ВЕСТНИК ПНИПУ. ГЕОЛОГИЯ. НЕФТЕГАЗОВОЕ И ГОРНОЕ ДЕЛО
BULLETIN OF PNRPU. GEOLOGY. OIL & GAS ENGINEERING & MINING
ISSN 2224-9923
Том / Volume 15 №20 2016
http://vestnik.pstu.ru/geo/

УДК 550.8

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2016

РОЛЬ ЛИТОГЕНЕЗА В ФОРМИРОВАНИИ ЗОН С УЛУЧШЕННЫМИ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫМИ СВОЙСТВАМИ ПОДСОЛЕВЫХ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВЕНДА И НИЖНЕГО КЕМБРИЯ (ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ)

Н.Ф. Каячев, В.А. Колесов, С.К. Квачко, Р.А. Мусин[1]

ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть» (660077, Россия, г. Красноярск, ул. Батурина, 40а)
[1]ПАО «Верхнечонскнефтегаз» (664007, Россия, г. Иркутск, Большой литейный пр., 3)

LITHOGENESIS ROLE IN FORMATION OF ZONES WITH IMPROVED RESERVOIR PROPERTIES OF SUBSALT CARBONATE SEDIMENTS OF VENDA AND LOWER CAMBRIAN (EASTERN SIBERIA)

N.F. Kaiachev, V.A. Kolesov, S.K. Kvachko, R.A. Musin[1]

“RN-KrasnoyarskNIPIneft” LLC (40a Baturina str., Krasnoyarsk, 660077, Russian Federation)
[1]Verkhnechonskneftegaz PJSC (3 Bolshoi Liteinyi ave., Irkutsk, 664007, Russian Federation)

Получена / Received: 14.06.2016. Принята / Accepted: 18.08.2016. Опубликована / Published: 30.09.2016

Ключевые слова:
Непско-Ботуобинская антеклиза, карбонатные отложения, Восточная Сибирь, венд, нижний кембрий, седиментация, диагенез, катагенез, коэффициент уплотнения, флюидомиграция, элизионная стадия, выступы фундамента, рассоливание, фильтрационно-емкостные свойства.

Объектом исследования являются подсолевые отложения карбонатных комплексов венда и нижнего кембрия Непско-Ботуобинской антеклизы, расположенной в центральной части Сибирской платформы, в административном отношении приуроченной к Иркутской области.
Рассмотрены вопросы флюидодинамики в пределах выступов фундамента. Оценена их роль в высокой продуктивности вышележащих карбонатных отложений. Выполнена реконструкция условий седиментации и последующего диагенеза и катагенеза отложений непской свиты, оказывающих наибольшее влияние на морфоструктуру осадочного чехла. Приведены разрезы венд-кембрийских отложений до и после диагенеза и катагенеза. Детальные построения помогли установить антиформное строение отложений осадочного чехла над выступами фундамента, позволяя наглядно увидеть в ретроспективе структурную перестройку осадочных отложений и влияние ее на формирование ловушек углеводородов. Приведена информация о нарастающем поровом давлении в пределах выступов, за счет которого происходит субвертикальная флюидомиграция сквозь как сульфатно-карбонатные породы, так и межформационные аргиллиты, которые к началу элизионных процессов в непской свите также являлись нелитифицированными пористыми отложениями. Предположено, что наиболее проницаемые зоны в сульфатно-карбонатных породах формировались над краевыми частями выступов как наиболее деформированных в процессе уплотнения песчано-глинистых отложений непской свиты и структурной перестройки верхней части разреза осадочного чехла. Сделано предположение, что элизионная стадия развития осадочного бассейна в пределах выступов и сводового строения венд-кембрийских отложений приводит к растворению и мобилизации водными растворами вещества осадочных пород на глубине и их миграции преимущественно вверх. Изложенные в настоящей работе результаты подкреплены анализом керновых данных.

Key words:
Nepa-Botuobiya anteclise, carbonate sediments, Eastern Siberia, Vendian, Lower Cambrian, sedimentation, diagenesis, katagenesis, compression ratio, fluid migration, elysion stage, basement ledges, desalination, reservoir properties.

The object of research is pre-salt deposits of carbonate complexes from Vendian and Lower Cambrian Nepa-Botuobiya anteclise (NBA), located in the central part of the Siberian platform, administratively dedicated to the Irkutsk region.
The problems of fluid dynamics within the basement ledges are considered. Their role in the high productivity of overlying carbonate deposits is assessed. Reconstruction of sedimentation conditions and subsequent diagenesis and katagenesis of Nepa formation sediments is made that have the greatest impact on morphostructure of the sedimentary cover. Cuts of Vendian-Cambrian sediments before and after diagenesis and katagenesis are given. Detailed construction helped to establish antiform structure of the sedimentary cover deposition over the basement ledges, allowing visually see in retrospect a sediment`s restructuring and its influence on the formation of hydrocarbon traps. The information on the rising pore pressure within the ledges is provided, due to which there is a subvertical fluid migration through both sulfate-carbonate rocks and interformational mudstones which to the beginning of elysion processes in Nepa formation were also unlithified porous sediments. It is suggested that the most permeable zones in the sulfate-carbonate rocks were formed over the edge portions of the projections as the most deformed during compaction of sand and clay deposits Nepa formation and restructuring of the upper section of the sedimentary cover. It is suggested that the elysion stage of sedimentary basin development within ledges and arched structure of Vendian-Cambrian deposits leads to dissolution and mobilization by aqueous solutions of the sedimentary rocks substance at depth and their migration mostly up. The results outlined in this paper are supported by the core data analysis.

Каячев Николай Феоктистович – ведущий геолог (моб. тел.: +007 923 324 16 71, e-mail: KayachevNF@kr-nipineft.ru).
Колесов Владимир Анатольевич – петрофизик (моб. тел.: +007 913 198 48 59, e-mail: KolesovVA@kr-nipineft.ru). Контактное лицо для переписки.
Квачко Светлана Константиновна – седиментолог (моб. тел.: +007 923 331 35 15, e-mail: KvachkoSK@kr-nipineft.ru).
Мусин Роман Амирович – начальник управления (тел.: +007 3952 78 26 60, e-mail: RAMusin@rosneft.ru).

Nikolai F. Kaiachev (Author ID in Scopus: 55956722100) – Lead geologist (mob. tel.: +007 923 324 16 71, e-mail: KayachevNF@kr-nipineft.ru).
Vladimir A. Kolesov (Author ID in Scopus: 55650610400) – Petrophysicist (mob. tel.: +007 913 198 48 59, e-mail: KolesovVA@kr-nipineft.ru). The contact person for correspondence.
Svetlana K. Kvachko (Author ID in Scopus: 56521750700) – Sedimentologist (mob. tel.: +007 923 331 35 15, e-mail: KvachkoSK@kr-nipineft.ru).
Musin Roman Amirovich – Head of Department (tel.: +007 3952 78 26 60, e-mail: RAMusin@rosneft.ru).

Введение

Объектом исследования являются подсолевые отложения карбонатных комплексов венда и нижнего кембрия Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА), расположенной в центральной части Сибирской платформы, в административном отношении приуроченной к Иркутской области. В геологическом отношении НБА входит в состав Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции [1].

Геологические исследования на территории НБА начались еще во второй половине XIX столетия. В 1940 г. на Турукской антиклинали начали колонковое бурение. После окончания Великой Отечественной войны работы на территории НБА были возобновлены, и в 1947 г. было начато колонковое бурение в Усть-Кутском районе. В 60–70-х гг. прошлого столетия учеными АН СССР и Министерства геологии СССР, геологами и геофизиками Иркутской области и Якутской АССР была показана необходимость концентрации поисковых и разведочных работ на территории НБА [2–6].

На данный момент основными продуктивными горизонтами изучаемой территории являются подсолевые карбонатные комплексы: нижнекембрийский – осинский (пласты $Б_1$ и $Б_2$); венд-нижнекембрийский – усть-кутский (пласты $Б_{3–4}$, $Б_5$); вендский – преображенский (пласт $Б_{12}$) и ербогаченский (пласт $Б_{13}$) [7].

В целом подсолевые комплексы характеризуются сложным строением резервуаров и высокой изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов как за счет изменения литологии пород, так и за счет локального засолонения их порового пространства [7]. Именно засолонение во многом определяет фильтрационно-емкостные свойства нефтегазоносных горизонтов.

Сложная структура пустотного пространства и повсеместное засолонение карбонатных продуктивных отложений Непско-Ботуобинской антеклизы обусловливают заметные трудности при заложении скважин на этапе геолого-разведочных работ с целью получения из них притоков. В период 2010–2012 гг. по результатам ведения геолого-разведочных работ на территории лицензионных участков ПАО «НК “Роснефть”» в Иркутской области и Красноярском крае открыто 6 месторождений. Существенным для понимания геологического строения стало выявление выступов фундамента различной площади, наличие которых является положительным фактором при прогнозе продуктивности вышележащих карбонатных резервуаров.

Выступы фундамента – основной поисковый признак зон улучшенных фильтрационно-емкостных свойств

Породы кристаллического фундамента на исследуемой территории вскрыты всеми пробуренными скважинами. Представлены разнотипными по составу метаморфическими образованиями (граниты, гранитогнейсы, магматиты), разуплотненными и сильновыветрелыми в верхней части цоколя. Практически во всех скважинах фиксируется кора выветривания, представленная сероцветными породами (от светло-серого до темно-серого), сильно трещиноватыми, с включениями кварца, слюды, полевых шпатов, редко – обломков гранитов, мощностью 1–4 м. Наибольшая вскрытая толщина фундамента – 50 м.

Непская свита повсеместно развита в пределах региона, где со стратиграфическим несогласием залегает на породах фундамента. Она перекрыта терригенно-сульфатно-карбонатными породами тирской свиты. Ее толщина крайне не выдержана и меняется от нескольких метров до 120 м, закономерно возрастая с северо-востока на юго-запад.

Ербогаченский горизонт (пласт $Б_{13}$) выделяется в разрезе тирской свиты и несогласно залегает на терригенных отложениях непской свиты. Отложения тирской свиты не имеют повсеместного распространения. Наибольшие толщины характерны для северо-восточной части НБА. Подошва тирской свиты уверенно проводится по субаэральному размыву. Тирский комплекс в керне изученных скважин условно можно разделить на 3 пачки: терригенно-сульфатно-карбонатную в приподошвенной части, преимущественно карбонатную в средней и сульфатно-карбонатную в кровельной части разреза. Формирование бассейна в тирское время связано с продвижением морской линии вглубь территории в западном направлении и углублением бассейна в северо-восточной части изучаемого района.

Начиная с преображенского горизонта и за исключением пласта $Б_1$ характерно выдержанное строение изучаемой территории. Особый интерес вызывает строение пласта $Б_1$ усольской свиты в пределах рассматриваемой территории, в том числе исключительно сложный рельеф на части

изучаемой территории, выявленный в последние годы в результате обработки и комплексной интерпретации материалов детальных сейсморазведочных работ МОГТ-3Д. В северо-западной части разрез представлен в основном маломощными биостромными постройками. В разрезе этих скважин существенную роль играют прослои горизонтально-слоистого глинистого доломита. В юго-западном направлении происходит резкое увеличение мощности отложений. В керне наблюдается органогенная постройка с крупными форменными элементами. Верхняя часть ее подвергалась многочисленным размывам и карстованию. Судя по волновой картине, в этой зоне изменчивых толщин (от 18 до более 80 м) могли формироваться рифоподобные биогермные постройки. Вероятно, эта зона частично изолировала северо-восточную часть региона.

На сегодняшний день не удалось установить взаимосвязь между обстановкой седиментации, типом биогермной постройки и улучшенными коллекторскими свойствами пород над выступами фундамента. На объемной минералогической модели, построенной по данным геоинформационной системы (ГИС), отложения продуктивных горизонтов в скважинах над выступами фундамента и вне их также не имеют кардинальных отличий. Исключением является лишь тот факт, что в скважинах, расположенных над выступами фундамента, наблюдается снижение доли галита и увеличение пустотности пород.

Минеральный состав основных продуктивных горизонтов, образованных в вендское и нижнекембрийское время, по результатам рентгенофазового анализа – доломит, кальцит, ангидрит, глины, кварц, галит. Объемная минералогическая модель разреза, полученная по данным рентгенофазового анализа, свидетельствует о том, что чем древнее отложение, тем больше доломита содержится в породе. В осинском горизонте среднее содержание известняка составляет 13 %, ниже по разрезу – не превышает 0,3 %. Доля галита уменьшается от осинского к ербогаченскому горизонту, причем в преображенском и ербогаченском горизонтах он практически отсутствует. Глинистые минералы присутствуют во всех горизонтах в незначительном количестве при среднем значении в пласте не более 1 %. Содержание кварца выдержано по разрезу. Наиболее ангидритизированным является усть-кутский горизонт. Вверх и вниз по разрезу доля ангидрита уменьшается.

Согласно методическим рекомендациям по подсчету запасов [8], для выделения коллекторов при отсутствии прямых качественных признаков (именно так ситуация обстоит с изучаемыми отложениями) рекомендуется использовать количественные критерии коллекторов, основанные на статистических данных.

Как показала практика работы в рассматриваемом регионе, для скважин, расположенных над выступами фундамента при наличии пустотности в интервале продуктивных горизонтов, даже немногим превышающей 5 %, получены притоки нефти дебитом в десятки кубических метров в сутки. В целом дебиты из одного пласта могут достигать свыше 150 $м^3$/сут. Скважины, расположенные вне выступов фундамента, при пустотности пород в 12–14 % оказываются неприточными или имеют непромышленные дебиты углеводородов по результатам опробования пластов в закрытом стволе, даже после проведения соляно-кислотных обработок.

Изучаемые отложения являются высокоомными, и оценка характера насыщения по данным удельного электрического сопротивления (УЭС) затруднена. При определении УЭС пласта в интервалах коллекторов, где отмечались притоки как воды, так и нефти диапазон сопротивлений изменяется в пределах от 300 до 800 Ом·м. Данный факт свидетельствует о том, что сопротивление пород зависит не только от характера их насыщения, но и от структуры пустотного пространства, а также их гидрофобности. Смешаносмачиваемые породы содержат одновременно центры адсорбции нефтяной и водной фаз, в результате чего УЭС пород является сложной функцией от их конфигурации внутри пустотного пространства пород и может быть описано перколяционной функцией [9]. Нельзя не отметить, что рассматриваемые отложения повсеместно содержат выпоты нефти на керне, что, в свою очередь, несколько затрудняет расчет нефтегазонасыщенности пород и определение характера притока [10].

Рассчитанные $K_{нг}$ зачастую не отвечают на вопрос о характере притока. То есть до момента испытания объекта по стандартному комплексу ГИС говорить о наличии в данном интервале коллектора и определять характер притока можно лишь достаточно условно. Данный факт характерен для пород скважин, расположенных как над выступами фундамента, так и вне их.

На текущий момент надежным методом ГИС для выделения продуктивных интервалов в изучаемых отложениях является ядерно-магнитный каротаж (ЯМК). Так, на основе ряда выполненных комплексных лабораторных исследований керна вида «ЯМР – воздействие – ЯМР» (где ЯМР – исследования керна методом ядерно-магнитного резонанса) установлено, что пластовая вода изучаемой территории содержит магнитные примеси и ее сигнал на спектре поперечной релаксации (T_2) не пересекается с сигналом от легких фракций нефти, содержащихся в разрезе [11]. Кроме того, исследования керна показали, что значения используемого при бурении скважин высокоминерализованного бурового раствора на водной основе при проникновении в пласт в виде фильтрата бурового раствора (ФБР) располагаются на спектре T_2 близко ко времени релаксации ФБР в свободном объеме [12, 13]. Так как значения времени T_2 ФБР в свободном объеме превосходят значения времени релаксации пластовой воды и нефти на спектре ЯМК, появление сигнала на спектре инкрементной пустотности при значениях времени выше времени релаксации нефти может являться критерием того, что данный интервал содержит зону проникновения ФБР в нефтенасыщенный пласт. Это, в свою очередь, свидетельствует о том, что пласт является продуктивным. Данные факты позволили разработать ряд алгоритмов интерпретации ядерно-магнитного каротажа в интервале изучаемых отложений с расчетом долей связанных воды и нефти, динамической пустотности, спрогнозировать продуктивность и гидродинамическую проницаемость объектов испытаний [14, 15].

Результаты рентгеновской томографии колонки керна скважины, пробуренной над выступом кристаллического фундамента, показали, что отложения содержат узкие интервалы повышенной кавернозности (рис. 1). По всей видимости, именно такие прослои являются основными фильтрующими каналами продуктивных пластов. Примечательно то, что даже в пределах одного метра такие зоны ориентированы под различными углами и азимутами по отношению друг к другу. Исходя из форменных элементов таких зон можно предположить, что они имеют унаследованную форму от начальной постройки, создающей основной каркас пород. Образцы, отобранные на основании результатов проведенной рентгеновской томографии и ориентированные по направлению развития зон кавернообразования, обладают абсолютной проницаемостью по газу вплоть до 10 Д. Полученные результаты свидетельствуют о том, что к отбору образцов керна для проведения его лабораторных исследований необходимо подходить с особым вниманием и стоит учитывать структуру пустотного пространства пород.

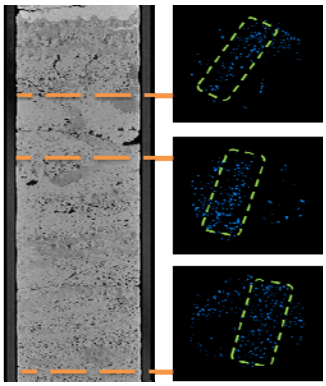


Рис. 1. Пример зон интенсивного кавернообразования по результатам рентгеновской томографии

Наглядным представлением об отсутствии влияния седиментологических особенностей на фильтрационные характеристики пород является сопоставление абсолютной проницаемости по газу двух скважин до и после рассоливания для пласта $Б_5$, где одна скважина расположена над выступом фундамента, а вторая вне его (рис. 2).

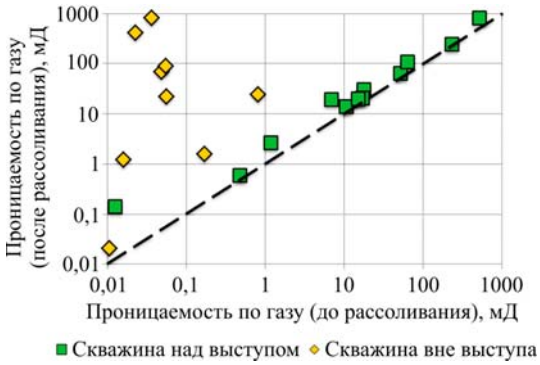


Рис. 2. Сопоставление абсолютной проницаемости по газу двух скважин до и после рассоливания

Из приведенного на рис. 2 сопоставления следует, что для скважины, пробуренной над выступом фундамента, после отмыва галита из образцов проницаемость незначительно растет. При этом в образцах из скважины, пробуренной вне выступа фундамента, наблюдается среднее изменение проницаемости от 0,14 до 160 мД.

Еще одной особенностью скважин, расположенных над выступами фундамента, является то, что в них притоки получены практически из всех продуктивных пластов.

О возможной природе зон с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами над выступами фундамента

До сих пор нет ясного понимания, каким образом формирование выступов повлияло на коллекторские свойства пород. Есть несколько различных взглядов на связь неоднородностей фундамента с нефтегазопродуктивностью перекрывающих отложений осадочного чехла.

В пределах Куюмбинско-Юрубчено-Тохомской площади зоны нефтегазонакопления связываются с интенсивностью разуплотнения рифейских доломитов на границе с архейско-нижнепротерозойским фундаментом [16]. Эта граница фактически представляет собой значительный, хотя и весьма изменчивый по толщине интервал – систему полого-залегающих пластин, чередующихся с пластинами кристаллических пород [17, 18]. Фактически это гидродинамически единый, хотя и петрографически гетерогенный резервуар. На сейсмических разрезах Куюмбинского место-рождения выделаются субвертикальные столбообразные зоны разуплотнения рифейских доломитов и дезинтегрированных гранитных выступов [17]. Эти данные существенно расширяют диапазон выделенных типов сложнопостроенных резервуаров, образованных кристаллическими и карбонатными породами. Формирование таких нефтегазоносных резервуаров, по мнению А.Е. Лукина, в конечном счете обусловлено процессами дегазации Земли. Характерное для нефтегазоносных кристал-лических массивов тесное переплетение водно-углекислой и углеродной ветвей дегазации и является причиной существования устойчивого парагенеза разуплотненных кристаллических пород и карбонатных построек [16, 17].

В пределах западного склона НБА в фундаменте выделяются локальные выступы эрозионной природы, над которыми продуктивные горизонты в венд-кембрийских отложениях характеризуются повышенными ФЕС, а по результатам испытаний скважин получены высокие дебиты нефти и газа. По мнению ряда исследователей, причиной этого является совокупность условий седиментации карбонатных отложений непосредственно над зонами выступов [19, 20]. Согласно этим условиям территория исследований представляла собой пологомоноклинальную карбонатную платформу с преобладанием биохимического осаждения тонкодисперсного материала с локально распространенными приподнятыми подводными отмельными островами – шоалами. Таким намывным телам присуща повышенная гидродинамика среды с накоплением отмытого от тонкого материала осадка. Необходимое условие для развития таких тел – накопление материала выше базиса волновой деятельности. Выступы фундамента, по мнению авторов, служили областями для накопления высокопористых пород, из чего сделано предположение о развитии высокопродуктивного коллектора в пределах палеовыступа и резком снижении ФЕС по мере удаления от него [19].

В настоящей работе для карбонатных комплексов западной части непского свода НБА предложена альтернативная модель формирования коллекторов с улучшенными ФЕС в продуктивных горизонтах, основанная на реконструкции условий седиментации и литогенеза осадочных отложений чехла в пределах выступов фундамента. При этом под седиментогенезом понимается процесс формирования осадочных отложений в бассейне; под литогенезом – процесс преобразования осадков в осадочные породы на стадиях диагенеза, катагенеза, метагенеза.

Геологическое строение отложений осадочного чехла в пределах эрозионных выступов фундамента характеризуется тем, что из разреза выпадают некоторые стратиграфии-ческие единицы. Связано это с размерами, главным образом высотой, самих выступов и условиями седиментации венд-кембрийских отложений над ними и на удалении от них. В частности, в пределах выступа, вскрытого скважиной 3, отсутствуют отложения непской, тирской и частично катангской свит, включая продуктивный горизонт $Б_{12}$. Обобщенная модель седиментации венд-кембрийских отложений в пределах западной части непского свода и территории Иркутских лицензионных участков представлена на геологическом разрезе (рис. 3).

Начало формирования отложений венда в пределах рассматриваемой площади связано с региональной трансгрессией. Отложения непской свиты представлены преимущественно аргил-литами с маломощными прослоями алевролитов и песчаников, которые формировались в условиях мелкого, а затем глубокого шельфа. Мощность и строение этих отложений связаны с геоморфологией кристаллического фундамента. Отложения тирской свиты знаменуют переход от

терригенного к сульфатно-карбонатному процессу осадконакопления и формируются в условиях литорали и сублиторали.

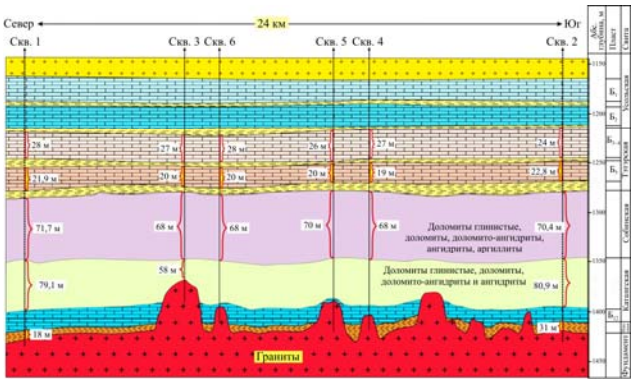


Рис. 3. Геологический профиль периода седиментации венд-кембрийских отложений в районе выступов фундамента Северо-Даниловской площади

Эрозионные выступы фундамента в данный период представляли собой острова, над которыми вышеперечисленные отложения не накапливались либо смывались подводными течениями, если они находились ниже уровня моря. На наиболее гипсометрически крупных выступах отсутствуют также отложения нижней части катангской свиты. Далее, процессы осадконакопления сульфатно-карбонатных отложений как в пределах выступов фундамента, так и вне их приводят к выравниванию базиса седиментации по кровле катангской свиты. Окончательное выравнивание кровли происходит при формировании глинисто-сульфатно-карбонатных отложений собинской свиты, формирование осадков которой протекает в спокойных условиях глубокого шельфа или глубокой лагуны ниже базиса действия штормовых волн (фациальный пояс 1 по Уилсону) [21].

Данный вывод базируется на анализе мощностей отложений осадочного чехла венда в пределах изучаемой площади (табл. 1), а также наглядно отображен на геологическом разрезе (рис. 3). Мощность катангской свиты над эрозионными выступами сокращена, но вне выступов она практически не меняется и составляет 79–80 м в скважинах, отстоящих друг от друга по простиранию на расстоянии 24 км. Мощность собинской свиты составляет 68–72 м в зависимости от положения скважин в разрезе. Мощность продуктивных отложений пласта $Б_5$ изменяется от 19 до 22,8 м по профилю скважин 1–3, при этом над выступами фундамента она незначительно меньше, чем за их пределами. Разница в мощностях составляет 2–4 м, т.е. никаких намывов не отмечается, напротив, идет сокращение толщины пласта (см. табл. 1, рис. 3).

Таблица 1

Анализ мощностей венд-кембрийских отложений, вскрытых скважинами в районе Северо-Даниловской площади

Свита, пласт	Скважина		
	1	3	2
$Б_5$	21,9	20	22,8
Тэтэрская свита	59,3	58,4	61,8
Собинская свита	71,7	68	70,4
Катангская свита	79,1	58	80,9
Непская свита	18	Отсутствует	31
Подошва собинской свиты – кровля осинского горизонта	180	175,5	187,2

Таким образом, в процессе седиментации формируется субгоризонтальная структура, в которой мощность отложений собинской свиты и продуктивного горизонта $Б_5$ над выступами фундамента меньше, чем вне их. В целом по профилю скважин 1–3 мощность осадочных отложений от подошвы собинской свиты до кровли осинского горизонта четко связывается с мощностью глинистых отложений непской свиты (см. табл. 1). Меньшая мощность разреза осадочного чехла (175,5 м) отмечается в скважине 3, где непская свита отсутствует, а наибольшая мощность вскрывается в скважине 1 (187,2 м), где мощность непской свиты составляет 31 м. Как будет показано ниже, подобное строение осадочного чехла может быть объяснено уплотнением (уменьшением мощности) глинистых отложений непской свиты в процессе раннего диагенеза и компенсацией разреза за счет увеличивающейся мощности сульфатно-карбонатных пород. Таким образом, выступы фундамента, погребенные 150-метровой толщей сульфатно-карбонатных отложений катангской и собинской свит, не могли влиять на процессы седиментации продуктивного горизонта $Б_5$ тэтэрской свиты, как утверждается некоторыми авторами [19, 20]. Тем более не могли формироваться «намывы-шоалы» непременно и точно над погребенными выступами, над которыми мощность пласта $Б_5$, наоборот, снижается (см. табл. 1).

Вместе с тем на сейсмических ортогональных разрезах отчетливо наблюдается конформное и сводовое строение всех венд-кембрийских отложений в пределах выступов фундамента вплоть до кровли усольской свиты, а не только продуктивных горизонтов (рис. 4). По мнению

авторов, подобное строение всего разреза венд-кембрийских отложений является следствием уплотнения, изменения формы и мощности песчано-глинистых отложений непской свиты вокруг выступов в процессе диагенеза и катагенеза.

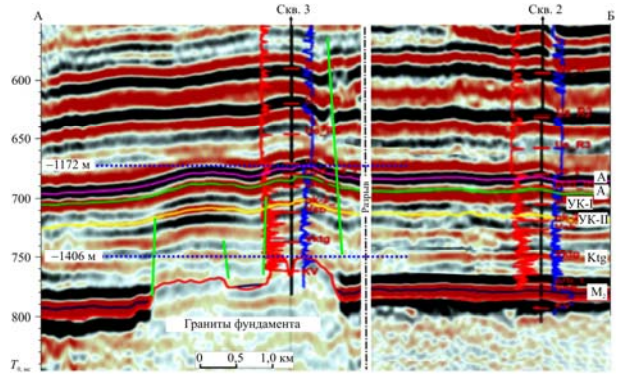


Рис. 4. Отображение в волновом поле временного разреза палеовыступа кристаллического фундамента (в районе скважины 3): А – кровля пласта $Б_1$; $А_1$ – кровля пласта $Б_2$; УК-I – кровля пласта $Б_{3–4}$; Ук-II – кровля пласта $Б_5$; Ktg – кровля катангской свиты; $М_2$ – кровля непской свиты

С целью установления морфоструктурных особенностей строения терригенных и сульфатно-карбонатных отложений в пределах выступов фундамента на изучаемой площади проведена реконструкция условий их осадконакопления и последующего литогенеза. Обычно при палеореконструкциях используется весь разрез осадочных отложений [22]. В исследуемом разрезе мы рассматриваем только песчано-глинистые отложения непской свиты с высоким коэффициентом уплотнения, диагенез и катагенез которых приводит к существенным изменениям в строении перекрывающих ее сульфатно-карбонатных пород тирской, катангской, собинской и усольской свит, включая продуктивные горизонты ($Б_1$, $Б_2$, $Б_{3–4}$, $Б_5$, $Б_{12}$ и $Б_{13}$).

Роль диагенеза и катагенеза как фактора вертикальной флюидомиграции и формирования зон улучшенных фильтрационно-емкостных свойств

По мнению авторов, одной из основных причин наличия зон улучшенных ФЕС в продуктивных горизонтах, расположенных над выступами фундамента, является вертикальная флюидомиграция элизионной стадии гидродинамической системы, реализуемой при диагенезе и катагенезе глинистых отложений непской свиты. Для обоснования данной модели проведена реконструкция условий седиментации и литогенеза отложений непской свиты и рассмотрены вопросы флюидомиграции в пределах выступов фундамента в процессе формирования венд-кембрийских отложений и продуктивных горизонтов.

Вопросы диагенеза и катагенеза терригенных отложений активно применяются для нужд нефтяной промышленности, которые определяют структурные особенности строения осадочной толщи и флюидодинамику в процессе литогенеза, влияние данных процессов на ФЕС коллекторов, аутигенное минералообразование и т.д.

Известно, что при литификации осадочного материала в процессе погружения происходит уплотнение пород, известное под названием гравитационной консолидации [23]. Это уплотнение начинается с момента их отложения в бассейне осадконакопления и протекает под действием веса более молодых образований. При этом предлагается несколько моделей и выделяется от двух до четырех стадий уплотнения осадочных пород [23]. Единой закономерности уплотнения осадков и глинистых пород, в частности для всех формаций и разрезов, в настоящее время не существует. Каждый регион, формация и разрез в соответствии с возрастом, скоростью осадконакопления, минералогическим составом глин и историей геологического развития характеризуется своими условиями консолидации осадочных образований и кривыми их уплотнения. На каждой стадии преобразования пород процесс уплотнения может развиваться по-разному и зависит от среды (обводненная или сухая), состава вещества, структуры и размера обломочных зерен, P-T-условий литификации и т.д. В частности, исследования показывают, что максимально быстрое уплотнение характерно для карбонатных пород, минимальное – для песчаников и алевролитов [24].

С целью количественной оценки степени изменения первичной мощности осадка применяются различные коэффициенты. В частности, применяют коэффициент усадки ($К_У$), показывающий, во сколько раз сократилась мощность вмещающей породы по сравнению с ее первоначальной величиной [25]. В материалах, приводимых различными исследователями, показано, что $К_У$ песчаных отложений составляет 1,1–1,3, т.е. мощность уменьшается максимум на 10–30 %; глинистые илы переходят в аргиллиты с уменьшением мощности в 3–4 раза; углистые аргиллиты и торфяники уменьшают свою мощность в 5 раз и более [25–27]. Для реконструкции палеомощностей С.И. Романовский [24] применяет коэффициент уплотнения для различных литологический типов пород (табл. 2).

Таблица 2

Классификация пород по степени уплотнения по С.И. Романовскому [24]

Коэффициент уплотнения	Характер уплотняемости	Порода
Менее 0,1	Практически неуплотняющиеся породы	Крупнозернистые и грубозернистые песчаники, гравелиты и т.д.
0,1–0,3	Слабо уплотняющиеся породы	Песчаники мелкозернистые
0,3–0,5	Умеренно уплотняющиеся породы	Алевролиты крупно- и среднезернистые, в различной степени глинистые
0,5–0,7	Сильно уплотняющиеся породы	Алевролиты мелкозернистые сильно глинистые, аргиллиты и т.п.
Более 0,7	Очень сильно уплотняющиеся породы	Углистые аргиллиты, уголь (торф) и т.п.

Восстановление условий уплотнения осадочной толщи и, в частности, определение палеомощностей слоев, слагающих осадочный чехол, представляют значительный интерес для геологов и геофизиков, занимающихся проблемами образования и изменения осадочных отложений, формирования скопления углеводородов и их миграции, оценкой размеров и ФЕС резервуаров, в которых образуются залежи нефти и газа [22]. Установление первичной мощности (метод разуплотнения по М.Р. Лидеру [28]) позволяет обоснованно проводить палеореконструкции и седиментологический анализ генетических типов осадочных образований, особенно для локальных участков, где значения мощности продуктивных объектов и амплитуд палеорельефа ниже предела чувствительности сейсмических методов. Игнорирование параметра первичной мощности осадка неизбежно приводит к грубым искажениям в построениях и ошибочным выводам, что негативно отражается на эффективности геолого-разведочных работ [24]. В частности, важность применения палеореконструкций для обоснования строения продуктивных пластов ЮС после литификации тюменской свиты показана на примере нескольких объектов в Западной Сибири [29].

Реконструкция условий формирования и литогенеза венд-кембрийских отложений в районе распространения выступов фундамента

Для определения первичной мощности отложений непской свиты применен коэффициент уплотнения K, предложенный С.И. Романовским [24]. Первичная мощность рассчитывалась по формуле

$$H^* = H/(1 - K),$$

где H – современная мощность отложений непской свиты, в которой отдельно взят коэффициент K для каждой литологической разности – аргиллитов и песчаников. Все расчеты приведены в табл. 3. Усредненный коэффициент усадки $K_у$ для песчано-глинистых отложений непской свиты, вскрытых скважинами рассматриваемого региона, составил 2,64–2,77. При этом дополнительно учитывалось первоначальное снижение мощности (на 25–30 %) глинистого осадка (ила), происходящее уже при погружении на первые 8–10 м (ранний диагенез).

Таблица 3

Расчет палеомощностей песчано-глинистых отложений непской свиты на период седиментогенеза

Скважина	Отложения	Мощность	Коэффициент уплотнения K	Коэффициент уплотнения K (средневзвешенный для всей свиты)	Современная мощность свиты h_3, м	Мощность первичного неуплотненного осадка отложений свиты h_1, м	Кратность (коэффициент усадки $K_у$)
1	Песчаники, алевролиты	1,7	0,4	0,64	18	50	2,77
	Аргиллиты	16,3	0,7				
2	Песчаники, алевролиты	8,1	0,4	0,62	31	82	2,64
	Аргиллиты	22,9	0,7				

Так, по скважине 1 первичная мощность отложений непской свиты (до диагенеза и катагенеза) составила 50 м при современной толщине, равной 18 м, а по скважине 2 первичная мощность составила 82 м при современной 31 м. Корректность выполненных

расчетов подтверждается построением геологического разреза по профилю скважин, на котором применение метода разуплотнения привело к выравниванию кровли отложений непской свиты на конец ее формирования в морских условиях седиментации (рис. 5).

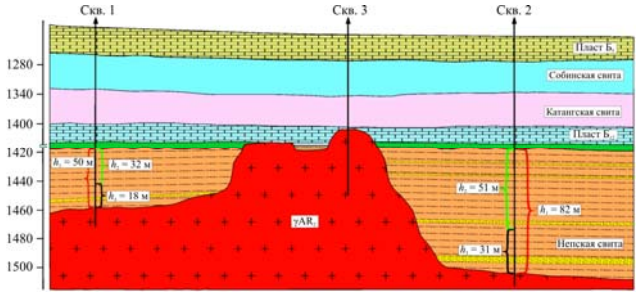


Рис. 5. Геологический разрез венд-кембрийских отложений в пределах выступа кристаллического фундамента архея (γAR_2) до диагенеза песчано-глинистых осадков непской свиты: h_1 – мощность неуплотненного осадка; h_2 – потеря мощности при уплотнении; h_3 – современная мощность

Согласно геологическому разрезу, представленному на рис. 5, отложения непской свиты, сложенные преимущественно аргиллитами, формировались в условиях глубокого шельфа. Фундамент и эрозионные выступы находились в подводных условиях, поэтому в составе непской свиты практически отсутствуют грубообломочные породы экзогенного поверхностного типа выветривания. Далее, при переходе к карбонатному типу седиментации морские условия сохраняются, что приводит к формированию субгоризонтальной структуры венд-кембрийских отложений.

Первые сульфатно-карбонатные отложения тирской свиты накапливались в период, когда преимущественно глинистые осадки непской свиты находились в состоянии текучих либо пластичных пород. Последующее уплотнение отложений непской свиты зависело от скорости накопления всего разреза венд-кембрийских отложений. Согласно схеме Н.В. Логвиненко [30] переход глинистых осадков в литифицированные аргиллиты осуществляется в 5 стадий диагенеза и катагенеза с постепенным изменением состояния и свойств отложений (табл. 4). Применительно к отложениям непской свиты, переход глинистых осадков в литифицированные аргиллиты происходил не ранее чем при погружении их на глубину 1000–1200 метров, т.е. после формирования всей усольской свиты кембрия, а может быть и позже. В частности рыхлые слабо литифицированные отложения встречаются на глубинах до 2 км.

Таким образом, процесс литификации пород непской свиты является синхронным и зависимым от скорости и условий седиментации вышележащих венд-кембрийских отложений. Медленное уплотнение и прогибание отложений непской свиты вблизи выступов и отсутствие данного процесса непосредственно над выступами (отсутствие глинистых отложений непской свиты) приводят к конформному и антиформному строению вышележащих сульфатно-карбонатных отложений и даже эвапоритов, что фиксируется по сейсмическим данным и на современном

Таблица 4

Физические свойства глинистых осадков в условиях диагенеза-катагенеза по данным Н.В. Логвиненко [30]

Стадия	Глубина, м	Состояние	Ориентировка глинистых частиц
I. Диагенез	10–50	Текучее	Слабо ориентированы либо расположены хаотично
II. Диагенез	Завершается на 50–200	Переход в пластичное, влажность на 10–15 % выше влажности на пределе пластичности	Сохраняется хаотичной
III. Переход от диагенеза к катагенезу	250–300	Нижняя граница – переход в полутвердое состояние	Ориентируются в плоскости напластования
IV. Катагенез	600–700	Твердое	Интенсивная ориентация частиц в плоскости напластования
V. Катагенез	1000–1255	Твердое, замедляются уплотнение и дегидратация	–

геологическом разрезе (см. рис. 4). Схематичное изображение усадки пород вблизи выступа фундамента, объясняющее волновую картину сейсмического поля, представлено на геологическом разрезе, отражающем современное строение венд-кембрийских отложений (рис. 6).

На основе имеющихся материалов сейсмических исследований, данных керна и ГИС можно с высокой долей уверенности говорить, что антиформное строение, четко фиксируемое по сейсмическим данным над выступами фундамента (см. рис. 4), характерно

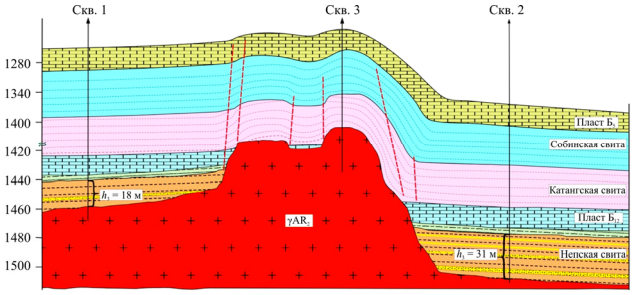
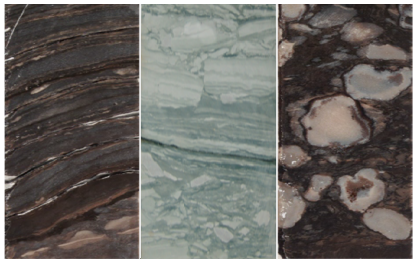


Рис. 6. Современный геологический разрез венд-кембрийских отложений в пределах Даниловской площади после катагенеза песчано-глинистых осадков непской свиты



а *б* *в*

Рис. 7. Деформации, брекчирование в глинистых и карбонатно-глинистых отложениях собинской (*а*) и тэтэрской (*б*) свит; «агатовая» текстура вторичного ангидрита в доломитах пласта $Б_{3–4}$ над выступами фундамента (*в*)

для всего разреза венд-кембрийских отложений, а не только для продуктивных горизонтов $Б_5$, $Б_{3–4}$ и связано с длительным процессом литификации глинистых отложений непской свиты. Небольшой вклад в структурную перестройку разреза венд-кембрийских отложений привносят также процессы уплотнения сульфатно-карбонатных отложений тирской и частично катангской свит, отсутствующие над выступами фундамента. Уменьшение мощности собинской свиты, продуктивного горизонта $Б_5$ и всего разреза от кровли катангской свиты до кровли осинского продуктивного горизонта непосредственно над выступами (см. табл. 1, рис. 3) является следствием компенсации карбонатонакопления к уплотнению и сокращению толщины глинистых отложений непской свиты вне выступов. Поэтому антиформное строение пласта $Б_5$ над выступом, но пониженная его мощность связаны не с процессами «намывов» в последнем [19], а с недокомпенсацией разреза либо, наоборот, с размывом этих отложений.

При постепенном переходе в твердое состояние в отложениях непской свиты, а также в перекрывающих их сульфатно-карбонатных породах формируются зоны пластичных деформаций, брекчирования, диагенетическая трещиноватость (рис. 7).

На рис. 7, *а* наглядно видно, как изгибается первичная слоистость глинистых отложений собинской свиты над выступами фундамента.

Кроме того, во многих скважинах отмечаются зоны пластических деформаций, брекчирования, индифферентно литифицированных карбонатных пород и глинистых отложений (рис. 7, *б*). Предполагается, что максимальные зоны брекчирования и деформаций формируются по границам выступов фундамента. К границам выступов фундамента приурочены зоны повышенной трещиноватости и разуплотнения пород, прослеживаемые до продуктивных горизонтов.

Флюидодинамика в пределах выступов фундамента

Рассматривая вопросы флюидодинамики непосредственно в пределах выступов фундамента, есть основания полагать, что основные процессы здесь связаны с элизионными гидродинамическими системами, обусловленными описанными выше процессами уплотнения отложений непской свиты. Под флюидодинамикой понимается миграция флюидов и газов различного состава, температуры и генезиса (элизионных, инфильтрационных и др.) в трехмерном пространстве как по вертикали, так и по латерали в пределах конкретных геологических блоков, формирующих различные аномалии в физических и геологических полях [31–33]. Флюидодинамика позволяет оценить особенности миграции и разгрузки флюидов и сопутствующие им процессы (выщелачивание, минералообразование и т.д.). Важным моментом является установление флюидопроводящих зон (разломов), которые контролируют поступление флюидов, определяют ФЕС коллекторов, формирование и сохранность скоплений углеводородов в осадочном чехле.

Согласно вышеописанным расчетам, коэффициент усадки песчано-глинистых отложений непской свиты (скважины 1 и 2) составляет в среднем 2,7. Изменение первоначальной мощности с 50 и 82 м соответственно до 18 и 31 м означает, что в процессе диагенеза и катагенеза отложений непской свиты пористость глинистых отложений сокращается с 60 до 10–15 %

и далее до 5–7 %, соответственно, выделяется «столб» свободной воды высотой до 50 м. Таким образом, при погружении осадочных толщ реализуется элизионная стадия фонового литогенеза, фактором которого является литостатическое давление [34]. Элизионная стадия эмиграции флюидов происходит от начальной стадии диагенеза до раннего катагенеза при погружении глинистых пород непской свиты на глубину до 1 км. Безусловно, процесс литогенеза глинистых осадков достаточно медленный и протекает, по-видимому, в течение нескольких миллионов лет (не ранее чем до конца формирования отложений усольской свиты). Но данный процесс является определяющим во флюидодинамике непосредственно в районе выступов фундамента не только в песчано-глинистых отложениях непской свиты, но и в перекрывающих ее сульфатно-карбонатных породах тирской, катангской, собинской, тэтэрской и усольской свит, включая продуктивные горизонты $Б_5$, $Б_{3–4}$, $Б_2$, $Б_1$.

Упрощенный подход к направлениям движения глубоких флюидов в пределах выступов фундамента заключается в следующем (мы не рассматриваем скорости приращения горной нагрузки в процессе седиментации более молодых отложений, соотношения фильтрационных сопротивлений в песчано-глинистой непской свите и перекрывающих ее карбонатных отложениях и др.). Миграция флюида происходит по нормалям к поверхностям с одинаковым давлением в соответствии с местным градиентом порового давления (от большего давления к меньшему). В упрощенном виде для интересующей точки глубины его можно выразить как

$$P_{\text{гор}} = g\sum_{i=0}^{H}\rho_i \cdot h_i,$$

где g – ускорение свободного падения, м/с^2; H – глубина, на которой требуется определить величину горного давления; ρ_i – объемная плотность пород, кг/м^3, для i-й точки глубины; h_i – шаг квантовая.

В породах осадочного чехла над выступами фундамента горное давление будет меньше по сравнению с участками, в которых выступы отсутствуют, но имеется толща обводненных глинистых отложений непской свиты. В пределах наиболее крупных выступов давление на отложения непской свиты будет минимальным ввиду ее малой мощности или равно нулю там, где отложения отсутствуют (скважина 5). Поэтому движение флюидов в процессе элизии будет латеральным и направлено в сторону выступов фундамента, создавая таким образом вокруг них локальные «площади водосбора». Площадь этого водосбора зависит от диаметра и высоты самих выступов. По мере уплотнения глинистых отложений вода отжимается в проницаемые песчаные пропластки, в которых движение флюида будет также направлено в сторону выступов в силу их геоморфологических особенностей (см. рис. 6).

Непосредственно в пределах самих выступов нарастающее поровое давление будет приводить к субвертикальной флюидомиграции сквозь как сульфатно-карбонатные породы, так и межформационные аргиллиты, которые к началу элизионных процессов в непской свите также являются нелитифицированными пористыми отложениями. Покрышками служат только образования соли. Предполагается, что наиболее проницаемые зоны в сульфатно-карбонатных породах формируются над краевыми частями выступов как наиболее деформированные в процессе уплотнения песчано-глинистых отложений непской свиты и структурной перестройки верхней части разреза осадочного чехла (см. рис. 6).

Состав формационных вод, которые постепенно выжимаются в процессе уплотнения глин, влияет на фильтрующие способности флюида, зависящие от различия зарядов, ионных и молекулярных радиусов гидратированных флюидов. Процесс фильтрации приводит к образованию: а) мигрирующих фильтрующихся вод с низкой соленостью; б) удерживаемых вод с высокой соленостью [28]. В диагенетических реакциях могут принимать участие обе группы вод. На текущий момент состав элизионных вод, выжимаемых из отложений непской свиты, неизвестен. Решить данный вопрос позволят лабораторные исследования по определению газово-жидких включений в аутигенных минералах. По аналогии с другими регионами можно предположить, что поступающие из глинистых пород воды могут быть хлор-кальциевые (элизионные воды зоны диагенеза) и гидрокарбонатные натриевые (элизионные воды зоны катагенеза). Предполагается, что элизионные воды непской свиты по содержанию минерализации являлись низкосолеными, недонасыщенными для концентраций, когда соли, сульфаты и карбонаты выпадают из растворов [35].

Элизионная стадия развития осадочного бассейна в пределах выступов и сводового строения венд-кембрийских отложений приводит к растворению и мобилизации водными растворами вещества осадочных пород на глубине и их миграции преимущественно вверх. Выпадение из растворов переносимых компонентов происходит в более высоких горизонтах осадочных пород. Таким образом, наблюдается переотложение вещества снизу вверх.

Непосредственно в пределах выступов фундамента недосыщенными флюидами, выжимаемыми из глинистых отложений непской свиты, растворяются сульфатно-карбонатные породы катангской и собинской свит. При этом необходимо отметить, что ангидрит гораздо менее растворим по сравнению с каменной солью, но намного более растворим по сравнению с известняком и доломитом. В цифровом выражении ангидрит в 160 раз более растворим, а каменная соль более чем в 25 000 раз, чем кальцит в дистиллированной воде при 20 °С. При снижении температуры из насыщенного раствора выпадает в осадок относительно большое количество сульфата кальция. Например, понижение температуры с 10 до 0 °С вызовет осаждение около 0,2 г/л ангидрита, т.е. при похолодании даже на 1 °С его образуется около 20 мг/л.

Таким образом, в миграционных «колоннах» формируется зональность. В частности, достигая уровня продуктивных горизонтов и охлаждаясь, растворы «сбрасывают» Ca^{2+} в виде ангидрита и вновь становятся недосыщенными и более агрессивными. Пример формирования вторичного ангидрита с характерной «агатовой» текстурой приведен на рис. 7, *в*. Выше этого геохимического барьера в доломитах продуктивного пласта происходит рассоливание и выщелачивание с формированием коллекторов с высокими ФЕС. При наличии локальных барьеров наблюдается подпруживание растворов с дальнейшей миграцией их в латеральном направлении и формированием пластовых типов коллекторов.

На основании вышесказанного есть все основания полагать, что формирование коллекторов в венд-кембрийских отложениях над выступами фундамента может быть объяснено элизионными процессами в период уплотнения на стадиях диагенеза и катагенеза глинистых отложений непской свиты.

Обсуждение результатов

Проведенные исследования геологического строения осадочного чехла показали, что формирование коллекторов продуктивного пласта $Б_5$ с высокими ФЕС над эрозионными выступами фундамента (возможно и других пластов) является результатом рассоливания карбонатных пород пласта в процессе субвертикальной миграции флюидов элизионной природы, связанной с отжимом воды в процессе диагенеза и катагенеза глинистых отложений непской свиты.

Карбонатные породы пласта $Б_5$ в верхней части разреза представлены водорослевыми баундстоунами биогермной постройки, которые вверх по разрезу перекрываются глинистыми доломитами и переслаиванием аргиллитов, ангидритов и доломитов супралиторальной или мелководно-лагунной фациальной зоны (возможно эвапоритов). На конец седиментации отложения пласта $Б_5$ и перекрывающие его породы не были литифицированы и содержали значительное количество морской воды повышенной солености. Скорость литификации карбонатных отложений значительно превышает скорость уплотнения глинистых осадков. Поэтому, когда глинистые осадки непской свиты претерпели изменения только второй стадии диагенеза, вышележащие карбонатные породы пласта $Б_5$ были литифицированы и содержали значительное количество раскристаллизованного галита. Формирование солей и ангидрита на стадии раннего диагенеза карбонатных осадков приводится в работе [36].

Засолонение продуктивного пласта $Б_5$ имеет региональный характер, связано с обмелением территории и формированием выше пласта отложений солеродного бассейна. Например, в верхней части пласта $Б_5$ в скважине 7 содержание галита в доломитах достигает 29 %.

Рассоливание карбонатных отложений пласта $Б_5$, напротив, имеет избирательный характер. В частности, над выступами фундамента рассоливание может происходить под воздействием субвертикальных опресненных флюидов элизионной стадии диагенеза и катагенеза глинистых отложений непской свиты. Попутно будет наблюдаться выщелачивание карбонатных отложений, но именно рассоливание приводит к формированию коллекторов с высокими ФЕС. Подобные процессы

будут происходить над другими неоднородностями в строении фундамента: речными врезами, разломами, особенно по границе гранитоидов с вмещающими породами.

Выводы

Предложенный в настоящей работе подход к объяснению зон улучшенных фильтрационно-емкостных свойств в интервале продуктивных горизонтов скважин, расположенных над выступами фундамента, позволяет объяснить причины отсутствия связи седиментологии с ФЕС пород, уменьшение доли галита в пустотном пространстве, повышенную кавернозность пород.

Таким образом, полученные результаты могут являться критериями выделения и прогноза зон улучшенных ФЕС коллекторов в венд-кембрийских карбонатных отложениях западного склона непского свода. В работе не рассматриваются вопросы флюидомиграции углеводородов, возможно, они также имеют элизионную природу. Однако если миграция углеводородов связана с наложенными аллохтонными процессами, элизионная стадия изменения карбонатных пород и улучшенных ФЕС коллекторов будет предвестником формирования залежей нефти и газа.

В дальнейшем для подтверждения гипотезы необходимо проведение лабораторных исследований, направленных на изучение вертикальной изменчивости минералогического состава пород, микропримесей в основных породообразующих минералах, газово-жидких включений в карбонатных отложениях и аутигенных минералах. В случае подтверждения и установления особенностей вертикальной миграции флюидов открываются новые возможности для прогноза залежей углеводородов в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы.

Список литературы

1. Непско-Ботуобинская антеклиза – новая перспективная область добычи нефти и газа на Востоке СССР / А.С. Анциферов, В.Е. Бакин, В.Н. Воробьев [и др.]. – Новосибирск: Наука, 1986. – 244 с.

2. Геология нефти и газа Сибирской платформы / под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. – М.: Недра, 1981. – 552 с.

3. Конторович А.Э., Сурков В.С., Трофимук А.А. Главные зоны нефтенакопления в Лено-Тунгусской провинции // Развитие учения академика И.М. Губкина в нефтяной геологии Сибири. – Новосибирск: Наука, 1982. – С. 22–42.

4. Основные направления и методика региональных и поисково-разведочных работ на нефть и газ на Сибирской платформе / А.Э. Конторович, В.С. Сурков, А.А. Трофимук [и др.] // Новые данные по геологии и нефтегазоносности Сибирской платформы. – Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 1980. – С. 4–20.

5. Нефтегазоносные провинции и области Сибирской платформы / А.Э. Конторович, Н.В. Мельников, В.С. Старосельцев // Геология и нефтегазоносность Сибирской платформы. – Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 1975. – С. 4–21.

6. О нефтегазоносности непского свода / А.А. Трофимук, А.С. Анциферов, В.В. Самсонов [и др.] // Геология и полезные ископаемые юга Восточной Сибири: тез. докл. I конф. ВостСибНИИГГиМС. – Иркутск: НТО «Горное», 1974. – С. 103–105.

7. Особенности петрофизической модели карбонатных коллекторов Иркутских лицензионных участков / Д.А. Филатов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 10. – С. 42–45.

8. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. – М.–Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 259 с.

9. Montaron B. Connectivity theory – a new approach to modeling «non-archie» rocks // SPLWA 49th annual logging symposium, Austin, Texas, May 25–28, 2008. – Austin, 2008. – 12 p.

10. Колесов В.А., Назаров Д.В., Киселев В.М. Определение характера притока карбонатных пород Восточной Сибири по данным ядерно-магнитного каротажа // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 15. – С. 12–19. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.15.2.

11. Расчет коэффициента остаточного водонасыщения коллекторов Восточной Сибири по данным ядерно-магнитного каротажа / В.А. Колесов [и др.] // Каротажник. – 2014. – Вып. 8 (242). – С. 50–58.

12. Колесов В.А., Хохолков А.Г., Чашков А.В. Изучение влияния смешивания пластовой воды и фильтрата бурового раствора на спектр ядерно-магнитного каротажа // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11. – С. 34–37.

13. Киселев В.М., Колесов В.А., Чашков А.В. Комплексные исследования керна карбонатных отложений усть-кутского горизонта методом ядерно-магнитного резонанса // Каротажник. – 2014. – Вып. 7 (241). – С. 42–51.

14. Колесов В.А., Назаров Д.В., Романцов А.С. Ядерно-магнитный каротаж в карбонатных отложениях Восточной Сибири – эффективный инструмент решения основных петрофизических задач // Каротажник. – 2015. – Вып. 5 – С. 33–42.

15. Прогноз продуктивности пластов-коллекторов венд-кембрийских карбонатных отложений Восточной Сибири по данным ядерно-магнитного каротажа /

В.А. Колесов [и др.] // Научно-технический вестник ПАО «НК “Роснефть”». – 2015. – № 4. – С. 12–16.

16. Лукин А.Е. Биогенно-карбонатные постройки на выступах разуплотненных кристаллических пород – перспективный тип комбинированных ловушек нефти и газа [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2007. – Т. 2. – URL: http:// www.ngtp.ru/ rub/6/015.pdf (дата обращения: 12.03.2016).

17. Новые данные о геологическом строении Куюмбинского месторождения Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления / В.В. Харахинов [и др.] // Геология нефти и газа. – 2000. – № 5. – С. 12–20.

18. Нефтегазоносность докембрийских толщ Куюмбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления [Электронный ресурс] / В.В. Харахинов, С.И. Шленкин, В.А. Зеренинов, В.Н. Рябченко, Н.А. Зощенко // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6, № 1. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/4/12_2011.pdf (дата обращения: 01.03.2016).

19. Гайдук А.В., Альмендингер О.А. Условия формирования и критерии прогноза зон улучшенных коллекторских свойств древних венд-кембрийских резервуаров (на примере Даниловского лицензионного участка (Восточная Сибирь)) // Научно-технический вестник ПАО «НК “Роснефть”». – 2013. – Вып. 30. – С. 10–13.

20. Гайдук А.В., Митюков А.В., Филичев А.В. Занимательные особенности геологического строения осадочного чехла Сибирской платформы на примере ЛУ ПАО «НК “Роснефть”» в Иркутской области // Геомодель-2015. Геленджик, 7–10 сентября 2015 г. – Геленджик, 2015. DOI: 10.3997/2214-4609.201414043.

21. Уилсон Дж.Л. Карбонатные фации в геологической истории. – М.: Недра, 1980. – 463 с.

22. Гольмшток А.Я. О проблеме расчета палеомощностей слоев, слагающих осадочный покров // Вопросы геофизики. – 2008. – Вып. 40. – С. 3–23.

23. Баранов В.А. Закономерности уплотнения осадочных пород // Геотехнічна механіка. – 2013. – № 112. – С. 83–100.

24. Романовский С.И. Седиментологические основы литологии. – Л.: Недра, 1977. – 408 с.

25. Гаврилов Ю.О. Некоторые аспекты диагенеза чокракско-караганских отложений Восточного Предкавказья // Литология и полезные ископаемые. – 1977. – № 3. – С. 38–52.

26. Baldwin B. Ways of deciphering compacted sediments // J. Sediment. Petrol. – 1971. – Vol. 41. – P. 293–301. DOI: 10.1306/74D7224D-2B21-11D7-8648000102C1865D.

27. Meade R.H. Factors influencing the early stages at the compaction of clays and sands // Journal of Sedimentary Research. – 1966. – Vol. 36, № 4. – P. 1085–1101. DOI: 10.1306/74D71604-2B21-11D7-8648000102C1865D.

28. Лидер М.Р. Седиментология. – М.: Мир, 1986. – 439 с.

29. Кудаманов А.И., Вологин С.В. Особенности реконструкции условий седиментации терригенных толщ (на примере васюганской свиты в центральной части Западной Сибири) // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры: материалы XIV науч.-практ. конф. – Ханты-Мансийск, 2011. – Т. 2. – С. 241–249.

30. Логвиненко Н.В., Орлова Л.В. Образование и изменение осадочных пород на континенте и в океане. – Л.: Недра, 1987. – 237 с.

31. Дюнин В.И. Гидрогеодинамика глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов. – М.: Научный мир, 2000. – 471 с.

32. Дюнин В.И., Корзун А.В. Флюидодинамика и формирование месторождений углеводородов // Сырьевая база России в XXI веке: материалы науч.-практ. конф. – Архангельск, 2001. – С. 55–58.

33. Соколов Б.А. Новые идеи в геологии нефти и газа: избр. тр. – М.: Изд-во МГУ, 2001. – 480 с.

34. Холодов В.Н. Постседиментационные преобразования в элизионных бассейнах (на примере Восточного Предкавказья). – М.: ГИН АН СССР, 1983. – 152 с.

35. Морозов В.П. Вторичные изменения карбоновых нефтеносных известняков Волго-Уральской антеклизы // Литосфера. – 2006. – № 3. – С. 141–148.

36. Shefrman D.J. Origin of marine evaporates by diagenesis // Trans. Inst. Min. Metall. – 1966. – Vol. 75B. – P. 208–215.

Refernces

1. Antsiferov A.S., Bakin V.E., Vorob'ev V.N. et al. Nepsko-Botuobinskaia antekliza – novaia perspektivnaia oblast' dobychi nefti i gaza na Vostoke SSSR [Nepa-Botuobinskaya anteclise – a new promising area of oil and gas in the East of the USSR]. Novosibirsk: Nauka, 1986, 244 p.

2. Kontorovich A.E., Surkov V.S., Trofimuk A.A. (Ed.) Geologiia nefti i gaza Sibirskoi platformy [Oil and Gas Geology of the Siberian Platform]. Moskow: Nedra, 1981, 552 p.

3. Kontorovich A.E., Surkov V.S., Trofimuk A.A. Glavnye zony neftenakopleniia v Leno-Tungusskoi provintsii [The main oil accumulation areas in the Lena-Tunguska province]. In: Razvitie ucheniia akademika I.M. Gubkina v neftianoi geologii Sibiri. Novosibirsk: Nauka, 1982, pp. 22-42.

4. Kontorovich A.E., Surkov V.S., Trofimuk A.A. et al. Osnovnye napravleniia i metodika regional'nykh i poiskovo-razvedochnykh rabot na neft' i gaz na Sibirskoi platforme [The main directions and methods of regional and exploration works and prospecting of oil and gas on the Siberian Platform]. In: Novye dannye po geologii i neftegazonosnosti Sibirskoi platformy. Novosibirsk: SNIIGGiMS, 1980, pp. 4–20.

5. Kontorovich A.E., Mel'nikov N.V., Starosel'tsev V.S. Neftegazonosnye provintsii i oblasti Sibirskoi platform [Oil and gas provinces and regions of the Siberian Platform]. In: Geologiia i neftegazonosnost' Sibirskoi platformy. Novosibirsk: SNIIGGiMS, 1975, pp. 4-21.

6. Trofimuk A.A., Antsiferov A.S., Samsonov V.V. et al. O neftegazonosnosti nepskogo svoda [About oil and

gas potential of the Nepa arch]. *Geologiia i poleznye iskopaemye iuga Vostochnoi Sibiri: tezisy dokladov i konferentsii VostSibNIIGGiMS*. Irkutsk: NTO «Gornoe», 1974, pp. 103-105.

7. Filatov D.A. et al. Osobennosti petrofizicheskoi modeli karbonatnykh kollektorov Irkutskikh litsenzionnykh uchastkov [Features of the petrophysical model of carbonate reservoirs at Irkutsk license areas]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 10, pp.42-45.

8. Petersil'e V.I., Poroskun V.I., Iatsenko G.G. (Ed.) Metodicheskie rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nefti i gaza ob"emnym metodom [Methodical recommendations for the calculation of geological reserves of oil and gas by a volumetric method]. Moscow-Tver': VNIGNI, NPTs «Tver'geofizika», 2003, 259 p.

9. Montaron B. Connectivity theory – a new approach to modeling «non-archie» rocks. *SPLWA 49th annual logging symposium*, Austin, Texas, May 25-28, 2008. Austin, 2008, 12 p.

10. Kolesov V.A., Nazarov D.V., Kiselev V.M. Opredelenie kharaktera pritoka karbonatnykh porod Vostochnoi Sibiri po dannym iaderno-magnitnogo karotazha [Determination of influx parameters of East Siberia′s carbonate reservoirs by nuclear magnetic logging]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiia. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2015, no.15, pp.12-19. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.15.2.

11. Kolesov V.A. et al. Raschet koeffitsienta ostatochnogo vodonasyshcheniia kollektorov Vostochnoi Sibiri po dannym iaderno-magnitnogo karotazha [Calculation of the residual water saturation coefficient of Eastern Siberia`s collectors according to nuclear magnetic logging]. *Karotazhnik*, 2014, no.8 (242), pp. 50-58.

12. Kolesov V.A., Khokholkov A.G., Chashkov A.V. Izuchenie vliianiia smeshivaniia plastovoi vody i fil'trata burovogo rastvora na spektr iaderno-magnitnogo karotazha [Studying influence of formation water and drilling fluid filtrate mixing on nuclear magnetic logging spectrum]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2014, no.11, pp.34-37.

13. Kiselev V.M., Kolesov V.A., Chashkov A.V. Kompleksnye issledovaniia kerna karbonatnykh otlozhenii ust'-kutskogo gorizonta metodom iaderno-magnitnogo rezonansa [Complex studies of carbonate sediment`s core from Ust-Kut horizon by nuclear magnetic resonance]. *Karotazhnik*, 2014, no.7 (241), pp.42-51.

14. Kolesov V.A., Nazarov D.V., Romantsov A.S. Iaderno-magnitnyi karotazh v karbonatnykh otlozheniiakh Vostochnoi Sibiri – effektivnyi instrument resheniia osnovnykh petrofizicheskikh zadach [Nuclear magnetic logging in carbonate sediments of the Eastern Siberia - an effective tool for solving the main petrophysical problems]. *Karotazhnik*, 2015, no.5, pp.33-42.

15. Kolesov V.A. et al. Prognoz produktivnosti plastov-kollektorov vend-kembriiskikh karbonatnykh otlozhenii Vostochnoi Sibiri po dannym iaderno-magnitnogo karotazha [Productivity forecast of reservoir beds of Vendian Precambrian carbonate deposits of Eastern Siberia based on the data of nuclear magnetic logging]. *Nauchno-tekhnicheskii vestnik PAO «NK Rosneft'»*, 2015, no.4, pp.12-16.

16. Lukin A.E. Biogenno-karbonatnye postroiki na vystupakh razuplotnennykh kristallicheskikh porod – perspektivnyi tip kombinirovannykh lovushek nefti i gaza [Biogenic and carbonate constructions on ledges of decompressed crystalline rocks – a perspective type of combined oil and gas traps]. *Neftegazovaia geologiia. Teoriia i praktika*, 2007, vol.2, available at: http://www.ngtp.ru/rub/6/015.pdf

17. Kharakhinov V.V. et al. Novye dannye o geologicheskom stroenii Kuiumbinskogo mestorozhdeniia Iurubcheno-Tokhomskoi zony neftegazonakopleniia [New data about the geological structure of Kuyumbinskoye field of Yurubcheno-Tokhomskaya oil and gas accumulation zone]. *Geologiia nefti i gaza*, 2000, no.5, pp.12-20.

18. Kharakhinov V.V., Shlenkin S.I., Zereninov V.A., Riabchenko V.N., Zoshchenko N.A. Neftegazonosnost' dokembriiskikh tolshch Kuiumbinsko-Iurubcheno-Tokhomskogo areala neftegazonakopleniia [Petroleum potential of Precambrian strata of the Kuyumbinsko-Yurubcheno-Tokhomskoye area oil and gas accumulation]. *Neftegazovaia geologiia. Teoriia i praktika*, 2011, vol.6, no.1, available at: http://www.ngtp.ru/ rub/4/12_2011.pdf

19. Gaiduk A.V., Al'mendinger O.A. Usloviia formirovaniia i kriterii prognoza zon uluchshennykh kollektorskikh svoistv drevnikh vend-kembriiskikh rezervuarov (na primere Danilovskogo litsenzionnogo uchastka (Vostochnaia Sibir')) [Formation conditions and criteria for prediction of areas of improved reservoir properties ancient Vendian-Cambrian reservoirs (for example, Danilovskiy license area (East Siberia))]. *Nauchno-tekhnicheskii vestnik PAO «NK "Rosneft'"»*, 2013, vol.30, pp.10-13.

20. Gaiduk A.V., Mitiukov A.V., Filichev A.V. Zanimatel'nye osobennosti geologicheskogo stroeniia osadochnogo chekhla Sibirskoi platformy na primere LU PAO «NK "Rosneft'"» v Irkutskoi oblasti [Interesting features of the geological structure of the sedimentary cover of the Siberian platform on the example of LA JSC "NK" Rosneft" in the Irkutsk region]. *Geomodel'-2015*, Gelendzhik, 7-10 sentiabria 2015 g. Gelendzhik, 2015. DOI: 10.3997/2214-4609.201414043.

21. Uilson Dzh.L. Karbonatnye fatsii v geologicheskoi istorii [Carbonate facies in geologic history]. Moscow: Nedra, 1980, 463 p.

22. Gol'mshtok A.Ia. O probleme rascheta paleomoshchnostei sloev, slagaiushchikh osadochnyi pokrov [On the problem of calculating the capacity of the paleo layers composing the sedimentary cover]. *Voprosy geofiziki*, 2008, vol.40, pp.3-23.

23. Baranov V.A. Zakonomernosti uplotneniia osadochnykh porod [Regularities of sedimentary rocks` compaction]. *Geotekhnicheskaia mekhanika*, 2013, no.112, pp.83-100.

24. Romanovskii S.I. Sedimentologicheskie osnovy litologii [Sedimentological bases of lithology]. Leningrad: Nedra, 1977, 408 p.

25. Gavrilov Iu.O. Nekotorye aspekty diageneza chokraksko-karaganskikh otlozhenii Vostochnogo Predkavkaz'ia [Some aspects of the diagenesis of Chokrakskoe-Karagan sediments at the Eastern Ciscaucasia]. *Litologiia i poleznye iskopaemye*, 1977, no.3, pp.38-52.

26. Baldwin B. Ways of deciphering compacted sediments. *J. Sediment. Petrol.*, 1971, vol.41, pp.293-301. DOI: 10.1306/74D7224D-2B21-11D7-8648000102C1865D

27. Meade R.H. Factors influencing the early stages at the compaction of clays and sands. *Journal of Sedimentary Research*, 1966, vol.36, no.4, pp.1085-1101. DOI: 10.1306/74D71604-2B21-11D7-8648000102C1865D.

28. Lider M.R. Sedimentologiia [Sedimentology]. Moscow: Mir, 1986, 439 p.

29. Kudamanov A.I., Vologin S.V. Osobennosti rekonstruktsii uslovii sedimentatsii terrigennykh tolshch (na primere vasiuganskoi svity v tsentral'noi chasti Zapadnoi Sibiri) [Reconstruction features of clastic strata`s sedimentation conditions (on example of Vasyugan suite in the central part of Western Siberia)]. *Puti realizatsii neftegazovogo i rudnogo potentsiala KhMAO-Iugry: materialy XIV nauchno-prakticheskoi konferentsii*. Khanty-Mansiisk, 2011, vol.2, pp.241-249.

30. Logvinenko N.V., Orlova L.V. Obrazovanie i izmenenie osadochnykh porod na kontinente i v okeane [Formation and changes in sediment on the continent and in the ocean]. Leningrad: Nedra, 1987, 237 p.

31. Diunin V.I. Gidrogeodinamika glubokikh gorizontov neftegazonosnykh basseinov [Hydrogeodynamics of deep levels of oil and gas basins]. Moscow: Nauchnyi mir, 2000, 471 p.

32. Diunin V.I., Korzun A.V. Fliuidodinamika i formirovanie mestorozhdenii uglevodorodov [Fluid dynamics and formation of hydrocarbon fields]. *Syr'evaia baza Rossii v XXI veke: materialy nauchno-prakticheskoi konferentsii*. Arkhangel'sk, 2001, pp.55-58.

33. Sokolov B.A. Novye idei v geologii nefti i gaza: izbrannye trudy [New ideas in geology of oil and gas: selected works]. Moscow: Izdatel'stvo MGU, 2001, 480 p.

34. Kholodov V.N. Postsedimentatsionnye preob-razovaniia v elizionnykh basseinakh (na primere Vostochnogo Predkavkaz'ia) [Postsedimentary conversion into Elysion basins (on example of the Eastern Pre-Caucasus)]. Moscow: GIN AN SSSR, 1983, 152 p.

35. Morozov V.P. Vtorichnye izmeneniia karbonovykh neftenosnykh izvestniakov Volgo-Ural'skoi anteklizy [Secondary changes carbonic-bearing limestones of the Volga-Ural anteclise]. *Litosfera*, 2006, no.3, pp.141-148.

36. Shefrman D.J. Origin of marine evaporates by diagenesis. *Trans. Inst. Min. Metall.*, 1966, vol.75B, pp.208-215.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:
Роль литогенеза в формировании зон с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами подсолевых карбонатных отложений венда и нижнего кембрия (Восточная Сибирь) / Н.Ф. Каячев, В.А. Колесов, С.К. Квачко, Р.А. Мусин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т. 15, № 20. – С. 216–231. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.20.2

Please cite this article in English as:
Kaiachev N.F., Kolesov V.A., Kvachko S.K., Musin R.A. Lithogenesis role in formation of zones with improved reservoir properties of subsalt carbonate sediments of Venda and Lower Cambrian (Eastern Siberia). *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2016, vol.15, no.20, pp.216–231. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.20.2