

Прогноз распространения зон выщелачивания в карбонатных коллекторах

А.А. Чистяков^{1*}, К.О. Зудина¹, А.Р. Давлетишина¹, Е.В. Швалюк¹, В.Е. Баранов²

¹Сколковский институт науки и технологий, Москва, Россия

²АО «Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт имени академика А.П. Крылова», Москва, Россия

Предлагаемая методика прогноза пространственного распространения зон выщелачивания в карбонатных коллекторах включает комплексную интерпретацию данных электрических микроимиджеров (Formation MicroImager – FMI), а также других геофизических исследований скважин (ГИС) совместно с анализом литофациальных обстановок и выделяемых циклов осадконакопления.

На основании сопоставления данных FMI с результатами литологических и петрофизических исследований ядра разработан атлас имиджей диагенетической пористости карбонатных отложений месторождения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. При выделении типов пор использовалась международная классификация пористости карбонатных пород P.W. Choquette и L.C. Pray. С использованием разработанного атласа по данным FMI выделены и классифицированы зоны карстификации в опорных скважинах. В скважинах, где проводились только стандартные ГИС, зоны карстификации выделялись методом машинного обучения с использованием дерева решений.

Седиментологический и секвенс-стратиграфический анализы позволили выделить циклы осадконакопления и провести корреляцию основных литофаций в пределах изучаемого объекта. Установлено, что микробиальные и отмельные фации формируют наиболее продуктивную часть резервуара. Эти фации с изначально высокой первичной пористостью были подвержены наиболее интенсивной карстификации вдоль секвенс-стратиграфических границ в результате выхода пород на поверхность.

Установленные взаимосвязи между зонами выщелачивания, литофациями и секвенс-стратиграфическими границами позволили провести межскважинную корреляцию карстифицированных интервалов. Полученная корреляция будет в дальнейшем использована для построения концептуальных карт распространения зон выщелачивания, которые послужат основой для геологического моделирования.

Ключевые слова: карбонатный резервуар, диагенез, вторичная пористость, выщелачивание, карстификация, геофизические исследования скважин, Formation MicroImager, дерево решений

Для цитирования: Чистяков А.А., Зудина К.О., Давлетишина А.Р., Швалюк Е.В., Баранов В.Е. (2022). Прогноз распространения зон выщелачивания в карбонатных коллекторах. *Георесурсы*, 24(4), с. 117–125. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.10>

Введение

Около 50% мировых запасов нефти и газа сосредоточено в карбонатных породах (Mazzullo, 2004). В отличие от большинства терригенных коллекторов в карбонатных отложениях, наряду с первичной седиментационной пористостью, широко развита вторичная пористость, образованная в результате процессов выщелачивания (Newberry et al., 1996; Mazzullo, 2004; Кузнецов, 2003).

Поскольку диагенетическая пористость оказывает значительное влияние на фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов, прогноз распространения зон выщелачивания является важной научной и практической задачей, решение которой необходимо для создания надежной геологической модели и планирования системы разработки.

Однако при выделении карстифицированных интервалов нередко возникает ряд трудностей. Прежде всего, следует отметить, что стандартные методы ГИС часто не позволяют выделить зоны выщелачивания ввиду того,

что мощности последних могут быть меньше разрешающей способности стандартного каротажа. В связи с этим для идентификации зон вторичной пористости наиболее эффективным является применение электрических микросканеров (Formation MicroImager, FMI), обладающих гораздо более высоким разрешением (Zeghlache et al., 2015).

Пространственное распространение зон выщелачивания определяется как минимум двумя факторами: литофациальным составом пород и их положением относительно секвенс-стратиграфических границ (Vincent et al., 2019). Следовательно, геологически обоснованную корреляцию зон выщелачивания необходимо проводить на основе литофациальной и секвенс-стратиграфической моделей.

Исследуемая в данной работе формация верхнедевонского возраста подвержена диагенетическим процессам, в частности, выщелачиванию и карстификации. С одной стороны, выщелоченные зоны являются наиболее перспективными интервалами формации для разработки. С другой стороны, они могут стать интервалами прорыва воды в результате применения заводнения при добыче. Поэтому разработка новых подходов для достоверного прогноза распределения зон выщелачивания исследуемой формации имеет как научную, так и практическую значимость.

* 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/>)

В данном исследовании реализуется методика прогноза распространения зон выщелачивания, включающая комплексную интерпретацию имиджей FMI и данных стандартных методов ГИС совместно с седиментологическим и секвенс-стратиграфическим анализом.

Теория

Диагенетическая пористость в карбонатных породах

Согласно генетической классификации пористости карбонатных пород P.W. Choquette и L.C. Pray (рис. 1), поры можно дифференцировать по их размеру, морфологии, генезису, а также взаимосвязи с исходной седиментационной микроструктурой (Moore, Wade, 2013).

По генезису пористость делится на первичную и вторичную. Первичная пористость образуется на стадии седиментогенеза, а вторичная развивается после завершения седиментации в результате диагенетических преобразований (Фролов, 1992; Moore, Wade, 2013). На стадии диагенеза развивается шесть основных процессов, которые приводят к существенной модификации исходной пористости осадка. Они включают цементацию, микробиальную микритизацию, неоморфизм, уплотнение, растворение (в том числе растворение под давлением) и доломитизацию (Tucker et al., 1990).

С точки зрения физико-химических и гидродинамических условий можно выделить три основные области диагенеза: морскую, метеорную и глубинную (рис. 2) (Nader, 2017).

Морская диагенетическая область делится на две зоны: прибрежную мелководную и глубоководную. Прибрежная зона, характеризующаяся преобладанием теплых вод смешанного континентально-морского



Рис. 1. Классификация пористости карбонатных пород (Choquette, Pray, 1970)

состава, в свою очередь подразделяется на литоральную и сублиторальную. Глубоководная зона, находящаяся ниже области поверхностного смешивания, характеризуется стратифицированными по плотности и температуре чисто океаническими водами (Moore, 2004).

В мелководной зоне происходит главным образом потеря пористости в результате цементации (Moore, Wade, 2013). Мелководная цементация характерна прежде всего для высокоэнергетических приливно-отливных участков шельфа, а также рифовых построек. Цементация в данных зонах активно развивается благодаря высокой исходной пористости и проницаемости осадков, которые обеспечивают интенсивный водообмен в поровом пространстве, и способствует формированию в нем цемента.

Глубоководная морская обстановка, напротив, способствует развитию вторичной пористости. В частности, коллекторские свойства микробиальных илов могут быть существенно улучшены в результате биохимического растворения цемента (Moore, 2004).

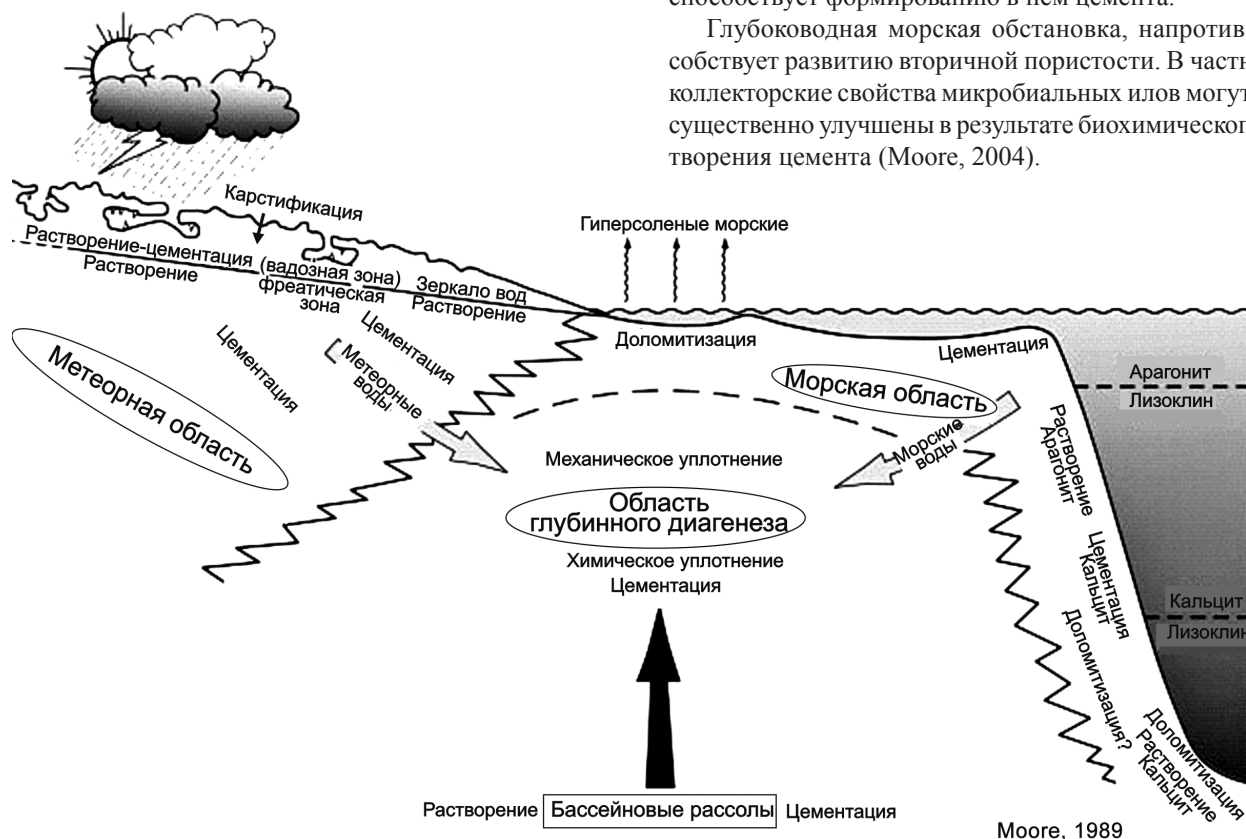


Рис. 2. Области диагенетических процессов на карбонатной платформе (Moore, 1989)

Метеорная (пресноводная) диагенетическая область подразделяется на верхнюю вадозную и нижнюю фреатическую зоны. Первая, в свою очередь, подразделяется на зону растворения и зону выпадения цемента. В зоне растворения развиваются кавернозная пористость и карст в результате воздействия недонасыщенных метеорных вод. Зона выпадения цемента характеризуется образованием менискового и сталактитового цемента.

Во фреатической зоне выделяются области растворения, выпадения цемента и застойного режима. В зоне растворения образуются слепковые поры в результате селективного растворения органических остатков (раковин), а также каверны за счет неселективного растворения породы. В зоне цементации происходит замещение арагонита кальцитом, а также заполнение последним порового пространства. Зона застойного режима характеризуется незначительной цементацией, обусловленной отсутствием циркуляции флюидов и, соответственно, слабого водообмена в порах породы (Nader, 2017).

Глубинный диагенез развивается в трех основных тектонических и гидрогеологических обстановках, включая пассивные и активные окраины, а также области с постороженным режимом. В пассивных окраинах основным диагенетическим фактором являются постоянно увеличивающиеся температура и литостатическое давление в результате относительно быстрого захоронения осадка. В активных окраинах осадок испытывает интенсивное тектоническое воздействие, приводящее к его дислокации и проникновению горячих флюидов по трещинам и образующимся каналам. В постороженной обстановке диагенез связан прежде всего с метеорными водами, проникновение которых в глубоко захороненные горизонты контролируется структурным фактором (Moore, Wade, 2013).

В условиях пассивной окраины механическое и химическое уплотнение являются главными модификаторами пористости. Степень механического уплотнения карбонатных отложений определяется рядом факторов, включая прежде всего микроструктурные особенности осадка, такие как процентное содержание микрита, количество и размер органогенных остатков, а также его водонасыщенность. Наличие седиментационного органического каркаса, ранняя цементация, избыточное поровое давление замедляют начало и эффективность консолидации осадка.

Химическое уплотнение за счет выпадения цемента в поровом пространстве происходит при фильтрации геохимически активных флюидов в условиях интенсивного водообмена. Соответственно, в гидрогеологически спокойных условиях пассивной окраины химическое уплотнение вносит сравнительно небольшой вклад в ухудшение пористости по сравнению с механическим. Также, следует отметить, что основная часть избыточного CaCO_3 в поровом флюиде образуется в результате растворения минеральных зерен под давлением. Но ввиду относительно небольших глубин захоронения и эффективного давления объем высвобождающегося CaCO_3 ограничен. Присутствие метастабильных минералов и примесей кремнеобломочных пород способствуют ускорению процесса химического уплотнения (Moore, 2004).

Активные окраины, в отличие от пассивных, характеризуются циркуляцией значительных объемов теплых

и горячих высокоминерализованных флюидов через системы подземных каналов, сформировавшихся еще на стадиях седиментогенеза и раннего диагенеза, в том числе за счет доломитизации. Гидротермальные флюиды, проникающие в резервуар через систему тектонических разломов и трещин, могут существенно модифицировать пористость карбонатного массива (Кузнецов, 1992). Геохимические реакции, происходящие в результате взаимодействия гидротермальных флюидов с породой, могут включать перекристаллизацию более ранних доломитов и кальцитов, доломитизацию кальцита с образованием дополнительного порового пространства, выпадение доломитового и ангидритового цемента, образование включений сульфидов (Moore, Wade, 2013).

В постороженных обстановках важным фактором, влияющим на изменение пористости, является содержание гипса и ангидрита. В случае, если резервуар не содержит эти растворимые минералы, метеорные воды приходят в гидрохимическое равновесие с карбонатной породой и оказывают минимальное влияние на их пористость.

Если постороженные метеорные воды взаимодействуют с карбонатами со значительным содержанием ангидрита или гипса, растворение последних приводит также к растворению доломита и выпадению кальцита. Модификация пористости может быть значительной, так как растворение 1 моля ангидрита или гипса может приводить к растворению 1 моля доломита и выпадению 2 молей CaCO_3 (Moore, 2004).

Секвенс-стратиграфический подход

Согласно принципу секвенс-стратиграфии, накопление осадка и его пространственное распределение в бассейне контролируется соотношением между скоростью осадконакопления, опускания или подъема дна бассейна и изменений эвстатического уровня моря (Morad et al., 2013). Отношение скорости образования аккомодационного пространства к скорости осадконакопления определяет характер залегания осадочных пластов и отображается в структуре системных трактов, образующих секвенции (Morad et al., 2013, Жемчугова, 2014). Каждый из них соответствует определенному положению и фазе движения относительного уровня моря и фиксирует направленность развития морского бассейна – трансгрессивную или регрессивную (Жемчугова, 2014).

Различают четыре основных системных тракта: низкого стояния (Lowstand systems tract – LST), трансгрессивный системный тракт (Transgressive systems tract – TST), системный тракт высокого стояния (Highstand systems tract – HST) и системный тракт вынужденной регрессии (Forced regressive systems tract – FRST) (рис. 3). Системный тракт низкого стояния развивается во время относительного падения уровня моря и характеризуется нормальным регрессивным паттерном залегания, формирующимся в условиях превышения скорости накопления осадка над скоростью создания пространства аккомодации. Снизу тракт ограничивается эрозионной или коррелятивной с ней согласной поверхностью, соответствующей секвенс-стратиграфической границе (Catuneanu, 2020). В результате относительно низкого уровня моря, значительная часть карбонатной платформы может оставаться незатопленной, подвергаясь субаэральной эрозии,

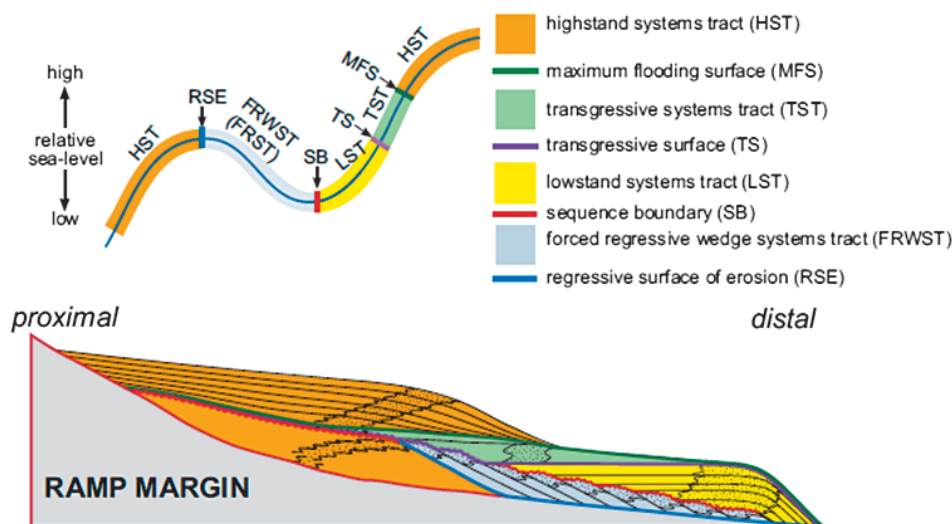


Рис. 3. Схематическое изображение 4 системных трактов. LST – тракт низкого стояния, TST – трансгрессивный тракт, HST – тракт высокого стояния, FRWST (FRST) – системный тракт вынужденной регрессии, MFS – поверхность максимального затопления, TS – трансгрессивная поверхность, RSE – регрессивная эрозионная поверхность (модифицировано по Сое, 2003).

а образование карбонатных отложений ограничивается окраиной шельфа (Morad et al., 2013).

Трансгрессивный системный тракт (рис. 3) характеризуется ретроградационным характером накопления отложений (Catuneanu, 2020). От подстилающего тракта низкого стояния он отделяется трансгрессивной поверхностью. Сверху трансгрессивный тракт ограничивается поверхностью максимального затопления (Maximum flooding surface – MFS), соответствующей наиболее высокому уровню моря и точке перехода от трансгрессии к регрессии (Moore, Wade, 2013).

Системный тракт высокого стояния (рис. 3) формируется на поздних стадиях поднятия, стояния и ранних стадиях падения относительного уровня моря. Тракт представлен набором аградационных парасеквенций, которые сменяются проградационными по мере уменьшения темпов создания аккомодационного пространства. Замедление темпов повышения относительного уровня моря в сочетании с активным осадконакоплением и ростом рифовых построек часто приводит к образованию лагун. Однако из-за эрозии в течение последующей фазы вынужденной регрессии отложения тракта сохраняются лишь частично (Morad et al., 2013). Падение уровня моря приводит к тому, что сверху, в зоне выхода пород на поверхность, тракт ограничивается субаэральным несогласием, а в морской зоне – коррелятивной базальной поверхностью вынужденной регрессии (Catuneanu, 2017). Снизу системный тракт высокого стояния ограничивается поверхностью максимального затопления.

Во время системного тракта вынужденной регрессии (FRST) (рис. 3) береговая линия перемещается в сторону моря и опускается вниз по мере падения его относительного уровня. Соответственно, геометрия слоев является проградационной и нисходящей. Сверху тракт отделяется от вышележащих слоев границей секвенции, представленной эрозионной или коррелятивной с ней согласной поверхностью (Catuneanu, 2020).

Геология исследуемого объекта

Объектом данного исследования является месторождение Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции,

приуроченное к карбонатной платформе верхнедевонского возраста, характеризующейся высокой неоднородностью. Платформа разделяется на барьерную зону в южной части и забарьерную зону на севере месторождения. Отложения вышеперечисленных зон значительно различаются по литофациальному составу и фильтрационно-емкостным свойствам (Neillo et al., 2014), вследствие различий в условиях осадконакопления и значительных тектонических воздействий.

В пределах изучаемого резервуара можно выделить 4 основных фации: карбонатные сланцы, микробийные, биотурбированные и отмельные отложения. Последняя фация, представленная грейнстоунами, составляет наилучшую часть резервуара.

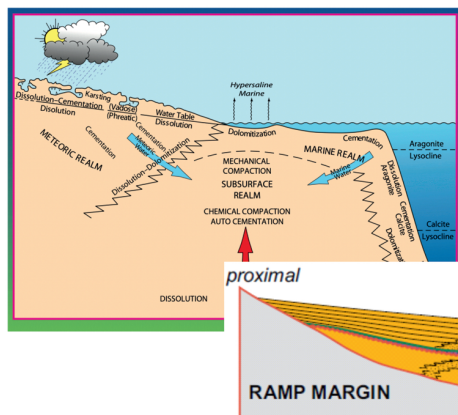
Формация разделена на 4 пласта (от D до A) (Shchukina et al., 2013). Пласт D представлен, в основном, микробийными фациями, распространенными в пределах всей платформы. Пласты C и B в зоне барьера характеризуются микробийными фациями, в забарьерной зоне – отмельными фациями. В северной части месторождения породы пласта A представлены преимущественно штормовыми отложениями и являются неколлектором, в южной части пласт A выклинивается.

Материалы и методы

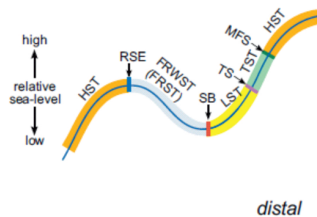
Прогноз распространения зон выщелачивания проводился на основе имеющегося комплекса геолого-геофизических исследований скважин. Применяемая методология исследования представлена на рис. 4.

Стандартный комплекс ГИС включал в себя кавернометрию, удельное электрическое сопротивление, акустический, плотностной, нейтронный и гамма-каротаж. Расширенный комплекс, помимо вышеперечисленных видов исследований, также включал боковой микрокаротаж (FMI).

На основе результатов нейтронного каротажа были рассчитаны профили общей пористости (K_p). Используемая геологическая информация включала концептуальную модель осадконакопления, данные по литологии, а также секвенс-стратиграфические отбивки в исследуемых скважинах.

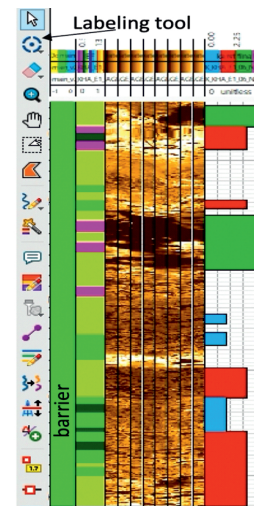


Теоретический анализ диагенетической пористости карбонатных резервуаров и ее взаимосвязи с секвенс-стратиграфической структурой

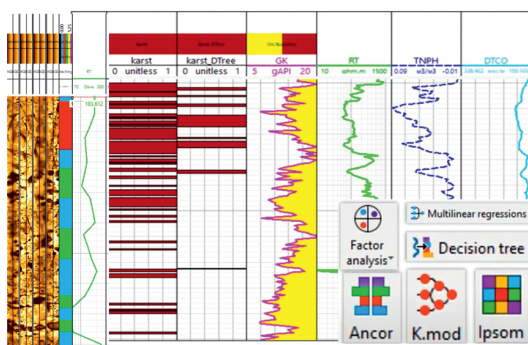


N°	Type of porosity by Choquet and Pray classification, 1978	Example of porosity type from FMI data interpretation	Description
1	Vugs		The size of secondary pores is mm - cm scale Product of minor karstic alteration
2	Caverns		The size of the caverns is cm scale (> 1 cm), diverse forms: elongated or rounded, more or less connected by fractures
3	Channels		Continuous tube-like elongated cavities of up several m length and dm scale width
4	Breccia		A rock type consisting of angular clasts that was formed by tectonic forces or by hydrofracturing

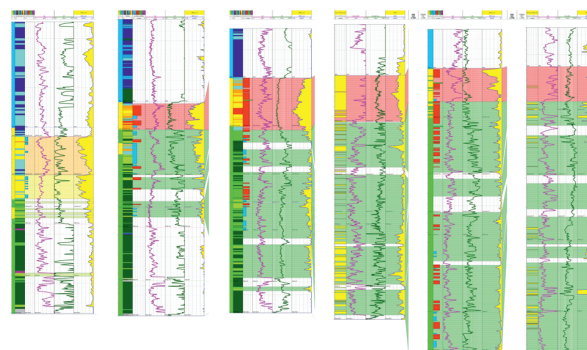
Создание атласа типов вторичной пористости



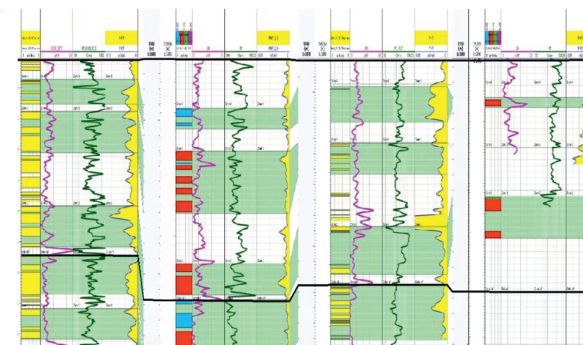
Интерпретация данных FMI



Анализ стандартных методов ГИС и применение дерева решений



Анализ взаимосвязи зон выщелачивания с седиментологическими условиями



Корреляция зон выщелачивания

Рис. 4. Методика прогноза пространственного распространения зон выщелачивания в карбонатных коллекторах

Начальным этапом работы стала разработка атласа имиджей вторичной пористости на основе классификации P.W. Choquette и L.C. Pray (Choquette, Pray, 1970). Согласно атласу были определены и классифицированы различные типы пористости выщелачивания в скважинах с имиджами FMI. Следующим этапом стала экстраполяция зон выщелачивания, выделенных в скважинах с FMI, на скважины, в которых проводился только стандартный комплекс геофизических исследований скважин. Проанализирована взаимосвязь между интервалами выщелачивания, литофациями и секвенс-стратиграфическими поверхностями. С учетом выявленных закономерностей проведена корреляция зон выщелачивания в пределах выделяемых секвенций.

Результаты

На основании разработанного атласа имиджей определено 4 типа диагенетической пористости изучаемого резервуара: мелкие пустоты, каверны, каналы и крупные брекчиевые пустоты (рис. 5). Данные типы пористости были последовательно выделены в скважинах с данными FMI.

Прогнозирование зон выщелачивания в скважинах без FMI имиджей производилось на основании данных стандартных методов ГИС с использованием дерева решений. Данный метод позволил оптимизировать выделение карстифицированных участков путем автоматизированного расчета для всей совокупности каротажных кривых граничных значений, соответствующих интервалам развития вторичной пористости. Дерево решений было откалибровано для ключевых скважин с FMI, а затем применено ко всем скважинам, в которых проводился только стандартный комплекс ГИС.

С целью наиболее достоверной корреляции выявленных в скважинах зон выщелачивания, проанализирована их взаимосвязь с условиями осадконакопления для каждого выделенного секвенса. Сопоставление зон выщелачивания, выделенных в разрезах скважин по данным FMI, с литофациями позволяет сделать вывод о преобладающем развитии процессов карстификации в отдельных грейнстоунах, а также в микробинальных отложениях. Ассоциация выщелачивания с данными фациями может быть обусловлена следующими причинами. Во-первых, грейнстоуны и микробинальные фации обладают высокой первичной пористостью, что способствует их дальнейшему растворению. Во-вторых, именно эти отложения в максимальной мере были подвержены субаэральной экспозиции вдоль секвенс-стратиграфических границ.

Таким образом, в результате седиментологического анализа удалось выделить 3 основные карстовые системы в пластах D, C и B. Пласт D (рис. 6) разделен на нижнюю и верхнюю части. Нижняя часть D ограничена сверху секвенс-стратиграфической границей, связанной с относительно кратковременным обнажением отложений, что привело к карстификации отложений барьерной зоны. Верхняя часть пласта D, ограниченная сверху поверхностью затопления, имеет признаки развития эндокарста, связанного с циркуляцией глубинных флюидов в зоне повышенной трещиноватости.

Пласт C (рис. 7) также разделен на нижнюю и верхнюю части. В нижней части пласта, снизу и сверху ограниченной поверхностями затопления, карстификация также

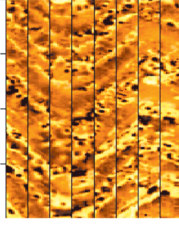
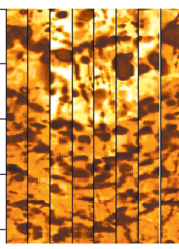
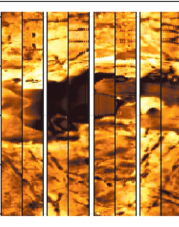
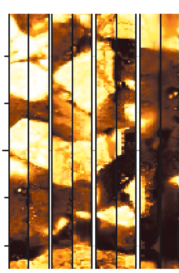
№	Название выявленного типа пористости	Пример изображения выявленного типа из данных FMI	Описание
1	Мелкие вторичные пустоты		Мелкие вторичные пустоты размером до 1 см.
2	Каверны		Сеть крупных пор размером более 1 см. Форма пор округлая или вытянутая.
3	Каналы		Вытянутые карстовые полости, достигающие нескольких метров в длину и дециметров в ширину.
4	Брекчиевые пустоты		Крупные пустоты между грубыми обломками, образовавшиеся в результате обрушения карстовых полостей.

Рис. 5. Атлас вторичной пористости

связана с эндокарстом. Также широко распространены губкообразные каверны, образующиеся в зоне смешения вод. Верхняя часть пласта C ограничена сверху основной секвенс-стратиграфической границей и является наиболее карстифицированным интервалом исследуемого резервуара. В барьерной зоне преобладающими типами пористости выщелачивания являются каверны и каналы. В забарьерной зоне отдельные грейнстоуны также имеют признаки развития кавернозной пористости.

Пласт B (рис. 8) лежит ниже секвенс-стратиграфической границы, связанной с последним субаэральным обнажением. Здесь карстификация барьерной зоны привела к выщелачиванию грейнстоунов и значительному увеличению их первичной пористости. Пористость выщелачивания в основном представлена кавернами.

Анализ взаимосвязи зон выщелачивания с секвенс-стратиграфическими поверхностями показал, что карстификация происходит ниже секвенс-стратиграфических границ преимущественно в зоне барьера. В пластах, не подвергавшихся субаэральной экспозиции, наличие каверн и каналов выщелачивания может быть обосновано развитием эндокарста.

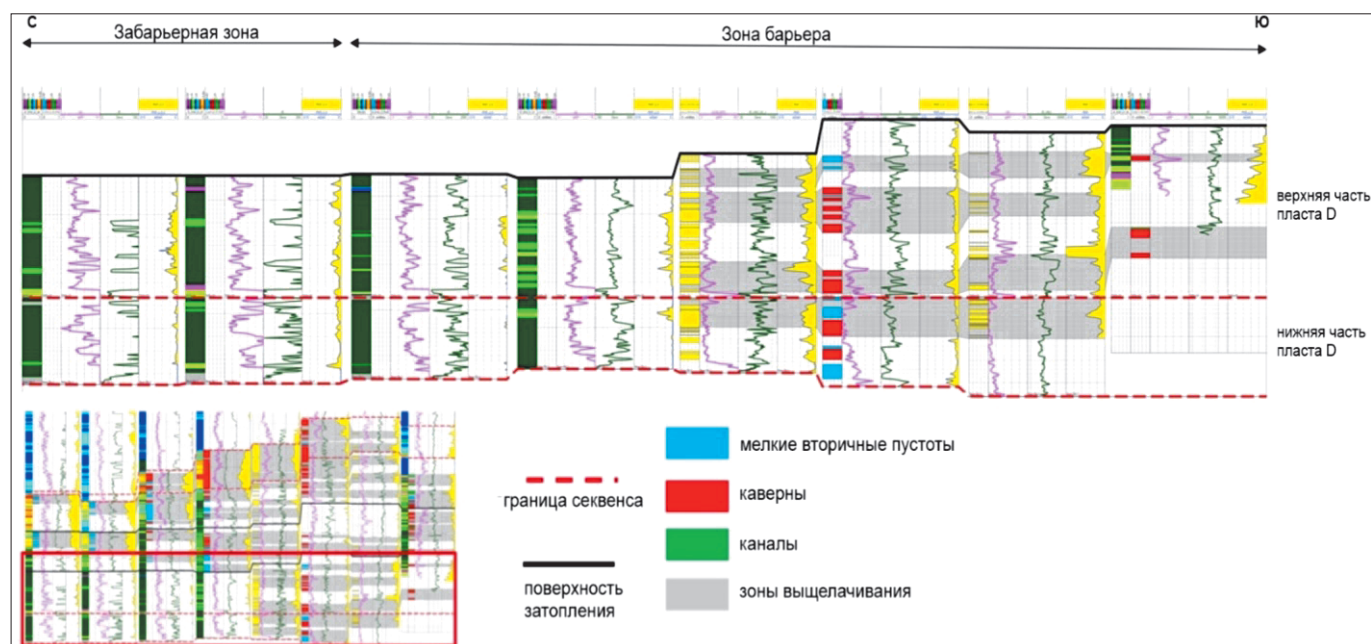


Рис. 6. Зоны выщелачивания, выделенные в пласте D

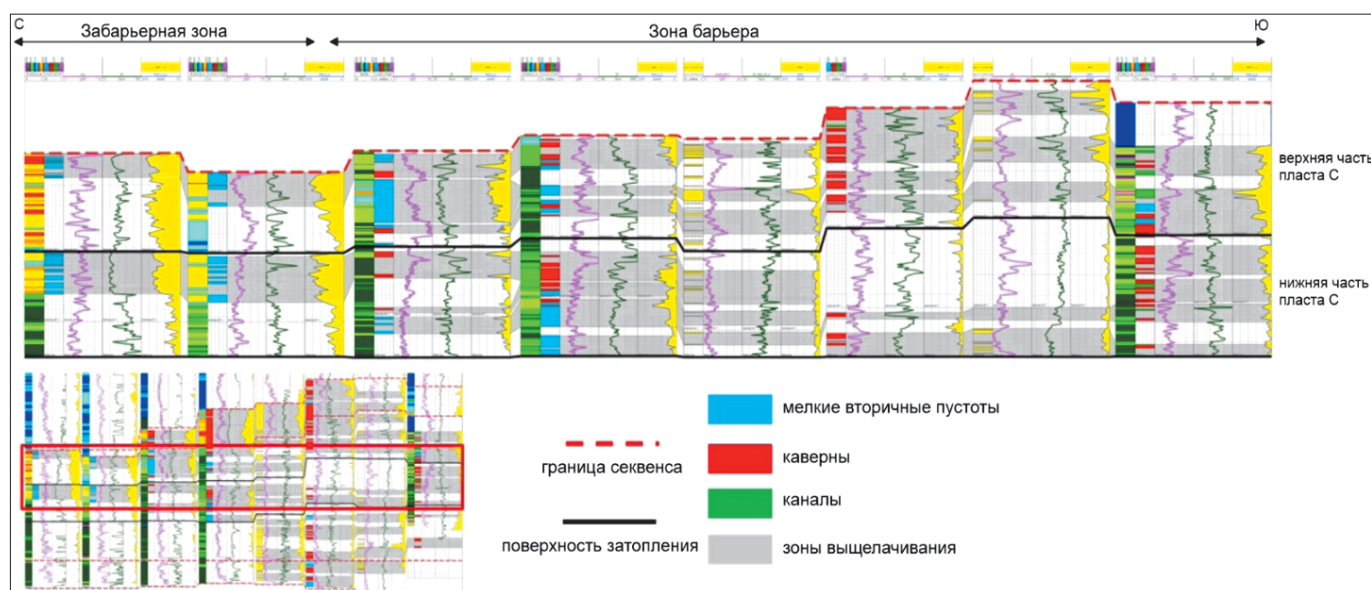


Рис. 7. Зоны выщелачивания, выделенные в пласте C

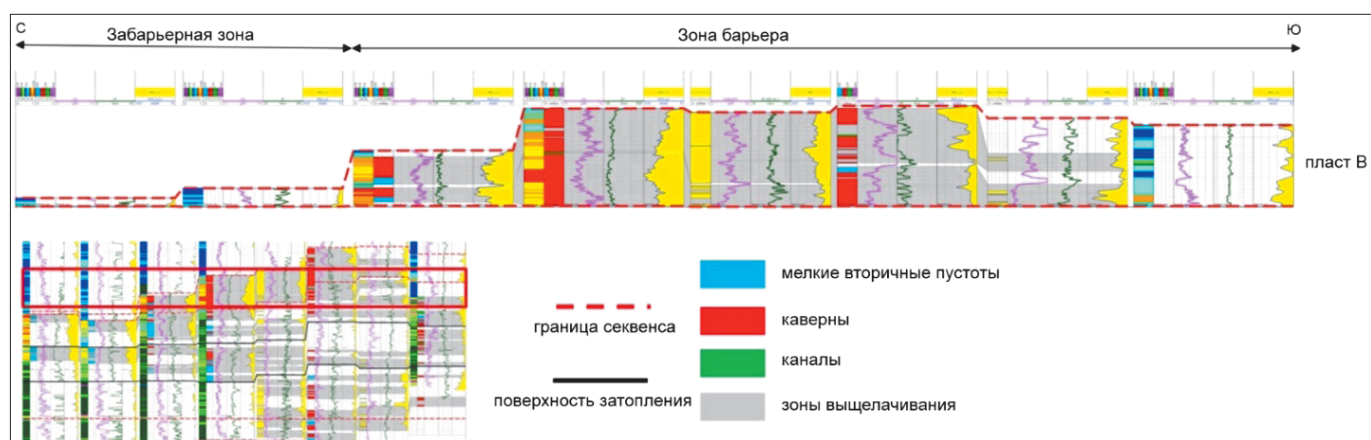


Рис. 8. Зоны выщелачивания, выделенные в пласте B

Заключение

В данной работе предложена и реализована комплексная методика выявления и прогноза вторичной пористости в карбонатных коллекторах. Предлагаемая методология сочетает в себе применение теоретических моделей развития диагенеза, классификацию выявленных типов вторичной пористости, корреляцию зон выщелачивания, выделенных по каротажным кривым, во взаимосвязи с седиментологическими обстановками и секвенс-стратиграфической моделью, которые отражают историю осадконакопления резервуара и служат структурной основой для геологической модели.

Для изучаемого резервуара по каротажным диаграммам выделены зоны выщелачивания, и проведена их межскважинная корреляция. Пространственное распределение диагенетической пористости сопоставлено с седиментологическими фациями и секвенс-стратиграфическими границами. Разработанный подход может быть применен также на других карбонатных месторождениях.

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 выражают большую благодарность анонимным рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

Литература

- Жемчугова В.А. (2014). Резервуарная седиментология карбонатных отложений. Москва: ООО «ЕАГЕ Геомодель», 232 с.
- Кузнецов В.Г. (1992). Природные резервуары нефти и газа карбонатных отложений. Москва: Недра, 240 с.
- Кузнецов В.Г. (2003) Эволюция карбонатонакопления в истории Земли. Москва: ГЕОС, 262 с.
- Фролов В.Т. (1992) Литология. Москва: Изд. МГУ, 336 с.
- Aghli G., Moussavi-Harami R., Mohammadian R. (2020). Reservoir heterogeneity and fracture parameter determination using electrical image logs and petrophysical data (a case study, carbonate Asmari Formation, Zagros Basin, SW Iran). *Petroleum Science*, 17, pp. 51–69. <https://doi.org/10.1007/s12182-019-00413-0>
- Catuneanu O. (2017). Sequence Stratigraphy: Guidelines for a Standard Methodology. *Stratigraphy and Timescales*, 2, pp. 2–57. <https://doi.org/10.1016/bs.sats.2017.07.003>
- Catuneanu O. (2020). Sequence stratigraphy. *Regional Geology and Tectonics: Principles of Geologic Analysis*, pp. 605–686. <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-64134-2.00021-3>
- Choquette, P.W., Pray, L.I.C. (1970). Geologic Nomenclature and Classification of Proposity in Sedimentary Carbonates. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 54(2), pp. 207–250. doi: 10.1306/5d25c98b-16c1-11d7-8645000102c1865d
- Coe A. (2003). The Sedimentary Record of Sea-Level Change. The Open University, 279 p.
- Kharitontseva P., Gardiner A., Tugarova M., Chernov D., Maksimova E., Churochkin I., Rukavishnikov V. (2021). An integrated approach for formation micro-image rock typing based on petrography data: A case study in shallow marine carbonate. *Geosciences (Switzerland)*, 11, 235 p. <https://doi.org/10.3390/geosciences11060235>

Mazzullo S.J. (2004). Overview of Porosity Evolution in Carbonate Reservoirs. *Search and Discovery Article*. <http://www.kgslibrary.com/bulletins/bulletins.htm>

Moore C.H. (1989). Carbonate diagenesis and porosity. *Developments in Sedimentology*, Vol. 46. Elsevier, Amsterdam. [https://doi.org/10.1016/0920-4105\(92\)90066-A](https://doi.org/10.1016/0920-4105(92)90066-A)

Moore C.H. (2004). Carbonate Reservoirs. Porosity Evolution and Diagenesis in a Sequence Stratigraphic Framework. Elsevier, 444 p.

Moore C.H., Wade W.J. (2013). Carbonate Reservoirs. Porosity and Diagenesis in a Sequence Stratigraphic Framework. Elsevier, v. 67, 392 p. <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-53831-4.00011-2>

Morad S., Ketzer J.M., de Ros L.F. (2013). Linking Diagenesis to Sequence Stratigraphy: An Integrated Tool for Understanding and Predicting Reservoir Quality Distribution. In: *Linking Diagenesis to Sequence Stratigraphy*, pp. 1–36. <https://doi.org/10.1002/9781118485347.ch1>

Nader F.H. (2017). Multi-scale Quantitative Diagenesis and Impacts on Heterogeneity of Carbonate Reservoir Rocks. Springer, 146 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-46445-9>

Neillo V., Pauget L., Neumann C. (2014). Integrated workflow to tackle heterogeneous karst dominated reservoirs: Kharyaga example. *SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition*. Moscow, pp. 491–503. <https://doi.org/10.2118/171204-RU>

Newberry B.M., Grace L.M., Stief D.D. (1996). Analysis of Carbonate Dual Porosity Systems from Borehole Electrical Images. *Permian Basin Oil and Gas Recovery Conf.* Midland, Texas. <https://doi.org/10.2118/35158-MS>

Shchukina N., Neumann C., Nely G., Spina V., Debroux J.-L. (2013). Geosciences and Reservoir Integration – Key to Better Predict Behavior Of Complex Fractured And Karstified Kharyaga Field. *SPE Arctic and Extreme Environments Tech. Conf. and Exhib.* Moscow. <https://doi.org/10.2118/166823-RU>

Tucker M.E., Wright V.P., Dickson J.A.D. (1990). Carbonate sedimentology. Blackwell Sci. Publ., 482 p. <https://doi.org/10.1002/9781444314175>

Vincent B., Witkowski F., Horbury A., Chistyakov A., Koloskov V. (2019). Depositional and diagenetic controls of carbonate reservoir property distribution in a SuperGiant reservoir, SE Iraq. *First EAGE Reservoir Characterization and Modelling Workflows for Giant Carbonate Field Developments of the Middle East*. United Arab Emirates. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201900187>

Zeghlache M.L., Akbar M. (2015). PaHigh Resolution Image Log and Leached Porosity Analysis in Complex Carbonate Reservoirs. *EUROPEC*. Spain. <https://doi.org/10.2118/174306-MS>

Сведения об авторах

Алексей Андреевич Чистяков – профессор, Центр добычи углеводородов, Сколковский институт науки и технологий Россия, 121205, Москва, ул. Сикорского, д. 11

Ксения Олеговна Зудина – аспирант, Сколковский институт науки и технологий

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

Айгуль Рамилевна Давлетшина – магистрант, 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

Виталий Евгеньевич Баранов – руководитель направления управления геологии НТЦ, АО «Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт имени академика А.П. Крылова»

Россия, 127422, Москва, Дмитровский проезд, д.10

Статья поступила в редакцию 21.09.2022;

Принята к публикации 21.11.2022;

Опубликована 20.12.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Prognosis of leaching zones distribution in carbonate reservoirs

A.A. Tchistiakov^{1*}, K.O. Zudina¹, A.R. Davletshina¹, E.V. Shvalyuk¹, V.E. Baranov²

¹Skolkovo Institute of Science and Technology, Moscow, Russian Federation

²VNIIneft, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Alexei A. Tchistiakov, e-mail: A.Tchistiakov@skoltech.ru

Abstract. The proposed method of predicting spatial distribution of leaching zones in carbonate reservoirs includes integrated interpretation of well logging data, including electrical microimages (Formation MicroImager – FMI), together with analysis of lithofacies within depositional cycles. Based on the comparison of FMI data with results of lithological and petrophysical studies of the core, an atlas of diagenetic porosity images for the studied formation was developed. Choquette and Pray international classification was used for pore typing. Applying the developed atlas to FMI logs, karstification zones were identified and classified in reference wells. In wells, where only standard well loggings was performed, karstification zones were identified using a developed decision tree. Sedimentological and sequence stratigraphic analysis made it possible to identify sedimentation cycles and to correlate the main lithofacies within the target reservoir. It was established that microbial and shallow facies form the most productive part of the reservoir. These facies with initially high primary porosity were subjected to the most intensive karstification along sequence stratigraphic boundaries due to subaerial exposure. The established relationships between leaching zones, lithofacies, and sequence-stratigraphic boundaries made it possible to carry out inter-well correlation of karstified intervals. The correlation will allow construction of leaching zones maps, that will be further applied for geological modeling.

Keywords: carbonate reservoir, diagenesis, secondary porosity, leaching zones, karstification, well logging, FMI, decision tree

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., Zudina K.O., Davletshina A.R., Shvalyuk E.V., Baranov V.E. (2022). Prognosis of leaching zones distribution in carbonate reservoirs. *Georesursy = Georesources*, 24(4), pp. 117–125. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.10>

References

- Aghli G., Moussavi-Harami R., Mohammadian R. (2020). Reservoir heterogeneity and fracture parameter determination using electrical image logs and petrophysical data (a case study, carbonate Asmari Formation, Zagros Basin, SW Iran). *Petroleum Science*, 17, pp. 51–69. <https://doi.org/10.1007/s12182-019-00413-0>
- Catuneanu O. (2017). Sequence Stratigraphy: Guidelines for a Standard Methodology. *Stratigraphy and Timescales*, 2, pp. 2–57. <https://doi.org/10.1016/bs.sats.2017.07.003>
- Catuneanu O. (2020). Sequence stratigraphy. *Regional Geology and Tectonics: Principles of Geologic Analysis*, pp. 605–686. <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-64134-2.00021-3>
- Choquette, P.W., Pray, L.I.C. (1970). Geologic Nomenclature and Classification of Proposities in Sedimentary Carbonates. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 54(2), pp. 207–250. doi: 10.1306/5d25c98b-16c1-11d7-8645000102c1865d
- Coe A. (2003). The Sedimentary Record of Sea-Level Change. The Open University, 279 p.
- Frolov V.T. (1992). Lithology. Moscow: MSU Publ., 336 p. (In Russ.)
- Kharitonseva P., Gardiner A., Tugarova M., Chernov D., Maksimova E., Churochkin I., Rukavishnikov V. (2021). An integrated approach for formation micro-image rock typing based on petrography data: A case study in shallow marine carbonate. *Geosciences (Switzerland)*, 11, 235 p. <https://doi.org/10.3390/geosciences11060235>
- Kuznetsov V.G. (1992). Natural reservoirs of oil and gas carbonate deposits. Moscow: Nedra, 240 p. (In Russ.)
- Kuznetsov V.G. (2003). Evolution of carbonate accumulation in the history of the Earth. Moscow: GEOS, 262 p. (In Russ.)

Mazzullo S.J. (2004). Overview of Porosity Evolution in Carbonate Reservoirs. *Search and Discovery Article*. <http://www.kgslibrary.com/bulletins/bulletins.htm>

Moore C.H. (1989). Carbonate diagenesis and porosity. *Developments in Sedimentology*, Vol. 46. Elsevier, Amsterdam. [https://doi.org/10.1016/0920-4105\(92\)90066-A](https://doi.org/10.1016/0920-4105(92)90066-A)

Moore C.H. (2004). Carbonate Reservoirs. Porosity Evolution and Diagenesis in a Sequence Stratigraphic Framework. Elsevier, 444 p.

Moore C.H., Wade W.J. (2013). Carbonate Reservoirs. Porosity and Diagenesis in a Sequence Stratigraphic Framework. Elsevier, v. 67, 392 p. <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-53831-4.00011-2>

Morad S., Ketzer J.M., de Ros L.F. (2013). Linking Diagenesis to Sequence Stratigraphy: An Integrated Tool for Understanding and Predicting Reservoir Quality Distribution. In: *Linking Diagenesis to Sequence Stratigraphy*, pp. 1–36. <https://doi.org/10.1002/9781118485347.ch1>

Nader F.H. (2017). Multi-scale Quantitative Diagenesis and Impacts on Heterogeneity of Carbonate Reservoir Rocks. Springer, 146 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-46445-9>

Neillo V., Pauget L., Neumann C. (2014). Integrated workflow to tackle heterogeneous karst dominated reservoirs: Kharyaga example. *SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition*. Moscow, pp. 491–503. <https://doi.org/10.2118/171204-RU>

Newberry B.M., Grace L.M., Stief D.D. (1996). Analysis of Carbonate Dual Porosity Systems from Borehole Electrical Images. *Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference*. Midland, Texas. <https://doi.org/10.2118/35158-MS>

Shchukina N., Neumann C., Nely G., Spina V., Debroux J.-L. (2013). Geosciences and Reservoir Integration – Key to Better Predict Behavior Of Complex Fractured And Karstified Kharyaga Field. *SPE Arctic and Extreme Environments Technical Conference and Exhibition*. Moscow. <https://doi.org/10.2118/166823-RU>

Tucker M.E., Wright V.P., Dickson J.A.D. (1990). Carbonate sedimentology. Blackwell Scientific Publications, 482 p. <https://doi.org/10.1002/9781444314175>

Vincent B., Witkowski F., Horbury A., Chistyakov A., Koloskov V. (2019). Depositional and diagenetic controls of carbonate reservoir property distribution in a SuperGiant reservoir, SE Iraq. *First EAGE Reservoir Characterization and Modelling Workflows for Giant Carbonate Field Developments of the Middle East*. United Arab Emirates. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201900187>

Zeghlache M.L., Akbar M. (2015). PaHigh Resolution Image Log and Leached Porosity Analysis in Complex Carbonate Reservoirs. *EUROPEC*. Spain. <https://doi.org/10.2118/174306-MS>

Zhemchugova V.A. (2014). Reservoir sedimentology of carbonate deposits. Moscow: EAGE Geomodel, 232 p. (In Russ.)

About the Authors

Alexei A. Tchistiakov – Professor, Center for Hydrocarbon Recovery

Skolkovo Institute of Science and Technology
Sikorsky str., 11, Moscow, 121205, Russian Federation

Kseniia O. Zudina – Postgraduate Student
Skolkovo Institute of Science and Technology
Sikorsky str., 11, Moscow, 121205, Russian Federation

Aigul R. Davletshina – Graduate Student
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

Vitaly E. Baranov – Head of the Department of Geology, Scientific and Technical Center

VNIIneft
Dmitrovsky proezd, 11, Moscow, 127422, Russian Federation

Manuscript received 21 September 2022;

Accepted 21 November 2022; Published 20 December 2022