Недропользование. 2025. Т. 25, № 2. С.95-101. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.2.5

ISSN 2712-8008
Том / Volume 25 №2 2025
Домашняя страница журнала: http://vestnik.pstu.ru/geo/

НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

УДК 622+553.061.31
Статья / Article
© ПНИПУ / PNRPU, 2025

Влияние глубинной флюидодинамики и углеводородной подпитки кристаллического фундамента на генезис нефтяных и газовых месторождений

А.Б. Гасанов[1], В.Ш. Гурбанов[1], Г.Г. Аббасова[2], С.В. Галкин[3]

[1]Институт нефти и газа Министерства образования и науки Республики Азербайджан (Азербайджан, AZ1000, г. Баку, ул. Фикрет Амирова, 9)
[2]Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности (Азербайджан, AZ1010, г. Баку, Азадлыг пр., 34)
[3]Пермский национальный исследовательский политехнический университет (Российская Федерация, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29)

The influence of deep fluid dynamics and hydrocarbon recharge of the crystalline basement on the oil and gas fields genesis

Adalat B. Hasanov[1], Vagif Sh. Gurbanov[1], Gizgayit G. Abbasova[2], Sergei V. Galkin[3]

[1]Institute of Oil and Gas of the Ministry of Education and Science of the Republic of Azerbaijan (9 Fikret Amirova st., Baku, AZ1000, Republic of Azerbaijan)
[2]Azerbaijan State Oil and Industry University (34 Azadlyg av., Baku, AZ1010, Republic of Azerbaijan)
[3]Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)

Получена / Received: 01.10.2024. Принята / Accepted: 05.12.2024. Опубликована / Published: 01.04.2025

Ключевые слова:
углеводородные ресурсы, разрез осадочного чехла, кристаллический фундамент, биогенный генезис углеводородов, флюидо-дренажные каналы.

Приведен анализ современных исследований о генезисе углеводородов. Сделаны выводы, что за последние десятилетия, в том числе в связи с принципиальным усовершенствованием научного оборудования, появились новые факты, ставящие под сомнение концепцию исключительно биогенного генезиса углеводородов. К настоящему времени накоплено достаточно много аргументов в пользу нефтегазообразования за счет реакций абиогенного синтеза. Например, присутствие биомаркеров в природной нефти, которое является одним из постулатов органической теории, может быть объяснимо фильтрацией через слои, содержащие органическое вещество. При этом анализ биомаркеров нефти ряда сверхглубоких месторождений показывает абиогенное происхождение нефти. Органическая гипотеза происхождения нефти не в состоянии адекватно объяснить существование гигантских скоплений нефти и газа, для которых расчеты генерационного потенциала нефтематеринских свит значительно уступают установленным запасам нефти.
В последние годы получена обширная фактическая информация о существовании процессов дегазации Земли и подпитке осадочного чехла углеводородами из недр через флюидо-дренажные каналы в кристаллическом фундаменте. Данный процесс сопровождается глубинными флюидами, представляющими собой промежуточное, связующее звено между внутренними и внешними факторами нефтегазового бассейна. Глубинные флюиды влияют на формирование нефтематеринских пород, эффективность генерации, формирование физических свойств коллекторов, а также на миграцию и агрегацию нефти и газа. Для Южно-Каспийского нефтегазоносного бассейна выявлен особый класс геологических структур сложной формы в виде субвертикальных и субгоризонтальных геологических тел, которые могут служить путями миграции (дренажными зонами) и зонами накопления углеводородов. Формирование подобной структуры внутрикоровых путей миграции объясняется процессом трансформации глинистых минералов в элизионных отложениях. Возможность такой трансформации в Южно-Каспийском бассейне обосновывается изучением влияния глинистости на процессы флюидопереноса.

Keywords:
hydrocarbon resources, sedimentary cover section, crystalline basement, biogenic genesis of hydrocarbons, fluid drainage channels.

The article presents an analysis of modern studies on the genesis of hydrocarbons. It is concluded that over the past decades, including in connection with the fundamental improvement of scientific equipment, new facts have appeared that cast doubt on the concept of exclusively biogenic genesis of hydrocarbons. By now, quite a lot of arguments have been accumulated in favor of oil and gas formation due to abiogenic synthesis reactions. For example, the presence of biomarkers in natural oil, which is one of the postulates of the organic theory, can be explained by filtration through layers containing organic matter. At the same time, the analysis of oil biomarkers in a number of superdeep deposits showed the abiogenic origin of oil. The organic hypothesis of the origin of oil is not able to adequately explain the existence of giant accumulations of oil and gas, for which the calculations of the generation potential of oil source suites are significantly inferior to the identified oil reserves.
In recent years, extensive factual information has been obtained on the existence of degassing processes of the Earth and the replenishment of the sedimentary cover with hydrocarbons from the depths through fluid-drainage channels in the crystalline basement. This process is accompanied by deep fluids, which are an intermediate, connecting link between the internal and external factors of the oil and gas basin. Deep fluids affect the formation of oil source rocks, generation efficiency, formation of physical properties of reservoirs, as well as the migration and aggregation of oil and gas. For the South Caspian oil and gas basin, a special class of geological structures of complex shape in the form of subvertical and subhorizontal geological bodies has been identified, which can serve as migration paths (drainage zones) and hydrocarbon accumulation zones. The formation of such a structure of intracrustal migration paths is explained by the process of transformation of clay minerals in elisional deposits. The possibility of such a transformation in the South Caspian basin is substantiated by studying the influence of clay content on fluid transfer processes.

Гасанов Адалят Бадал оглы (Author ID in Scopus: 57218570437, ORCID: 0000-0002-7600-1646) – доктор физико-математических наук, старший научный сотрудник, заведующий отделом анализа нефтегазовых бассейнов (тел.: (994 50) 223 12 55, e-mail: adalathasanov@yahoo.com)
Гурбанов Вагиф Шыхы оглы (Author ID in Scopus: 57193747031, ORCID: 0000-0002-1042-9025) – профессор, доктор геолого-минералогических наук, исполнительный директор (тел.: (994 50) 214 09 69, e-mail: vaqifqurbanov@mail.ru)
Аббасова Гызгаит Гудраттызы (Author ID in Scopus: 57217830392, ORCID: 0000-0001-9221-1929) – старший преподаватель кафедры нефтегазовой геологии (тел.: (994 51) 562 16 09, e-mail: qizqayit_abbasova@yahoo.com)
Галкин Сергей Владиславович – доктор геолого-минералогических наук, профессор, декан горно-нефтяного факультета (тел.: +007 (342) 219 81 18, e-mail: doc_galkin@mail.ru). Контактное лицо для переписки.

Adalat B. Hasanov (Author ID in Scopus: 57218570437, ORCID: 0000-0002-7600-1646) – Doctor in Physics and Mathematics, Senior Researcher, Head of the Department of Oil and Gas Basin Analysis (tel.: (994 50) 223 12 55, e-mail: adalathasanov@yahoo.com)
Vagif Sh. Gurbanov (Author ID in Scopus: 57193747031, ORCID: 0000-0002-1042-9025) – Professor, Doctor in Geology and Mineralogy, Executive Director (tel.: (994 50) 214 09 69, e-mail: vaqifqurbanov@mail.ru)
Gizgayit G. Abbasova (Author ID in Scopus: 57217830392, ORCID: 0000-0001-9221-1929) – Senior Lecturer at the Department of Oil and Gas Geology (tel.: (994 51) 562 16 09, e-mail: qizqayit_abbasova@yahoo.com)
Sergei V. Galkin (Author ID in Scopus: 36711675500, ORCID: 0000-0001-7275-5419) – Doctor in Geology and Mineralogy, Professor, Dean of the Mining and Oil Faculty (tel.: +007 (342) 219 81 18, e-mail: doc_galkin@mail.ru). The contact person for correspondence.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:
Влияние глубинной флюидодинамики и углеводородной подпитки кристаллического фундамента на генезис нефтяных и газовых месторождений / А.Б. Гасанов, В.Ш. Гурбанов, Г.Г. Аббасова, С.В. Галкин // Недропользование. – 2025. – Т.25, №2. – С. 95–101. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.2.5

Please cite this article in English as:
Hasanov A.B., Gurbanov V.Sh., Abbasova G.G., Galkin S.V. The influence of deep fluid dynamics and hydrocarbon recharge of the crystalline basement on the oil and gas fields genesis. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2025, vol.25, no.2, pp. 95-101. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.2.5

Введение

Согласно мировым и отечественным классификациям, углеводороды (УВ) рассматриваются как невосполняемые минеральные ресурсы (невозобновляемые источники энергии) [1–3]. Исчерпаемость и невосполнимость запасов УВ базируется на устоявшемся в прошлом веке представлению осадочно-миграционной теории происхождения УВ при исключительно медленном (десятки миллионов лет и более) опускании и прогревании нефтегазоматеринских свит, содержащих рассеянное органическое вещество [4–6]. Очевидно, данный процесс несопоставим со скоростью извлечения нефти и газа при эксплуатации месторождений. Поэтому по представлениям середины XX в. зависимость годовой добычи нефти от извлекаемых запасов имела форму колокола с симметричным ростом добычи в начале промышленной разработки и последующим понижением (кривая К. Хабберта) [7]. На основании данной модели предсказывался кратковременный пик добычи с последующим ее снижением, несмотря на совершенствование методов бурения и применение новых технологий добычи нефти (рис. 1).

Понадобились десятилетия, чтобы на практике убедиться, что реальная добыча нефти идет не по кривой Хабберта (рис. 2), так как в данном методе не учитывается, что нефть на уже разрабатываемых месторождениях и на прилегающих к ним территориях может проявиться в других, ранее не разведанных стратиграфических комплексах [8].

Кроме этого, с конца прошлого века началось освоение нетрадиционных нефтегазовых месторождений, таких как тяжелые нефти и битуминозные пески в Канаде, Венесуэле и некоторых других регионах [9–11], сланцевой нефти и газа [12–14], нефти и газа из залежей в плотных, ранее не учитываемых комплексах осадочного чехла [15–17]. Перечисленные направления создали новый тренд развития мировой добычи УВ на длительную перспективу. Согласно докладу Международного энергетического агентства (МЭА), в первой четверти XXI в. ресурсы УВ будут покрывать 85 % потребностей человечества в энергии, к 2030 г. ожидается мировой рост потребления энергии на 60 % [18]. Все это в комплексе создает предпосылки к переосмыслению планирования перспектив добычи УВ, что должно быть увязано с пониманием генезиса нефти на базе современных научных данных.

Постановка задачи. Материалы и методы

Говоря об аргументах органической теории происхождения нефти, прежде всего, необходимо отметить сходство состава нефти и органических веществ (ОВ), на чем Н.Б. Вассоевичем была сформулирована концепция о главной фазе нефтеобразования [19]. Однако в то время еще не было фактов об участии в образовании УВ микроорганизмов и бактерий, которые за геологическое время, многократно перерабатывая исходный субстрат, значительно меняют его первоначальные свойства [20].

При этом органическая гипотеза происхождения нефти не в состоянии адекватно объяснить существование гигантских скоплений УВ с запасами в миллиарды тонн типа Атабаска (Канада), Белый тигр (Вьетнам). В России к геологическим объектам подобного типа можно отнести месторождения Южно-Татарского свода, уникальное по запасам Ромашкинское нефтяное

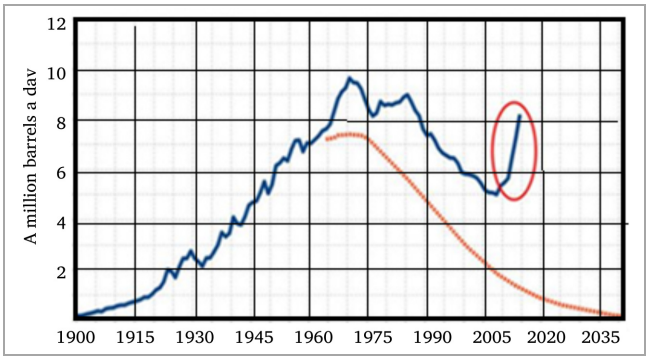


Рис. 1. Добыча нефти в США (синяя линия) и прогноз по К. Хабберту (красная линия) [7]

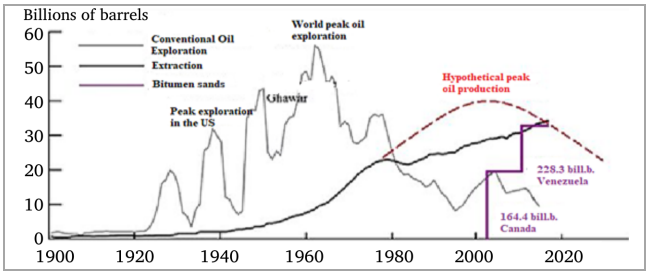


Рис. 2. Сопоставление пика открытия новых месторождений нефти (серая линия), прогноза пика добычи нефти по Хабберту (красный пунктир), реальной мировой добычи традиционной (черная линия) и нетрадиционной (фиолетовая линия) нефти [8]

месторождение. Для данного нефтегазодобывающего региона битуминозные отложения доманиковой свиты недостаточно зрелы для генерации значительных объемов нефти [21]. Расчеты показывают, что генерационный потенциал доманиковых отложений в районе Южно-Татарского свода значительно уступает установленным запасам нефти [22, 23].

К настоящему времени накоплено достаточно много аргументов в пользу нефтегазообразования за счет реакций абиогенного синтеза. Так, в последние десятилетия установлено, что масштабы миграции УВ в атмосферу и гидросферу на три порядка величин превышают возможные генерации углеводородов в осадочных бассейнах [24]. Присутствие биомаркеров в природной нефти, которое является одним из постулатов органической теории, может быть объяснимо фильтрацией через слои, содержащие ОВ [25, 26]. Анализ биомаркеров нефти сверхглубоких месторождений Азербайджана, выполненный методами спектрометрии и парамагнитного резонанса, позволил в работе [27] сделать вывод о абиогенном происхождении нефти.

В целом в последние десятилетия теории об исключительно органическом генезисе нефтяных месторождений придерживается меньшинство коллективов исследователей, в работах которых расчет потенциальных запасов УВ месторождений базируется сугубо исходя из генерационного потенциала нефтематеринских пород [28–30]. Большинство признают значительный вклад в мировой потенциал запасов абиогенного генезиса УВ, предполагая полигенез при нефтегазообразовании. Согласно концепции полигенеза, генерация УВ происходит в глубинных слоях Земли за счет неорганического синтеза, а также под влиянием тектонических и сейсмических процессов земной коры путем трансформации ОВ осадочных пород [31–33].

Таким образом, в последние годы получен обширный фактический материал о существовании процессов дегазации Земли и подпитке осадочного чехла УВ из недр планеты через флюидо-дренажные каналы в кристаллическом фундаменте [34, 35]. Механизм вертикальной миграции УВ из очага генерации в продуктивные пласты объясняется перепадом давлений между ними и осуществляется с определенной периодичностью по мере достижения давления прорыва смесью УВ пробки, как правило, представленной текучей глиной. При этом отбор продукции из залежей ускоряет процессы доставки дополнительных объемов УВ за счет снижения давления в резервуарах и сокращения времени достижения критических давлений [36]. В частности, согласно современным представлениям по такому процессу, происходит восполнение запасов нефти Ромашкинского месторождения [37]. Это превращает углеводородные ресурсы по существу в возобновляемые. Развитие этого утверждения кардинально меняет динамику добычи нефти за счет постоянного наращивания запасов в процессе длительной эксплуатации крупных месторождений.

Результаты. Обоснование концепции

Глубинная активность флюидов, широко распространенная в крупных нефтегазовых бассейнах, наблюдается по всему миру. Глубинные флюиды как промежуточное, связующее звено между внутренними и внешними факторами бассейна претерпевают ряд органо-неорганических взаимодействий и переходов через нефтегазообразование и агрегацию.

Исследовать причины и источники глубинных флюидов, наблюдаемых в нефтегазоносном бассейне, довольно сложно, и, несмотря на то что источники некоторых флюидов ясны, мнения о причинах трансформации этих флюидов противоречивы главным образом потому, что опознавательные признаки неизвестны. Согласно классификации из работы [38], глубинные флюиды разделяются на три типа:

– флюиды, образовавшиеся в глубинных частях бассейнов и происходящие из кристаллизационных фундаментов, они обычно находятся в пределах жесткой коры и называются коровыми флюидами;

– гидротермальные флюиды, связанные с образованием УВ, которые образуются в результате расщепления сырой нефти при глубоком захоронении и термической сульфатредукции;

– флюиды мантийного происхождения.

Состав внутрикоровых растворов и флюидов достаточно разнообразен с присутствием флюидов C-O-S-H, которые существуют преимущественно в виде CO, CO_2, N_2, H_2, CH_4, SO_2 и H_2O и содержат все углеводородо-образующие элементы. Эти флюиды можно считать УВ или веществами, полученными из УВ. При формировании нефтематеринских углеводородосодержащих толщ глубинные флюиды могут улучшить первичную продуктивность осадочных резервуаров и сформировать благоприятную среду для сохранения органических веществ. Обильные газы CO_2 и CH_4, переносимые глубинными флюидами, являются богатыми источниками углерода для земной поверхности и дна океанов [39, 40].

Согласно экспертным оценкам, полученным на основе данных глубокой сейсмической томографии, концентрация углерода на единицу объема земной коры и верхней мантии Земли составляет 1,33 кг/м^3 [41]. Углерод в глубинных флюидах в основном образуется за счет выделения в поясах субдукции и глубокой мантии, а глубокие углеродные циклы включают захват CO_2 (карбонаты осадков пояса субдукции погружаются вместе с океанической корой во внутреннюю часть Земли). Одновременно происходят извержения на поверхность Земли и в атмосферу CO_2, УВ и карбонатных расплавов вместе с океанскими хребтами, островными дугами, мантийными плюмами и другими магматическими активностями тектонических зон (рис. 3). Глубинная циркуляция углерода и циркуляция углерода на поверхности Земли совместно образуют систему циркуляции углерода на Земле, в которой суммарное содержание углерода составляет 90 % от его общего планетарного содержания.

С учетом вышеизложенного, немаловажное значение имеет выявление природы формирования и структуры внутрикоровых путей миграции глубинных флюидов (дренажных зон). Публикации последних лет [43–46] показали, что в Южно-Каспийском нефтегазоносном бассейне (ЮКБ) выявлен особый класс геологических структур сложной формы в виде субвертикальных и субгоризонтальных геологических тел, которые могут служить путями миграции (дренажных зон) и зонами накопления углеводородов (рис. 4).

Причем в пределах ЮКБ установлено несколько автономных очагов нефтегазообразования с собственными ареалами распространения и пространственно-временно́й

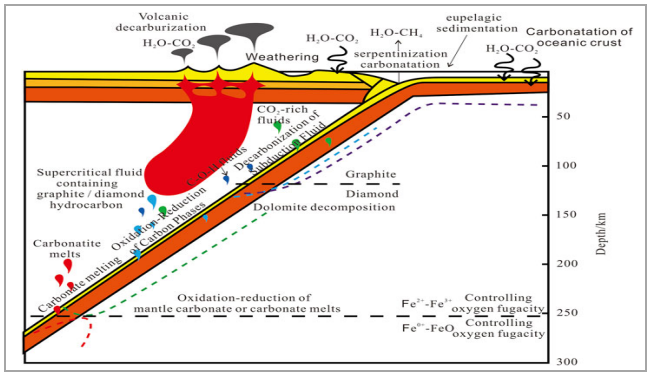


Рис. 3. Схема субдукционной циркуляции углерода [42]

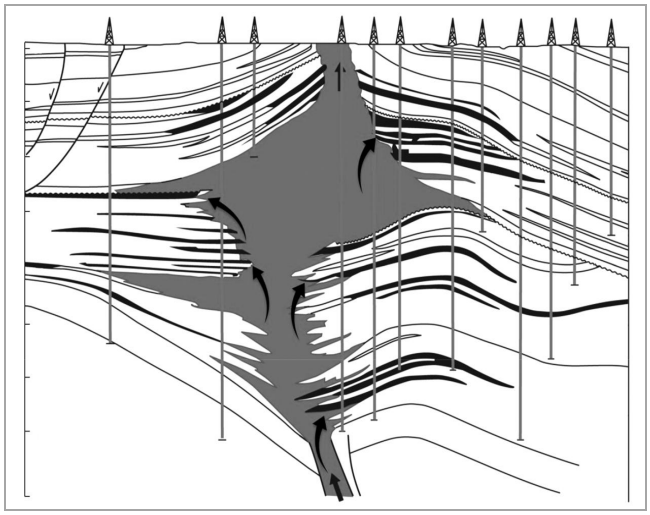


Рис. 4. Каналы миграции (зоны дренажа) с зонами накопления УВ, выработанные в осадочном чехле внутрикоровыми растворами и флюидами (ЮКБ) [46]

Средние значения коэффициентов Пуассона для горных пород

Порода	Коэффициент Пуассона, *M*	Порода	Коэффициент Пуассона, *M*
Глины пластичные	0,41	Известняки	0,31
Глины плотные	0,30	Песчаники	0,30
Глинистые сланцы	0,25	Песчаные сланцы	0,25

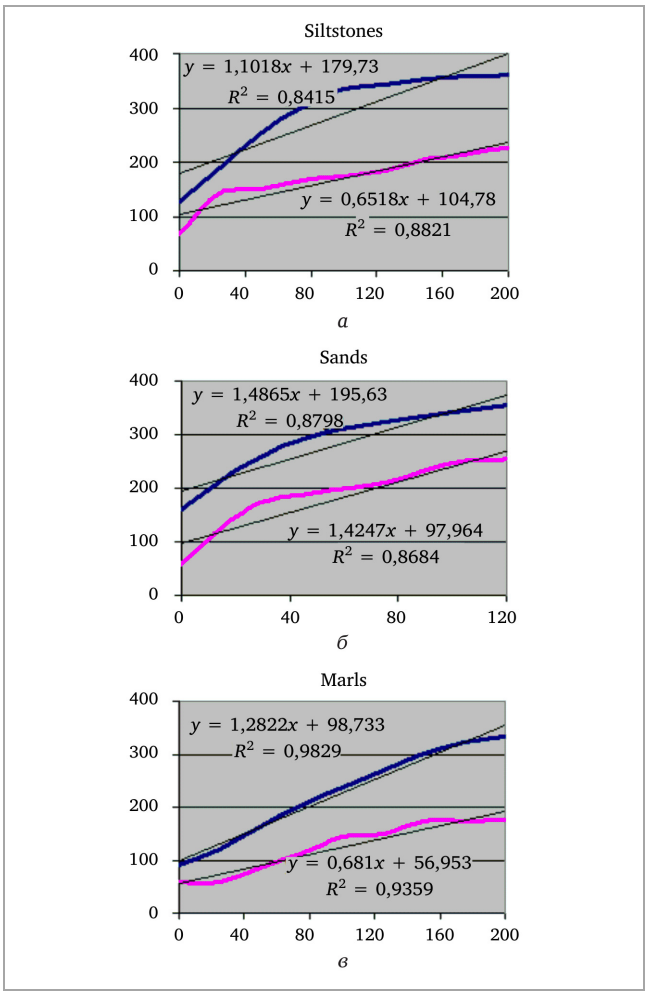


Рис. 5. Изменение твердости и предела текучести при различных значениях всестороннего давления: *а* – алевролиты; *б* – пески; *в* – мергели

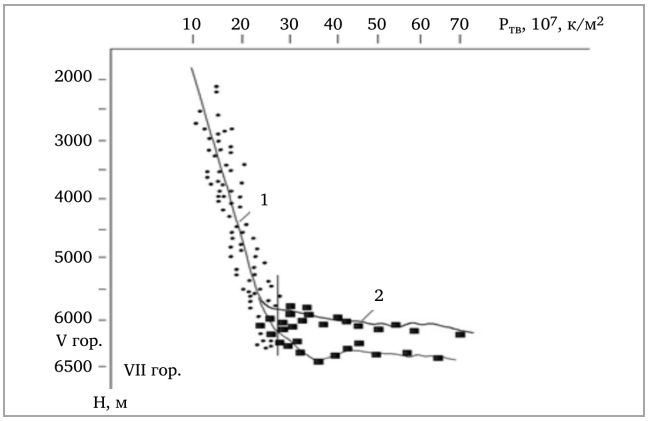


Рис. 6. Изменение твердости глинистых пород по глубине разреза (месторождение Умид ЮКБ): *1* – осредненные значения; *2* – значения в пластах [49, 50]

эволюцией. Эти очаги образуют полиочаговый бассейн генерации УВ и смещены относительно друг друга, с нижней границей интервала нефтегазообразования на глубинах более 12–15 км.

Верхняя граница «нефтяного окна» приурочена к гипсометрическим глубинам 5–7 км. Формирование такой полиочаговой структуры внутрикоровых путей миграции объясняется процессом трансформации глинистых минералов в элизионных отложениях. Так, переход минералов монтмориллонита (смектита) в иллит ведет к высвобождению огромных масс кристаллизационной воды, которая создает сверхвысокие пластовые давления (СВПД). В свою очередь, СВПД вызывают образование природных гидроразрывов (ГРП) в песчаных пластах, формирование кластических даек, «горизонтов с включениями» и грязевых вулканов. Перечисленные процессы способствуют усилению миграции нефти и газа на больших глубинах посредством флюидо-дренажных каналов и последующему формированию промышленных скоплений УВ [45, 46].

В отечественной нефтегазоразведочной практике глинистость характеризуется коэффициентом глинистости $K_{гл}$, а в зарубежной – показателем V_{shale}, отражающим содержание глинистости в объеме нефтяного резервуара. По результатам изучения влияния глинистости на процессы флюидопереноса в ЮКБ можно отметить следующее. В целом осадочный разрез здесь характеризуется высокими значениями глинистой (0,01 мм) и песчаной (>0,1 мм) фракций (в среднем по 19–30 %). Основная часть объема приходится на фракции алевролитов (40–62 %). Минеральный состав глин в этом районе монтмориллонит-гидроматический с преобладанием монтмориллонита. Содержание монтмориллонита в среднем 42,5 %, гидрослюды 37 %. Количество каолинита в глинах 8,8 %.

Помимо коллекторских свойств, глинистость существенным образом влияет и на структурную прочность коллекторов, косвенно характеризуемую значениями коэффициента Пуассона. В таблице приведены значения коэффициента Пуассона (*M*) для основных типов горных пород. Примеры изменения твердости и предела текучести песков, алевролитов и мергелей при различных значениях всестороннего давления привлечены из [47, 48] и изображены на рис. 5. Как следует из рис. 5, алевриты в условиях давлениях до 25 МПа включительно разрушались упругопластично. При этом твердость и предел текучести алевритов в атмосферных условиях равны соответственно 58,8 и 42,7 10^7 Н/м^2.

Твердость и предел текучести глин в атмосферных условиях равны соответственно 23,9 и 8,0 · (10^7) Н/м^2, а при всестороннем давлении в пределах 25–50 МПа соответственно 31,8 и 19,1 · (10^7) Н/м^2. Эти вариации подтверждаются оценками значений твердости глин в естественном залегании (рис. 6). При значениях всестороннего давления в границах 25–50 МПа глины переходили в пластическое состояние и не разрушались.

Сравнивая пределы текучести алевритов и глин, можно заметить, что значения предела текучести алевритов увеличиваются в ннтервале всестороннего давления 0,1–200 МПа от 42,7 до 114,3 · (10^7) Н/м^2, то есть в 2,6 раза, а для глин от 7,98 до 55,8 · (10^7) Н/м^2, то есть в 6,9 раза.

Эти результаты согласуются с данными, что осадочные породы, включая нефтематеринские, на больших глубинах при ужесточении термобарических

воздействий, переходят в вязкоупругое состояние и часто подвергаются трещиноватости, приобретая вторичные коллекторские свойства [47–49]. Значит, при нарушении гидростатического равновесия в бассейне, недоуплотненные глины начинают «всплывать», а в условиях сжимающих напряжений выдавливаться, что в отдельных случаях приводит к формированию глинистых диапиров или, при достаточном энергетическом потенциале, к развитию грязевых и газогрязевых вулканов [51, 52]. При этом, как известно, в ряде случаев грязевой вулканизм указывает на деструкцию кристаллических пород фундамента (КПФ) и может быть индикатором зоны дробления в низах осадочного чехла или КПФ, над которым он образуется [53–56].

Таким образом, в пределах ЮКБ, являющимся геодинамически и тектонически активным регионом, с большим числом естественных выходов нефти и газа, вертикальная разгрузка глубинных флюидов в разрезе подкорового слоя обеспечивается системой глубинных разломов (флюидо-дренажных каналов) [57–59]. Указанная система глубинных разломов служит флюидо-дренажными каналами притоков жидких и газоообразных флюидов, из которых формируется нефтегазогенерационный потенциал известных нефтегазоносных бассейнов и ЮКБ в том числе.

Заключение

Таким образом, механизмы возникновения флюидо-дренажных каналов могут быть связаны с процессом трансформации глинистых минералов в элизионных отложениях, с высвобождением огромных масс кристаллизационной воды. В результате, в граничных песчаных пластах возникают СВПД, аналогичные ГРП.

В подтверждение изложенных предположений оценены изменения деформационных и механических свойств глинистых пород в зависимости от глубины и определены возможные значения физико-механических свойств пород-покрышек в зависимости от глубины залегания. Составлены модели вариации физико-механических свойств глинистых пород, с прогнозом зон дренирования на больших глубинах.

Система глубинных разломов служит флюидо-дренажными каналами притоков жидких и газоообразных флюидов, из которых формируется нефтегазогенерационный потенциал известных нефтегазоносных бассейнов и ЮКБ в том числе. Процессы дегазации Земли и подпитка осадочного чехла углеводородами из недр планеты через флюидо-дренажные каналы в кристаллическом фундаменте превращают ее углеводородные ресурсы по существу в возобновляемые.

Библиографический список

1. Проблемы сопоставления запасов и условных ресурсов месторождений углеводородов в классификациях России и PRMS / А.В. Лобусев, В.А. Бочкарев, М.А. Лобусев, С. Махарик // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 8 (368). – С. 62–69. DOI: 10.33285/2413-5011-2022-8(368)-62-69
2. Системы оценки и управления ресурсами углеводородов (PRMS) / Г.Т. Космбаева, Е.А. Аубакиров, Л.К. Тастанова, Р.О. Орынбасар, К.Р. Уразаков // Известия Национальной академии наук Республики Казахстан. Серия геологии и технических наук. – 2021. – Т. 447, № 3. – С. 80–86. DOI: 10.32014/2021.2518-170x.66
3. Запасы и ресурсы углеводородов, перспективы изучения и промышленного освоения недр морей России в XXI в. / А.В. Толстиков, Д.А. Астафьев, Я.И. Штейн, М.Ю. Кабалин, Л.А. Наумова // Геология нефти и газа. – 2018. – № 4. – С. 73–85. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-4s-73-85
4. Magoon, L.B. The petroleum system – from source to trap / L.B. Magoon, W.G. Dow // AAPG memoir 60. – 1994. – 312 p. DOI: 10.1306/M60585
5. Peters, K.E. The Biomarker Guide: Biomarkers and isotopes in petroleum systems and Earth History / K.E. Peters, C.C. Walters, J.M. Moldowan. UK: Cambridge University Press, 2005. – Vol. 2. – 1155 p.
6. Кожевникова, Е.Е. Формирование нефтегазоносности эмсско-нижнефранских отложений на севере Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / Е.Е. Кожевникова, С.Е. Башкова, Ю.А. Яковлев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2024. – № 8 (392). – С. 5–19.
7. Hubbert, K. Nuclear energy and the fossil fuels / K. Hubbert // American petroleum institute. Exploration and production research division. – Houston, Texas, 1956. – 57 p.
8. Bocharov, V.A. World oil production: history, current state and forecast / V.A. Bocharov. – Moscow: VNIIOENG, 2010. – 372 p.
9. Байков, Н.М. Влияние изменения цен на нефть на капиталовложения США и Канады в нефтегазовую промышленность / Н.М. Байков // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 9. – С. 121–123.
10. Геник, И.В. Мировая добыча нетрадиционной нефти: итоги 2009–2021 годов и перспективы // И.В. Геник // Геология и полезные ископаемые Западного Урала. – 2023. – № 6 (43). – С. 118–124.
11. Nwizug-bee, L.K. Heavy oil deposits and compositional analysis of some bituminous oil sand samples of South Western Nigeria / L.K. Nwizug-bee // International Science J. "Sustainable Development of Mountain Territories". – 2018. – Vol. 10, no. 1 (35). – P. 63–68. DOI: 10.21177/1998-4502-2018-10-1-63-68
12. Zhang, D. Environmental Impacts of Hydraulic Fracturing in Shale Gas Development in the United States / D. Zhang, T. Yang // Petroleum Exploration and Development. – 2015. – Vol. 42, no. 6. – P. 876–883. DOI: 10.1016/S1876-3804(15)30085-9
13. Сланцевая нефть и экология в Австралии: в поисках баланса / Е.С. Соколова, Л.И. Егорова, Э.Т. Мехдиев, Н.В. Торопова // Нефтегазовое дело. – 2020. – Т. 18, № 3. – С. 43–50. DOI: 10.17122/ngdelo-2020-3-43-50
14. Маланичев, А.Г. Сланцевая нефть: потенциал добычи как функция ее цены / А.Г. Маланичев // Экономический журнал Высшей школы экономики. – 2018. – Т. 22, № 2. – С. 275–293. DOI: 10.17323/1813-8691-2018-22-2-275-293
15. Трудноизвлекаемые запасы нефти в низкопроницаемых коллекторах: количественные оценки и технологические вызовы / И.Е. Канайкин, А.А. Савельев, М.А. Давыдов, А.Р. Парамзин, А.М. Зиновьев, С.А. Поливанов, А.А. Логинов, Г.А. Ковалева, Г.Г. Гилаев // Нефть. Газ. Новации. – 2024. – № 6 (283). – С. 6–14.
16. Advances in enhanced oil recovery technologies for low permeability reservoirs / W. Kang, B. Zhou, M. Issakhov, M. Gabdullin // Petroleum Science. – Vol. 19, no. 4. – P. 1622–1640. DOI: 10.1016/j.petsci.2022.06.010
17. Инновационные технологии разработки низкопроницаемых коллекторов в ПАО «НК «Роснефть» / А.В. Мирошниченко, А.В. Сергейчев, В.А. Коротовских [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 10. – С. 105–109. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-12-105-109
18. Онучко, В.Н. Энергоаппетиты человечества растут / В.Н. Онучко // Экологические системы. – 2005. – № 8. – С. 27–31.
19. Вассоевич, Н.Б. Происхождение нефти / Н.Б. Вассоевич // Вестник МГУ. – 1975. – Сер. 4. Геология. – № 5. – С. 3–23.
20. Исаев, Г.Д. О концепциях нефтегазообразования / Г.Д. Исаев // Вестник Томского государственного университета. – 2009. – № 323. – С. 374–378.
21. Доманиковые отложения Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов / Т.А. Кирюхина, Н.П. Фадеева, А.В. Ступакова, Е.Н. Полудеткина, Р.С. Сауткин // Геология нефти и газа. – 2013. – № 3. – С. 76–87.
22. Галимов, Э.М. Источник углеводородов супергигантского нефтяного месторождения Ромашкино (Татарстан) – приток из кристаллического фундамента или нефтегазоматеринские осадочные отложения? / Э.М. Галимов, А.И. Камалеева // Геохимия. – 2015. – № 2. – С. 103–122. DOI: 10.7868/S001675251502003X
23. Соборнов, К.О. Строение южного Урала и Предуралья на основе интерпретации региональных сейсмических данных и происхождение богатейших залежей нефти в Волго-Уральском бассейне / К.О. Соборнов // Геология нефти и газа. – 2023. – № 1. – С. 7–25. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-1-7-25
24. Валяев, Б.М. Проблема генезиса нефтегазовых месторождений: Теоретические основы и практическая значимость / Б.М. Валяев // Генезис углеводородных флюидов и месторождений. – М.: Геос. – 2006. – С. 14–22.
25. Glasby, G.P. Abiogenic Origin of Hydrocarbons: An Historical Overview / G.P. Glasby, P. Geoffrey // Resource Geology. – 2006. – No. 56 (1). – P. 83–96. DOI: 10.1111/j.1751-3928.2006.tb00271.x
26. Иванов, К.С. О возможной максимальной глубине нахождения месторождений нефти / К.С. Иванов // Известия Уральского государственного горного университета. – 2018. – № 52 (4). – С. 41–49. DOI: /10.21440/2307-2091-2018-4-41-49
27. Исмаилова, М.К. Анализ и идентификация биомаркеров в составе нефти: происхождение нефти месторождения Гюнашли в республике Азербайджан // М.К. Исмаилова, И.И. Мустафаев // Химическая безопасность. – 2022. – Т. 6, № 2. – С. 25–37. DOI: 10.25514/CHS.2022.2.23002
28. Геохимическая характеристика и генерационный потенциал рассеянного органического вещества пильской свиты северного Сахалина / Н.А. Деревскова, Т.И. Кравченко, Т.А. Попович, С.В. Дряблов // Научно-технический вестник ОАО "НК «Роснефть». – 2015. – № 2 (39). – С. 24–27.
29. Генезис углеводородов доюрского комплекса Ханты-Мансийского месторождения (зона локального сжатия Западно-Сибирской плиты) / Ю.В. Коржов, Г.А. Лобова, В.И. Исаев, А.И. Стариков, М.Я. Кузина // Геофизический журнал. – 2020. – Т. 42, № 5. – С. 130–147. DOI: 10.24028/gzh.0203-3100.v42i5.2020.215076
30. Глубинное строение и перспективы нефтегазоносности протерозойского комплекса осадочного чехла Восточно-Европейской платформы / С.Е. Башкова, Е.Е. Кожевникова, Ю.А. Яковлев, Т.В. Карасева, А.В. Боталова // Геотектоника. – 2023. – № 4. – С. 82–102. DOI: 10.31857/S0016853X23040033
31. Дмитриевский, А.Н. Полигенез нефти и газа / А.Н. Дмитриевский // Доклады Академии наук. – 2008. – Т. 419, № 3. – С. 373–377.
32. Шиловский, А.П. Ресурсы ископаемого топлива / А.П. Шиловский // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2023. – № 12 (384). – С. 58–62. DOI: 10.33285/2413-5011-2023-12(384)-58-62

33. Гладков, Е.А. О полигенной природе формирования углеводородосодержащих трещиновато-кавернозных карбонатных коллекторов / Е.А. Гладков // Бурение и нефть. – 2011. – № 10. – С. 16–19.
34. Лурье, М.А. Преобразование глубинных абиогенных флюидов в нефтяное вещество / М.А. Лурье // Геология нефти и газа. – 2019. – № 5. – С. 73–82. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-5-73-82
35. Новые данные о возможности каталитического абиогенного синтеза углеводородов в земной коре / К.Г. Ионе, В.М. Мысов, В.Г. Степанов, В.Н. Пармон // Нефтехимия. – 2001. – Т. 41, № 3. – С. 178–184.
36. Бочкарев, В.А. Восполняемые ресурсы месторождений над зонами генерации углеводородов Южно-Каспийского региона / В.А. Бочкарев, К.Т. Манапова // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 7. – С. 8–18.
37. Муслимов, Р.Х. Восполнение нефтяных залежей в свете новой концепции нефтегазообразования / Р.Х. Муслимов, И.Н. Плотникова // Георесурсы. – 2019. – Т. 21, № 4. – С. 40–48. DOI: https: //doi.org/10.18599/grs.2019.4.40-48
38. Weixin, Xu. Time scales of shallow-to-deep convective transition associated with the onset of Madden-Julian Oscillations / Xu Weixin, A. Rutledge Steven // Geophysical Research letters. – 2016. – P. 1–9. DOI: 10.1002/2016GL068269
39. Дмитриевский, А.Н. Изотопно-геохимические показатели глубинности процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления / А.Н. Дмитриевский, Б.М. Валяев, М.В. Родкин // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2019. – № 4 (27). – С. 20–28. DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2019-27.art21
40. Валяев, Б.М. Глубинные источники углеводородов в полигенезе нефтегазовых месторождений. Роль конвекционного рециклинга / Б.М. Валяев // Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности: материалы Всерос. науч. конф., посвященной 30-летию ИПНГ РАН. – М., 2017. – С. 39–40.
41. Тимурзиев, А.И. Дегазация глубинного углерода – основа промышленного нефтегазообразования и изменения климата на Земле / А.И. Тимурзиев // Бурение и нефть. – 2021. – № 6. – С. 3–14.
42. Dasgupta, R. Ingassing, storage, and outgassing of terrestrial carbon through geologic time / R. Dasgupta // Reviews in Mineralogy and Geochemistry. – 2013. – No. 75. – P. 183–229. DOI: 10.2138/rmg.2013.75.7
43. The scientific connotation of oil and gas formations under deep fluids and organic-inorganic interaction / Q. Liu, D. Zhu, Q. Meng, J. Liu, X. Wu, B. Zhou [et al.] // China Earth Sci. – 2019. – No. 62 (3). – P. 507–528. DOI: 10.1007/s11430-018-9281-2
44. Гасанов, А.Б. Особенности гидродинамики в нефтенасыщенных коллекторах / А.Б. Гасанов, В.Ш. Гурбанов, Г.Г. Аббасова // Горный журнал. – 2024. – № 7. – С. 39–44. DOI: 10.17580/gzh.2024.07.06
45. Геологические аспекты проблем энергетической и экологической безопасности Каспийского региона // Ю.А. Волож, Г.Н. Гогоненков, И.С. Гулиев, А.Н. Дмитриевский, Б.М. Куандыков, Н.В. Милетенко, О.В. Петров, М.А. Федонкин // Геология и геофизика. – 2022. – Т. 63, № 3. – С. 303–313. DOI: 10.15372/GiG2021137
46. Yusubov, N.P. Seismological model of the mud volcano system / N.P. Yusubov, I.S. Guliyev // Azerbaijan oil industry. – 2011. – No. 1. – P. 9–15.
47. Петрофизическая характеристика Мезо-кайнозойских отложений Юго-восточного погружения большого Кавказа в связи с их нефтегазоносностью / В.Ш. Гурбанов, С.В. Галкин, Н.Р. Нариманов [и др.] // SOCAR Proceedings. – 2021. – № 3. – С. 9–21. DOI: 10.5510/OGP20210300524
48. Гасанов, А.Б. Вариации коллекторских свойств продуктивных горизонтов морских месторождений Азербайджана / А.Б. Гасанов, В.Ш. Гурбанов, Г.Г. Аббасова // Горный журнал. – 2022. – № 12. – С. 10–15. DOI: 10.17580/gzh.2022.12.02
49. Experimental study of the occurrence of hydraulic fractures in carbonate rocks under triaxial loading / В.В. Поплыгин, С.В. Галкин, Я.В. Савицкий, Д.В. Потехин // Eurasian Mining. – 2023. – No. 2. – P. 35–38. DOI: 10.17580/em.2023.02.06
50. Stability conditions of oil-saturated reservoirs porosity with deep overlaying / A.B. Hasanov, O.A. Isfandiyarov, N.H. Mehraliyeva, T.S. Abbasov // ANAS Transactions / Earth Sciences. – 2022. – No. 2. – P. 46–53. DOI: 10.33677/ggianas20220200081
51. Вольфман, Ю.М. Динамика изменений напряженно-деформированного состояния земной коры Черноморской впадины в моделях сейсмогенеза / Ю.М. Вольфман // Геология и геофизика Юга России. – 2023. – Т. 13, № 2. – С. 40–54. DOI: 10.46698/VNC.2023.83.75.004
52. Experimental investigation of mechanical properties and failure behavior of fluid-saturated hot rocks / D. Wang, X. Bian, H. Qin, D. Sun, B. Yu // Natural Resources Research. – 2021. – No. 30 (1). – P. 289–305. DOI: 10.1007/s11053-020-09760-x
53. Experimental study on the mechanical and failure behaviors of deep rock subjected to true triaxial stress: A review // H. Xie, J. Lu, C. Li, M. Li, M. Gao // International Journal of Mining Science and Technology. – 2022. – Vol. 32, iss. 5. – P. 915–950. DOI: 10.1016/j.ijmst.2022.05.006
54. Попков, В.И. О сохранении поровых коллекторов в нижней части разреза нефтегазоносных отложений триаса Скифско-Туранской платформы / В.И. Попков, И.В. Попков // Геология и геофизика Юга России. – 2023. – Т. 13, № 2. – С. 106–117. DOI: 10.46698/VNC.2023.10.85.009
55. Попков, В.И. Нефтегазоносные формационные комплексы триаса юго-запада Туранской плиты / В.И. Попков, И.В. Попков // Геология и геофизика Юга России. – 2024. – Т. 14, № 2. – С. 166–178. DOI: 10.46698/VNC.2024.17.41.013
56. Валяев, Б.М. Глубинные источники углеводородов грязевых вулканов и нефтегазовых месторождений / Б.М. Валяев, И.С. Дремин // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2016. – № 3 (15). – С. 2–10.
57. Трудноизвлекаемые запасы нефти и газа в газовой части нефтегазоконденсатных и газоконденсатных месторождений на поздних стадиях разработки / А.Н. Дмитриевский, Н.А. Скибицкая, Н.А. Гафаров, И.О. Бурханова [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2023. – № 11 (383). – С. 24–31. DOI: 10.33285/2413-5011-2023-11(383)-24-31
58. Дмитриевский, А. Ресурсно-инновационный потенциал стратегического развития России / А. Дмитриевский, Н. Комков, М. Кротова // Энергетическая политика. – 2021. – № 6 (160). – С. 24–37. DOI: 10.46920/2409-5516_2021_6160_24
59. Конторович, А.Э. Новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации / А.Э. Конторович, Л.В. Эдер // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2020. – № 5. – С. 8–17.

References

1. Lobusev A.V., Bochkarev V.A., Lobusev M.A., Makharik S. Problemy sopostavleniia zapasov i uslovnykh resursov mestorozhdenii uglevodorodov v klassifikatsiiakh Rossii i PRMS [Problems of comparison of hydrocarbon deposits' reserves and conditional resources in the classifications of Russia and PRMS]. *Geologiia, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2022, no. 8 (368), pp. 62-69. DOI: 10.33285/2413-5011-2022-8(368)-62-69
2. Kosmbaeva G.T., Aubakirov E.A., Tastanova L.K., Orynbasar R.O., Urazakov K.R. Sistemy otsenki i upravleniia resursami uglevodorodov (PRMS) [Petroleum resources management systems (PRMS)]. *Izvestiia Natsional'noi akademii nauk Respubliki Kazakhstan. Seriia geologii i tekhnicheskikh nauk*, 2021, vol. 447, no. 3, pp. 80-86. DOI: 10.32014/2021.2518-170x.66
3. Tolstikov A.V., Astaf'ev D.A., Shtein Ia.I., Kabalin M.Iu., Naumova L.A. Zapasy i resursy uglevodorodov, perspektivy izucheniia i promyshlennogo osvoeniia nedr morei Rossii v KhKhI veka [Hydrocarbon reserves and resources, opportunities for Russian offshore subsoil studies and commercial development in 21 century]. *Geologiia nefti i gaza*, 2018, no. 4, pp. 73-85. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-4s-73-85. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-4s-73-85
4. Magoon L.B., Dow W.G. The petroleum system - from source to trap. *AAPG memoir 60*, 1994, 312 p. DOI: 10.1306/M60585
5. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The Biomarker Guide: Biomarkers and isotopes in petroleum systems and Earth History. UK: Cambridge University Press, 2005, vol. 2, 1155 p.
6. Kozhevnikova E.E., Bashkova S.E., Iakovlev Iu.A. Formirovanie neftegazonosnosti emssko-nizhnefranskikh otlozhenii na severe Volgo-Ural'skoi neftegazonosnoi provintsii [Formation of the oil and gas potential of the Emsian-Nizhnefrancian deposits in the North of the Volga-Ural oil and gas province]. *Geologiia, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2024, no. 8 (392), pp. 5-19.
7. Hubbert K. Nuclear energy and the fossil fuels. American petroleum institute. Exploration and production research division. Houston, Texas, 1956, 57 p.
8. Bocharov V.A. World oil production: history, current state and forecast. Moscow: VNIIOENG, 2010, 372 p.
9. Baikov N.M. Vliianie izmeneniia tsen na neft' na kapitalovlozheniia SShA i Kanady v neftegazovuiu promyshlennost' [Effect of changes in oil prices in the U.S. and Canadian investment in oil and gas industry]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2009, no. 9, pp. 121-123.
10. Genik I.V. Mirovaia dobycha netraditsionnoi nefti: itogi 2009-2021 godov i perspektivy [World unconventional oil production: results of 2009-2021 and prospects]. *Geologiia i poleznye iskopaemye Zapadnogo Urala*, 2023, no. 6 (43), pp. 118-124.
11. Nwizug-bee L.K. Heavy oil deposits and compositional analysis of some bituminous oil sand samples of South Western Nigeria. *International Science J. "Sustainable Development of Mountain Territories"*, 2018, vol. 10, no. 1 (35), pp. 63-68. DOI: 10.21177/1998-4502-2018-10-1-63-68
12. Zhang D., Yang T. Environmental Impacts of Hydraulic Fracturing in Shale Gas Development in the United States. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, vol. 42, no. 6, pp. 876-883. DOI: 10.1016/S1876- 3804(15)30085-9
13. Sokolova E.S., Egorova L.I., Mekhdiev E.T., Toropova N.V. Slantsevaia neft' i ekologiia v Avstralii: v poiskakh balansa [Shale oil and the environment in Australia: the search for balance]. *Neftegazovoe delo*, 2020, vol. 18, no. 3, pp. 43-50. DOI: 10.17122/ngdelo-2020-3-43-50
14. Malanichev A.G. Slantsevaia neft': potentsial dobychi kak funktsiia ee tseny [Shale oil: production potential as a function of price]. *Ekonomicheskii zhurnal Vysshei shkoly ekonomiki*, 2018, vol. 22, no. 2, pp. 275-293. DOI: 10.17323/1813-8691-2018-22-2-275-293
15. Kanaikin I.E., Savel'ev A.A., Davydov M.A., Paramzin A.R., Zinov'ev A.M., Polivanov S.A., Loginov A.A., Kovaleva G.A., Gilaev G.G. Trudnoizvlekaemye zapasy nefti v nizkopronitsaemykh kollektorakh: kolichestvennye otsenki i tekhnologicheskie vyzovy [Hard-To-Recover Oil Reserves in Low-Permeable Formations. Quantitative Evaluations and Process Challenges]. *Neft'. Gaz. Novatsii*, 2024, no. 6 (283), pp. 6-14.
16. Kang W., Zhou B., Issakhov M., Gabdullin M. Advances in enhanced oil recovery technologies for low permeability reservoirs. *Petroleum Science*, 2022, vol. 19, no. 4, pp. 1622-1640. DOI: 10.1016/j.petsci.2022.06.010
17. Miroshnichenko A.V., Sergeichev A.V., Korotovskikh V.A. et al. Innovatsionnye tekhnologii razrabotki nizkopronitsaemykh kollektorov v PAO "NK "Rosneft'" [Innovative technologies for the low-permeability reservoirs development in Rosneft Oil Company]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2022, no. 10, pp. 105-109. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-12-105-109
18. Onuchko V.N. Energoappetity chelovechestva rastut [Humanity's energy appetite is growing]. *Ekologicheskie sistemy*, 2005, no. 8, pp. 27-31.
19. Vassoevich N.B. Proiskhozhdenie nefti [Origin of oil]. *Vestnik Moskovskogo gosudarstvennogo universiteta. Geologiia*, 1975, no. 5, pp. 3-23.
20. Isaev G.D. O kontseptsiiakh neftegazoobrazovaniia [On the concepts of oil and gas formation]. *Vestnik Tomskogo gosudarstvennogo universiteta*, 2009, no. 323, pp. 374-378.

21. Kiriukhina T.A., Fadeeva N.P., Stupakova A.V., Poludetkina E.N., Sautkin R.S. Domanikovye otlozheniia Timano-Pechorskogo i Volgo-Ural'skogo basseinov [Domanik deposits of Timano-Pechora and Volga-Ural basins]. *Geologiia nefti i gaza*, 2013, no. 3, pp. 76-87.
22. Galimov E.M., Kamaleeva A.I. Istochnik uglevodorodov supergigantskogo neftianogo mestorozhdeniia Romashkino (Tatarstan) – pritok iz kristallicheskogo fundamenta ili neftegazomaterinskie osadochnye otlozheniia? [The source of hydrocarbons of the supergiant oil field Romashkino (Tatarstan) – an influx from the crystalline basement or oil and gas source sedimentary deposits?]. *Geokhimiia*, 2015, no. 2, pp. 103-122. DOI: 10.7868/S001675251502003X
23. Sobornov K.O. Stroenie iuzhnogo Urala i Predural'ia na osnove interpretatsii regional'nykh seismicheskikh dannykh i proiskhozhdenie bogateishikh zalezhei nefti v Volgo-Ural'skom basseine [Structure of the South Urals and cis-Uralian foredeep as revealed by interpretation of regional seismic data and the origin of the prolific of oil reserves in the Volga Urals Basin]. *Geologiia nefti i gaza*, 2023, no. 1, pp. 7-25. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-1-7-25
24. Valiaev B.M. Problema genezisa neftegazovykh mestorozhdenii: Teoreticheskie osnovy i prakticheskaia znachimost' [The problem of genesis of oil and gas fields: theoretical foundations and practical significance]. *Genezis uglevodorodnykh fliuidov i mestorozhdenii*. Moscow: Geos, 2006, pp. 14-22.
25. Glasby G.P., Geoffrey P. Abiogenic Origin of Hydrocarbons: An Historical Overview. *Resource Geology*, 2006, no. 56 (1), pp. 83-96. DOI: 10.1111/j.1751-3928.2006.tb00271.x
26. Ivanov K.S. O vozmozhnoi maksimal'noi glubine nakhozhdeniia mestorozhdenii nefti [About possible maximum depth of oil deposits]. *Izvestiia Ural'skogo gosudarstvennogo gornogo universiteta*, 2018, no. 52 (4), pp. 41-49. DOI: /10.21440/2307-2091-2018-4-41-49
27. Ismailova M.K., Mustafaev I.I. Analiz i identifikatsiia biomarkerov v sostave nefti: proiskhozhdenie nefti mestorozhdeniia Giunashli v respublike Azerbaidzhan [Analysis and identification of biomarkers in the composition of petroleum: the oil origin of the Gunashli deposit in the Republic of Azerbaijan]. *Khimicheskaia bezopasnost'*, 2022, vol. 6, no. 2, pp. 25-37. DOI: 10.25514/CHS.2022.2.23002
28. Derevskova N.A., Kravchenko T.I., Popovich T.A., Driablov S.V. Geokhimicheskaia kharakteristika i generatsionnyi potentsial rasseiannogo organicheskogo veshchestva pil'skoi svity severnogo Sakhalina [Geochemical characteristic and genetic potential of dispersed organic matters of Pilskian series of the Northern Sakhalin]. *Nauchno-tekhnicheskii vestnik OAO "NK "Rosneft'"*, 2015, no. 2 (39), pp. 24-27.
29. Korzhov Iu.V., Lobova G.A., Isaev V.I., Starikov A.I., Kuzina M.Ia. Genezis uglevodorodov doiurskogo kompleksa Khanty-Mansiiskogo mestorozhdeniia (zona lokal'nogo szhatiia Zapadno-Sibirskoi plity) [Hydrocarbons genesis of Pre-Jurassic complex in Khanty-Mansiysk field (the zone of West Siberian plate local compression)]. *Geofizicheskii zhurnal*, 2020, vol. 42, no. 5, pp. 130-147. DOI: 10.24028/gzh.0203-3100.v42i5.2020.215076
30. Bashkova S.E., Kozhevnikova E.E., Iakovlev Iu.A., Karaseva T.V., Botalova A.V. Glubinnoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti proterozoiskogo kompleksa osadochnogo chekhla Vostochno-Evropeiskoi platformy [The deep structure of the Proterozoic complex of the sedimentary cover of the East European platform: oil and gas potential]. *Geotektonika*, 2023, no. 4, pp. 82-102. DOI: 10.31857/S0016853X23040033
31. Dmitrievskii A.N. Poligenez nefti i gaza [Polygenesis of oil and gas]. *Doklady Akademii nauk*, 2008, vol. 419, no. 3, pp. 373-377.
32. Shilovskii A.P. Resursy iskopaemogo topliva [Fossil fuel resources]. *Geologiia, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2023, no. 12 (384), pp. 58-62. DOI: 10.33285/2413-5011-2023-12(384)-58-62
33. Gladkov E.A. O poligennoi prirode formirovaniia uglevodorodosoderzhashchikh treshchinovato-kavernoznykh karbonatnykh kollektorov [Polygenous nature of hydrocarbon-bearing cavernous fractured carbonate reservoir formation]. *Burenie i neft'*, 2011, no. 10, pp. 16-19.
34. Lur'e M.A. Preobrazovanie glubinnykh abiogennykh fliuidov v neftianoe veshchestvo [Transformation of deep-lying abiogenic fluids to petroleum substance]. *Geologiia nefti i gaza*, 2019, no. 5, pp. 73-82. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-5-73-82
35. Ione K.G., Mysov V.M., Stepanov V.G., Parmon V.N. Novye dannye o vozmozhnosti kataliticheskogo abiogennogo sinteza uglevodorodov v zemnoi kore [New data on the possibility of catalytic abiogenic synthesis of hydrocarbons in the Earth's crust]. *Neftekhimiia*, 2001, vol. 41, no. 3, pp. 178-184.
36. Bochkarev V.A., Manapova K.T. Vospolniaemye resursy mestorozhdenii nad zonami generatsii uglevodorodov Iuzhno-Kaspiiskogo regiona [Renewable resources of fields located above HC generation zones of South Caspian region]. *Neftepromyslovoe delo*, 2013, no. 7, pp. 8-18.
37. Muslimov R.Kh., Plotnikova I.N. Vospolnenie neftianykh zalezhei v svete novoi kontseptsii neftegazoobrazovaniia [Replenishment of oil deposits from the position of a new concept of oil and gas formation]. *Georesursy*, 2019, vol. 21, no. 4, pp. 40-48. DOI: 10.18599/grs.2019.4.40-48
38. Weixin Xu., Rutledge Steven A. Time scales of shallow-to-deep convective transition associated with the onset of Madden-Julian Oscillations. *Geophysical Research letters*, 2016, pp. 1-9. DOI: 10.1002/2016GL068269
39. Dmitrievskii A.N., Valiaev B.M., Rodkin M.V. Izotopno-geokhimicheskie pokazateli glubinnosti protsessov neftegazoobrazovaniia i neftegazonakopleniia [Isotope-geochemical indicators of the depth of oil and gas genesis and accumulation]. *Aktual'nye problemy nefti i gaza*, 2019, no. 4 (27), pp. 20-28. DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2019-27.art21
40. Valiaev B.M. Glubinnye istochniki uglevodorodov v poligeneze neftegazovykh mestorozhdenii. Rol' konvektsionnogo retsiklinga [Deep sources of hydrocarbons in the polygenesis of oil and gas fields. The role of convection recycling]. *Fundamental'nyi bazis innovatsionnykh tekhnologii neftianoi i gazovoi promyshlennosti: materialy Vserossiiskoi nauchnoi konferentsii, posviashchennoi 30-letiiu Instituta problem nefti i gaza Rossiiskoi akademii nauk*. Moscow, 2017, pp. 39–40.
41. Timurziev A.I. Degazatsiia glubinnogo ugleroda - osnova promyshlennogo neftegazoobrazovaniia i izmeneniia klimata na Zemle [Deep carbon degassing is the basis of industrial oil and gas formation and climate change on Earth]. *Burenie i neft'*, 2021, no. 6, pp. 3-14.
42. Dasgupta R. Ingassing, storage, and outgassing of terrestrial carbon through geologic time. *Reviews in Mineralogy and Geochemistry*, 2013, no. 75, pp. 183-229. DOI: 10.2138/rmg.2013.75.7
43. Liu Q., Zhu D., Meng Q., Liu J., Wu X., Zhou B. et al. The scientific connotation of oil and gas formations under deep fluids and organic-inorganic interaction. *China Earth Sci.*, 2019, no. 62 (3), pp. 507-528. DOI: 10.1007/s11430-018-9281-2
44. Gasanov A.B., Gurbanov V.Sh., Abbasova G.G. Osobennosti gidrodinamiki v neftenasyshchennykh kollektorakh [Features of hydrodynamics in oil-saturated reservoirs]. *Gornyi zhurnal*, 2024, no. 7, pp. 39-44. DOI: 10.17580/gzh.2024.07.06
45. Volozh Iu.A., Gogonenkov G.N., Guliev I.S., Dmitrievskii A.N., Kuandykov B.M., Miletenko N.V., Petrov O.V., Fedonkin M.A. Geologicheskie aspekty problem energeticheskoi i ekologicheskoi bezopasnosti Kaspiiskogo regiona [Geological aspects of energy and environmental security issues in the Caspian region]. *Geologiia i geofizika*, 2022, vol. 63, no. 3, pp. 303-313. DOI: 10.15372/GiG2021137
46. Yusubov N.P., Guliyev I.S. Seismological model of the mud volcano system. *Azerbaijan oil industry*, 2011, no. 1, pp. 9-15.
47. Gurbanov V.Sh., Galkin S.V., Narimanov N.R. et al. Petrofizicheskaia kharakteristika Mezo-kainozoiskikh otlozhenii Iugo-vostochnogo pogruzheniia bol'shogo Kavkaza v sviazi s ikh neftegazonosnost'iu [Petrophysical characteristics of the Meso-Cenozoic sediments of the Southeastern subsidence of the Greater Caucasus in connection with their oil and gas potential]. *SOCAR Proceedings*, 2021, no. 3, pp. 9-21. DOI: 10.5510/OGP20210300524
48. Gasanov A.B., Gurbanov V.Sh., Abbasova G.G. Variatsii kollektorskikh svoistv produktivnykh gorizontov morskikh mestorozhdenii Azerbaidzhana [Variation in reservoir properties of productive strata in offshore fields of Azerbaijan]. *Gornyi zhurnal*, 2022, no. 12, pp. 10-15. DOI: 10.17580/gzh.2022.12.02
49. Poplygin V.V., Galkin S.V., Savitskii Ia.V., Potekhin D.V. Experimental study of the occurrence of hydraulic fractures in carbonate rocks under triaxial loading. *Eurasian Mining*, 2023, no. 2, pp. 35-38. DOI: 10.17580/em.2023.02.06
50. Hasanov A.B., Isfandiyarov O.A., Mehraliyeva N.H., Abbasov T.S. Stability conditions of oil-saturated reservoirs porosity with deep overlaying. *ANAS Transactions. Earth Sciences*, 2022, no. 2, pp. 46-53. DOI: 10.33677/ggianas20220200081
51. Vol'fman Iu.M. Dinamika izmenenii napriazhenno-deformirovannogo sostoianiia zemnoi kory Chernomorskoi vpadiny v modeliakh seismogeneza [Dynamics of changes in the stress-strain state of the Earth's crust of the Black sea basin in models of seismogenesis]. *Geologiia i geofizika Iuga Rossii*, 2023, vol. 13, no. 2, pp. 40-54. DOI: 10.46698/VNC.2023.83.75.004
52. Wang D., Bian X., Qin H., Sun D., Yu B. Experimental investigation of mechanical properties and failure behavior of fluid-saturated hot rocks. *Natural Resources Research*, 2021, no. 30 (1), pp. 289-305. DOI: 10.1007/s11053-020-09760-x
53. Xie H., Lu J., Li C., Li M., Gao M. Experimental study on the mechanical and failure behaviors of deep rock subjected to true triaxial stress: A review. I*nternational Journal of Mining Science and Technology*, 2022, vol. 32, iss. 5, pp. 915-950. DOI: 10.1016/j.ijmst.2022.05.006
54. Popkov V.I., Popkov I.V. O sokhranenii porovykh kollektorov v nizhnei chasti razreza neftegazonosnykh otlozhenii triasa Ckifsko-Turanskoi platformy [On the preservation of pore reservoirs in the lower part of the section of oil and gas deposits of the Triassic Scythian-Turanian platform]. *Geologiia i geofizika Iuga Rossii*, 2023, vol. 13, no. 2, pp. 106-117. DOI: 10.46698/VNC.2023.10.85.009
55. Popkov V.I., Popkov I.V. Neftegazonosnye formatsionnye kompleksy triasa iugo-zapada Turanskoi plity [Oil and gas bearing formation complexes of the Triassic of the South-West Turan plate]. *Geologiia i geofizika Iuga Rossii*, 2024, vol. 14, no. 2, pp. 166-178. DOI: 10.46698/VNC.2024.17.41.013
56. Valiaev B.M., Dremin I.S. Glubinnye istochniki uglevodorodov griazevykh vulkanov i neftegazovykh mestorozhdenii [Deep sources of hydrocarbons of mud-volcanic and of oil-and-gas fields]. Актуальные проблемы нефти и газа, 2016, no. 3 (15), pp. 2-10.
57. Dmitrievskii A.N., Skibitskaia N.A., Gafarov N.A., Burkhanova I.O. et al. Trudnoizvlekaemye zapasy nefti i gaza v gazovoi chasti neftegazokondensatnykh i gazokondensatnykh mestorozhdenii na pozdnikh stadiiakh razrabotki [Hard-to-recover oil and gas reserves in the gas part of oil and gas condensate and gas condensate fields at the late stages of development (on the example of the Orenburg and Vuktyl oil and gas condensate fields)]. *Geologiia, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2023, no. 11 (383), pp. 24-31. DOI: 10.33285/2413-5011-2023-11(383)-24-31
58. Dmitrievskii A., Komkov N., Krotova M. Resursno-innovatsionnyi potentsial strategicheskogo razvitiia Rossii [Resource and innovation potential of Russia's strategic development]. *Energeticheskaia politika*, 2021, no. 6 (160), pp. 24-37. DOI: 10.46920/2409-5516_2021_6160_24
59. Kontorovich A.E., Eder L.V. Novaia paradigma strategii razvitiia syr'evoi bazy neftedobyvaiushchei promyshlennosti Rossiiskoi Federatsii [A new paradigm of the development strategy for the mineral resource base of the oil producing industry in the Russian Federation]. *Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie*, 2020, no. 5, pp. 8-17.

Финансирование. Исследования выполнены при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2023-0005).

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Вклад авторов равноценен.