Kolodzie S. (1980). Analysis of pore throat size and use of the waxman-smits equation to determine OOIP in spindle field, Colorado. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. https://doi.org/10.2118/9382-MS

Liu X. et al. (2017). Pore-scale characterization of tight sandstone in Yanchang Formation Ordos Basin China using micro-CT and SEM imaging from nm- to cm-scale. *Fuel,* 209, pp. 254–264. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.07.068

McPhee C., Reed J., Zubizarreta I. (2015). Core Analysis: A Best Practice Guide. *Developments in Petroleum Science*, 64, pp. 2–829.

Mirzaei-Paiaman A., Ostadhassan M., Chen Z. (2018). A new approach in petrophysical rock typing. *Journal of Petroleum Science and Engineering,* 166, pp. 445–464. https://doi:10.1016/j.petrol.2018.03.075

Mustafa A., A.Mahmoud M., Abdulraheem A. (2019). A Review of Pore Structure Characterization of Unconventional Tight Reservoirs. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference.* Abu Dhabi, UAE, p. D031S098R001. https://doi.org/10.2118/197825-MS

Pires L.O., Fiorelli G.L., Winter A., Trevisan O.V. (2017). Petrophysical Characterization of Carbonates Heterogeneity. *OTC Brasil.* Rio de Janeiro, Brazil, p. D021S015R001. https://doi.org/10.4043/28098-MS

Pires L.O., Winter A., Trevisan O.V. (2019). Dolomite cores evaluated by NMR. *Journal of Petroleum Science and Engineering,* 176, pp. 1187–1197. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.06.026

Pittman E.D. (1992). Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection-capillary pressure curves for sandstone. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin,* 76, pp. 191–198. https://doi.org/10.1306/BDFF87A4-1718-11D7-8645000102C1865D

Salimidelshad Y. et al. (2019). Experimental investigation of changes in petrophysical properties and structural deformation of carbonate reservoirs. *Petroleum Exploration and Development,* 46, pp. 565–575. https://doi.org/10.1016/S1876-3804(19)60036-4

Saxena N., et al. (2019). Rock properties from micro-CT images: Digital rock transforms for resolution, pore volume, and field of view. *Advances in Water Resources,* 134, p. 103419. https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2019.103419

Skalinski M., et al. (2010). Updated Rock Type Definition and Pore Type Classification of a Carbonate Buildup, Tengiz Field, Republic of Kazakhstan (Russian). SPE Caspian Carbonates Technology Conference. *SPE Caspian Carbonates Technology Conference, Society of Petroleum Engineers*. Atyrau, Kazakhstan. https://doi.org/10.2118/139986-RU

Skalinski M., Kenter J.A.M. (2015). Carbonate petrophysical rock typing: integrating geological attributes and petrophysical properties while linking with dynamic behaviour. *Geological Society*, London, Special Publications, 406, pp. 229–259. https://doi.org/10.1144/SP406.6

Tiab D., Donaldson E.C. (2016). Petrophysics (Fourth Edition). Elsevier Inc. https://doi.org/10.1016/C2014-0-03707-0

Wang M., et al. (2020). Determination of NMR T2 Cutoff and CT Scanning for Pore Structure Evaluation in Mixed Siliciclastic–Carbonate Rocks before and after Acidification. *Energies,* 13, p. 1338. https://doi.org/10.3390/en13061338

Xiao D., et al. (2016). Combining nuclear magnetic resonance and rate-controlled porosimetry to probe the pore-throat structure of tight sandstones.

Petroleum Exploration and Development, 43, pp. 1049–1059. https://doi.org/10.1016/S1876-3804(16)30122-7

Yarmohammadi S., Kadkhodaie A., Hosseinzadeh S. (2020). An integrated approach for heterogeneity analysis of carbonate reservoirs by using image log based porosity distributions, NMR T2 curves, velocity deviation log and petrographic studies: A case study from the South Pars gas field, Persian Gulf Basin. *Journal of Petroleum Science and Engineering,* 192. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107283

Статья поступила в редакцию 29.07.2022;
Принята к публикации 21.11.2022;
Опубликована 20.12.2022

Сведения об авторах

Алексей Андреевич Чистяков – профессор, Сколковский институт науки и технологий

Россия, 121205, Москва, ул. Сикорского, д. 11

Елизавета Викторовна Швалюк – аспирант, Сколковский институт науки и технологий

Россия, 121205, Москва, ул. Сикорского, д. 11

Александр Александрович Калугин – начальник управления, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

Россия, 109028, Москва, Покровский бул., д. 3, стр. 1

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

The rock typing of complex clastic formation by means of computed tomography and nuclear magnetic resonance

A.A. Tchistiakov[1], E.V. Shvalyuk[1], A.A. Kalugin[2]*
[1]Skolkovo Institute of Science and Technology, Moscow, Russian Federation
[2]LUKOIL-Engineering JSC, Moscow, Russian Federation
[*]Corresponding author: Alexei A. Shvalyuk, e-mail: A.Tchistiakov@skoltech.ru

Abstract. This study provides a new rock-typing approach for low-resistive and low-permeable clastic rocks. The approach includes integrated interpretation of routine core analysis data with microstructural characteristics, acquired from computed tomography (CT) and nuclear-magnetic resonance (NMR) data.

The studied formation comprises siltstones in its bottom, which are replaced by sandstones in its top. Sandstones form the main part of the oil reservoir, whereas siltstones were originally considered as water-saturated. The reserves calculation was performed based on a single Archie equation for the whole formation.

Despite on apparent water saturation and low permeability of the siltstones, incidental perforation showed considerable oil inflow from them as well. In order to delineate missed productive intervals within the low-resistive siltstones, we had to develop a new rock-typing approach, acknowledging rock multimineral composition, diversity of microstructures, a wide range of porosity, permeability, and residual water saturation values.

Designed laboratory program included porosity, permeability, electrical resistivity measurements, capillary, NMR and CT tests. The experiments were performed on the same core samples that enabled reliable correlation between measured parameters.

The joint interpretation of flow zone indicator, calculated as a function of porosity and residual water saturation, together with the results of petrophysical and microstructural measurements allowed reliable rock-typing of the clastic formation. It will serve as a petrophysical basis for identification of the missed productive intervals.

The developed laboratory program and rock-typing algorithm can be implemented in other oilfields.

Keywords: CT-scanning, NMR, rock-typing, clastic reservoirs, low-resistive reservoirs, low-permeable formations

Acknowledgements

This work was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement No. 075-10-2022-011 within the framework of the development program for a world-class Research Center "Efficient development of the global liquid hydrocarbon reserves".

The authors are grateful to the reviewers for the comments that made it possible to improve the article.

Recommended citation: Tchistiakov A.A., Shvalyuk E.V., Kalugin A.A.(2022). The rock typing of complex clastic formation by means of computed tomography and nuclear magnetic resonance. *Georesursy = Georesources*, 24(4), pp. 102–116. https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.9

References

Amaefule J.O., Altunbay M., Tiab D., Kersey D.G., and Keelan D.K. (1993). Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, pp. 205–220. https://doi.org/10.2118/26436-MS

Archie G.E. (1942). The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics. *Petroleum Transactions of the AIME*, 146, pp. 54–62. https://doi.org/10.2118/942054-G

Bogdanovich N.N., Kazak A.V., Yakimchuk I.V. et al. (2014). Low-permeable productive dolomites of Preobrazhenskiy horizon of Verkhne chonskoye field. *Neft, Gaz, Novatsii*, 183(4), pp. 41–91. (In Russ.)

Coates G.R., Xiao,L., Prammer M.G. (1999). NMR Logging. Ebooks, 253 p.

Eltom H.A. (2020). Limitation of laboratory measurements in evaluating rock properties of bioturbated strata: A case study of the Upper Jubaila Member in central Saudi Arabia. *Sedimentary Geology,* 398, 105573. https://doi.org/10.1016/j.sedgeo.2019.105573

Fheed A., Krzyżak A., Świerczewska A. (2018). Exploring a carbonate reef reservoir – nuclear magnetic resonance and computed microtomography confronted with narrow channel and fracture porosity. *Journal of Applied Geophysics,* 151, pp. 343–358. https://doi.org/10.1016/j.jappgeo.2018.03.004

Fitzsimons D., Oeltzschner G., Ovens C., Radies D., Schulze F. (2016). Integration and Data Analysis of Conventional Core Data with NMR and

CT Data to Characterize An Evaporitic Carbonate Reservoir. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference.* Abu Dhabi, UAE, p. D031S068R002. https://doi.org/10.2118/183145-MS

Gholami V., Mohaghegh S.D. (2009). Intelligent upscaling of static and dynamic reservoir properties. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, pp. 2238–2252. https://doi.org/10.2118/124477-MS

Haikel S., Rosid M.S., Haidar M.W. (2018). Study comparative rock typing methods to classify rock type carbonate reservoir Field "s" East Java. *Journal of Physics: Conference Series*. Institute of Physics Publishing. 10.1088/1742-6596/1120/1/012047

Kolodzie S. (1980). Analysis of pore throat size and use of the waxman-smits equation to determine OOIP in spindle field, Colorado. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. https://doi.org/10.2118/9382-MS

Liu X. et al. (2017). Pore-scale characterization of tight sandstone in Yanchang Formation Ordos Basin China using micro-CT and SEM imaging from nm- to cm-scale. *Fuel,* 209, pp. 254–264. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.07.068

McPhee C., Reed J., Zubizarreta I. (2015). Core Analysis: A Best Practice Guide. *Developments in Petroleum Science*, 64, pp. 2–829.

Mirzaei-Paiaman A., Ostadhassan M., Chen Z. (2018). A new approach in petrophysical rock typing. *Journal of Petroleum Science and Engineering,* 166, pp. 445–464. https://doi:10.1016/j.petrol.2018.03.075

Mustafa A., A.Mahmoud M., Abdulraheem A. (2019). A Review of Pore Structure Characterization of Unconventional Tight Reservoirs. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference.* Abu Dhabi, UAE, p. D031S098R001. https://doi.org/10.2118/197825-MS

Pires L.O., Fiorelli G.L., Winter A., Trevisan O.V. (2017). Petrophysical Characterization of Carbonates Heterogeneity. *OTC Brasil.* Rio de Janeiro, Brazil, p. D021S015R001. https://doi.org/10.4043/28098-MS

Pires L.O., Winter A., Trevisan O.V. (2019). Dolomite cores evaluated by NMR. *Journal of Petroleum Science and Engineering,* 176, pp. 1187–1197. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.06.026

Pittman E.D. (1992). Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection-capillary pressure curves for sandstone. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin,* 76, pp. 191–198. https://doi.org/10.1306/BDFF87A4-1718-11D7-8645000102C1865D

Salimidelshad Y. et al. (2019). Experimental investigation of changes in petrophysical properties and structural deformation of carbonate reservoirs. *Petroleum Exploration and Development,* 46, pp. 565–575. https://doi.org/10.1016/S1876-3804(19)60036-4

Saxena N., et al. (2019). Rock properties from micro-CT images: Digital rock transforms for resolution, pore volume, and field of view. *Advances in Water Resources,* 134, p. 103419. https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2019.103419

Skalinski M., et al. (2010). Updated Rock Type Definition and Pore Type Classification of a Carbonate Buildup, Tengiz Field, Republic of Kazakhstan (Russian). SPE Caspian Carbonates Technology Conference. *SPE Caspian Carbonates Technology Conference, Society of Petroleum Engineers*. Atyrau, Kazakhstan. https://doi.org/10.2118/139986-RU

Skalinski M., Kenter J.A.M. (2015). Carbonate petrophysical rock typing: integrating geological attributes and petrophysical properties while linking with dynamic behaviour. *Geological Society*, London, Special Publications, 406, pp. 229–259. https://doi.org/10.1144/SP406.6

Tiab D., Donaldson E.C. (2016). Petrophysics (Fourth Edition). Elsevier Inc. https://doi.org/10.1016/C2014-0-03707-0

Wang M., et al. (2020). Determination of NMR T2 Cutoff and CT Scanning for Pore Structure Evaluation in Mixed Siliciclastic–Carbonate Rocks before and after Acidification. *Energies,* 13, p. 1338. https://doi.org/10.3390/en13061338

Xiao D., et al. (2016). Combining nuclear magnetic resonance and rate-controlled porosimetry to probe the pore-throat structure of tight sandstones. *Petroleum Exploration and Development,* 43, pp. 1049–1059. https://doi.org/10.1016/S1876-3804(16)30122-7

Yarmohammadi S., Kadkhodaie A., Hosseinzadeh S. (2020). An integrated approach for heterogeneity analysis of carbonate reservoirs by using image log based porosity distributions, NMR T2 curves, velocity deviation log and petrographic studies: A case study from the South Pars gas field, Persian Gulf Basin. *Journal of Petroleum Science and Engineering,* 192. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107283

About the Authors

Alexei A. Tchistiakov – Professor, Center for Hydrocarbon Recovery
Skolkovo Institute of Science and Technology
Sikorsky str., 11, Moscow, 121205, Russian Federation

Elizaveta V. Shvalyuk – Postgraduate Student, Center for Hydrocarbon Recovery
Skolkovo Institute of Science and Technology
Sikorsky str., 11, Moscow, 121205, Russian Federation

Alexandr A. Kalugin – Head of the Department
LUKOIL-Engineering JSC
Pokrovsky boul., 3, build. 1, Moscow, 109028, Russian Federation

Manuscript received 27 July 2022;
Accepted 21 November 2022; Published 20 December 2022