

УДК 553.98.33

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2022

**Латеральная миграция углеводородов в аспекте нефтеносности разреза терригенного девона в Прикамском регионе****А.А. Чихирин, А.В. Шостак**

Ижевский нефтяной научный центр (Россия, 426057, г. Ижевск, ул. Свободы, 175)

Lateral migration of hydrocarbons in terms of oil content of the terrigenous Devonian section in the Kama region**Anatoliy A. Chikhirin, Aleksandr V. Shostak**

Izhevsk Petroleum Scientific Centre, CJSC (175 Svobody st., Izhevsk, 426057, Russian Federation)

Получена / Received: 19.04.2022. Принята / Accepted: 18.11.2022. Опубликовано / Published: 22.12.2022

Ключевые слова:

миграция, аккумуляция, геологические риски, коллектор, ловушка, терригенный девон, углеводороды, залежь, нефтегазоматеринские породы, Камско-Кинельская система впадин, глубинный разлом, генерация, месторождение, критерии нефтеносности.

В Прикамском регионе проблема сокращения потенциальных ловушек структурного типа и снижения роли традиционных объектов поиска может быть решена посредством потенциала нефтеносности слабо- или недостаточно изученных объектов. К последним в пределах Удмуртского Прикамья отнесены отложения терригенного девона. Ввиду широкого использования фактора миграции углеводородов при оценке коэффициента успешности поисковых работ изучение региональных миграционных процессов не теряет своей актуальности. Показана территориальная приуроченность значительной доли залежей в терригенном девоне к осевым и внутренним бортовым участкам впадин Камско-Кинельской системы, освещены геотермические предпосылки нефтеобразования и возможный механизм первичной миграции углеводородов в пределах зон развития нефтегазоматеринских толщ доманиковой формации. Одна из ключевых ролей для начала вторичной латеральной миграции микронефти отводится газовым эманациям в пределах трасс развития долгоживущих глубинных разломов с последующим газовым латеральным переносом нефти в направлении восстания пластов. Сделано предположение о раннепермском и послепермском времени начала аккумуляции и переформирования залежей для территории Предуралья и смежных областей соответственно. На основе статистических данных прослежены тренды изменения некоторых параметров залежей при удаленности от зон предполагаемой генерации: степень заполнения ловушек, нефтенасыщенность коллекторов, плотность и содержание тяжелых компонентов нефтей, основные свойства попутного газа. В соответствии с региональным структурным планом терригенного девона выделены предполагаемые зональные направления миграции углеводородов. Внутрирезервуарная миграция предполагается на среднее расстояние до 30–40 км от областей генерации. С учетом полученных данных и особенностям регионального развития коллекторов и покрышек проведено ранжирование территории Удмуртской Республики по степени перспектив девонского терригенного комплекса с учетом миграционного фактора.

Keywords:

migration, accumulation, geological risks, reservoir, trap, terrigenous Devonian, hydrocarbons, deposit, oil and gas source rocks, Kama-Kinell depression system, deep fault, generation, field, oil-bearing criteria.

In the Kama region, the problem of reducing potential traps of a structural type and reducing the role of traditional search objects can be solved by means of the oil potential of poorly or insufficiently studied objects. The latter within the Udmurt Kama region include deposits of the terrigenous Devonian. In view of the widespread use of the hydrocarbon migration factor in assessing the success rate of exploration work, the study of regional migration processes does not lose its relevance. The territorial confinement of a significant proportion of deposits in the terrigenous Devonian to the axial and inner side sections of the depressions of the Kama-Kinell system was shown; geothermal prerequisites for oil formation and a possible mechanism for the primary migration of hydrocarbons within the zones of development of oil and gas source strata of the Domanik formation were highlighted. One of the key roles for the start of the secondary lateral migration of micro-oil is assigned to gas emanations within the development paths of long-lived deep faults, followed by gas lateral transport of oil in the direction of uplift. An assumption was made about the early Permian and post-Permian time of the beginning of accumulation and re-formation of deposits for the territory of the Cis-Urals and adjacent areas, respectively. On the basis of statistical data, trends in changes in some parameters of deposits at a distance from the zones of supposed generation were traced: the degree of traps filling, oil saturation of reservoirs, density and content of oil heavy components, the main properties of associated gas. In accordance with the regional structural plan of the terrigenous Devonian, the proposed zonal directions of hydrocarbon migration were identified. Intra-reservoir migration was expected at an average distance of up to 30–40 km from the generation areas. Taking into account the data obtained and the peculiarities of the regional development of reservoirs and seals, the territory of the Udmurt Republic was ranked according to the degree of prospects for the Devonian terrigenous complex, taking into account the migration factor.

© **Чихирин Анатолий Александрович** – кандидат геолого-минералогических наук, эксперт отдела региональной геологии и геолого-разведочных работ (тел.: + 007 (341) 265 44 67, e-mail: aachihirin@udmurtneft.ru). Контактное лицо для переписки.

© **Шостак Александр Владимирович** – начальник управления региональной геологии и геолого-разведочных работ (тел.: + 007 (341) 260 53 55, e-mail: avshostak@udmurtneft.ru).

© **Anatoliy A. Chikhirin** (Author ID in Scopus: 57320173700) – PhD in Geology and Mineralogy, Expert of the Department of Regional Geology and Geological Exploration (tel.: + 007 (341) 265 44 67, e-mail: aachihirin@udmurtneft.ru). The contact person for correspondence.

© **Aleksandr V. Shostak** (Author ID in Scopus: 57223139775) – Head of the Department of Regional Geology and Geological Exploration (tel.: + 007 (341) 260 53 55, e-mail: avshostak@udmurtneft.ru).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Чихирин А.А., Шостак А.В. Латеральная миграция углеводородов в аспекте нефтеносности разреза терригенного девона в Прикамском регионе // Недропользование. – 2022. – Т.22, №3. – С.116–125. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.3.3

Please cite this article in English as:

Chikhirin A.A., Shostak A.V. Lateral migration of hydrocarbons in terms of oil content of the terrigenous Devonian section in the Kama region. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2022, vol.22, no.3, pp.116-125. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.3.3

Введение

Одной из насущных текущих проблем для старых нефтегазодобывающих районов Урало-Поволжья, и в частности Прикамского региона, является рост темпа истощения кондиционных запасов нефти. Традиционные объекты поисков, связанные со структурными ловушками среднего и нижнего карбона, в пределах бортовых частей впадин Камско-Кинельской системы (ККСВ) постепенно теряют свою актуальность. В первую очередь это связано со значительным сокращением фонда структур с низкими геологическими рисками неуспешности опознания. В этих условиях геологоразведочные работы в регионе все больше связываются с двумя основными направлениями. Тренд первого ориентирован на оценку потенциала нефтеносности новых для Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП) объектов: битуминозных доманикоидных отложений, неантиклинальных ловушек депрессионных зон ККСВ, псевдориогенных малоамплитудных построек, осадочного допалеозоя, кристаллического фундамента, кор выветривания и т.д. Направленность второго фокусируется на выявлении потенциала нефтеносности слабо- или недостаточного изученных объектов поиска. В пределах Удмуртского Прикамья к последним, на наш взгляд, относятся отложения терригенного девона, разрез которого вскрыт только в 19 % скважин общего фонда поисково-разведочного бурения, а отдельные территории практически не вовлекались в поисковые работы.

Материалы и методы

Основной целью исследования являлась попытка оценки влияния процесса региональной вторичной миграции углеводородов (УВ) на нефтеносность девонского терригенного комплекса (ДТК). В задачи работы входило обобщение накопленной информации по нефтеносности ДТК в Прикамье и северном Предуралье, поиск зависимостей изменения параметров выявленных залежей в плане региональной миграции, выделение дополнительных критериев поиска и ранжирование территории Удмуртской Республики (УР) по степени перспектив нефтеносности. Использованные материалы включали данные по более 270 месторождениям [1–8] (рис. 1). Отметим, что в рамках настоящей тематики термин «местоскопление» (по А.А. Бакирову и др. [9]) более уместен, однако не используется, так как не подчеркивает промышленной значимости залежей [10].

Результаты исследования и их обсуждение

Актуальность тематики. В практике планирования геолого-разведочных работ (ГРП) вопрос о процессе миграции УВ чаще всего встает на стадии оценки вероятности геологического успеха поисково-разведочных работ. Данная вероятность вычисляется как произведение нескольких независимых геологических факторов (вероятностей), определяющих успешность или риск проведения дальнейших ГРП. Количество последних может достигать более десяти, но, как правило, используются несколько основных: наличие источника генерации УВ, существование резервуара, флюидоупора, замкнутой ловушки, путей миграции УВ, заполнения ловушки УВ, влияние постакумуляционных процессов [11–19]. При этом каждый фактор может включать нескольких субфакторов, например, возможность заполнения ловушки УВ может быть итогом общей оценки по наличию, зрелости, времени реализации потенциала нефтематеринских пород (НГМП) и наличию путей миграции УВ. В целом российские крупные компании используют четырех- или пятифакторный анализ, методология большинства из которых разработана на основе работ [18, 19].

Оценка фактора наличия вторичной миграции УВ в том или ином виде (вертикальная, латеральная, ремиграция и

т.д.) присутствует при любом варианте прогноза и может существенно повлиять на итоговое значение успешности проекта, оценку его ресурсной базы и, соответственно, экономическую эффективность. Так, при равнозначных значениях всех прочих параметров, но минимальном и максимальном значениях вероятности наличия миграции разница итоговых коэффициентов успешности может достигать пятикратного значения. В связи с этим, несмотря на вековую историю исследований миграционного аспекта аккумуляции УВ, изучение особенностей региональной миграции не теряет своей актуальности.

НГМП и первичная миграция УВ. В настоящее время большинством исследователей ведущая роль в процессах генерации углеводородов в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции отводится отложениям доманиковой формации депрессионных и склоновых зон ККСВ, и в частности в большей степени НГМП доманикового (семилуцкого) горизонта [20–23]. При этом наиболее показательно, что нефть супергигантского Ромашкинского месторождения по изотопно-геохимическим данным связывается с верхнефранскими доманикоидами погруженных частей депрессий, в частности смежных с Татарским сводом [23].

Прежде всего, обращает на себя внимание приуроченность в плане значительной доли месторождений с продуктивностью разреза ДТК к осевым (27, или 10 % всех месторождений) и внутренним бортовым (134, или 49 %) участкам впадин ККС Прикамского региона (рис.1). По мнению В.М. Проворова (2007), эта система впадин является результатом растяжения и земной коры в начале герцинского тектогенеза. При этом утонение земной коры в зоне ККСВ, тектонические подвижки по крупным региональным разломам и, что важно, повышение температурного режима значительно усилило процессы преобразования рассеянного органического вещества в УВ [24]. Определенная зависимость повышения пластовой температуры ДТК намечается для месторождений в пределах депрессионных элементов ККСВ и в настоящее время (рис. 2, а). Кроме того, наблюдается увеличение среднего геотермического градиента в разрезе терригенного девона по мере приближения к площади развития указанных впадин (с 1,7 до 1,9–2,1 °С/100 м).

Территориальная приуроченность или близость ловушек к указанным позднефранско-турнейским вюртиформационным впадинам, вероятно, выражается в полноте нефтеснабжения последних. Как показал анализ данных по 220 верхнефранским залежам в пределах Прикамья, свыше двух третей всех продуктивных ловушек расположены на расстоянии до 30...40 км от депрессионных зон ККСВ и заполнены нефтью более чем на 70 % (рис. 2, б). Последнее, по мнению авторов, наряду с фактором непрерывной деструкции залежей, во многом определяется латеральной миграцией УВ.

При рассмотрении процесса первичной миграции УВ из нефтематеринских пород ККС одним из дискуссионных остается вопрос механизма эвакуации микронепти в нижележащие отложения терригенного девона [25]. Общеизвестно, что надежным региональным флюидоупором для нефти девонских коллекторов является глинисто-карбонатная тимано-саргаевская толща, обеспечивающая экранирование большинства месторождений в регионе. Существующие варианты нисходящей миграции УВ за счет повышенного давления в зоне их генерации или проникновения нефтегазодонасыщенных флюидов в нижележащие коллекторы на участках воздымания пластов при латеральном их перемещении представляются трудновыполнимыми.

На наш взгляд, нарушения сплошности указанного флюидоупора и возможная реализация первичной миграции УВ за счет НГМП доманикового горизонта в регионе обусловлены двумя факторами. Первый связан с относительно долгоживущими разломами сбросового

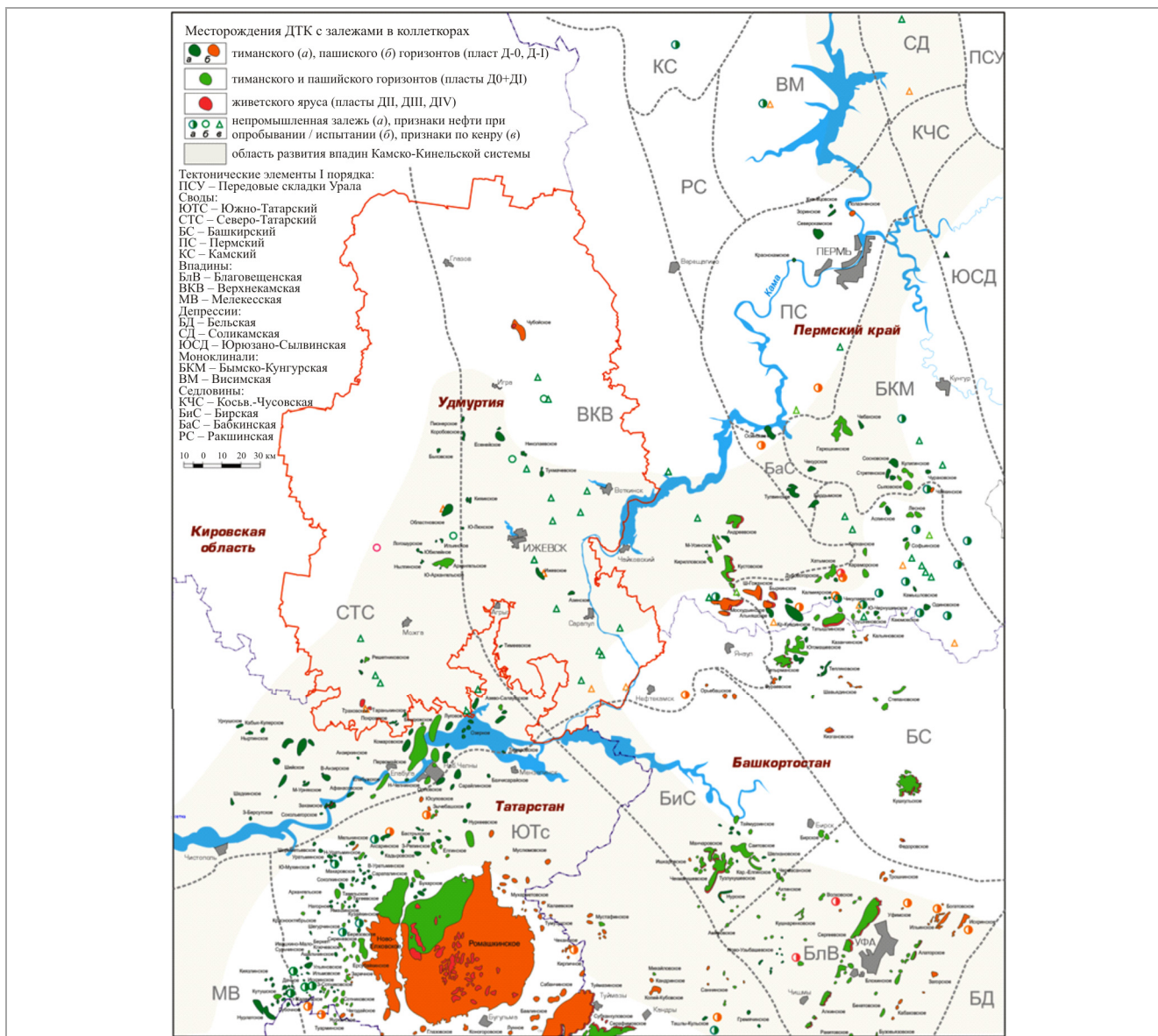


Рис. 1. Региональная схема размещения нефтяных месторождений в разрезе ДТК

характера в зонах сочленения тектонических элементов первого порядка. Второй – с зоной развития постседиментационных (возможно, и конседиментационных) микрограбенов (грабенообразных прогибов) (рис. 3). Нефти некоторых таких приразломных залежей, например Архангельского месторождения, характеризуются повышенным содержанием изопренов, что является одним из признаков близости к зонам генерации [26].

Вторичная латеральная миграция УВ. Вопрос и важность латеральной миграции УВ в процессе аккумуляции скоплений нефти и газа в Урало-Поволжье, и в частности Прикамском регионе, затрагивались в различных исследованиях на протяжении всей истории нефтегазопроисковых работ. Так, анализ особенностей размещения нефтяных месторождений в Татарии отчетливо показывает, что нефть в них миграционная, и все ее месторождения находятся на пути региональной миграции флюидов [4]. В целом внутривпадинная перемещение УВ как один из факторов формирования месторождений признается большинством исследователей (по крайней мере – локальная). Однако форма, время и расстояние миграции УВ продолжают оставаться предметом дискуссий.

Известно, что ветви ККС оконтуривают периферии крупных палеосводов по региональным глубинным разломам [5, 27]. Для рассматриваемой территории основными такими дизъюнктивами являются Главный Удмуртский и Прикамский глубинные разломы. Оба нарушения по характеру проявления

характеризуются как надпорядковые [28], при этом Главный Удмуртский разлом является одним из самых высокоамплитудных сбросов, а Прикамский – главным в Камской системе сдвигов. В осадочном чехле подобные разрывные нарушения, как правило, представлены в ДТК, нередко в карбонатном девоне, как серия мало- и среднеамплитудных (10–40, иногда до 70–80 м) вторичных разломов или отражаются как зоны повышенной тектонической трещиноватости. Немаловажно также, что в настоящее время отмечается частичная тектоническая активизация глубинных разломов вдоль ККСВ, а также прослеживаются локальные эпицентры современных микроземлетрясений вдоль их трасс [29, 30]. В рамках рассматриваемой темы приуроченность НГМП впадин ККС к трассам глубинных долгоживущих разломов интересна с позиции возможного запускового механизма вторичной латеральной миграции нефти.

По мнению авторов, процесс миграции УВ в рассматриваемом регионе, возможно, мог происходить по механизму, предложенному В.И. Иванниковым [31, 32], а именно посредством ее пульсационной флотации газовой микроэмульсией в микрокапельном состоянии. В общем виде суть данного подхода в следующем.

Как известно, глубинные разломы служат основными путями миграции не только рудных растворов, но и большого объема эндогенных газов, прежде всего метана и углекислого газа (холодная ветвь глубинной дегазации). Ювенильные растворенные газы путем диффузии

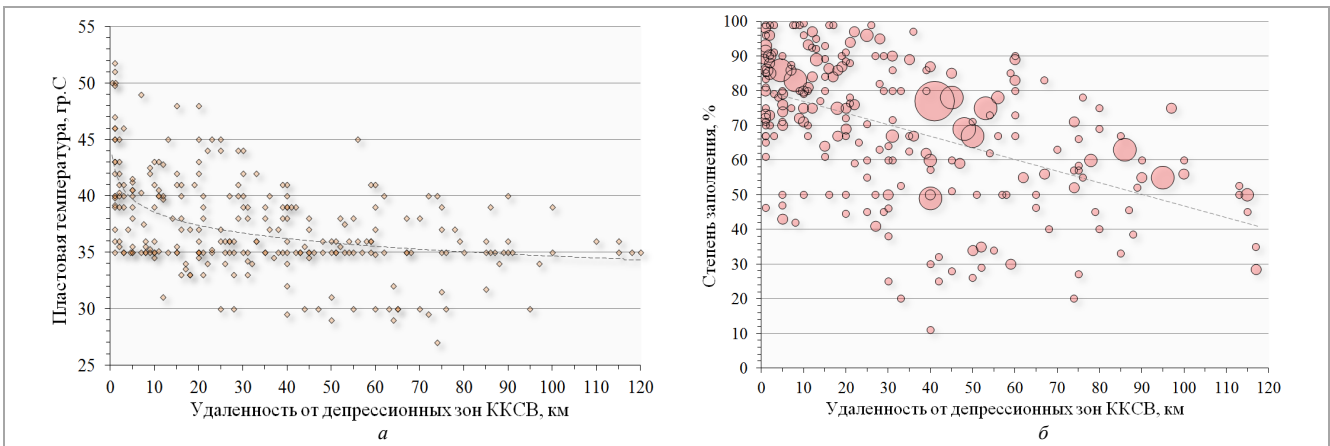


Рис. 2. Пластовая температура (а) и степень заполнения тимано-пашийских ловушек (б) по отношению к расстоянию до осевых зон ККСВ (диаметр кругов – степень крупности месторождений по величине извлекаемых запасов ДТК: очень мелкие, мелкие, средние, крупные и уникальные)

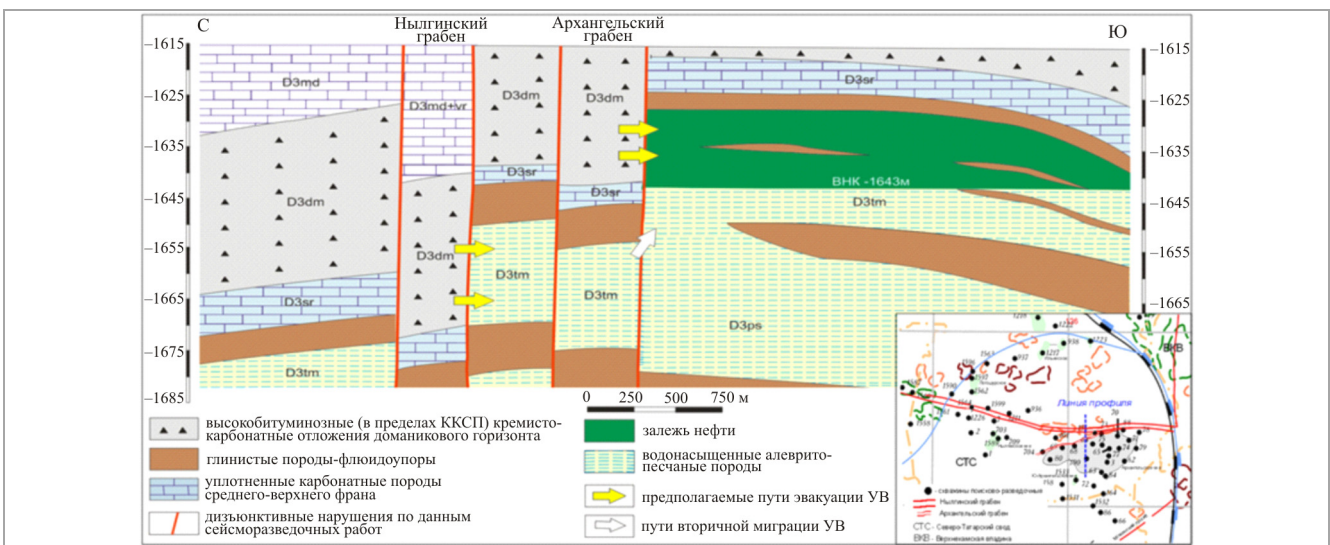


Рис. 3. Принципиальная схема первичной миграции УВ на примере Архангельского месторождения

поступают из глубинных разломов земной коры в пористые и проницаемые пласты и постепенно насыщают объем коллектора вблизи газопитающего разлома и оттесняют заполняющую его воду и рассеянную в ней микроневть. При достижении перенасыщения (для данных PVT-условий) в приразломной части коллектора возникает аномально высокое пластовое давление, газовая пачка переходит в режим всплывания и происходит ее латеральное движение под действием сил плавучести. При этом происходит сбор и флотомиграция (перенос газовыми пузырьками) рассеянной нефтяной фазы и насыщение ловушек на пути регионального подъема пластов. Пластовая вода при этом является вмещающей средой. Уход газовой пачки по латерали пласта приводит к возникновению аномально низкого пластового давления в приразломной зоне коллектора на тот период времени, пока в ней не возникнут условия нового перенасыщения газовой фазой [31–33].

Касаясь вопроса времени формирования месторождений Прикамского региона, следует отметить, что, вероятно, процессы генерации, аккумуляции и переформирования УВ в ловушках ДТК начались в конце палеозоя. При этом миграция УВ была обусловлена во многом региональными перестройками структурных планов. Для территории Предуралья это, возможно, связано с началом образования крупных депрессий Предуральского прогиба в раннепермскую эпоху, что привело к общему тренду латеральной миграции в западном направлении [34]. Для западных областей, по нашему мнению, миграция и перераспределение скоплений УВ связаны с послепермским

воздыманием Южно-Татарского и значительной части Северо-Татарского сводов (ЮТС, СТС). К этому моменту НГМП доманиковой формации впадинных частей ККС находились в той или иной степени в зоне нефтяного «окна» [35], при этом генерация нефтяных УВ началась в казанское и татарское время [36].

О масштабах вертикальной тектонической перестройки можно судить по степени денудации пермских отложений в пределах Удмуртской Республики (УР). Так, на северо-западе Верхнекамской впадины, где вскрыты отложения триаса, неразмытый разрез отложений пермской системы имеет мощность порядка 1000 м, в южных частях указанной впадины и склона СТС – около 600 и 400 м соответственно. Воздымание южного блока Татарского массива на фоне стабильно приподнятого положение примыкающей части северного блока, а также последующие фазы позднеальпийского тектогенеза определили общее юго-западное направление воздымания территории. При этом текущий региональный уклон поверхности ДТК в направлении от Верхнекамской впадины (ВКВ) до вершин Татарского палеосвода составляет от 1 до 3–4 м/км. Таким образом, с учетом генерации УВ в зонах ККСВ можно проследить возможные тренды латеральной миграции и общую направленность перераспределения УВ в ловушках для каждой из зон рассматриваемой территории (рис. 4).

Региональное изменение гипсометрии поверхности ДТК в купе с областями генерации УВ хорошо соотносится с основными зонами размещения месторождений ДТК или их отсутствием. В частности миграционные процессы,

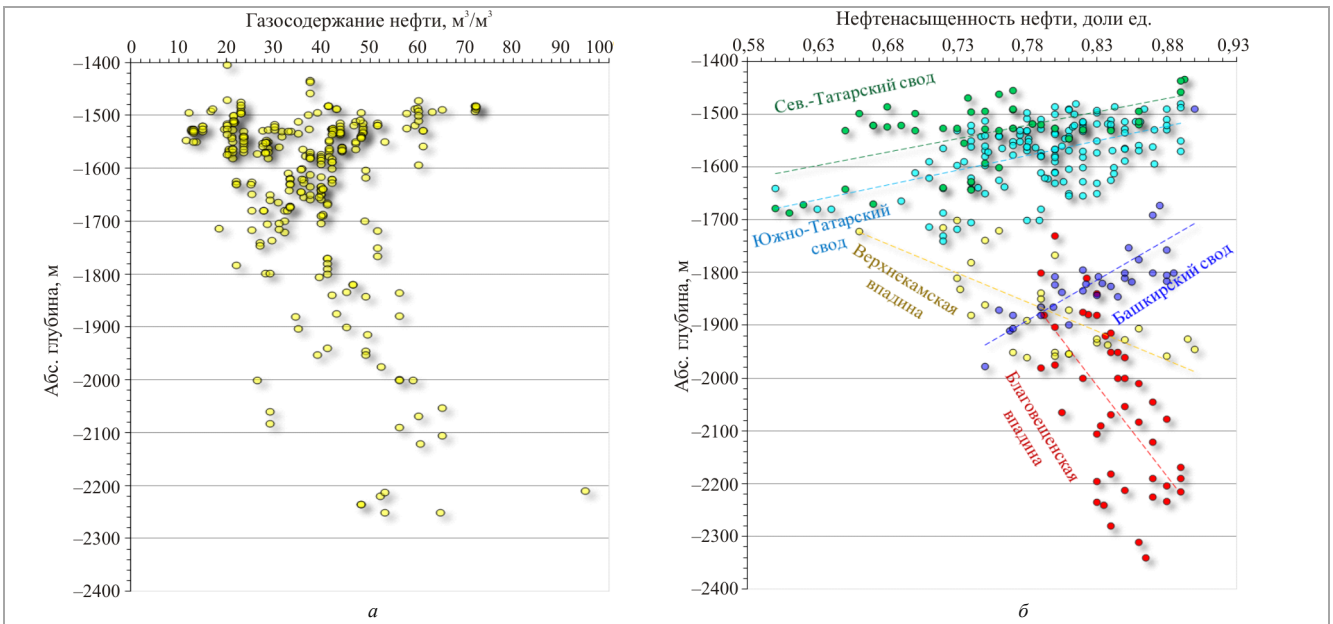


Рис. 5. Изменение средних значений газосодержания нефти (а) и нефтенасыщенности пород (б) с глубиной залегания

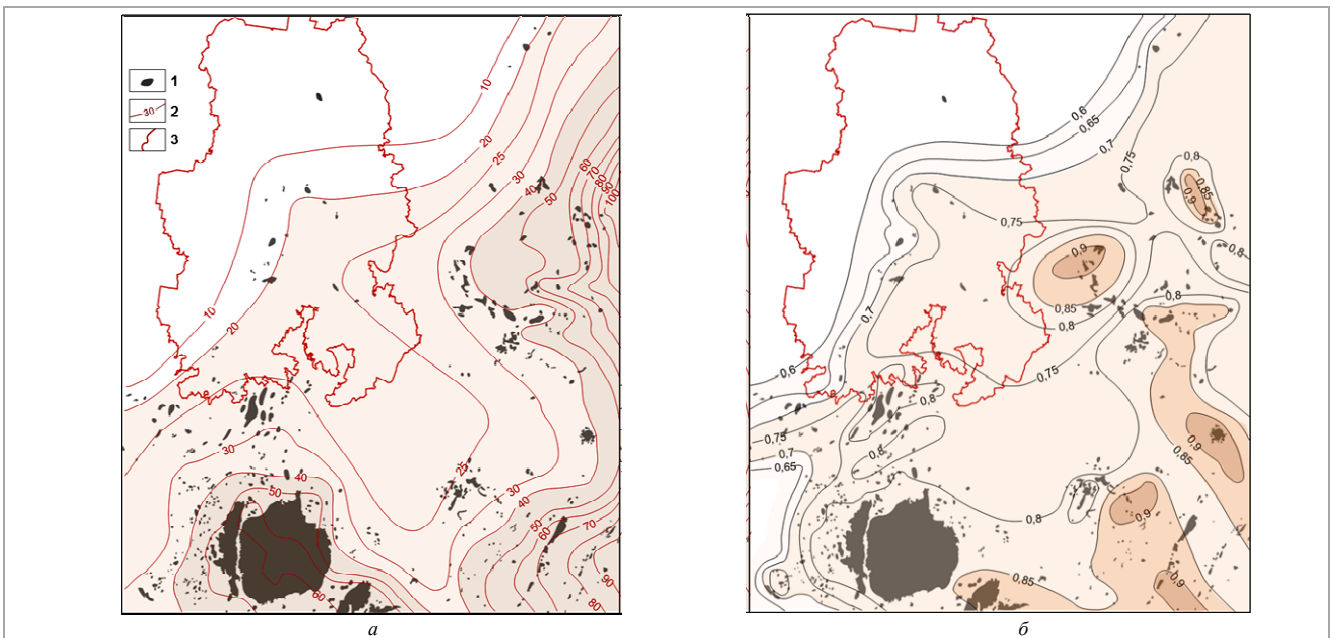


Рис. 6. Схема изменения газонасыщенности нефти (а) и нефтенасыщенности коллекторов (б) по площади: 1 – месторождение нефти; 2 – линии равных значений; 3 – административная граница УР

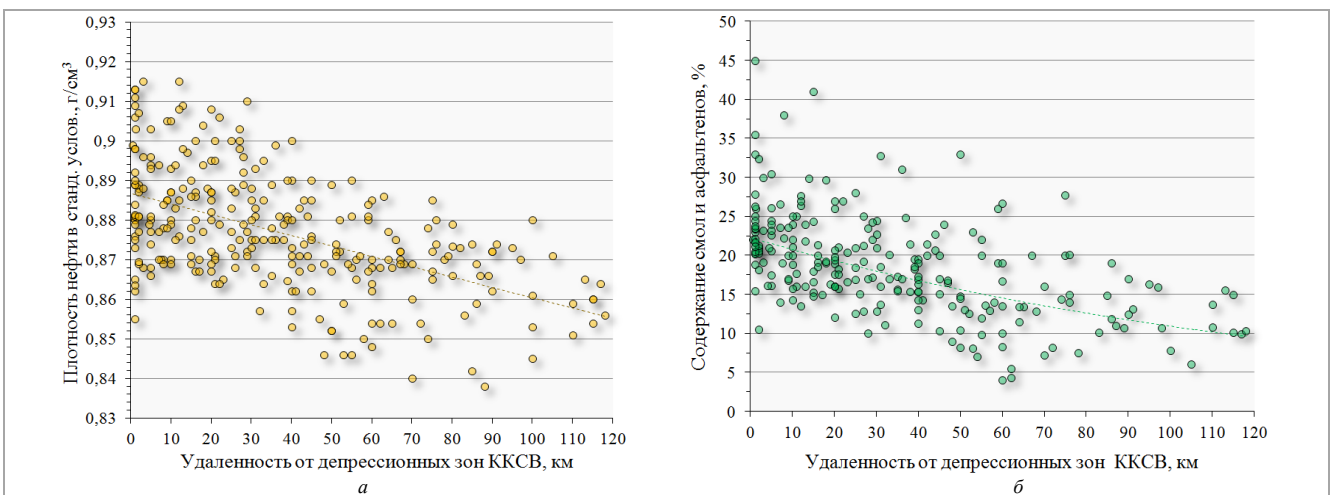


Рис. 7. Изменение плотности (а) и содержания смол и асфальтенов (б) нефти в зависимости от удаленности ККСВ

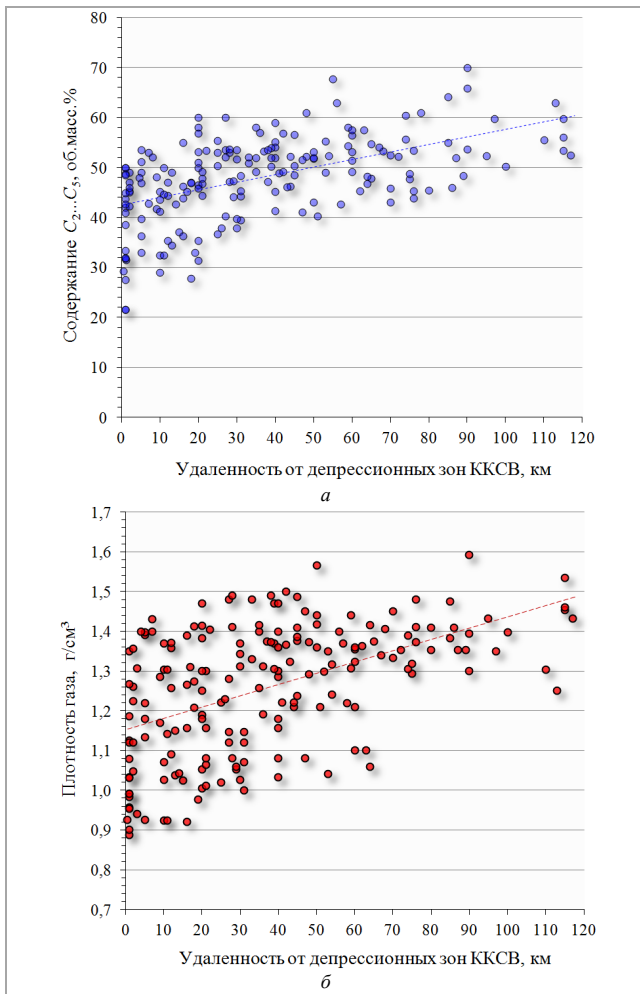


Рис. 8. Изменение содержания суммы гомологов метана (а) и плотности растворенного газа (б) в зависимости от удаленности ККСВ

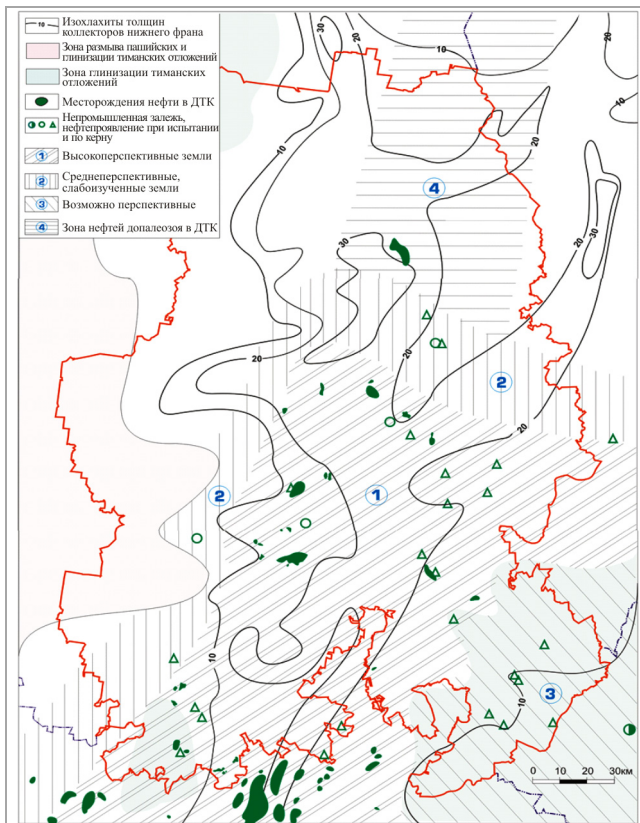


Рис. 9. Схема перспектив нефтеносности ДТК в пределах УР

Содержание в нефтяном газе газообразных гомологов метана также не имеет определенной площадной зависимости. Однако при суммарном привлечении пентана и более высших компонентов наблюдается тренд повышения жирности попутного газа по мере удаления от зон предполагаемой генерации УВ (рис. 8, а). Наряду с этим фиксируется в целом рост значений удельного веса растворенного газа (рис. 8, б). Возможно, как отмечается в работе [51], при латеральной миграции газонефтяных систем возникают все условия для селективной дегазации нефти, приводящей к перераспределению газовых компонентов в соответствии с их растворимостью в жидких УВ. В ходе этих процессов по направлению боковой миграции газы становятся более тяжелыми, а степень газонасыщенности нефти снижается.

Исходя из приведенных данных, можно предположить, что дистанция латеральной миграции УВ в ДТК региона, вероятно, достигала порядка 100 километров в пределах крупных сводовых поднятий, однако оптимальное (среднее) расстояние не превышало 30–40 км от зон их генерации НГМП впадин Камской системы.

Хотелось бы отметить, что все площадные изменения указанных параметров касаются непосредственно ловушек с доказанной нефтеносностью, которые можно рассматривать как определенный или промежуточный итог миграционных процессов. Как известно, одним из главных аргументов критиков латеральной миграции является отсутствие следов (шлейфов) остаточного нефтенасыщения в породах, смежных с месторождениями территорий, т.е. на путях транзита УВ.

Для поисковых площадей в пределах ККСВ Удмуртии в разрезе ДТК такие единичные примеры фиксировались в виде следов окисленной нефти или битумных «примазок», запаха нефти на сколе керна, остаточной нефтенасыщенности по геохимическому анализу шлама, а также повышения фоновых газопоказаний. Отсутствие широко развитого остаточного насыщения за пределами месторождений связано, возможно, с избирательностью путей латеральной миграции (нефронтальное направление по наименьшему сопротивлению), осмотическими эффектами в порах коллекторов и формой переноса УВ (флотация микронепти газом) [32], газовым растворением и выносом остаточной нефти из породы [53]. Кроме того, вероятно, нельзя исключать и случаи отсутствия признаков УВ за счет полной промывки керна фильтратом глинистого раствора [54] при относительно высоких фильтрационно-емкостных свойствах коллекторов ДТК. В прошлом веке данные растворы являлись основным типом промывочной жидкости при бурении.

В целом на принципиальную возможность внутрирезервуарной миграции показывают, прежде всего, размеры наиболее крупных по площади нефтеносности месторождений. Так, пашийские залежи Ромашкинского и Ново-Елховского месторождений имеют диаметр и продольный размер около 70...80 км, что уже предполагает необходимость перемещения УВ в коллекторах как минимум первые десятки километров. Локальное внутрирезервуарное перемещение нефти фиксируется при длительной разработке крупных месторождений (подъем контактов водораздела, вытеснение при поддержании пластового давления, перемещение агентов трассерных исследований и т.д.).

Ранжирование территории УР по степени перспектив. Применительно к территории Удмуртии данные по возможным направлениям латеральной миграции (см. рис. 4) были скомлексированы с картами суммарных толщин коллекторов тиманского и пашийского горизонтов [26]. С учетом особенностей развития региональной покрывки эмско-тиманского терригенного комплекса [55] и особенностей миграции УВ была выполнена оценка перспектив ДТК (рис. 9). В пределах республики в аспекте потенциала ГРП выделены

Комплекс параметров для оценки потенциала нефтеносности ДТК

Параметр оценки	Высокоперспективная		Средне-перспективная	Возможно перспективная	Зона нефти допалеозоя в ДТК
	восточная часть (ВКВ)	западная часть (СТС)			
Количество месторождений	15, включая запад Пермского края	20, включая север Татарстана	3 (Татарстан)	2 (Башкортостан)	1 (Удмуртия)
Близость к зоне НГМП: 0..20 / 20..30 км (+ + + / + +) 30..40 / 40..50 км (+ / -) 50..60 / > 60 км (- - / - -)	(+ + +)	(+ + +) / (+ +)	(+ +)	(+ +)	(-) / (-) / (- -)
Ловушка и направление латеральной миграции: на путях / отдалена (+ / -) вне путей транзита (- -)	(+)	(+)	(+)	(+)	(-) / (-)
Амплитуда ловушки и суммарная толщина коллекторов D _{гф1} (гидродинамический замок): A _{больше} / A _{меньше} (+ / -)	Суммарная толщина коллекторов в составляет 15...25 м	Суммарная мощность коллекторов в составляет от 10 до 20 м	Толщина от первых метров (западная часть) до 15...30 м (северная часть)	Зона глинизации тиманских коллекторов, толщина пашийских от 5 до 15 м	Суммарная мощность коллекторов от 20 до 40 м
Амплитуда разлома: более 20 м (+ + +) 10..20 м (+ +) 5..10 м (+)	Характерна малоамплитудная разрывная тектоника (до 10 м)	В зоне стыка СТС и ВКВ возможны сбросы амплитудой до 30 м	Аналогично высокоперспективной зоне в зависимости от района	Мало- и среднеамплитудная разрывная тектоника (до 20...30 м)	Амплитудные сбросы в зоне сочленения ВКВ и СТС
Смещение осей органических построек: нет / 250 < м (+ + / +) 250..1000 м (-) > 1000 м (-)	Характерно для органических построек в ККСВ, бортовых массивов и палешельфа	Характерно для островных карбонатных массивов в пределах ККСВ	Возможно в пределах карбонатных массивов и карбонатных палеоплато	Возможно для органических построек в ККСВ и Арланском палеоплато	Не отмечается
Региональные барьеры для миграции	Для площадей УР не учитываются ввиду отсутствия дизъюнктивов со смещениями более 40–50 м				

следующие земли: высокоперспективные (нефтеносность доказана), среднеперспективные (благоприятные для нефтенакпления), возможно перспективные (весьма слабо изученные), а также зона вероятных залежей с высоковязкой нефтью, мигрировавшей в девонские ловушки из допалеозойского разреза (зона трудноизвлекаемой дегазированной верхнепротерозойской нефти).

Поисковые критерии нефтеносности. С целью более корректного обоснования поисково-разведочных работ на девонский терригенный объект в пределах новых участков УР целесообразно учитывать оценочные параметры в комплексе для каждой из выделенных зон (таблица). При этом близость потенциальной ловушки к очагам генерации и ее расположение по отношению к путям транзита УВ являются ключевыми показателями оценки по фактору миграции УВ.

Заключение

Таким образом, анализ накопленной на сегодняшний день геолого-геохимической информации по поисково-разведочным работам по ДТК Прикамья показывает возможность развития в регионе процесса внутрирезервуарной латеральной миграции УВ из внутренних зон развития НГМП доманикового типа в периферийные и смежные участки. Масштаб данного перемещения, вероятно, составлял в среднем несколько десятков километров и был обусловлен тектонической перестройкой территории в ранне- и послепермский периоды. Учет данных по особенностям углеводородной миграции для каждого нефтегазоносного комплекса способствует более корректной оценке геологических рисков в пределах отдельных зон и локальных участков.

Библиографический список

- Клещев К.А., Шейн В.С. Нефтяные и газовые месторождения России: справочник в двух книгах. Книга первая: Европейская часть России. – М.: ВНИГНИ, 2010. – 832 с.
- Атлас нефтяных и газовых месторождений, разрабатываемых ПАО АНК Башнефть. – Уфа: БашНИПИнефть, 2015. – 270 с.
- Лядова Н.А., Яковлев Ю.А., Распопов А.В. Геология и разработка нефтяных месторождений Пермского края. – М.: ВНИИЭНГ, 2010. – 335 с.
- Юсупов Б.М., Веселов Г.С. Размещение нефтяных месторождений Татарии. – М.: Наука, 1973. – 191 с.
- Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений / под ред. Р.Х. Муслимова. – Казань: Изд-во Фэн Академии наук РТ, 2007. – Т. 1. – 316 с.
- Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений / под ред. Р.Х. Муслимова. – Казань: Изд-во Фэн Академии наук РТ, 2007. – Т. 2. – 524 с.
- Геология и нефтеносность Удмуртской АССР / В.А. Шеходанов, В.М. Проворов, З.А. Федорчук, Л.В. Шаронов, М.М. Погребняк. – Ижевск: Изд-во Удмуртия, 1976. – 128 с.
- Савельев В.А. Нефтегазоносность и перспективы освоения ресурсов нефти Удмуртской Республики. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. – 288 с.
- Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа / А.А. Бакиров, Э.А. Бакиров, В.С. Мелик-Пашаев, Г.Т. Юдин. – М.: Высшая школа, 1976. – 416 с.
- Кравченко К.Н. Соотношение понятий провинциальной и бассейновой систем нафтидной геологии // Геология нефти и газа. – 1995. – № 12 – С. 34–41.
- Otis R.M., Schneidermann N. A Process for Evaluating Exploration Process // AAPG Bulletin. – 1997. – Vol. 81 (7). – P. 1087–1109. DOI: 10.1306/522B49F1-1727-11D7-8645000102C1865D
- Поляков А.А., Муралин Ш.М. Международный опыт анализа геологических рисков [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т. 7, № 4. – URL: http://www.ngtr.ru/rub/3/60_2012.pdf (дата обращения: 05.03.2022).
- Поляков А.А. Системный подход к анализу и снижению риска при поисках и разведке месторождений нефти и газа [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. – Т. 11, № 1. – URL: http://www.ngtr.ru/rub/3/3_2016.pdf (дата обращения: 05.03.2022).
- Rose P.R. Evolution of E&P risk analysis (1960–2017) // AAPG 100-th Annual convention and exhibition. April 2-5. – Houston, Texas, 2017. – 45 p.
- Геолого-экономическая оценка проектов: настоящее и будущее / М.Г. Дымочкина, П.Ю. Киселев, М.Н. Пислегин, Т.Г. Кузьмин, А.Т. Муллагалеев // Пронефть. Профессионально о нефти. – 2018. – № 3 (9). – С. 18–23. DOI: 10.24887/2587-7399-2018-3-18-23
- Евстафьев И.Л., Долинский И.Г. Оценка геологических рисков при планировании геологоразведочных работ на стадии поиска месторождения // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 4 (36). – С. 19–23.
- Шатров С. В. Оценка ресурсов углеводородов на основе совместного моделирования вероятностных и объемных характеристик поисковых объектов: дис. ... канд. геол.-минер. наук – Уфа. – 2018. – 158 с.
- The CCOP Guidelines for risk assessment of Petroleum prospects // Coordinating Committee for Coastal and Offshore Geoscience Programme in East and Southeast Asia. – Bangkok, Thailand, 2000. – 35 p.
- Rose P.R. Risk analysis and management of petroleum exploration ventures // AAPG methods in exploration. – 2001. – № 12. – 123 p. DOI: 10.1306/Mth12792
- Гордадзе Г.Н., Тихомиров В.И. Об источниках нефти на северо-востоке Татарстана // Нефтехимия. – 2007. – № 6. – С. 422–431.
- Кисилева Ю.А., Можегова С.Г. Генетические группы нефтей центральных районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и их генерационные источники [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т. 7. – № 3. – URL: http://www.ngtr.ru/rub/1/36_2012.pdf (дата обращения: 10.03.2022).
- Мухаметшин Р.З., Пунанова С.А. Особенности нефтей палеозоя центральных районов Урало-Поволжья и доманиковая толща как источник их образования // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 6. – С. 45–51.
- Галимов Э.М., Камалеева А.И. Источник углеводородов супергигантского нефтяного месторождения Ромашкино (Татарстан) – приток из кристаллического фундамента или нефтемагматические осадочные отложения? // Геохимия. – 2015. – № 2. – С. 103–122. DOI: 10.7868/S001675251502003X
- Проворов В.М. О генетической связи зон нефтенакпления в терригенном девоне с мобильными зонами фундамента на территории северной части Волго-Уральской провинции // Вестник Пермского университета. Геология. – 2007. – Вып. 4 (9). – С. 26–31.
- Коженикова Е.Е., Карасева Т.В. Проблемы миграции углеводородов из нефтемагматических свит // Нефтегазовое дело. – 2014. – Т. 12, № 1. – С. 25–29.
- Соснин Н.Е. Геологическое строение и перспективы нефтеносности сложнопостроенных девонских терригенных отложений на территории Удмуртской Республики: дис. ... канд. геол.-мин. наук. – Пермь, 2013. – 183 с.
- Тропольский В.И., Вадашнин Э.З., Тухватуллин Р.К. Закономерности развития нефтеносности и методика поисковых работ в Камско-Кинельской системе прогибов на территории Татарии // Вопросы геологии и нефтеносности Среднего Поволжья. – Казань: Изд-во Казанского университета, 1974. – Вып. 4. – С. 3–28.

28. Ларочкина И.А. Концепция системного геологического анализа при поисках и разведке месторождений нефти на территории Татарстана. – Казань: Изд-во Фэн Академии наук РТ, 2013. – 232 с.

29. Геология Татарстана: Стратиграфия и тектоника: монография / Г.П. Бутаков [и др.]. – М.: ГЕОС, 2003. – 401 с.

30. Баранов Ю.В. Интегрированный анализ геофизической и геологической информации для выделения зон возможных очагов землетрясений Западного Приуралья: дис. ... канд. техн. наук. – Пермь, 2018. – 128 с.

31. Иванников В.И. Теория конвергенции углеводородов и ее геологические следствия // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 2002. – № 10. – С. 43–47.

32. Иванников В.И., Кузнецов Ю.И. Дары природы – углеводороды (История. Месторождения. Закономерности размещения. Происхождение. Добыча. Экология). – Тверь, 2016. – 168 с.

33. Иванников В.И. Миграция газов и нефти в осадочных породах литосферы // Инженер-нефтяник. – 2016. – № 4. – С. 5–16.

34. Шаронов Л.В. Формирование нефтяных и газовых месторождений северной части Волго-Уральского бассейна. – Пермь, 1971. – 287 с.

35. Формирование и нефтегазоносность доманикоидных формаций / М.И. Зайделсон, С.Я. Вайнбаум, Н.А. Копрова, Е.Г. Семенова, Е.Я. Суворов [и др.]. – М.: Наука, 1990. – 79 с.

36. Перспективы нефтегазоносности севера Урало-Поволжья по данным геохимии доманикитов / Т.В. Белоконов, Н.Г. Гецен, Т.А. Катаева, В.Ф. Финкель, Л.А. Козлова // Геология нефти и газа. – 1990. – № 3. – С. 20–23.

37. Кожевникова Е.Е. Оценка нефтегенерационного потенциала эмско-тиманских отложений Республики Удмуртия // Вестник Пермского университета. Геология. – 2020. – Т. 19, № 4. – С. 396–400.

38. Dow W.G. Application of oil correlation and source rock data to exploration in Williston Basin // AAPG Bulletin. – 1974. – Vol. 58 (7). – P. 1253–1262.

39. Tissot B.P., Welte D.H. Petroleum formation and occurrence. A new approach to oil and gas exploration. – Berlin – Heidelberg – New York: Springer – Verlag, 1978. – 538 p.

40. Clayton J.L., Swetland P.J. Petroleum generation and migration in Denver Basin // AAPG Bulletin. – 1980. – Vol. 64, № 10. – P. 1613–1633. DOI: 10.1306/2F9196D4-16CE-11D7-8645000102C1865D

41. Garven G. A hydrogeologic model for the formation of the Giants oil sand deposit of the Western Canada sedimentary Basin // American Journal of Science. – 1989. – Vol. 289. – P. 105–166. DOI: 10.2475/AJS.289.2.105

42. Piggott N., Lines M.D. A case study of migration from the west of the Canada Basin // Petroleum Migration // Geological Society Special Publication. – 1991. – № 59. – P. 207–225. DOI: 10.1144/GSL.SP.1991.059.01.14

43. Bethke C.M., Reed J.D., Oltz D.F. Long range petroleum migration in the Illinois Basin // AAPG Bulletin. – 1991. – Vol. 75 (5). – P. 925–945. DOI: 10.1306/0C9B2899-1710-11D7-8645000102C1865D

44. Demaison G.J., Huizinga B.J. Genetic classification of petroleum systems using three factors: Charge, migration, and entrapment / The petroleum system – from source to trap. // AAPG Memoir № 60. – 1994. – P. 73–89. DOI: 10.1306/0C9B29BB-1710-11D7-8645000102C1865D

45. Sylta Ø., Pedersen J. I., Hamborg M. On the vertical and lateral distribution of hydrocarbon migration velocities during secondary migration // Geological Society, London, Special Publications. – 1998. – Vol. 144. – P. 221–232. DOI: 10.1144/GSL.SP.1998.144.01.17

46. Yu Jianing, Zou Huayao. Preferential petroleum migration pathways in eastern Pearl River Mouth Basin, offshore South China Sea // Journal of Earth Science. – 2009. – Vol. 20 (4). – P. 720–730. DOI: 10.1007/s12583-009-0062-8

47. Чепиков К.Р. Миграция нефти и газа / Происхождение нефти и газа и формирование их месторождений: материалы Всесоюзного совещания по генезису нефти и газа. – М.: Недра, 1972. – С. 85–91.

48. Максимов С.П., Доброта Э.Д. Размещение и формирование скоплений нефти в северных областях Волго-Уральской провинции // Геология нефти и газа. – 1982. – № 8. – С. 20–26.

49. Научные основы современной технологии прогнозирования нефтегазоносности территорий / Д.К. Нургалиев, И.Ю. Чернова, И.И. Нугманов, Д.И. Хасанов, А.Н. Даутов, Н.Г. Нургалиева // Ученые записки Казанского государственного университета. Естественные науки. – 2009. – Т. 151 (4). – С. 193–202.

50. О масштабах миграции углеводородов в пределах Соликамской депрессии Предуралья: возможности ее использования для прогноза нефтегазоносности / В.Л. Воеводкин, В.И. Галкин, И.А. Козлова, С.Н. Кривошеков, А.С. Козлов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 12. – С. 6–12.

51. Чахмачев В.А. Геохимия процесса миграции углеводородных систем. – М.: Недра, 1983. – 231 с.

52. Пуланова С.А. Микроэлементы нефтей, их использование при геохимических исследованиях и изучении процессов миграции. – М.: Недра, 1974. – 216 с.

53. Нугманов А.Х. Современные взгляды на происхождение нефти и газа и образование их месторождений // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 2016. – № 10 – С. 51–59.

54. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. – М.: Недра, 1977. – 287 с.

55. Закономерности пространственного изменения коллекторских свойств девонских терригенных отложений северной части Волго-Урала / Т.В. Александрова, Н.Е. Соснин, Н.В. Медведева, В.И. Перевощиков // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 3. – С. 4–10.

References

1. Kleshchev K.A., Shein V.S. Neftianye i gazovye mestorozhdeniia Rossii: spravochnik v dvukh knigakh. Kniga pervaja: Evropeiskaia chast' Rossii [Oil and gas fields in Russia: a reference book in two books. Book One: European Russia]. Moscow: VNIIGNI, 2010, 832 p.

2. Atlas nefiannykh i gazovykh mestorozhdenii, razrabatyvaemykh PAO ANK Bashneft' [Atlas of oil and gas fields developed by PJSC JSOC Bashneft]. Ufa: BashNIPIneft', 2015, 270 p.

3. Liadova N.A., Iakovlev Iu.A., Raspopov A.V. Geologiya i razrabotka nefiannykh mestorozhdenii Permskogo kraia [Geology and development of oil fields in the Perm region]. Moscow: VNIISNG, 2010, 335 p.

4. Iusupov B.M., Veselov G.S. Razmeshchenie nefiannykh mestorozhdenii Tatarii [Location of oil fields in Tatarstan]. Moscow: Nauka, 1973, 191 p.

5. Neftegazonosnost' Respubliki Tatarstan. Geologiya i razrabotka nefiannykh mestorozhdenii [Oil and gas potential of the Republic of Tatarstan. Geology and development of oil fields]. Ed. R.Kh. Muslimov. Kazan': Fen Akademii nauk RT, 2007, vol. 1, 316 p.

6. Neftegazonosnost' Respubliki Tatarstan. Geologiya i razrabotka nefiannykh mestorozhdenii [Oil and gas potential of the Republic of Tatarstan. Geology and development of oil fields]. Ed. R.Kh. Muslimov. Kazan': Fen Akademii nauk RT, 2007, vol. 2, 524 p.

7. Shekhdanov V.A., Provorov V.M., Fedorchuk Z.A., Sharonov L.V., Pogrebnik M.M. Geologiya i neftenosnost' Udmurtskoi ASSR [Geology and oil content of the Udmurt ASSR]. Izhevsk: Udmurtiia, 1976, 128 p.

8. Savel'ev V.A. Neftegazonosnost' i perspektivy osvoiniia resursov nefi Udmurtskoi Respubliki [Oil and gas potential and prospects for the development of oil resources of the Udmurt Republic]. Moscow. Izhevsk: Institut kompiuternykh issledovani, 2003, 288 p.

9. Bakirov A.A., Bakirov E.A., Melik-Pashaev V.S., Iudin G.T. Teoreticheskie osnovy i metody poiskov i razvedki skoplenii nefi i gaza [Theoretical foundations and methods of prospecting and exploration of oil and gas accumulations]. Moscow: Vysshiaia shkola, 1976, 416 p.

10. Kravchenko K.N. Sootnoshenie poniatii provintsial'noi i basseinoiuy sistem nafidnoi geologii [Correlation between the concepts of provincial and basin systems of naphthid geology]. *Geologiya nefi i gaza*, 1995, no. 12, pp. 34–41.

11. Otis R.M., Schneidermann N. A Process for Evaluating Exploration Process. *AAPG Bulletin*, 1997, vol. 81 (7), pp. 108–1109. DOI: 10.1306/522B49F1-1727-11D7-8645000102C1865D

12. Poliakov A.A., Murzin S.M. Mezhdunarodnyi opyt analiza geologicheskikh riskov [International experience in the analysis of geological risks]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriia i praktika*, 2012, vol. 7, no. 4, available at: http://www.ngtp.ru/rub/3/60_2012.pdf (accessed 05 March 2022).

13. Poliakov A.A. Sistemnyi podkhod k analizu i snizheniiu riska pri poiskakh i razvedke mestorozhdenii nefi i gaza [Systematic approach to the risk reduction analysis during prospecting and exploration activity of oil and gas fields]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriia i praktika*, 2016, vol. 11, no. 1, available at: http://www.ngtp.ru/rub/3/3_2016.pdf (accessed 05 March 2022).

14. Rose P.R. Evolution of E&P risk analysis (1960–2017). *AAPG 100-th Annual convention and exhibition. April 2-5*. Houston, Texas, 2017, 45 p.

15. Dymochkina M.G., Kiselev P.Iu., Pislegin M.N., Kuz'min T.G., Mullagaliev A.T. Geologo-ekonomicheskai otsenka proektov: nastoiashchee i budushchee [Geological and economic evaluation (gee): from present to future]. *Profneft. Professional'no o nefi*, 2018, no. 3 (9), pp. 18–23. DOI: 10.24887/2587-7399-2018-3-18-23

16. Evstaf'ev I.L., Dolinskii I.G. Otsenka geologicheskikh riskov pri planirovanii geologorazvedochnykh rabot na stadii poiska mestorozhdeniia [Assessment of geological risks while planning geological prospecting during a stage of field search]. *Vesti gazovoi nauki: nauchno-tekhnicheskii sbornik*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 4 (36), pp. 19–23.

17. Shatrov S.V. Otsenka resursov uglevodorodov na osnove sovmnostnogo modelirovaniia veroiatnostnykh i ob'emnykh kharakteristik poiskovykh ob'ektov [Estimation of hydrocarbon resources based on joint modeling of probabilistic and volumetric characteristics of prospecting objects]. Ph. D. thesis. Ufa, 2018, 158 p.

18. The CCOP Guidelines for risk assessment of Petroleum prospects. *Coordinating Committee for Coastal and Offshore Geoscience Programme in East and Southeast Asia*. Bangkok, Thailand, 2000, 35 p.

19. Rose P.R. Risk analysis and management of petroleum exploration ventures. *AAPG methods in exploration*, 2001, no. 12, 123 p. DOI: 10.1306/Mth12792

20. Gordadze G.N., Tikhomirov V.I. Ob istochnikakh nefei na severo-vostoke Tatarstana [About oil sources in the north-east of Tatarstan]. *Neftekhimiia*, 2007, no. 6, pp. 422–431.

21. Kisileva Iu.A., Mozhegova S.G. Geneticheskie gruppy nefei tsentralnykh raionov Volgo-Ural'skoi neftegazonosnoi provintsii i ikh generatsionnye istochniki [Genetic groups and sources of oils in the central part of the Volga-Urals petroleum province]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriia i praktika*, 2012, vol. 7, no. 3, available at: http://www.ngtp.ru/rub/1/36_2012.pdf (accessed 10 March 2022).

22. Mukhametshin R.Z., Punanova S.A. Osobennosti nefei paleozoia tsentralnykh raionov Uralo-Povolzh'ia i domanikovaia tolscha kak istochnik ikh obrazovaniia [Paleozoic oils specific features of the Ural-Volga central regions and domanic stratum as a source of their formation]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2016, no. 6, pp. 45–51.

23. Galimov E.M., Kamaleeva A.I. Istochnik uglevodorodov supergigantskogo nefianogo mestorozhdeniia Romashkino (Tatarstan) - pritok iz kristallicheskogo fundamenta ili nefematerinskiie osadochnye otlozheniia? [Is the hydrocarbon source of the supergiant Romashkino oil field (Tatarstan) an inflow from the crystalline basement or source sedimentary deposits?]. *Geokhimiia*, 2015, no. 2, pp. 103–122. DOI: 10.7868/S001675251502003X

24. Provorov V.M. O geneticheskoi sviazi zon nefenakopleniia v terrigenom devone s mobil'nymi zonami fundamenta na territorii severnoi chasti Volgo-Ural'skoi provintsii [On the genetic relationship of oil accumulation zones in the terrigenous Devonian with mobile basement zones in the northern part of the Volga-Ural province]. *Vestnik Permskogo universiteta. Geologiya*, 2007, iss. 4 (9), pp. 26–31.

25. Kozevnikova E.E., Karaseva T.V. Problemy migratsii uglevodorodov iz neftematerinskiikh svit [Problems hydrocarbon migration from source rocks]. *Neftegazovoe delo*, 2014, vol. 12, no. 1, pp. 25–29.

26. Sosnin N.E. Geologicheskoe stroenie i perspektivy neftenosnosti slozhnoprostrannykh devonskikh terrigenykh otlozhenii na territorii Udmurtskoi Respubliki [Geological structure and oil-bearing prospects of complex Devonian terrigenous deposits on the territory of the Udmurt Republic]. Ph. D. thesis. Perm', 2013, 183 p.

27. Troepolskii V.I., Badamshin E.Z., Tukhvatullin R.K. Zakonomernosti razvitiia neftenosnosti i metodika poiskovykh rabot v Kamsko-Kinel'skoi sisteme progibov na territorii Tatarii [Patterns of development of oil-bearing capacity and methods of prospecting in the Kama-Kinel system of troughs in the territory of Tatarstan]. *Voprosy geologii i neftenosnosti Srednego Povolzh'ia*. Kazan': Kazanski universitet, 1974, iss. 4, pp. 3–28.

28. Larochnikova I.A. Kontseptsii sistemnogo geologicheskogo analiza pri poiskakh i razvedke mestorozhdenii nefiti na territorii Tatarstana [The concept of systematic geological analysis in the search and exploration of oil fields in the territory of Tatarstan]. Kazan: Fen Akademii nauk RT, 2013, 232 p.
29. Butakov G.P. et al. Geologiya Tatarstana: Stratigrafiya i tektonika [Geology of Tatarstan: Stratigraphy and tectonics]. Moscow: GEOS, 2003, 401 p.
30. Baranov Iu.V. Integrirovannyi analiz geofizicheskoi i geologicheskoi informatsii dlia vydeleniia zon vozmozhnykh ochagov zemletresenii Zapadnoi Priural'ia [Integrated analysis of geophysical and geological information to identify zones of possible earthquake sources in the Western Urals]. Ph. D. thesis. Perm', 2018, 128 p.
31. Ivannikov V.I. Teoriia konvergentnii uglevodorodov i ee geologicheskie sledstviia [Hydrocarbon convergence theory and its geological implications]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefiannykh i gazovykh mestorozhdenii*. Moscow: VNIIOENG, 2002, no. 10, pp. 43-47.
32. Ivannikov V.I., Kuznetsov Iu.I. Dary prirody - uglevodorody (Istoriia. Mestorozhdeniia. Zakonomernosti razmeshcheniia. Proiskhozhdenie. Dobycha. Ekologiya) [Gifts of nature - hydrocarbons (History. Deposits. Patterns of placement. Origin. Production. Ecology)]. Tver', 2016, 168 p.
33. Ivannikov V.I. Migratsiia gazov i nefiti v osadochnykh porodakh litosfery [Migration of gases and oil in sedimentary rocks of the lithosphere]. *Inzhener-neftianik*, 2016, no. 4, pp. 5-16.
34. Sharonov L.V. Formirovanie nefiannykh i gazovykh mestorozhdenii severnoi chasti Volgo-Uralskogo basseina [Formation of oil and gas fields in the northern part of the Volga-Ural basin]. Perm', 1971, 287 p.
35. Zaidel'son M.I., Vainbaum S.Ia., Koprova N.A., Semenova E.G., Surovnikov E.Ia. et al. Formirovanie i neftegazonosnost' domanikoidnykh formatsii [Formation and oil and gas potential of domanicoid formations]. Moscow: Nauka, 1990, 79 p.
36. Belokon' T.V., Getsen N.G., Kataeva T.A., Finkel' V.F., Kozlova L.A. Perspektivy neftegazonosnosti severa Uralo-Povolzh'ia po dannym geokhimii domanikitov [Prospects for the oil and gas potential of the north of the Ural-Volga region according to the geochemistry of the Domanikites]. *Geologiya nefiti i gaza*, 1990, no. 3, pp. 20-23.
37. Kozhevnikova E.E. Otsenka neftegeneratsionnogo potentsiala emsko-timanskikh otlozhenii Respubliki Udmurtiia [Assessment of the generation potential of the Emsk-Timan deposits in the Republic of Udmurtiia]. *Vestnik Permskogo universiteta. Geologiya*, 2020, vol. 19, no. 4, pp. 396-400. DOI: 10.17072/psu.geol.19.4.396
38. Dow W.G. Application of oil correlation and source rock data to exploration in Williston Basin. *AAPG Bulletin*, 1974, vol. 58 (7), pp. 1253-1262. DOI: 10.1306/83D91655-16C7-11D7-8645000102C1865D
39. Tissot B.P., Welte D.H. Petroleum formation and occurrence. A new approach to oil and gas exploration. Berlin - Heidelberg - New York: Springer - Verlag, 1978, 538 p.
40. Clayton J.L., Swetland P.J. Petroleum generation and migration in Denver Basin. *AAPG Bulletin*, 1980, vol. 64, no. 10, pp. 1613-1633. DOI: 10.1306/2F9196D4-16CE-11D7-8645000102C1865D
41. Garven G. A hydrogeologic model for the formation of the Giants oil sand deposit of the Western Canada sedimentary Basin. *American Journal of Science*, 1989, vol. 289, pp. 105-166. DOI: 10.2475/AJS.289.2.105
42. Piggott N., Lines M.D. A case study of migration from the west of the Canada Basin / Petroleum Migration. *Geological Society Special Publication*, 1991, no. 59, pp. 207-225. DOI: 10.1144/GSL.SP.1991.059.01.14
43. Bethke C.M., Reed J.D., Oltz D.F. Long range petroleum migration in the Illinois Basin. *AAPG Bulletin*, 1991, vol. 75 (5), pp. 925-945. DOI: 10.1306/0C9B2899-1710-11D7-8645000102C1865D
44. Demaison G.J., Huizinga B.J. Genetic classification of petroleum systems using three factors: Charge, migration, and entrapment. The petroleum system - from source to trap. *AAPG Memoir No 60*, 1994, pp. 73-89. DOI: 10.1306/0C9B29BB-1710-11D7-8645000102C1865D
45. Sylta Ø., Pedersen J.L., Hamborg M. On the vertical and lateral distribution of hydrocarbon migration velocities during secondary migration. *Geological Society, London, Special Publications*, 1998, vol. 144, pp. 221-232. DOI: 10.1144/GSL.SP.1998.144.01.17
46. Yu Jianing, Zou Huayao. Preferential petroleum migration pathways in eastern Pearl River Mouth Basin, offshore South China Sea. *Journal of Earth Science*, 2009, vol. 20 (4), pp. 720-730. DOI: 10.1007/s12583-009-0062-8
47. Chepikov K.R. Migratsiia nefiti i gaza [Migration of oil and gas]. *Proiskhozhdenie nefiti i gaza i formirovanie ikh mestorozhdenii. Materialy Vsesoiuznogo soveshchaniia po genezisu nefiti i gaza*. Moscow: Nedra, 1972, pp. 85-91.
48. Maksimov S.P., Dobrida E.D. Razmeshchenie i formirovanie skopenii nefiti v severnykh oblastiakh Volgo-Uralskoi provintsii [Placement and formation of oil accumulations in the northern regions of the Volga-Urals province]. *Geologiya nefiti i gaza*, 1982, no. 8, pp. 20-26.
49. Nurgaliev D.K., Chernova I.Iu., Nugmanov I.I., Khasanov D.I., Dautov A.N., Nurgalieva N.G. Nauchnye osnovy sovremennoi tekhnologii prognozirovaniia neftegazonosnosti territorii [Scientific foundations of modern technology for forecasting the oil and gas content of territories]. *Uchenye zapiski Kazanskogo gosudarstvennogo universiteta. Estestvennye nauki*, 2009, vol. 151 (4), pp. 193-202.
50. Voevodkin V.L., Galkin V.I., Kozlova I.A., Krivoshechekov S.N., Kozlov A.S. O masshtabakh migratsii uglevodorodov v predelakh Solikamskoi depressii Predural'skogo progiba i vozmozhnostiakh ee ispol'zovaniia dlia prognoza neftegazonosnosti [Hydrocarbons migration volumes within the limits of Solikamsk depression (Pre-Ural deflection) and possibilities of its use for the oil and gas content forecast]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2010, no. 12, pp. 6-12.
51. Chakhmachev V.A. Geokhimiia protsessov migratsii uglevodorodnykh sistem [Geochemistry of the migration process of hydrocarbon systems]. Moscow: Nedra, 1983, 231 p.
52. Puanova S.A. Mikroelementy neftei, ikh ispol'zovanie pri geokhimicheskikh issledovaniiax i izuchenii protsessov migratsii [Trace elements of oils, their use in geochemical studies and the study of migration processes]. Moscow: Nedra, 1974, 216 p.
53. Nugmanov A.Kh. Sovremennye vzgliady na proiskhozhdenie nefiti i gaza i obrazovanie ikh mestorozhdenii [Modern concepts of oil and gas origin and formation of their deposits]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefiannykh i gazovykh mestorozhdenii*. Moscow: VNIIOENG, 2016, № 10, pp. 51-59.
54. Kotiakhov F.I. Fizika nefiannykh i gazovykh kolektorov [Physics of oil and gas reservoirs]. Moscow: Nedra, 1977, 287 p.
55. Aleksandrova T.V., Sosnin N.E., Medvedeva N.V., Perevoshchikov V.I. Zakonomernosti prostranstvennogo izmeneniia kolektorskiikh svoystv devonskiikh terrigennykh otlozhenii severnoi chasti Volgo-Urala [Patterns of spatial changes in the reservoir properties of Devonian Terrigenous deposits in the northern part of the Volga-Urals]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2017, no. 3, pp. 4-10.

Финансирование. Исследование не имело спонсорской поддержки.
 Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.
 Вклад авторов равноценен.