

КАРБОНАТНАЯ ЦЕМЕНТАЦИЯ В ПЕСЧАНЫХ ПОРОДАХ-КОЛЛЕКТОРАХ: ОБЗОР ПРЕДСТАВЛЕНИЙ

CARBONATE CEMENTATION IN SANDSTONE RESERVOIRS: AN OVERVIEW OF VIEWS

М. В. Рыкус
Mikhail V. Rykus

ООО «РН-БашНИПИнефть»,
Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

RN-BashNIPIneft LLC,
Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

На многих месторождениях углеводородов широко проявлена пост-седиментационная карбонатизация, которая значительно усложняет промысловые свойства терригенного коллектора и может создавать внутрирезервуарные барьерные зоны, препятствующие фильтрации флюидов и осложняющие работу добывающих скважин. На месторождениях Западной Сибири исследования карбонатной цементации терригенных отложений ограничиваются в основном петрографическими наблюдениями без должного привлечения петрофизических и сейсмических данных, что не позволяет использовать полученные результаты в прогнозных построениях.

В данном обзоре критически проанализирован мировой опыт изучения вторичной карбонатизации и обсуждается важность этой проблемы для решения промысловых задач. Показано, что основными источниками вещества для формирования кальцитового цемента служат продукты растворения раковинного детрита, а также обогащенные карбонат-ионом минерализованные растворы элизонных бассейнов. Особую роль в процессах диагенеза играет микробиологическая сульфатредукция, при которой происходит изменение состава органического вещества, уменьшается концентрация CO_2 и сульфат-иона в иловых водах. При удалении CO_2 за пределы системы, повышении температуры и pH растворов происходит осаждение карбонатов, и формируются участки вторичной цементации. Протяженные зоны карбонатных цементов контролируются седиментационной цикличностью и приурочены к границам сиквенсов или к поверхностям максимального затопления, что позволяет использовать сиквенсстратиграфический анализ в качестве надежного инструмента для прогнозирования зон карбонатизации в терригенных резервуарах морского происхождения. Карбонатизированные прослои вблизи границ сиквенсов характеризуются очень высокими акустическими импедансами и создают значительный сейсмический отклик, пригодный для использования при латеральном прослеживании зон цементации в межскважинном пространстве. Выявление подобных барьерных зон в терригенных пластах-коллекторах является необходимым условием для успешного проектирования эффективной системы разработки горизонтальными скважинами. Для создания прогностических концептуальных моделей постседиментационной карбонатизации рекомендуется комплексное использование керн, ГИС и сейсморазведочных материалов.

Ключевые слова

кальцитовый цемент;
песчаник; коллектор;
диагенез; сиквенсстратиграфия;
акустический импеданс;
горизонтальная скважина

In many hydrocarbon deposits, post-sedimentation carbonatization is widely manifested, which significantly complicates the production properties of the terrigenous reservoir and can create intra-reservoir barrier zones that impede fluid filtration and complicate the operation of production wells. In the fields of Western Siberia, the studies of carbonate cementation of terrigenous deposits are limited mainly to petrographic observations without proper involvement of petrophysical and seismic data, which does not allow the use of the results in predictive constructions. The article critically analyzes the world experience in the study of secondary carbonatization and discusses the importance of this problem for solving field problems. It has been shown that the main sources of the substance for the formation of calcite cement are the products of dissolution of shell detritus, as well as the mineralized enriched solutions of the subsiding basins enriched in carbonate ion. A special role in the diagenesis processes is played by microbiological sulfate reduction in which there is a change in the composition of organic matter, and the concentration of CO₂ and sulfate ion in silt waters decreases. When CO₂ is removed outside the sandy sediment, and the temperature and pH of the solutions increase, carbonates precipitate and secondary cementation zones form. The extended zones of carbonate cements are controlled by sedimentation cycles and confined to sequence boundaries or surfaces of maximum flooding, which makes it possible to use sequence stratigraphic analysis as an effective tool for prediction of carbonation zones in terrigenous reservoirs of marine origin. Carbonated interlayers near the sequence boundaries are characterized by very high acoustic impedances and create a significant seismic response, suitable for use in lateral tracking of cementation zones in the interwell space. The identification of such barrier zones in terrigenous reservoirs is a prerequisite for the successful design of an effective horizontal well development system. To create prognostic conceptual models of post-sedimentation carbonatization, the integrated using of core, well logging and seismic materials is recommended.

Актуальность проблемы

Промысловые свойства терригенного коллектора закладываются уже на стадии седиментогенеза и неоднократно меняются при последующих постседиментационных преобразованиях [1]. При погружении осадка одновременно с его уплотнением происходят химические процессы, направленные на образование новых минералов, цементирующих осадок и снижающих пористость и проницаемость. Это в значительной степени усложняет промысловые свойства коллектора, создает разномасштабную неоднородность, нарушает первичные петрофизические связи и ограничивает возможности прогнозирования свойств коллектора в межскважинном пространстве. В связи с этим возникает необходимость в тщательном анализе вторичных преобразований коллектора с последующей интеграцией полученных данных с петрофизическими и сейсмическими данными, что является основным условием для корректного построения геологической и гидродинамической моделей продуктивного пласта.

Постседиментационные процессы обусловлены взаимодействием осадочных отложений с поровыми растворами и обычно со-

Key words

calcite cement; sandstone; reservoir; diagenesis; sequence stratigraphy; acoustic impedance; horizontal well

провожаются существенными минералогическими преобразованиями, при которых высвобождаются катионы Ca²⁺, Mg²⁺, Fe²⁺, Si⁴⁺, K⁺. Эти катионы могут оставаться в растворе или при определенных условиях привести к образованию в порах породы новых аутигенных минералов, играющих роль цемента. Типичными вторичными минералами цемента песчаных пород-коллекторов являются карбонаты в составе кальцита, сидерита, доломита, анкерита. Они известны в значительных масштабах на многих месторождениях углеводородов Западной Сибири, в частности на Приобском, Приразломном, Харампурском, Омбинском месторождениях, где могут создавать разномасштабные внутрипластовые неоднородности и способны ухудшать качество пород-коллекторов.

Несмотря на сравнительно небольшую мощность, зоны карбонатизации могут простираются на значительные расстояния, действуя как внутрирезервуарные перегородки для пластовой воды и углеводородов как во время их миграции из материнских толщ, так и во время разработки пласта. Поэтому понимание их распределения в песчаных коллекторах имеет решающее значение не только

для оценки качества природных резервуаров и прогноза пространственной изменчивости пористости и проницаемости, но и для оптимизации систем разработки.

Необходимо подчеркнуть, что вопросами постседиментационного карбонатообразования в мезозойских отложениях Западной Сибири занимались многие исследователи, однако полученные результаты в большинстве случаев имели чисто описательный характер, малоприспособленный для практического применения. Решение проблемы в основном ограничивалось петрографическим изучением выборочного объема кернового материала без систематического привлечения петрофизических и сейсмических исследований, что не позволяло достоверно определить пространственные закономерности распространения зон карбонатизации и учесть их в практических построениях. Исключением является работа [2], в которой карбонатность была учтена для численной характеристики коэффициента проницаемости в модели Тимура-Коатса для продуктивных песчаных пластов неокомского возраста. Это позволило пересмотреть и улучшить существующую петрофизическую модель и надежнее согласовать гидродинамические расчеты с работой добывающих скважин.

В данном обзоре по зарубежным источникам критически проанализированы факторы и существующие диагенетические концепции, которые обычно используются для объяснения механизмов карбонатизации терригенных резервуаров углеводородов. Акцент сделан на наиболее важных результатах мирового опыта по данной проблеме, включающих: 1) условия образования карбонатных цементов, 2) источники вещества, 3) сиквенстратиграфический контроль, 4) морфологические особенности, 5) возможности картирования, 6) влияние на разработку.

Основные результаты мирового опыта

1. Условия образования карбонатных цементов

Кальцит в цементе обломочных пород обычно распределен неравномерно и составляет от долей процента до 30–40 %. Он осаждается из циркулирующих растворов или образуется в результате перераспределения первичного карбоната кальция. Образование карбонатного цемента может быть связано с внедрением растворов, отжатых из прилегающих глинистых или известковистых пород при их уплотнении. Осаждение кальцитового

цемента обусловлено увеличением отношения содержания карбонат-иона и бикарбонат-иона в межзерновых водах. Обычно это происходит либо при повышении температуры, либо при увеличении pH раствора, что влечет за собой уменьшение растворимости кальцита.

Источником углекислоты в пластовых водах может служить деградирующее органическое вещество. При анаэробном распаде в органическом веществе заметно уменьшается содержание углеводов и увеличивается количество растворимой в поровых водах углекислоты. При удалении углекислоты за пределы системы происходит осаждение карбоната кальция, и формируются участки вторичной цементации, полностью лишенные пустотного пространства.

По мнению многих авторов [3–6], причинами выпадения карбонатного цемента в песчаных породах-коллекторах являются:

1. Уменьшение парциального давления углекислого газа (P_{CO_2}), вызванное миграцией жидкости в высокопроницаемые зоны декомпрессии, в частности краевые зоны на контактах аргиллитов и песчаников, или зоны разломов, как типичные области декомпрессии в глубинных недрах. По аналогии с осаждением карбонатного цемента в зонах декомпрессии происходит выпадение карбонатов в песчаных пластах-коллекторах из-за сброса давления в добывающих углеводороды скважинах по реакции:



2. Поступление CO_2 в песчаные пласты при устойчиво повышенном pH поровых вод также способствует выпадению карбонатного цемента. Миграция CO_2 происходит вследствие перепада давления вдоль градиентных зон или в газообразной форме, или в виде раствора в воде путем диффузии или адвекции. CO_2 в осадочных породах бассейна образуется в результате неорганических реакций и созревания органического вещества. Большие объемы CO_2 могут образоваться за счет метаморфизма подстилающих известковых пород при внедрении в них магматических интрузий. Еще одним источником CO_2 может быть повсеместное растворение карбонатных цементов и карбонатных пород при благоприятных физико-химических условиях.

3. Увеличение концентрации HCO_3^- за счет деградации нефти под воздействием метеорных вод. Об этом свидетельствует присутствие карбонатной цементации вдоль водо-

нефтяных контактов, установленное на многих нефтяных месторождениях и, в частности, в турбидитных резервуарах Северного моря.

2. Источники вещества

Принципиальным источником раннего карбонатного цемента в песчаниках является растворение карбонатного раковинного материала поровыми водами. Отложение кальцита в песчаниках может происходить за счет минерализованных морских вод, а также растворов, отжатых из глинистых пород, которые обычно пересыщены различными карбонатами, образованными в результате микробных восстановительных и гидролитических реакций.

Состав поровых вод в значительной мере определяется типом цемента в песчаниках. Количество цемента зависит от скорости фильтрации и времени, необходимого для цементации, а также кинетики реакций, участвующих в карбонатообразовании. Отмечается [7, 8], что внутрипластовый источник кальцита, такой как растворенный биогенный карбонат, может распространяться путем диффузии только на короткие расстояния в диапазоне от миллиметров до метра. Напротив, поступление кальцита из внешних источников в песчаный пласт, как правило, охватывает значительные расстояния порядка 0,1–1 км и может быть обеспечено импортом растворенного кальцита из уплотняющихся бассейновых осадков.

Установлена устойчивая связь между диагенезом глинистых и песчаных пород [9]. Состав поровых вод в песчаниках существенно определяется диагенетическими процессами, происходящими в соседних глинистых породах. Диагенетические изменения глинистых пород охватывают две основные стадии.

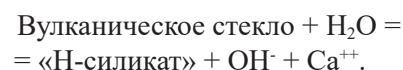
Стадия 1 включает физическую дегидратацию глин, которые в момент отложения содержат до 90 % поровой воды. При уплотнении во время захоронения большие объемы поровых флюидов отжимаются из глин, и эти флюиды мигрируют в проницаемые окружающие пески. На этой стадии пластовые температуры обычно ниже 65 °С. При таких низких температурах только очень тонкозернистый неорганический нестабильный материал и органическое вещество могут быть химически активными. Эти компоненты (вулканическое стекло, гидратированный алюминий и железистые оксиды, разложенное органическое

вещество, обломки органики и глинистые минералы) обычно перетрагуются, изменяются или растворяются и обеспечивают компонентами поровые воды, мигрирующие в пески.

Стадия 2 включает химическое обезвоживание глин. Во время этого процесса значительный объем «чистой» (т.е. обедненной ионами) воды высвобождается из смектитсодержащих глинистых пород вследствие трансформации смешаннослойных иллит-смектитовых глин в преимущественно иллитовые глины. Этот процесс зависит от температуры дегидратации, он начинается примерно при 65 °С и заканчивается при температуре около 90 °С. При этих температурах растворение полевых шпатов, кальцита, каолинита и других глинистых минералов обеспечивает дополнительными растворенными компонентами поровые воды, мигрирующие в соседние пески.

В толщах переслаивания песчаных и глинистых пород обогащение карбонатами отмечается вблизи контактов алевритово-глинистых пород и песчаников. Приконтактные участки песчаных пластов полностью карбонатизируются и превращаются в плотные непроницаемые породы, так называемые «плотняки». Маломощные пласты песчаников, переслаивающиеся с пластами алевритово-глинистых пород, иногда полностью цементуются кальцитом и теряют коллекторские свойства. Причина столь масштабной карбонатизации объясняется совместным залеганием песчаных и глинистых пород в едином разрезе. Кальций в большом количестве поставляется в песчаные породы мигрирующими поровыми флюидами в результате преобразования смектитов в иллит в смежных уплотняющихся алевритово-глинистых толщах.

Гидратация алюмосиликатов приводит к образованию аутигенных глинистых минералов и высвобождению гидроксил-ионов, насыщающих поровые флюиды по схеме:



Эта реакция гидратации увеличивает рН и может в некоторых случаях резко повышать щелочные условия, способствуя отложению карбонатных минералов.

Бактериологические реакции в диагенезе обогащенных органикой глин также являются источником аутигенного карбоната в песчаниках. Особое место занимает микробиологиче-

ская сульфатредукция, наиболее важная в морских осадках, где поровые воды содержат заметные количества растворенного сульфата [10]. Процессы сульфатредукции приобретают устойчивый характер в аноксидных условиях и поддерживаются анаэробными бактериями по схеме:



Продукты реакции усиливают карбонатную цементацию, поскольку в иловых водах одновременно уменьшается содержание сульфат-иона и растет щелочной резерв. Реакции бактериальной ферментации органического вещества также имеют место при диагенетическом захоронении. Эти реакции генерируют воду, двуокись углерода и биогенный метан, что увеличивает рН поровых флюидов и ведет к отложению карбонатов.

Таким образом, главными источниками ионов для карбонатных цементов являются морская вода и биогенные карбонаты. Мелководно-морские песчаники часто обогащаются биогенными карбонатами, которые действуют как ядра для осаждения кальцита и как источник цемента во время растворения при захоронении. Отложение таких песчаников встречается в волновых и штормовых мелководно-морских обстановках, приливных каналах и приливных устьевых барах. Обогащенные карбонатными раковинами слои образуются также путем переотложения на глубоководных склонах турбидитными потоками, где за счет снижения концентрации кислорода они хорошо сохраняются от растворения. Несмотря на то, что обильный карбонатный раковинный детрит играет важную роль в формировании сцементированных кальцитом песчаников, он не может считаться единственным источником для такого цемента. Доказательством этого является обычное присутствие карбонатизированных песчаников в древнейших докембрийских разрезах, когда карбонатных раковинных организмов еще не существовало. Это означает, что и другие источники, прежде всего морская вода и карбонатсодержащие иловые интракласты, играли не менее важную роль в процессах карбонатной цементации.

Поскольку поровые воды содержат ограниченное количество растворенных компонентов (0,03 % растворенного кальцита), ясно, что потребуются большие объемы порового флюида, чтобы создать большой объем це-

мента. Основой для непрерывного пополнения минерализованных поровых флюидов, необходимых для процессов крупномасштабной цементации, служат диагенетические реакции и флюидодинамика прогибающегося элизионного бассейна осадконакопления. Наиболее активные режимы флюидных потоков в осадочных бассейнах создаются уплотнением осадков под нагрузкой, тектоническим сжатием, глубокой метеорной инфильтрацией на площадях тектонических поднятий, термохимической конвекцией, вызванной градиентом плотности в пределах соляных диапиров, и конвекцией, обусловленной термальными градиентами при подъеме силикатной магмы [9].

3. Сиквенсстратиграфический контроль

Полевые исследования показывают, что большинство протяженных по латерали карбонатизированных песчаных слоев ассоциируют с сиквенсстратиграфическими границными поверхностями, где цементация формирует сложную сеть тел, концентрирующихся как вокруг поверхностей максимального затопления, так и вблизи границ сиквенсов [11].

Установлено [12–14], что сиквенсстратиграфические поверхности оказывают непосредственное влияние на диагенез. В первую очередь это касается сиквенсстратиграфических границ типа I (то есть несогласий и их коррелятивных согласных последовательностей) и поверхностей максимального затопления (максимально протяженных морских фаций в любой осадочной последовательности).

Во время образования границы сиквенса типа I падение относительного уровня моря создает дополнительный гидравлический напор. Увеличение гидравлического напора приводит к перемещению поровых вод метеорного происхождения в осадочный бассейн. Как следствие, осадки в пределах несогласия подвергаются изменению метеорными флюидами. Зоны смешивания метеорных вод с поровыми водами мигрируют в сторону бассейна, когда относительный уровень моря падает. Во время последующего поднятия относительного уровня моря зоны смешения перемещаются в сторону суши. Такие зоны смешения оказывают основное влияние на образование карбонатных минералов в осадках.

Поверхности максимального затопления в осадочных толщах образуются во время фазы максимального поднятия относительного уровня моря и, как следствие, приводят к воз-

никновению перерывов и относительному падению приноса силикокластических осадков в бассейн. Такие перерывы часто проявляются в качестве морских хардграундов, которые характеризуются карбонатными цементами, образованными в результате длительного и тесного взаимодействия в системе осадок-вода при наличии карбонатных биокластовых отложений [15].

Принципиальными элементами, объясняющими концептуальную модель формирования карбонатных цемента в песчаниках с позиций сиквенсстратиграфии, считаются:

— Наличие фрагментов ископаемых раковин, обеспечивающих главный источник кальция, цементация при этом является результатом диффузионного процесса. Поэтому количество кальцитового цемента в мелководно-морских песчаниках напрямую зависит от первичного количества фрагментов ископаемых раковин в отложенном осадке;

— Снижение приноса обломочного материала во время трансгрессий и высокого стояния моря, которое может приводить к концентрации фрагментов ископаемых раковин в пределах поверхностей максимального затопления;

— Удаление тонкозернистого осадка различными эрозионными процессами, что может также создавать тела с высокими концентрациями раковинных фрагментов вокруг границ сиквенсов;

— Формирование карбонатных цемента не на самой граничной поверхности, а как «сеть» в зоне непосредственно над или вокруг поверхностей затопления и границ сиквенсов [16].

В разрезах многих стратифицированных толщ Западной Сибири отмечается отчетливая циклическая последовательность горизонтов, характеризующихся то преимущественно песчаным, то глинистым составом, хорошо объяснимая сиквенсстратиграфической моделью эвстатических колебаний уровня мезозойского моря. Так, например, в глинистых горизонтах неокской толщи отчетливо распознаются трансгрессивные (TST) и высокого стояния (HST) системные тракты, а в песчаных отложениях — тракты низкого стояния (LST). Глинистые горизонты хорошо выдержаны по латерали на большой площади и являются конденсированными отложениями, сформировавшимися во время максимума трансгрессий и высоких стояний уровня моря. Они представлены темно-серыми массив-

ными аржиллитами с многочисленными конкрециями пирита, остатками двустворок и фораминифер. Эти отложения являются результатом преимущественно фоновой седиментации на относительно глубоководном шельфе при ослабленной гидродинамике. Переход к перекрывающим песчаным отложениям LST постепенный и сопровождается увеличением зернистости и песчаности вверх по разрезу, значительным снижением глинистости, свидетельствующим о прогрессивном обмелении и возрастании волнового воздействия. Именно эти песчаники завершающих регрессивных седиментационных циклов, имеющие самые высокие значения первичной проницаемости, в наибольшей степени подверглись постседиментационной карбонатизации и превратились вдоль границ сиквенсов в плотные низкопроницаемые или непроницаемые разности пород (рисунки 1, 2).

Зоны развития карбонатизированных песчаников составляют от 5 % до 20 % нефтегазоносных юрско-меловых формаций и являются наиболее важными неоднородностями, создающими непроницаемые барьеры в мелководно-морских коллекторах Западной Сибири.

4. Морфологические особенности

Наиболее важными в количественном отношении морфологическими типами карбонатных цемента в мелководных морских песчаниках являются: непрерывно сцементированные протяженные слои, слои пластовых конкреций, рассеянные конкреции, пятнистый или микроконкреционный кальцитовый цемент [17].

Сцементированные кальцитом слои песчаников обычно имеют толщину от 10 см до 1–2 м и варьируются по латерали в широких пределах. Масштабы латерального распространения карбонатных цемента являются предметом дискуссий вследствие разных подходов исследователей к понятиям «слои» или «конкреции». Тем не менее, в скальных обнажениях зоны карбонатизации в песчаниках прослежены на десятки/сотни метров до нескольких километров по простиранию [18–20].

Данные по аналогам, полученные с обнажений, показывают, что карбонатизированные тела в пределах системных трактов высокого стояния характеризуются несколько более протяженными корреляционными границами, чем те, которые встречаются в трактах низкого стояния. Меньшая протяжен-

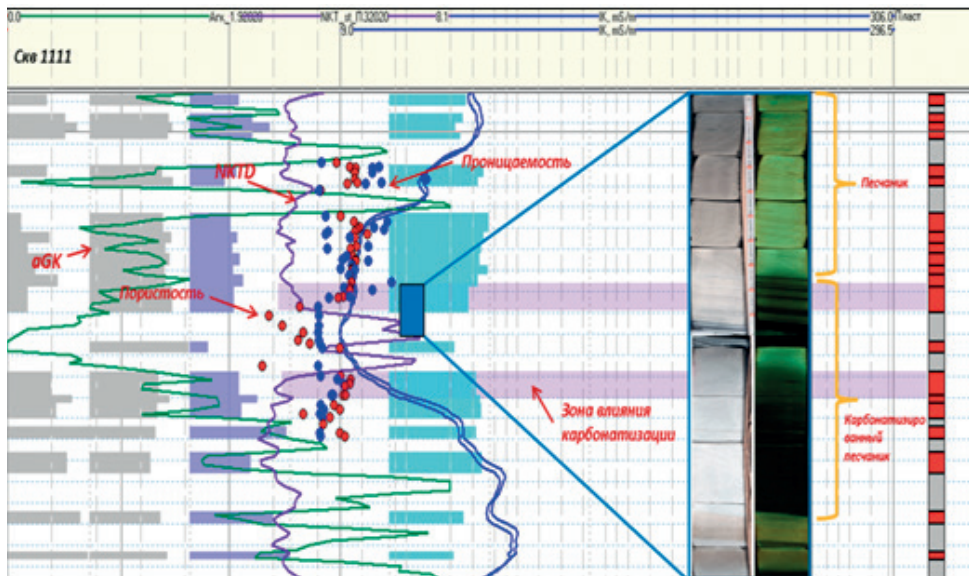


Рисунок 1. Петрофизический планшет, демонстрирующий характер каротажных кривых и промысловые свойства песчаных пород, подвергшихся постседиментационной карбонатизации. Области минимальных значений α_{GK} и максимальных значений НКТД соответствуют карбонатизированным песчаникам и границе сиквенса

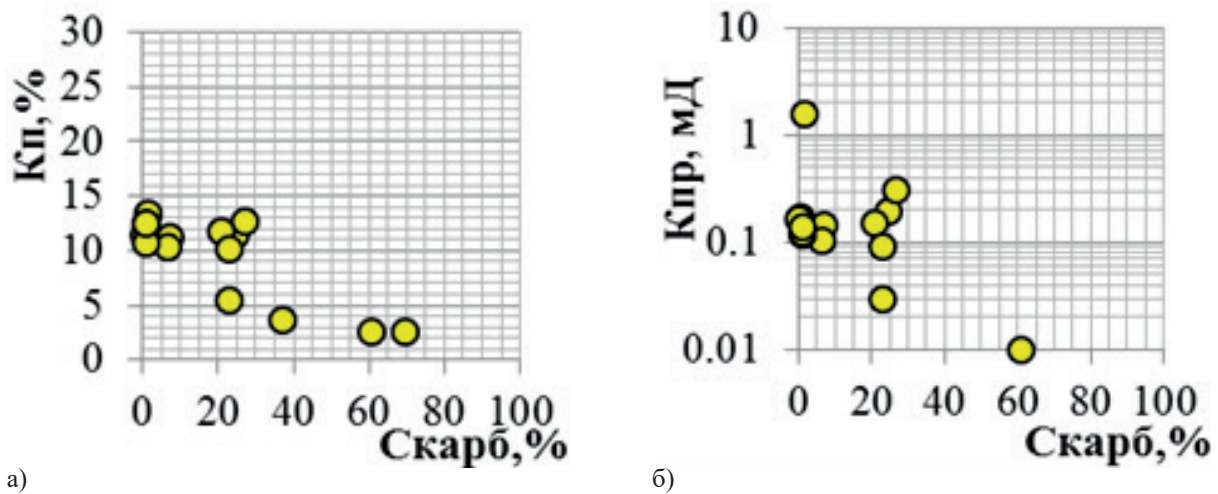


Рисунок 2. Диаграммы изменения пористости (а) и проницаемости (б) в зависимости от степени карбонатизации песчаников

ность тел в пределах трактов низкого стояния объясняется существованием эрозионных обстановок, приводящих к частичному размыву и потере ранее образованных карбонатных песчаников [21].

5. *Возможности картирования*

Несмотря на то, что отдельные цементированные кальцитом песчаные тела являются маломощными, они характеризуются очень высокими акустическими импедансами, и концентрация этих тонких высокоимпедансных тел в пределах граничных седиментационных поверхностей создает значительный сейсмический отклик, который можно использовать для картирования их пространственного распределения в терригенных разрезах.

Эта информация совместно с сиквенсстратиграфической интерпретацией резервуара и морфологическими материалами, полученными из полевых аналогов, обеспечивает надежные входные данные для интегрированного описания карбонатизированного коллектора с применением подходов стохастического моделирования. В таком комплексном подходе сиквенсстратиграфия и сейсмические данные применяются для определения трендов пространственного положения цементированных тел в разрезе: сиквенсстратиграфия обеспечивает понимание вертикальной приуроченности карбонатизированных тел, а сейсмические данные дают представление об их латеральной распространенности.

На многих нефтяных месторождениях карбонатные слои в песчаных коллекторах настолько тонкие, что нередко становятся непригодными для надежного картирования геофизическими приборами акустического и плотностного каротажа. Вместе с тем, была установлена устойчивая тенденция возрастания максимумов значений плотности и акустической скорости при увеличении толщины карбонатизированных песчаных тел [11, 22]. Самые высокие импедансы отмечались именно для карбонатных слоев при максимальных значениях скорости и плотности, тогда как в чистых некарбонатизированных песчаниках средние значения импедансов значительно снижались, что позволяло уверенно выявлять и оконтуривать зоны карбонатизированных песчаников.

Отличительной особенностью карбонатизированных песчаных тел является их высокое удельное электрическое сопротивление. Это позволяет надежно выделять такого рода тела в терригенных разрезах по данным электрического каротажа. Зоны карбонатизации на месторождениях Западной Сибири также хорошо картируются выраженными аномалиями по данным нейтронного каротажа (рисунок 3).

б. Влияние на разработку

Влияние зон карбонатизации на эффективность разработки продуктивных песчаных отложений демонстрирует рисунок 4 [21].

Согласно рисунку 4, на месторождении Тролл (Норвегия) описаны три различных сценария работы горизонтальных добывающих скважин в зависимости от пространственного положения зон карбонатизации песчаного коллектора: а) латерально выдержанный экранирующий карбонатизированный слой расположен выше поверхности газонефтяного контакта (ГНК) — приток газа в добывающую скважину в этом случае будет ограничен, а добыча нефти увеличится; б) карбонатизированный слой расположен ниже поверхности водонефтяного контакта (ВНК), что обеспечивает пониженный приток воды, но горизонтальная скважина не будет защищена от прорыва газа; в) невыдержанные карбонатизированные слои, расположенные внутри песчаного коллектора вокруг добывающей скважины, — снижают вертикальную проницаемость и таким образом уменьшают продуктивность скважины в нефтяной зоне, но газ, поскольку его вязкость на несколько порядков ниже, чем у нефти, будет обтекать карбонатные барьеры и продвигаться к скважине, делая ее менее эффективной для добычи нефти.

Направление дальнейших исследований

Как следует из вышесказанного, надежный прогноз качества терригенного коллектора будет зависеть от понимания его эволюционной истории и, в частности, масштабов и местоположения в нем зон вторичной

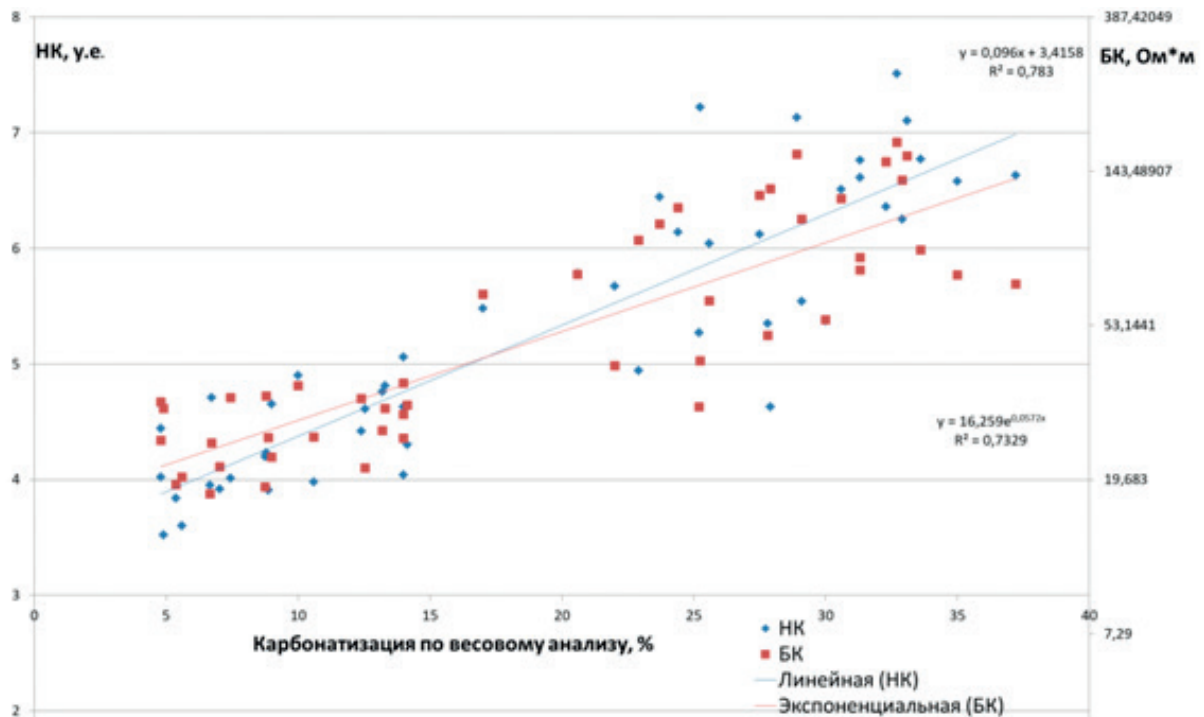
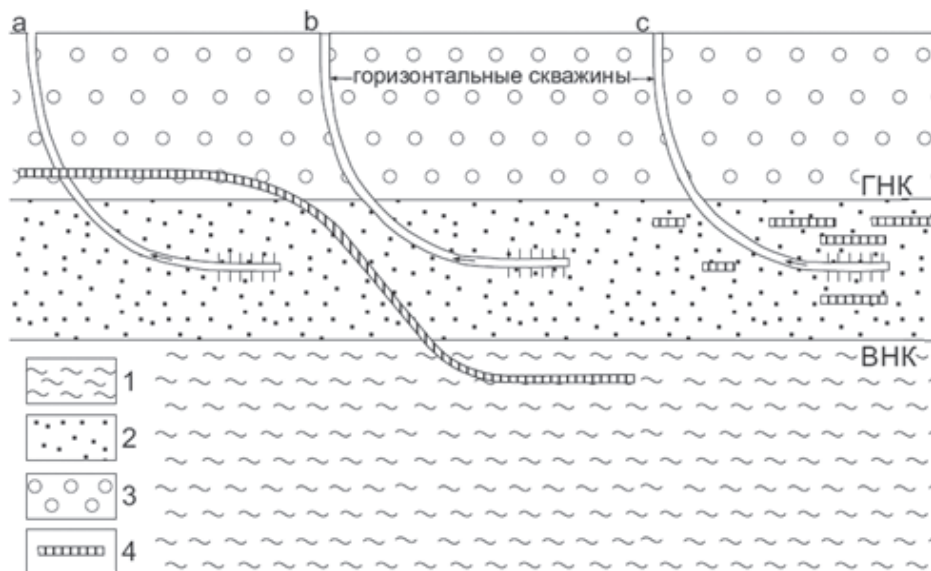


Рисунок 3. Диаграмма зависимости показаний нейтронного (НК) и бокового (БК) каротажа от концентрации карбонатного цемента в песчаниках Западной Сибири



Условные обозначения: 1 — водонасыщенный песчаник; 2 — нефтенасыщенный песчаник; 3 — газонасыщенный песчаник; 4 — зоны карбонатной цементации

Рисунок 4. Концептуальный разрез, демонстрирующий пространственное положение зон карбонатизации по отношению к горизонтальным добывающим скважинам.

карбонатной цементации. В условиях Западной Сибири это особенно актуально, учитывая существенную распространенность карбонатизации в алеврито-песчаных нефтегазоносных комплексах. Поэтому надлежащая оценка качества резервуара с учетом зон эпигенетической карбонатизации должна осуществляться постоянно и уточняться на протяжении всего «жизненного цикла» месторождения, начиная от разведочного бурения, обнаружения залежи и в течение всего времени разработки пласта.

На этапе разведочного бурения сведения о диагенетической карбонатизации важны для оценки и прогнозирования пористости и проницаемости коллектора с целью подсчета запасов углеводородов и определения путей их миграции. На этапах оценки, планирования и разработки необходимо понимание изменчивости фильтрационно-емкостных свойств в пределах карбонатизированного коллектора для определения проектного местоположения скважин, их оптимального количества, оценки извлекаемых запасов и темпов добычи. На этапе управления резервуаром необходимы предсказуемые диагенетические модели, которые контролируют качество резервуара и используются для обоснования третичных методов нефтедобычи.

Таким образом, необходимость дальнейшего изучения проблемы вторичной карбонатизации терригенных коллекторов на место-

рождениях Западной Сибири вполне актуальна, и результаты решения этой проблемы будут востребованы на всех этапах выполняемых проектных работ. Решение указанной проблемы носит как академический, так и в большей мере прикладной характер. В недавней работе [23] рассмотрена связь карбонатности пород-коллекторов юрско-меловых отложений Западной Сибири с образованием нефтяных залежей путем вертикальной миграции водонефтяной эмульсии в среде углекислого газа из глубокозалегающих резервуаров. Авторы отмечают прямую связь карбонатности и нефтеносности и приходят к выводу, что процессы вертикальной миграции газоводонефтяной эмульсии влияли на формирование нефти, а углекислый газ при этом обеспечивал ее высокую подвижность и миграционную способность. Этот, на первый взгляд, чисто теоретический вывод является актуальным и для практической геологии, расширяя возможности применяемых сегодня прогнозно-поисковых комплексов.

Первые положительные результаты изучения карбонатности песчаных коллекторов Западной Сибири и их практического применения изложены в выше упомянутой работе [2]. Как оказалось, существующая гидродинамическая модель пластов неокомской группы, в основу которой положены петрофизические зависимости, не учитывающие карбонатизацию пород-коллекторов, имеет низкую степень схо-

димости с фактическими показателями разработки. Потребовалось создание новой петрофизической модели с учетом двух типов цемента — глинистого и карбонатного, что позволило более адекватно оценить пористость, проницаемость и остаточную водонасыщенность и использовать их в корректировке прежних гидродинамических расчетов. Пока это первый опыт в изучении карбонатности коллекторов, направленный на решение частной петрофизической задачи. Для продолжения работ в этом направлении необходимы целевые исследования с систематическим отбором керна, его всесторонним изучением, интеграцией с комплексом геофизических исследований скважин и подбором сейсмических атрибутов, что в итоге приведет к созданию концептуальных моделей диагенетической карбонатизации, помогающих лучше понимать неоднородность нефтяного резервуара.

Выводы

1. Основными источниками вещества для кальцитового цемента в терригенных толщах являются продукты диагенетического растворения карбонатного раковинного материала и

минерализованные растворы, отжатые из уплотняющихся глинистых осадков. Отложение карбонатного цемента происходит при удалении CO_2 за пределы системы и повышении щелочности растворов.

2. Латерально выдержанные карбонатизированные песчаные прослои приурочены к поверхностям максимального затопления или границам сиквенсов. Поэтому сиквенсстратиграфическая интерпретация терригенных разрезов обеспечивает надежную основу для определения вертикальных трендов в распределении кальцитового цемента в мелководноморских песчаных коллекторах.

3. Концентрация маломощных карбонатизированных прослоев вблизи сиквенсстратиграфических границ создает сейсмический отклик, пригодный для извлечения информации по латеральному прослеживанию зон цементации.

4. Для эффективной добычи нефти горизонтальными скважинами из маломощных терригенных пластов необходимы сведения о наличии и местоположении зон карбонатной цементации как потенциальных барьеров для флюидных потоков.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Рыкус М.В., Рыкус Н.Г. Седиментология терригенных резервуаров углеводородов. Уфа: Мир печати, 2014. 324 с.
2. Байков В.И., Жонин А.В., Коновалова С.И., Мартынова Ю.В., Михайлов С.П., Рыкус М.В. Петрофизическое моделирование сложнопостроенного терригенного коллектора // Территория «Нефтегаз». 2018. № 11. С. 34–38.
3. Fisher J.B., Boles J.R. Water-Rock Interaction in Tertiary Sandstones, San Joaquin Basin, California, USA: Diagenetic Controls on Water Composition // *Chemical Geology*. 1990. Vol. 82. P. 83–101.
4. Studlick J.R.J., Shew R.D., Bayse G.L., Ray J.R. A Giant Carbon Dioxide Accumulation in the Norphlet Formation, Pisgah Anticline, Mississippi // *Sandstone Petroleum Reservoirs* / Ed. J.H. Barwis, J.G. McPherson, J.R.J. Studlick. New York: Springer-Verlag, 1990. P. 181–203.
5. Lundegard P.D., Land L.S. Carbon Dioxide and Organic Acids: their Role in Porosity Enhancement and Cementation, Paleogene of the Texas Gulf Coast // *Roles of Organic Matter in Sediment Diagenesis* / Ed. D.L. Gautier. Tulsa: Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, 1986. P. 129–146.
6. Watson R.S., Trewin N., Fallick A. The Formation of Carbonate Cements in the Forth and Balmoral Fields, Northern North Sea: a Case for Biodegradation, Carbonate Cementation and Oil Leakage during Early Burial // *Geological Society, London, Special Publications*. 1995. Vol. 94. P. 177–200. DOI: 10.1144/GSL.SP.1995.094.01.13.
7. Walderhaug O., Bjorkum P.A. Calcite Cement in Shallow Marine Sandstones: Growth Mechanisms and Geometry // *Carbonate Cementation in Sandstones* / Ed. S. Morad. Oxford: UK Blackwell Publishing, 1998. P. 179–192.
8. Giles M.R., Stevenson S., Martin S.V. The Reservoir Properties and Diagenesis of the Brent Group: a Regional Perspective // *Geological Society, London, Special Publications*. 1992. Vol. 61. P. 289–327.
9. McDonald D.A., Schmidt V. Porosity Evolution of Sandstone Reservoirs. Edinburgh: Heriot-Watt University, 1991. 156 p.
10. Рыкус М.В., Сначев В.И. Особенности палеозойского углеродистого осадконакопления Сысертско-Ильменогорской зоны Южного Урала // *Осадочные бассейны: закономерности строения и эволюции, минералогия: матер. 4 регионального Уральского литологического совещания*. Екатеринбург: ИГТ УрО РАН, 2000. С. 112–114.
11. Bakke N.E., Ertresvag E.T., Naess A., MacDonald A.C., Falt L.M. Application of Seismic Data and Sequence Model of Calcite Cementation Stratigraphy for Constraining a Stochastic Model of Calcite Cementation // *Materials of SPE European 3-D Reservoir Modelling Conference*. Stavanger, Norway. 1996. SPE-35487-MS. DOI: 10.2118/35487-MS.
12. Giles M.R. *Diagenesis: A Quantitative Perspective*. Dordrecht: Springer Netherlands, 1997. 526 p.
13. Walderhaug O., Bjorkum P.A. Effect of Meteoric Water-Flow on Calcite Cementation in the Middle Jurassic Oseberg Formation, Well 30/3-2, Veslefrikk Field,

Norwegian North-Sea // *Marine and Petroleum Geology*. 1992. Vol. 9. Issue 3. P. 308–318. DOI: 10.1016/0264-8172(92)90079-T.

14. Ketzner J.M., Morad S., Evans R., Al-Aasm I.S. Distribution of Diagenetic Alterations in Fluvial, Deltaic, and Shallow Marine Sandstones within a Sequence Stratigraphic Framework: Evidence from the Mullaghmore Formation (Carboniferous) // *Journal of Sedimentary Research*. 2002. Vol. 72. No. 6. P. 760–774.

15. Taylor K.G., Gawthorpe R.L., Curtis C.D., Marshall J.D., Awwiller D.N. Carbonate Cementation in a Sequence Stratigraphic Framework: Upper Cretaceous Sandstones, Book Cliffs, Utah Colorado // *Journal of Sedimentary Research*. 2000. Vol. 70. P. 360–372. DOI: 10.1306/2DC40916-0E47-11D7-8643000102C1865D.

16. Bjorkum P.A., Walderhaug O. Lateral Extent of Calcite-Cemented Zones in Shallow Marine Sandstones // *North Sea Oil and Gas Reservoirs — II* / Ed. A.T. Buller. Dordrecht: Springer, 1990. P. 331–336. DOI: 10.1007/978-94-009-0791-1_28.

17. Walderhaug O., Prestholm E., Oxnevad I.E.I. Geometry of Calcite Cemented Zones in Shallow Marine Sandstones // *PROFIT Project Summary Reports* / Ed. J. Olsen, S. Olausen, T.B. Jensen, G.H. Landa, L. Hinderaker. Stavanger: Norwegian Petroleum Directorate, 1995. P. 75–90.

18. McBride E.F., Milliken K.L., Cavazza W. Heterogeneous Distribution of Calcite Cement at the Outcrop Scale in Tertiary Sandstones, Northern Apennines, Italy // *AAPG Bulletin*. 1995. Vol. 79. No. 7. P. 1044–1063.

19. Kantorowicz J.D., Bryant I.D., Dawans J.M. Controls on the Geometry and Distribution of Carbonate Cements in Jurassic Sandstones: Bridport Sands, Southern England and Viking Group, Troll Field, Norway // *Geological Society, London, Special Publications*. 1987. Vol. 36. P. 103–118.

20. Carvalho M.V.F., de Ros L.F., Gomes N.S. Carbonate Cementation Patterns and Diagenetic Reservoir Facies in the Campos Basin Cretaceous Turbidites, Offshore Eastern Brazil // *Marine and Petroleum Geology*. 1995. Vol. 12. P. 741–758.

21. Gibbons K., Hellem T., Kjemperud A., Nio S.D., Veberstad K. Sequence Architecture, Facies Development and Carbonate Cemented Horizons in the Troll Field Reservoir, Offshore Norway // *Geological Society, London, Special Publications*. 1993. Vol. 69. P. 1–31. DOI: 10.1144/GSL.SP.1993.069.01.02.

22. Avseth P. Combining Rock Physics and Sedimentology for Seismic Reservoir Characterization in North Sea Turbidite Systems: Doct. Phil. Sci. Diss. Stanford: Stanford University, 2000. 181 p.

23. Касьянов И.В., Нежданов А.А. Роль процессов карбонатизации пород в формировании залежей углеводородов в Западной Сибири // *Геология нефти и газа*. 2020. № 1. С. 69–79. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-1-69-79.

REFERENCES

1. Rykus M.V., Rykus N.G. *Sedimentologiya terrigennykh rezervuarov uglevodorodov* [Sedimentology of Terrigenous Hydrocarbon Reservoirs]. Ufa, Mir pechati Publ., 2014. 324 p. [in Russian].

2. Baikov V.I., Zhonin A.V., Konovalova S.I., Martynova Yu.V., Mikhailov S.P., Rykus M.V. Petrofizi-

cheskoe modelirovanie slozhnopoastroennogo terrigenogo kolektora [Petrophysical Modeling of Complex Terrigenous Reservoirs]. *Territoriya «Neftegaz» — Oil and Gas Territory*, 2018, No. 11, pp. 34–38. [in Russian].

3. Fisher J.B., Boles J.R. Water-Rock Interaction in Tertiary Sandstones, San Joaquin Basin, California, USA: Diagenetic Controls on Water Composition. *Chemical Geology*, 1990, Vol. 82, pp. 83–101.

4. Studlick J.R.J., Shew R.D., Bayse G.L., Ray J.R. A Giant Carbon Dioxide Accumulation in the Norphlet Formation, Pisgah Anticline, Mississippi. *Sandstone Petroleum Reservoirs*. Ed. J.H. Barwis, J.G. McPherson, J.R.J. Studlick. New York, Springer-Verlag, 1990. pp. 181–203.

5. Lundegard P.D., Land L.S. Carbon Dioxide and Organic Acids: their Role in Porosity Enhancement and Cementation, Paleogene of the Texas Gulf Coast. *Roles of Organic Matter in Sediment Diagenesis*. Ed. D.L. Gautier. Tulsa, Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, 1986. pp. 129–146.

6. Watson R.S., Trewin N., Fallick A. The Formation of Carbonate Cements in the Forth and Balmoral Fields, Northern North Sea: a Case for Biodegradation, Carbonate Cementation and Oil Leakage During Early Burial. *Geological Society, London, Special Publications*, 1995, Vol. 94, pp. 177–200. DOI: 10.1144/GSL.SP.1995.094.01.13.

7. Walderhaug O., Bjorkum P.A. Calcite Cement in Shallow Marine Sandstones: Growth Mechanisms and Geometry. *Carbonate Cementation in Sandstones*. Ed. S. Morad. Oxford, UK Blackwell Publishing, 1998. pp. 179–192.

8. Giles M.R., Stevenson S., Martin S.V. The Reservoir Properties and Diagenesis of the Brent Group: a Regional Perspective. *Geological Society, London, Special Publications*, 1992, Vol. 61, pp. 289–327.

9. McDonald D.A., Schmidt V. *Porosity Evolution of Sandstone Reservoirs*. Edinburgh, Heriot-Watt University, 1991. 156 p.

10. Rykus M.V., Snachev V.I. Osobennosti paleozoiskogo uglerodistogo osadkonakopleniya Sysertsko-Il'menogorskoi zony Yuzhnogo Urala [Features of Paleozoic Carbonaceous Sedimentation of the Sysertsko-Ilmenogorsk Zone of the Southern Urals]. *Materialy 4 regional'noy Ural'skogo litologicheskogo soveshchaniya «Osadochnye basseiny: zakonomernosti stroeniya i evolyutsii, minerageniya»* [Materials of the 4th Regional Ural Lithological Meeting «Sedimentary Basins: Patterns of Structure and Evolution, Minerageny»]. Ekaterinburg, IGG UrO RAN Publ., 2000, pp. 112–114. [in Russian].

11. Bakke N.E., Ertresvag E.T., Naess A., MacDonald A.C., Falt L.M. Application of Seismic Data and Sequence Model of Calcite Cementation Stratigraphy for Constraining a Stochastic Model of Calcite Cementation. *Materials of SPE European 3-D Reservoir Modelling Conference*. Stavanger, Norway, 1996, SPE-35487-MS. DOI: 10.2118/35487-MS.

12. Giles M.R. *Diagenesis: A Quantitative Perspective*. Dordrecht, Springer Netherlands, 1997. 526 p.

13. Walderhaug O., Bjorkum P.A. Effect of Meteoric Water-Flow on Calcite Cementation in the Middle Jurassic Oseberg Formation, Well 30/3-2, Veslefrikk Field, Norwegian North-Sea. *Marine and Petroleum Geology*, 1992, Vol. 9, Issue 3, pp. 308–318. DOI: 10.1016/0264-8172(92)90079-T.

14. Ketzer J.M., Morad S., Evans R., Al-Aasm I.S. Distribution of Diagenetic Alterations in Fluvial, Deltaic, and Shallow Marine Sandstones within a Sequence Stratigraphic Framework: Evidence from the Mullaghmore Formation (Carboniferous). *Journal of Sedimentary Research*, 2002, Vol. 72, No. 6, pp. 760–774.
15. Taylor K.G., Gawthorpe R.L., Curtis C.D., Marshall J.D., Awwiller D.N. Carbonate Cementation in a Sequencestratigraphic Framework: Upper Cretaceous Sandstones, Book Cliffs, Utah Colorado. *Journal of Sedimentary Research*, 2000, Vol. 70, pp. 360–372. DOI: 10.1306/2DC40916-0E47-11D7-8643000102C1865D.
16. Bjorkum P.A., Walderhaug O. Lateral Extent of Calcite-Cemented Zones in Shallow Marine Sandstones. *North Sea Oil and Gas Reservoirs — II*. Ed. A.T. Buller. Dordrecht, Springer, 1990. pp. 331-336. DOI: 10.1007/978-94-009-0791-1_28.
17. Walderhaug O, Prestholm E., Oxnevad I.E.I. Geometry of Calcite Cemented Zones in Shallow Marine Sandstones. *PROFIT Project Summary Reports*. Ed. J. Olsen, S. Olaussen, T.B. Jensen, G.H. Landa, L. Hinderaker. Stavanger, Norwegian Petroleum Directorate, 1995, P. 75–90.
18. McBride E.F., Milliken K.L., Cavazza W. Heterogeneous Distribution of Calcite Cement at the Outcrop Scale in Tertiary Sandstones, Northern Apennines, Italy. *AAPG Bulletin*, 1995, Vol. 79, No. 7, pp. 1044–1063.
19. Kantorowicz J.D., Bryant I.D., Dawans J.M. Controls on the Geometry and Distribution of Carbonate Cements in Jurassic Sandstones: Bridport Sands, Southern England and Viking Group, Troll Field, Norway. *Geological Society, London, Special Publications*, 1987, Vol. 36, pp. 103–118.
20. Carvalho M.V.F., de Ros L.F., Gomes N.S. Carbonate Cementation Patterns and Diagenetic Reservoir Facies in the Campos Basin Cretaceous Turbidites, Offshore Eastern Brazil. *Marine and Petroleum Geology*, 1995, Vol. 12, pp. 741–758.
21. Gibbons K., Hellem T., Kjemperud A., Nio S.D., Veberstad K. Sequence Architecture, Facies Development and Carbonate Cemented Horizons in the Troll Field Reservoir, Offshore Norway. *Geological Society, London, Special Publications*, 1993. Vol. 69, pp. 1–31. DOI: 10.1144/GSL.SP.1993.069.01.02.
22. Avseth P. *Combining Rock Physics and Sedimentology for Seismic Reservoir Characterization in North Sea Turbidite Systems: Doct. Phil. Sci. Diss.* Stanford, Stanford University, 2000. 181 p.
23. Kasyanov I.V., Nezhdanov A.A. Rol' protsessov karbonatizatsii porod v formirovanii zalezhei uglevodorodov v Zapadnoi Sibiri [Role of Rock Carbonation in Formation of Hydrocarbon Deposits in Western Siberia]. *Geologiya nefi i gaza — Oil and Gas Geology*, 2020, No. 1, pp. 69–79. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-1-69-79. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ ABOUT THE AUTHOR

Рыкус Михаил Васильевич, канд. геол.-минерал. наук, эксперт ООО «РН-БашНИПИнефть», доцент кафедры «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Mikhail V. Rykus, Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Expert of RN-BashNIPIneft LLC, Assistant Professor of Geology and Oil and Gas Field Exploration Department, USPTU, Ufa, Russian Federation
e-mail: rykusmikhail@mail.ru