СТРОЕНИЕ И ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ТЕРРИГЕННЫХ НЕФТЯНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ВЕРЕЙСКОГО ГОРИЗОНТА МЕЛЕКЕССКОЙ ВПАДИНЫ

THE STRUCTURE AND DEPOSITIONAL SETTINGS OF THE CLASTIC OIL RESERVOIRS OF THE VEREISKY HORIZON OF THE MELEKESSKAYA DEPRESSION

Э. А. Королев**Albert E. Korolev**

Казанский федеральный
университет, г. Казань,
Российская Федерация

Kazan Federal University,
Kazan, Russian Federation

А. Н. Кольчугин**Anton N. Kolchugin**

Казанский федеральный
университет, г. Казань,
Российская Федерация

Kazan Federal University,
Kazan, Russian Federation

В. П. Морозов**Vladimir P. Morozov**

Казанский федеральный
университет, г. Казань,
Российская Федерация

Kazan Federal University,
Kazan, Russian Federation

А. А. Ескин**Aleksey A. Eskin**

Казанский федеральный
университет, г. Казань,
Российская Федерация

Kazan Federal University,
Kazan, Russian Federation

А. Ф. Хузина**Alsu F. Khuzina**

Казанский федеральный
университет, г. Казань,
Российская Федерация

Kazan Federal University,
Kazan, Russian Federation

А. Э. Королев**Albert E. Korolev**

Казанский федеральный
университет, г. Казань,
Российская Федерация

Kazan Federal University,
Kazan, Russian Federation

Э. Р. Бариева**Enza R. Barieva**

Казанский государственный
энергетический университет,
г. Казань, Российская Федерация

Kazan State
Power-Engineering University,
Kazan, Russian Federation

В работе приводятся результаты исследования терригенных коллекторов верхней части верейского горизонта восточного борта Мелекесской впадины юго-востока Татарстана. На основе литолого-минералогического изучения кернового материала установлено, что терригенные коллекторы представлены мелкозернистыми кварцевыми песчаниками и известковистыми кварцевыми алевролитами, сформировавшимися в регрессивный цикл развития мелководного морского бассейна. В процессе формирования терригенные коллекторы претерпели два этапа преобразований. Первый включал в себя седиментогенез и диагенез. В это время происходило накопление терригенного материала, его уплотнение, отжатие поровых растворов, приобретение породой неясно слоистой текстуры за счет преимущественной субгоризонтальной ориентировки минеральных обломков. По мере погружения толщ и роста литостатического давления зерна приобретали плотную структурную упаковку, приближенную к ромбоэдрической. Крупные мусковитовые чешуйки и зерна ортоклаза, имеющие ориентировку плоскостями спайности к нормали приложения горного давления, приобретали следы механических деформаций в виде расщеплений. В диагенезе произошла цементация обломочной компоненты пелитоморфным кальцитом.

Ключевые слова

верейский горизонт;
нефтяные залежи;
терригенные коллекторы;
песчаник; постседиментационные
изменения; состав нефти

Вторая стадия литогенеза была связана с миграцией водогазовых и водонефтяных флюидов. Пришедшие углекислые растворы способствовали растворению кальцита, выступающего в качестве цемента терригенных пород, частичному выносу растворенного вещества за пределы формирующихся пластов-коллекторов и образованию аутигенного яснозернистого кальцита. По относительно крупным зернам кальцита за счет жизнедеятельности сульфатредуцирующих микроорганизмов образовывался фрамбоидальный пирит. В периоды повышения щелочности поровых растворов шел процесс растворения тонкозернистого кварца и регенерации более крупных кварцевых обломков. Впоследствии сформированное поровое пространство было заполнено нефтью, которая приостановила дальнейшие процессы преобразования минерального вещества. Нефтяные залежи, локализованные в терригенных коллекторах верхней пачки верейского горизонта, в настоящее время находятся на стадиях разрушения. Установлено два механизма разрушения. Один из них связан с окислением нефти за счет естественного заводнения контурными водами, другой – с процессами дегазации легких фракций углеводородов. По-видимому, в зависимости от реализации того или иного механизма разрушения нефтяной залежи, в одних случаях из пластов получают воду, в других добывающие скважины работают только в режиме накопления.

The paper presents the results of the study of clastic reservoirs of the upper part of the Vereisky horizon on the eastern side of the Melekesskaya depression, southeast of Tatarstan. Clastic reservoirs are represented by fine-grained quartz sandstones and calcareous quartz siltstones, based on the lithological and mineralogical study of the core material. Rocks were formed during the regressive cycle of a shallow marine basin. The history of formation studied clastic reservoirs includes two stages of diagenetic transformations. The first included deposition and early diagenesis. At this time there was the deposition of material, compaction, squeezing out of pore solutions, and the predictions of layered texture, due to the predominant subhorizontal orientation of mineral fragments. Burial processes determined dense structural packing close to rhombohedral. Large muscovite and orthoclase grains acquired traces of mechanical deformation and oriented by cleavage planes to the normal of rock pressure. Cementation of the clastic component with fine-grained calcite occurred in early diagenesis. The second stage of diagenesis was associated with the migration of water-gas and water-oil fluids. The incoming carbonic solutions contributed to the dissolution of calcite, which formed the cement of clastic rocks, and removal of the dissolved material outside the reservoir intervals and formation of clear-grained calcite. Framboidal pyrite formed along large grains of calcite due to the vital activity of sulfate-reducing microorganisms. The increasing alkalinity of pore solutions took the process of dissolution of fine-grained quartz and regeneration of larger quartz fragments. The formed pore space was filled with oil. It suspended further processes of the transformation of the mineral substance. Oil reservoirs from the upper part of the Vereisky horizon are currently in the stages of destruction. Two mechanisms of destruction have been established. One of them is associated with the oxidation of oil due to natural water flooding by reservoir waters. The second is caused by the processes of degassing light fractions of hydrocarbons. In some cases, wells produce water, in others the production wells operate only in the accumulation regime, depending on the destruction mechanism.

В последнее время, в связи с истощением запасов нефти в девонских и нижнекаменноугольных толщах, нефтяные компании Татарстана и сопредельных регионов активно вовлекают в разработку нефтеносные комплексы среднекаменноугольного возраста. Согласно результатам буровых разведочных работ наи-

более перспективными для разработки среди них являются нефтепродуктивные отложения башкирского яруса и верейского горизонта московского яруса [1, 2]. Если нефтепродуктивные отложения башкирского яруса достаточно хорошо изучены, то верейский терригенно-карбонатный комплекс, особенно в его

Key words

Vereisky horizon; oil reservoirs; terrigenous reservoirs; sandstone; postsedimentary changes; composition of oil

верхней части, до сих пор остается слабо разведанным. Так, наиболее проблемной является верхняя часть разреза верейского горизонта, где нефтяные залежи локализованы преимущественно в терригенных коллекторах [3, 4]. Несмотря на положительные заключения геофизических исследований, зачастую из перспективных для освоения интервалов получали лишь пластовую воду, либо скважины работали в режиме накопления [5]. Учитывая это, авторским коллективом было проведено комплексное изучение терригенных коллекторов верхней пачки верейского горизонта на предмет стадийности формирования изучаемых толщ и преобразования нефтяных флюидов.

Основным объектом исследования являлся керн скважин, вскрывших в полном объеме отложения верейского горизонта на восточном борту Мелекесской впадины. Выбор местоположения скважин в пределах впадины был обусловлен наибольшими мощностями отложений горизонта в этом регионе.

Методика исследования включала в себя подробное послойное описание керна скважин, отбор представительных образцов и их лабораторные исследования. Основными методами исследования были оптико-микроскопический, рентгенографический и термический анализы.

Оптико-микроскопический анализ осуществлялся при помощи поляризационного оптического микроскопа «Axio Imager A2» (Carl Zeiss, Германия), оснащенного фотокамерой высокого разрешения. Анализ шлифов включал определение минерального состава пород, выявление микротекстуры и структуры пород, выявление фациальной принадлежности пород.

Рентгенографический анализ проводился на дифрактометре Bruker D2 Phaser (Германия) с целью уточнения минерального состава пород. Качественный и количественный состав минералов определялся с помощью программного обеспечения DIFFRAC.EVA и TOPAS.

Термический анализ образцов осуществлялся на приборе STA 443 F3 Jupiter (Netzsch, Германия) с программным обеспечением Netzsch Proteus Thermal Analysis. С его помощью определялся качественный состав пластовых нефтей, а именно соотношение легких, средних и тяжелых углеводородов.

Результаты

Согласно исследованиям кернового материала, верхняя пачка верейского горизонта представлена аргиллитоподобными глинами

и известковыми мергелями с прослойками алевролитов и песчаников (рисунок 1). Известняки в количественном отношении находятся в подчиненном положении, образуя относительно маломощные (до 1,0 м) слои среди терригенных пород. В разрезах скважин отмечается хорошо выраженная цикличность залегания осадочных пород, обусловленная интенсивными гляциоэвстатическими колебаниями в среднекаменноугольное время [6, 7]. Каждому новому пику регрессивного цикла в прибрежной части морского шельфа соответствовало накопление алевролитов и песчаников, трансгрессивному циклу — глинистых и карбонатных пород, в зависимости от глубины морского дна.

Большая часть выявленных в разрезе алевролитов и песчаников в той или иной степени является нефтеносными породами-коллекторами. Интенсивность и характер нефтенасыщенности терригенных пород определяются в основном степенью их заглинизированности. При низком содержании глинистой компоненты песчаники и алевролиты характеризуются равномерной нефтенасыщенностью, при более повышенной — пятнисто-полосчатой, а в случае высокого содержания глинистого материала нефтенасыщенность либо слабопятнистая, либо вовсе отсутствует. Учитывая интерес к породам с высокой продуктивностью, исследования проводились для интервалов равномерно нефтенасыщенных пород, представленных песчаниками, мощностью 1–2 м.

Равномерно нефтенасыщенные песчаники макроскопически представляют собой темно-бурые породы с однородной или неясно-слоистой текстурой за счет неравномерного распределения углеводородов. В отдельных интервалах в них наблюдаются небольшие зеленовато-серые плотные слойки и линзочки неизменной породы с повышенным содержанием глинистого материала. По данным петрофизических исследований пористость потенциально нефтепродуктивных песчаников варьируется от 10,85 % до 19,34 %, проницаемость по газу — от 0,069 до 0,131 мкм², остаточная нефтенасыщенность — от 2,72 % до 3,79 %, плотность — от 2,04 до 2,18 г/см³. Иными словами, по всем физическим характеристикам породы обладают высокими коллекторскими свойствами и пригодны для разработки.

Оптико-микроскопические исследования показали, что песчаные коллекторы верхних

Рисунок 1. Схематический разрез верхней части верейского горизонта московского яруса, восточного борта Мелекесской впадины

интервалов верейского горизонта в пределах восточного борта Мелекесской впадины характеризуются относительно схожим строением и близким минеральным составом. По составу и размерам обломочной компоненты все они относятся к кварцевым мелкозернистым песчаникам различной степени известковистости. В некоторых интервалах песчаники обогащены алевролитовым материалом с примесью глинистой компоненты, что ухудшает их петрофизические свойства: пористость — 9,43–15,92 %, проницаемость — 0,011–0,049 мкм², плотность — 2,19–2,37 г/см³. Текстуры у песчаников и алевропесчаников не отличаются разнообразием. Чаще всего преобладает неясно-слоистая текстура, обусловленная как седиментационными факторами, неравномерным распределением глинистого материала, так и неравномерным характером насыщения породы углеводородами.

Песчаники и алевропесчаники на 80–85 % сложены обломками, на 15–20 % — цементирующим их веществом (рисунок 2). Обломочная часть средним размером 0,10–0,25 мм

представлена преимущественно полуокатанными и угловатыми зернами кварца изометричной и удлиненно-вытянутой формы (75 %). В меньших количествах присутствуют угловатые зерна полевых шпатов (15 %), представленные обломками плагиоклазов, ортоклазов, реже микроклинов, и окатанные обломки кремнистых пород (10 %). Также присутствуют редкие чешуйки мусковита и хлорита.

Удлиненно-вытянутые и пластинчатые обломки минеральных зерен имеют близкую пространственную ориентировку в породе. В алевропесчаниках слоистость подчеркивается наличием тонких глинисто-алевритовых слоев. Обломки минералов несут следы вторичных преобразований. Зерна кварца частично регенерированы, в некоторых случаях у них появляются габитусные элементы в виде граней гексагональной призмы и ромбоэдров (рисунок 2, пунктирные точки). По плагиоклазам развиваются глинистые минералы, приуроченные к границам полисинтетических двойников. Зерна ортоклазов несут следы механических деформаций в виде расщепления вдоль

спайностей. Более явным механическим деформациям подверглись чешуйки мусковита. В зависимости от пространственной ориентировки к нормали приложения горного давления мусковитовые пластинки либо расщепляются вдоль плоскостей спайности, либо ломаются поперек спайности. В отдельных интервалах скважин в песчаниках помимо терригенного материала присутствуют органические остатки различной степени сохранности. Чаще всего встречаются фрагменты криноидей, мшанок и фузулинид размерами до 0,5 мм. Часть биокластов рассеяна в породе, часть сконцентрирована в небольших по толщине (до 1,0 мм) линзочках и слоях.

Обломочный материал и биокласты цементированы кальцитовым цементом. Цемент порового типа, по структуре тонко-мелкозернистый, с признаками вторичного выщелачивания. Отдельные крупные зерна кальцитового цемента содержат вкрапления аутигенного пирита. Помимо аутигенного пирита, в составе порового цемента отмечаются редкие ромбоэдри новообразованного доломита. В результате выщелачивания в породе сформировались межзерновые поры. Поры сообщающиеся, средним размером 0,05–0,10 мм, содержат углеводороды. В среднем видимая под микроскопом пористость составляет 10–15 %.

А — песчаник с раковинами фузулинид (fus), образующими слойки; В — песчаник однородный; С — деформированная пластинка мусковита (mu) и регенерированное зерно ортоклаза (or); D — регенерированное зерно ортоклаза; E и F — регенерированные зерна кварца с элементами гексагональной призмы и ромбоэдров (q), биотит (bt)

Рисунок 2. Фото шлифов песчаных коллекторов верейского горизонта (пунктиром показаны габитусные элементы зерен)

Проведенный рентгенографический анализ, помимо вышеназванных минеральных фаз, показал наличие в песчаниках и алевропесчаниках таких глинистых минералов, как хлорит и каолинит. На дифрактограммах хорошо проявлены базальные диагностические рефлексы названных минералов (рисунок 3). Причем, судя по расщеплению линий наложенных рефлексов на 7,18 Å и 7,11 Å, а также 3,58 Å и 3,53 Å, хлорит и каолинит обладают хорошей степенью кристалличности.

сти. Если для обломочного и аутигенного хлорита это является обычным, то для каолинита – не типично. В процессе переноса в бассейн седиментации каолинит механически деформируется, становится дефектным, что снижает степень его структурного совершенства. Кроме того, в морском бассейне каолинит химически неустойчив и, как правило, стремится перейти в другие минеральные фазы, что приводит к снижению степени его кристалличности.

Рисунок 3. Рентгеновская дифрактограмма нефтенасыщенного песчаника с повышенным содержанием глинистых минералов

Исследование состава флюидов, локализованных в терригенных породах-коллекторах, с помощью ядерного магнитного резонанса (ЯМР) показало, что в пластах содержится от 12 % до 19 % неподвижной нефти и от 30 % до 54 % — подвижной нефти. Доля воды в водонефтяной смеси составляет от 33 % до 56 %. Плотность нефти варьируется в пределах 0,98–1,00 г/см³.

Учитывая неоднозначные показатели состава пластовых флюидов, был проведен дифференциальный термический анализ образцов нефтеносных песчаников. В основе метода лежит способность различных фракций углеводородов нефти окисляться при определенных температурах [8]. Легкие фракции удаляются в интервале температур 250–320 °С, средние — 320–400 °С, тяжелые — 400–600 °С. Таким образом, при повышении температуры печи от 20 °С до 1000 °С с постоянной скоростью нагрева из нефтенасыщенных пород будут последовательно улетучиваться легкие, средние

и тяжелые фракции остаточных нефтей. При этом на кривой дифференциально-сканирующей калориметрии (ДСК) на каждом интервале удаления углеводородов будут проявляться экзоэффекты в виде сглаженных пиков.

Термический анализ различных по степени нефтепродуктивности терригенных пород-коллекторов позволил выделить в нефтеносных комплексах верейского горизонта три типа пластовых флюидов, различающихся составом нефти (рисунок 4). В кровле верейских отложений песчаники содержат преимущественно подвижные нефти. На представленных кривых видно, что в породе преобладают легкие фракции углеводородов, окисляющиеся при температурах 250–320 °С, средние фракции, окисляющиеся при 320–380 °С, находятся в меньшем количестве (рисунок 4А). В средней части разрезов терригенной пачки верейского горизонта преобладают слабоподвижные нефти. При термическом воздействии на них на кривых ДСК отмечается уменьше-

ние экзоэффекта в температурном интервале окисления легких фракций нефтей и увеличение экзоэффекта в интервалах окисления средних и тяжелых нефтей (рисунок 4В).

А — подвижная нефть; В — слабо подвижная нефть, испытывавшая процесс дегазации; С — неподвижная нефть, испытывавшая процесс окисления при естественном заводнении пласта
 $T_q = 575^\circ\text{C}$ — эндоэффект фазового перехода $\beta\text{-SiO}_4$ в $\alpha\text{-SiO}_4$

Рисунок 4. Фрагменты кривых ДСК остаточных нефтей терригенных пород-коллекторов

Подобный состав нефти, по нашим наблюдениям, характерен для нефтяных залежей, которые претерпели процессы дегазации с последующим проникновением в пласт законтурных вод. В интерпретации данных геофизических исследований такие нефтяные пласты обозначаются как «слабо подвижная нефть». Следует сказать, что в разрезах терригенной пачки верейского горизонта нефтяные залежи со слабо подвижной нефтью являются наиболее распространенными. На ряде месторождений в средней и нижней части терригенной пачки верейского горизонта нефтяные залежи содержат неподвижные нефти. При термическом воздействии на образцы таких пород-коллекторов на кривых ДСК отмечается максимальный по амплитуде экзоэффект при температурах 400–500 °C, соответствующий окислению тяжелых фракций углеводородов (рисунок 4С). Экзоэффекты, обусловленные кипением средних и легких фракций нефти, проявлены относительно

слабо. Подобный состав флюидов характерен для нефтяных залежей, которые на стадии заводнения претерпели процессы окисления основной части подвижных (легких) углеводородов. Помимо экзоэффектов на кривых ДСК всех песчаных коллекторов отмечается небольшой эндоэффект в области температуры 575 °C, обусловленный фазовым переходом β -кварца в α -кварц. Его наличие указывает лишь на преобладание в составе песчаных пород зерен кварца.

Таким образом, современные пластовые нефтяные залежи в песчаных коллекторах верейского горизонта характеризуются различной степенью преобразованности, обусловленной процессами дегазации легких углеводородов и окислением низкокипящих фракций нефтей.

Обсуждение

Анализ полученных результатов позволяет реконструировать последовательность формирования терригенных пород-коллекторов верхней пачки верейского горизонта на территории восточного борта Мелекесской впадины. Частое чередование в разрезах песчаников, алевролитов, глин, мергелей и разнофациальных известняков указывает, что осадкообразование происходило в прибрежно-морских условиях мелководного палеоморя с нормальной солёностью. Песчаники и алевропесчаники накапливались в периоды регрессивных циклов развития морского бассейна. За счет активной гидродинамики подводной среды происходила дифференциация обломочного материала, однако низкая степень окатанности обломков свидетельствует об отсутствии их дальнего переноса. Повидимому, размывались рыхлые покровные отложения суши, которая и являлась основным источником поступления терригенного материала. Со стороны открытого моря волны приносили биокласты (фрагменты криноидей, мшанок, фузулинид), которые вымывались в формирующиеся обводненные песчаные отложения. По мере накопления новых порций глинистых отложений в трансгрессивные этапы, пески, попадая в зону диагенеза осадков, уплотнялись и обезжизнялись. В результате этого удлинённо-вытянутые и чешуйчатые минеральные зерна приобретали общую ориентировку. Крупные чешуйки мусковита под действием давления вышележащих отложений ломались и расщеплялись вдоль спайности. Расщеплениям вдоль спайности подвергались и зерна ортоклаза. В отдельных интер-

валах глубин текстура подчеркивается присутствием в песчаниках тонких глинистых слоев. В диагенезе обломки минералов и биокласты цементировались пелитоморфным кальцитовым цементом, что привело к литификации пород.

Следующие изменения песчаников происходили уже на стадии раннего катагенеза и связаны с приходом в породы верейского горизонта глубинных агрессивных флюидов. Так, согласно данным углепетрографических исследований Р.Р. Хасанова с соавторами [9], визейские отложения залегают на границе протокатагенез-мезокатагенез (ранний-средний катагенез) и глубины их залегания составляют в среднем 900–950 м. Это позволяет предположить, что изученные отложения верейского горизонта в составе московского яруса, залегающие выше по разрезу в интервале глубин 700–720 м, находятся в зоне протокатагенеза (раннего катагенеза).

Учитывая, что во всех изученных песчаниках наблюдалось выщелачивание кальцитового цемента, можно вполне обоснованно утверждать о повышенной кислотности пришедших растворов. Источником их формирования могли быть нижерасположенные нефтяные залежи, которые в процессе окисления продуцировали углекислый газ, постепенно поднимающийся к поверхности Земли. Насыщая пластовые поровые воды, углекислый газ смещал карбонатное равновесие в сторону растворения кальцитового цемента по реакции:

Часть карбонатного материала в растворенном виде выносилась из песчаных пластов, часть — участвовала в образовании более крупных кальцитовых и доломитовых кристаллов в пристеночной области формирующихся пор и каверн. Наличие тонких вкраплений пирита в виде фрамбоидов внутри относительно крупных зерен кальцита указывает на присутствие в поровых растворах сульфатредуцирующих микробиальных колоний [10, 11]. То есть, одновременно с углекислым газом осуществлялась миграция легких компонентов нефтей, типа метана, являющегося источником питания для анаэробных микроорганизмов. Поскольку для роста кальцитовых и доломитовых зерен необходима щелочная среда, можно предполагать, что периодически в терригенных пластах происходило защелачивание поровых растворов. По-видимому, отток ионов Ca^{2+} из пор был за-

труднен, что способствовало повышению pH системы до 8, создавая условия для роста относительно крупных кальцитовых зерен. При этом частичному растворению подвергались и тонкие зерна кварца. Однако незначительного количества растворенного кремнистого вещества в растворах хватило лишь на регенерацию более крупных кварцевых зерен, не позволив сформироваться агрегатам халцедона. Периодические вариации pH среды также способствовали растворению плагиоклазов и регенерации зерен ортоклаза. При закислении поровых растворов полевые шпаты растворялись, при нейтрализации кислотности растворенное алюмосиликатное вещество нарастало на относительно крупных обломках ортоклаза. Такая возможность перераспределения алюмосиликатного вещества отмечена в работах Е.А. Предтеченской [12] и Э.Т. Дегенса [13]. В какой-то степени этот механизм подтверждается наличием в составе глинистых минералов песчаников хорошо окристаллизованного каолинита, фиксируемого с помощью рентгенофазового анализа (рисунок 3). Являясь лишь аутигенным минералом, он мог приобрести совершенную кристаллическую структуру.

Таким образом, за счет флуктуаций кислотности-щелочности в поровом пространстве терригенных пород до прихода водонефтяных флюидов было подготовлено емкостное пространство. Учитывая консервирующие свойства нефтяных углеводородов, можно считать, что после заполнения порового пространства нефтью все процессы преобразования минерального вещества приостановились.

Современное состояние пород-коллекторов характеризуется составом находящихся в них пластовых флюидов. Согласно результатам термического анализа, нефтяные залежи в терригенно-глинистой пачке верейского горизонта существенно отличаются между собой составом нефти. В средней и нижней частях разрезов преобладают слабо подвижные и неподвижные нефтяные флюиды, в верхней — преимущественно подвижные. В составе подвижных нефтей преобладают легкие и средние углеводороды при отсутствии тяжелых фракций. В составе слабо подвижных нефтей помимо легких фракций отмечаются и тяжелые углеводороды с высоким содержанием смолистых фракций. Неподвижные нефти обогащены тяжелыми углеводородами при низком содержании масляных фракций.

Анализ распределения выделенных нефтяных залежей в разрезах верейского горизонта позволяет считать, что залежи с повышенным содержанием средних фракций углеводородов претерпели процессы естественной дегазации. Легкие фракции промигрировали выше по разрезу через породы флюидоупоры, сконцентрировавшись в верхних песчаных коллекторах. Потерянный объем газа и жидкости в терригенных коллекторах средней части разреза верейского горизонта частично замещился законтурными пластовыми водами. Это привело к частичному окислению в них низкокипящих углеводородов и появлению тяжелых фракций нефти, и увеличению плотности нефти до $0,98 \text{ г/см}^3$. На ряде месторождений помимо процессов дегазации нефтяные пласты коллекторы претерпели процессы заводнения. В результате окисления легких и средних фракций нефти в них стали доминировать высококипящие углеводороды. За счет этого сформировались песчаные коллекторы с неподвижной нефтью, плотность которой $1,0 \text{ г/см}^3$.

Выводы

Учитывая полученные результаты, можно сделать следующие выводы.

1. Терригенные коллекторы верхней карбонатно-терригенной пачки верейского горизонта представлены мелкозернистыми кварцевыми песчаниками и известковистыми кварцевыми алевритами и сформировались в регрессивный цикл развития мелководного палеобассейна на начало московского века.

2. В процессе формирования терригенные коллекторы претерпели две стадии литогенетических преобразований. Первая стадия включала в себя седиментогенез и диагенез. В это время произошла аккумуляция терригенного материала, его уплотнение, обезвоживание, приобретение неизометричными зернами пространственной горизонтальной ориентировки. По мере погружения отложений и роста литостатического давления зерна минеральных обломков приобрели плотную структур-

ную упаковку, приближенную к ромбоэдрической. Крупные чешуйки мусковита и зерна ортоклаза, имеющие ориентировку плоскостями спайности к нормали приложения горного давления, несут следы механических деформаций в виде расщеплений. В диагенезе произошла цементация обломочной компоненты пелитоморфным кальцитом. Вторая стадия литогенеза была связана с миграцией водогазовых и водонефтяных флюидов. Пришедшие углекислые растворы способствовали растворению кальцитового цемента терригенных пород, частичному выносу растворенного вещества за пределы формирующихся пластов-коллекторов и образованию аутигенного яснозернистого кальцита. По относительно крупным зернам кальцита за счет жизнедеятельности сульфатредуцирующих микроорганизмов образовывался фрамбоидальный пирит. В периоды повышения щелочности поровых растворов шел процесс растворения тонкозернистого кварца и осуществлялась регенерация более крупных кварцевых обломков. Впоследствии сформированное поровое пространство было заполнено нефтью, которая приостановила процессы преобразования минерального вещества.

3. Нефтяные залежи, локализованные в терригенных коллекторах верхней пачки верейского горизонта в настоящее время нередко находятся на стадиях разрушения. Установлено два способа разрушения. Первый связан с окислением нефти за счет естественного обводнения залежи законтурными водами, второй — с процессами дегазации легких фракций углеводородов. По-видимому, в зависимости от реализации того или иного механизма разрушения нефтяной залежи в одних случаях из пластов получают водный раствор, а в других добывающие скважины работают только в режиме накопления.

Данная работа выполнена при финансовой поддержке гранта РНФ № 19-77-00019.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Barieva E.R., Kolchugin A.N., Eskin A.A., Korolev E.A., Morozov, V.P. Structure of Vereysky Oil Reservoir from Akanskoye Oilfield of the Tatarstan Republic // SGEM 2019: Materials of 19th International Multidisciplinary Scientific Geoconference. Sofia, Bulgaria. 2019. P. 735–742. DOI: 10.5593/sgem2019/1.2/S06.093.

2. Kolchugin A.N., Immenhauser A., Walter B.F., Morozov V.P. Diagenesis of the Palaeo-Oil-Water Transition Zone in a Lower Pennsylvanian Carbonate Reservoir:

Constraints from Cathodoluminescence Microscopy, Microthermometry, and Isotope Geochemistry // Marine and Petroleum Geology. 2016. Vol. 72. P. 45–61. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2016.01.014.

3. Сустенков В.С., Шуликова А.Г. Особенности строения залежей нефти среднего карбона Новоелховского месторождения // Геология нефти и газа. 1987. № 2. С. 54–56.

4. Королев Э.А., Кольчугин А.Н., Морозов В.П., Низамутдинов Н.М., Пронин Н.В. Причины низкой нефтеотдачи верейского горизонта Аканского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2014. № 10. С. 57–59.

5. Нурмухамедов Р.С., Файзуллин И.Н., Сингатуллина Т.Г. Основные результаты разработки опытных участков на залежах №№ 301, 302, 303 Ромашкинского месторождения // Георесурсы. 2008. № 4 (27). С. 23–25.
6. Soreghan G.S., Giles K.A. Amplitudes of Late Pennsylvanian Glacioeustasy // *Geology*. 1999. Vol. 27 (3). P. 255–258.
7. Eros J.M., Montanez I.P., Osleger D.A., Davydov V.I., Nemyrovska T.I., Poletaev V.I., Zhykaluak M.V. Sequence Stratigraphy and Onlap History of the Donets Basin, Ukraine: Insight into Carboniferous Icehouse Dynamics // *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*. 2012. Vol. 313–314. P. 1–25. DOI: 10.1016/j.palaeo.2011.08.019.
8. Юсупова Т.Н., Ганеева Ю.М., Тухватуллина А.З., Романов Г.В., Муслимов Р.Х., Круглов М.П. Состав нефтей в карбонатных пластах верейских и башкирских отложений Аканского месторождения Республики Татарстан // Нефтехимия. 2012. Т. 52. № 4. С. 243–248.
9. Хасанов Р.Р., Гафуров Ш.З., Рахимзянов А.И. Степень эпигенетического преобразования органического вещества в раннекаменноугольных отложениях центральной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Нефтяное хозяйство. 2016. № 10. С. 29–31.
10. Borkow P.S., Babcock L.E. Turning Pyrite Concretions Outside-In: Role of Biofilms in Pyritization of Fossils // *The Sedimentary Record*. 2003. No. 4. P. 4–7. DOI: 10.2110/SEDRED.2003.3.4.
11. Folk R.L. Nannobacteria and the Formation of Framboidal Pyrite: Textural Evidence // *Journal of Earth System Science*. 2005. Vol. 114. No. 3. P. 369–374. DOI: 10.1007/BF02702955.
12. Предтеченская Е.А. Минералогические аномалии как индикаторы процессов флюидомиграции в юрских нефтеносных отложениях Западно-Сибирской плиты // Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории: матер. VII Всеросс. литологического совещания. Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2013. Т. II. С. 400–405.
13. Дегенс Э.Т. Геохимия осадочных образований. М.: Мир, 1967. 299 с.
4. Korolev E.A., Kolchugin A.N., Morozov V.P., Nizamutdinov N.M., Pronin N.V. Prichiny nizkoi nefteotdachi vereiskogo gorizonta Akanskogo mestorozhdeniya [The Reasons of Low Efficiency of Oil Extraction from Reservoirs of the Vereyskian Horizon at Akanskoye Oilfield]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2014, No. 10, pp. 57–59. [in Russian].
5. Nurmukhamedov R.S., Faizullin I.N., Singatullina T.G. Osnovnye rezul'taty razrabotki opytnykh uchastkov na zalezakh №№ 301, 302, 303 Romashkinskogo mestorozhdeniya [Main Results of the Development of Test Areas of the Deposits 301, 302 and 303 in the Romashkino Field]. *Georesursy — Georesursy*, 2008, No. 4 (27), pp. 23–25. [in Russian].
6. Soreghan G.S., Giles K.A. Amplitudes of Late Pennsylvanian Glacioeustasy. *Geology*, 1999, Vol. 27 (3), pp. 255–258.
7. Eros J.M., Montanez I.P., Osleger D.A., Davydov V.I., Nemyrovska T.I., Poletaev V.I., Zhykaluak M.V. Sequence Stratigraphy and Onlap History of the Donets Basin, Ukraine: Insight into Carboniferous Icehouse Dynamics. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 2012, Vol. 313–314, pp. 1–25. DOI: 10.1016/j.palaeo.2011.08.019.
8. Yusupova T.N., Ganeeva Yu.M., Tuxhvatullina A.Z., Romanov G.V., Muslimov R.Kh., Kruglov M.P. Sostav neftei v karbonatnykh plastakh vereiskikh i bashkirskikh otlozhenii Akanskogo mestorozhdeniya Respubliki Tatarstan [Composition of Oils in Vereiskian and Bashkirian Carbonate Reservoirs of the Akanskoye Oilfield in the Republic of Tatarstan]. *Neftekhimiya — Neftekhimiya*, 2012, Vol. 52, No. 4, pp. 243–248. [in Russian].
9. Khasanov R.R., Gafurov Sh.Z., Rakhimzyanov A.I. Stepen' epigeneticheskogo preobrazovaniya organicheskogo veshchestva v rannekamennougol'nykh otlozheniyakh tsentral'noi chasti Volgo-Ural'skoi neftegazonosnoi provintsii [The Degree of the Epigenetic Transformation of an Organic Matter in the Early Carboniferous Sediments of the Central Part of the Volga-Ural Oil and Gas Province]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2016, No. 10, pp. 29–31. [in Russian].
10. Borkow P.S., Babcock L.E. Turning Pyrite Concretions Outside-In: Role of Biofilms in Pyritization of Fossils. *The Sedimentary Record*, 2003, No. 4, pp. 4–7. DOI: 10.2110/SEDRED.2003.3.4.
11. Folk R.L. Nannobacteria and the Formation of Framboidal Pyrite: Textural Evidence. *Journal of Earth System Science*, 2005, Vol. 114, No. 3, pp. 369–374. DOI: 10.1007/BF02702955.
12. Predtechenskaya E.A. Mineralogicheskie anomalii kak indikator protsessov flyuidomigratsii v yurskikh neftenosnykh otlozheniyakh Zapadno-Sibirskoi plity [Mineralogical Anomalies as Indicators of Fluid Migration Processes in Jurassic Oil-Bearing Deposits of the West Siberian Plate]. *Materialy VII Vserossiiskogo litologicheskogo soveshchaniya «Osadochnye basseiny, sedimentatsionnye i postsedimentatsionnye protsessy v geologicheskoi istorii»* [Materials of the VII All-Russian Lithological Meeting «Sedimentary Basins, Sedimentation and Post-Sedimentation Processes in Geological History»]. Novosibirsk, INGG SO RAN Publ., 2013, Vol. II, pp. 400–405. [in Russian].
13. Degens E.T. *Geokhimiya osadochnykh obrazovaniy* [Geochemistry of Sediments]. Moscow, Mir Publ., 1967. 299 p. [in Russian].

REFERENCES

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ABOUT THE AUTHORS

Королев Эдуард Анатольевич, канд. геол.-минерал. наук, заведующий кафедрой общей геологии и гидрогеологии, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский федеральный университет, г. Казань, Российская Федерация

Eduard A. Korolev, Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Head of the General Geology and Hydrogeology Department, Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

e-mail: edik.korolev@gmail.com

Кольчугин Антон Николаевич, канд. геол.-минерал. наук, заместитель директора по научной работе, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский федеральный университет, г. Казань, Российская Федерация

Anton N. Kolchugin, Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Deputy Director for Science, Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

e-mail: Anton.Kolchugin@gmail.com

Морозов Владимир Петрович, д-р геол.-минерал. наук, заведующий кафедрой минералогии и литологии, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский федеральный университет, г. Казань, Российская Федерация

Vladimir P. Morozov, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Head of the Mineralogy and Lithology Department, Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

e-mail: Vladimir.Morozov@gmail.com

Ескин Алексей Александрович, канд. геол.-минерал. наук, доцент каф. минералогии и литологии, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский федеральный университет, г. Казань, Российская Федерация

Aleksey A. Eskin, Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Assistant Professor of the Mineralogy and Lithology Department, Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

e-mail: eskin.aleksey@gmail.com

Хузина Алсу Фаиловна, аспирант кафедры общей геологии и гидрогеологии, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский федеральный университет, г. Казань, Российская Федерация

Alsu F. Khuzina, Postgraduate Student of General Geology and Hydrogeology Department, Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

e-mail: al.khuzina@mail.ru

Королев Альберт Эдуардович, студент кафедры общей геологии и гидрогеологии, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский федеральный университет, г. Казань, Российская Федерация

Albert E. Korolev, student of General Geology and Hydrogeology Department, Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

e-mail: albert-sup@mail.ru

Бариева Энза Рафаиловна, канд. биол. наук, доцент кафедры инженерной экологии и рационального природопользования, Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Российская Федерация

Enza R. Barieva, Candidate of Biological Sciences, Assistant Professor of Engineering Ecology and Rational Nature Management Department, Kazan State Power-Engineering University, Kazan, Russian Federation

e-mail: enzab143@mail.ru