

УДК 551.24.055+553.982

DOI 10.31087/0016-7894-2021-5-19-31

Перспективы промышленного освоения глубоких горизонтов Керченско-Таманского нефтегазоносного района

© 2021 г. | А.Г. Лебедько, Г.И. Лебедько

Южный Федеральный университет «Институт наук о Земле», Ростов-на-Дону, Россия; tiger.71@mail.ru; Lebedx100@gmail.com

Поступила 03.02.2021 г.

Доработана 08.02.2021 г.

Принята к печати 22.03.2021 г.

Ключевые слова: трещинные коллекторы; прогноз перспективности; вертикальный теплоперенос; модель залежи; майкопские аргиллиты; критерии нефтегазоносности; геофизические параметры; глубинные горизонты; интегральный анализ.

Аннотация: Керченско-Таманская грязевулканическая провинция содержит более сотни грязевых вулканов. Они также широко представлены в акваториях Черного и Азовского морей. Около 200 газовых факелов отмечено вдоль шельфовых зон Керченско-Таманского нефтегазоносного района. В статье рассмотрены перспективы нефтегазоносности данного участка, проанализированы причины неудовлетворительных результатов буровых работ не только на суше, но и в акватории южных морей. В результате исследований выявлено, что локальный прогноз нефтегазоносности (оценка выявленных структур) направлен в первую очередь на анализ сейсмоструктурных особенностей традиционных антиклинальных ловушек. Однако такой подход исчерпал себя, поскольку в нераспределенном фонде недр региона рентабельные объекты отсутствуют (учтены только мельчайшие месторождения). При прогнозных исследованиях недостаточно оценены геолого-тектонические особенности (чешуйчато-надвиговая структура периклинального прогиба). Также недостаточно изучены интенсивные флюидодинамические процессы, сопровождающие грязевой вулканизм. В результате недостаточно обоснованных поисково-разведочных работ коэффициент успешности редко превышает 30 %. Предлагаемый интегральный анализ включает (помимо наличия структурных ловушек, коллекторов и покрышек) оценку углеводородного потенциала, который определяется наличием вертикальных флюидопотоков (труб дегазации). Интегральное суммирование этих параметров создает информацию нового качества. Следует учесть, что при современной интеграции сейсмических работ 2D используется только около 30 % исходных данных. Поэтому необходимо применение метода структурно-информационной интерпретации. Итог исследований представляет собой этап предлицензионной подготовки на основе геологической интерпретации геофизических данных.

Для цитирования: Лебедько А.Г., Лебедько Г.И. Перспективы промышленного освоения глубоких горизонтов Керченско-Таманского нефтегазоносного района // Геология нефти и газа. – 2021. – № 5. – С. 19–31. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-5-19-31.

Deep horizons of Kerchensky-Tamansky Petroleum District: future of commercial development

© 2021 | A.G. Lebed'ko, G.I. Lebed'ko

Southern Federal University "Institute of earth sciences", Rostov-on-Don, Russia; tiger.71@mail.ru; Lebedx100@gmail.com

Received 03.02.2021

Revised 08.02.2021

Accepted for publication 22.03.2021

Key words: naturally fractured reservoir; prediction of prospects; vertical heat and mass transfer; reservoir model; Maikop-sky claystone; oil and gas occurrence criteria; geophysical parameters; deep horizons; integral analysis.

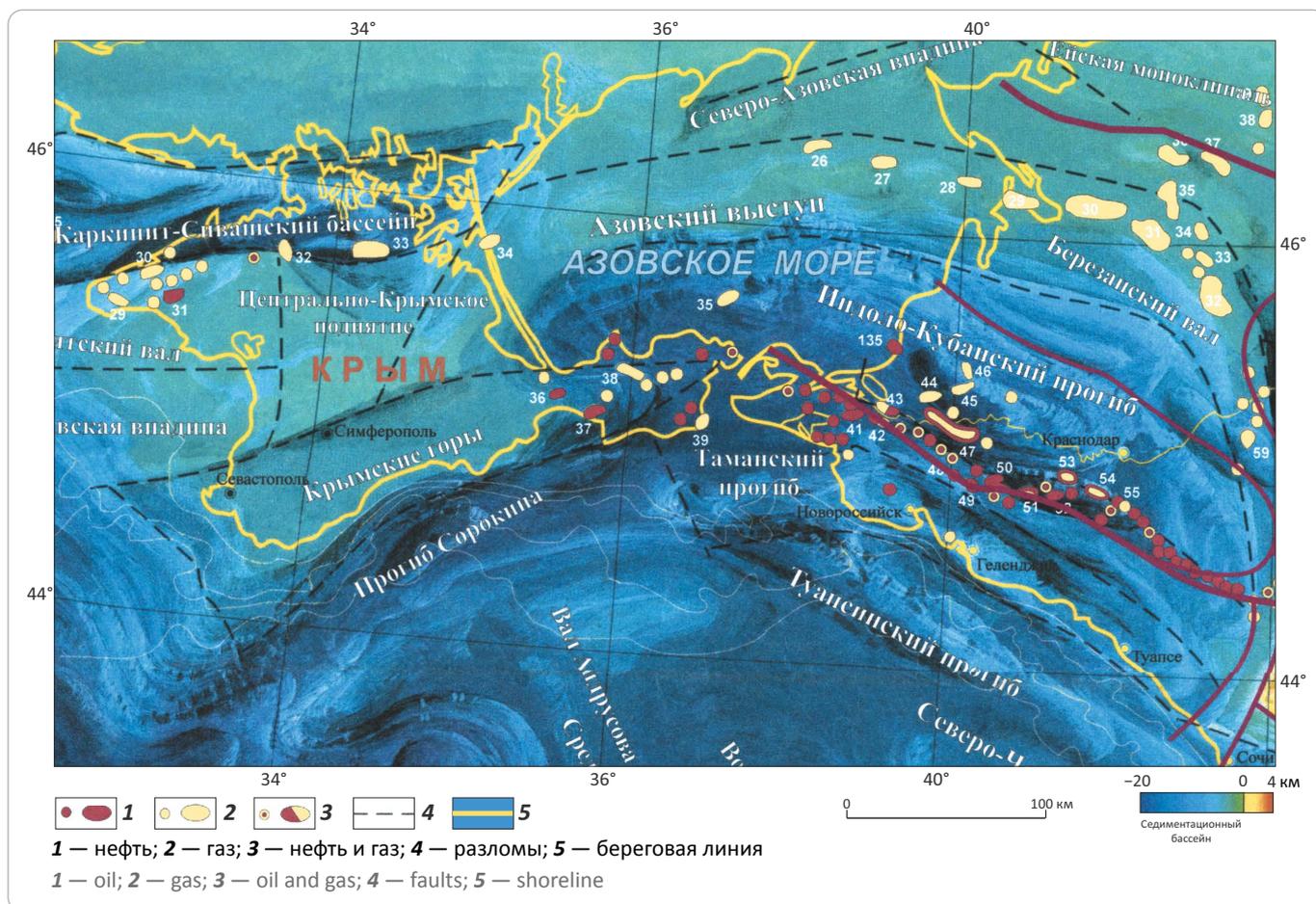
Abstract: The author shows that the share of hard-to-recover oils has significantly increased in the structure of Russian reserves. At the same time, the production of these raw materials is growing much slower than its share in the total volume of reserves. Such a disbalance especially typical of the mature producing regions leads to resource base decrease and deterioration. The authors discuss the conditions of carbonate deposits formation and structural features of the Domanic-Tournaisian oil and gas play within the studied areas of the Verkhnepechorsky transverse uplift. The authors discuss the most promising objects that have been identified using geological and geophysical data. Factors that contributed to trap formation in the study area in the Domanic-Famennian time are analyzed. To assess the resources, an advanced approach to predict initial potential resources was used taking into account calculation of hydrocarbon migration streams speed and range and probability of reaching a given depth interval. The authors present a typical workflow for hydrocarbon accumulations predicting, which can be used to assess the probability of charging a trap with hydrocarbons in certain depth interval. Based on interpretation of a significant volume of geological and geophysical material, the results of calculating the probability of trap charging within the Izjayusky structure are presented.

For citation: Lebed'ko A.G., Lebed'ko G.I. Deep horizons of Kerchensky-Tamansky Petroleum District: future of commercial development. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(5):19–31. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-5-19-31. In Russ.



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 1. Ресурсы нефти и газа юга России (по данным АО «ИГиРГИ»)

Fig. 1. Oil and gas resources of southern Russia (AO "IGIRGI")

Введение

Южный регион России, включающий нефтегазовые районы Западного Предкавказья и Крыма, а также шельфы Азовского и Черного морей, считается одним из важнейших центров нефтегазового комплекса (рис. 1).

Однако в пределах суши на фоне обвального падения объемов поисково-разведочного бурения отсутствуют какие-либо значимые достижения в обеспечении ресурсного потенциала УВ. Причина кроется в том, что обычно мы ищем привычное и понятное, т. е. то, что искали ранее и находили в течение последних двух-трех десятилетий. Парадигма локального прогноза все время исходит из позиции антиклинальной (структурной) теории формирования залежей УВ. Однако статистические оценки последних лет четко свидетельствуют, что размеры открытых месторождений, приуроченных к традиционным антиклинальным ловушкам, сократились до мельчайших. Их дальнейший поиск становится экономически невыгодным.

Керченско-Таманский нефтегазовый район может служить примером использования традиционного

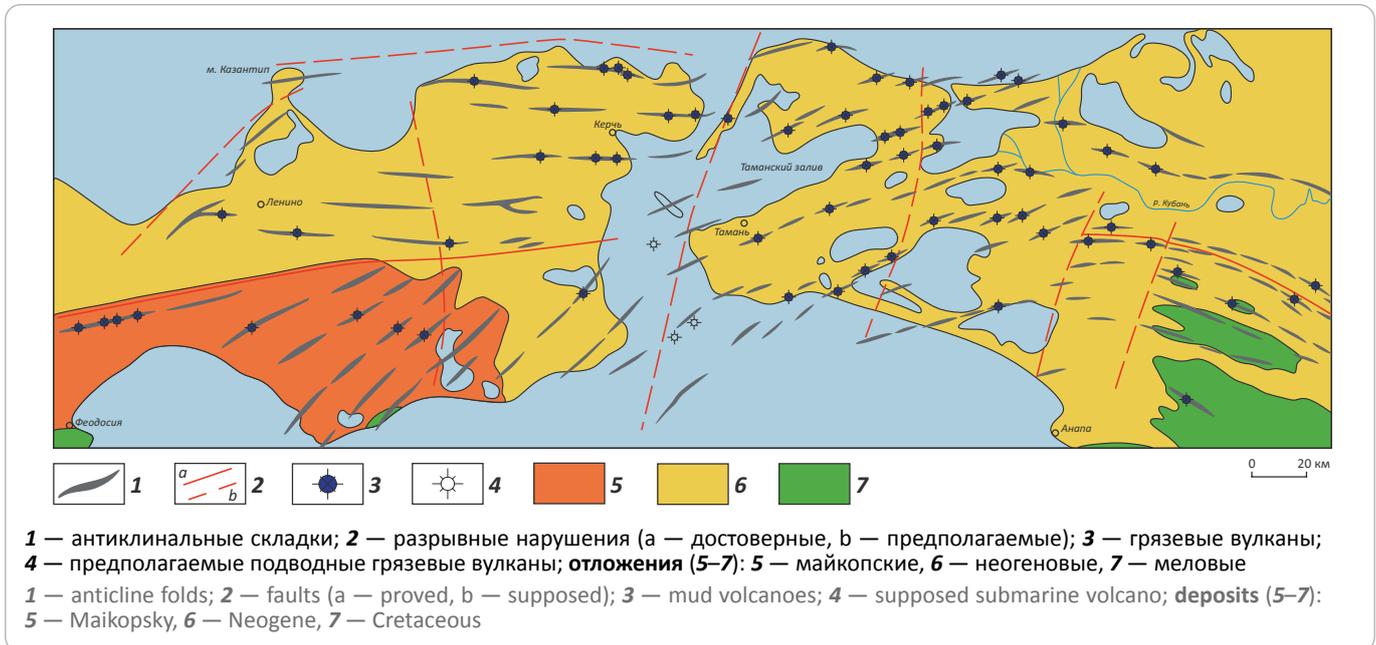
(в значительной мере исчерпавшего себя) подхода к поисковым геолого-разведочным работам, при котором не были в достаточной степени приняты в расчет геолого-тектонические особенности (чешуйчато-надвиговые структуры) межпериклинального прогиба. Вследствие этого практически не была учтена специфика коллекторов трещинного типа и вторичного очагового насыщения в консолидированных глинисто-аргиллитовых и карбонатных толщах.

В результате недостаточно обоснованных буровых работ большинство скважин оказались непродуктивными (коэффициент успешности крайне низок и не превышает 25–30%). Как итог — отсутствие в нераспределенном фонде недр рентабельных объектов. Именно поэтому необходим переход на изучение более глубоких горизонтов консолидированных толщ карбонатно-глинистого типа.

По результатам сейсморазведочных работ, акватории южных морей обладают значительным ресурсным потенциалом. Этим в свое время был обоснован перенос геолого-разведочных работ на шельф Черного и Азовского морей. В последующие годы были достигнуты определенные успехи. Однако в настоящее

Рис. 2. Основные структурные элементы и грязевые вулканы Керченско-Таманского прогиба

Fig. 2. Main structural elements and mud volcanoes of Kerchensky-Tamansky trough



время Крым не может обеспечить за счет местных ресурсов даже свои потребности топливно-энергетического комплекса России.

Не внушают оптимизма и результаты последних буровых работ в пределах турецкого сектора Черного моря. Здесь программа бурения (ТРАО, Petrobras, BP, Chevron и Exxon) завершилась отрицательным результатом. Все пять разведочных скважин (общая стоимость около 700 млн долл. США) оказались «сухими».

В пределах румынского и болгарского секторов результаты геолого-разведочных работ неоднозначны. Можно сделать вывод, что скромные успехи поисковых работ в акватории Черного моря определяют необходимость объективного анализа причин несоответствия значительных затрат на геолого-разведочные работы их скромными результатами.

С переходом на изучение все более глубоких горизонтов седиментосферы возрастает значение новейших технологий и методов геологической интерпретации геофизических данных. На глубине более 3 км литологические различия песчано-алевритовых, глинисто-аргиллитовых и карбонатных горизонтов нивелируются. Определяющими в изменении геофизических параметров на глубине становятся физико-механические условия трещиноватых флюидонасыщенных систем. Разуплотнение и рост степени трещиноватости становятся важными факторами появления сейсмических неоднородностей.

Для поисков глубинных залежей УВ необходимо проведение поисково-прогнозных геолого-разведочных работ в первую очередь на суше Керченско-Та-

манского прогиба. Результаты этих работ, несомненно, будут также востребованы при проведении геолого-разведочных работ на акваториях Черного и Азовского морей.

Структурно-тектонические особенности

Поперечный межпериклинальный Керченско-Таманский прогиб разделяет горно-складчатые сооружения Большого Кавказа и Горного Крыма. Он имеет четко наложенный характер и сформировался как единая структура в связи с началом становления Кавказского и Крымского коллизионных орогенов начиная с раннего олигоцена.

К указанному прогибу приурочена Керченско-Таманская грязевулканическая провинция, в пределах которой установлено более сотни грязевулканических структур разного масштаба. Явления глинистого диапиризма выявлены также в отложениях неогена Индоло-Кубанского передового прогиба. Значительное число грязевых вулканов расположено в акваториях Черного и Азовского морей (рис. 2). Кроме того, обнаружено около 200 газовых струй (факелов), вытянутых вдоль бровки шельфов Керченского и Таманского полуостровов [1]. Видимо, эта субширотная зона является западным погружением Ахтырского разломно-надвигового шва.

Грязевые вулканы образуют локальные поднятия, которые обычно группируются в виде разделенных плоскими синклиналиями антиклинальных цепочек, располагающихся субпараллельно и кулисообразно. Ядра антиклиналей сложены аргиллитами майкопской серии, осложненными разломно-надвиговыми дислокациями.

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

В пределах Керченско-Таманского прогиба отмечается смена направлений простирания глубинных субширотных структурных элементов. При общей субширотной ориентировке тектонических элементов наблюдается смена их западно-северо-западного простирания на Таманском полуострове на западно-юго-западное направление в пределах Керченского полуострова (см. рис. 2).

Процессы глиняного диапиризма определяют строение всего продуктивного разреза, формируя многочисленные унаследованно развитые складки. Глиняные диапиры образуют холмовидные поднятия в пределах субширотно ориентированных протяженных антиклинальных зон. Они разделены относительно плоскими синклиналиными прогибами. Начало формирования диапировых структур приходится на ранний – средний миоцен. Современная структура верхнего этажа вызвана интенсивной складчатостью в течение плиоцен-четвертичного этапа.

Таманский полуостров включает масштабные антиклинальные зоны (Карабетовская и Кизилташская), которые протягиваются через весь прогиб и содержат значительное число диапировых и криптодиапировых структур, образующих холмовидные поднятия (отметки рельефа более 150 м). Антиклинали разделены довольно широкой (4–7,5 км) синклиналию. Важно то, что на восточном замыкании Карабетовской и Кизилташской зон установлены диапировые структуры (Виноградная, Прикубанская, Стрельчанская), расположенные вблизи Ахтырского надвига и испытывающие его тектонодинамическое воздействие. Амплитуды складок превышают 800 м. Размеры складок достигают 12 км по длинной оси и 3 км по короткой (рис. 3).

Нефтегазоносный потенциал Таманского полуострова определяется примерно двумя десятками месторождений, среди которых преобладают нефтяные. Большинство из них представлены сложноэкранированными залежами над диапирами (криптодиапирами) или на их склонах. Продуктивные горизонты сосредоточены в караган-чокракских и сарматских отложениях. Отдельные залежи УВ выявлены в понтических и меотических горизонтах, а также в верхнемеловых толщах.

Над глиняными диапирами сформированы Ахтанизовская, Запорожская, Плавневая и другие складки, сложенные караган-чокракскими и сарматскими отложениями. Они интенсивно дислоцированы, образуя блоковые структуры с амплитудой нарушений от 25 до 250 м. Ловушки УВ в этих структурах обычно тектонически экранированы.

Кроме того, выделяются диапиры, своды которых разрушены в результате воздымания вплоть до образования сопочных брекчий (Стрельчанская, Фанагорийская, Капустина Балка и др.). В таких условиях залежи УВ примыкают к майкопскому ядру, образуя

сложноэкранированные ловушки, в которых экранирование имеет тектонический и литолого-стратиграфический характер. Продуктивный разрез включает порово-трещинные и кавернозно-трещинные коллекторы.

Месторождения УВ на Таманском полуострове (мелкие и мельчайшие) имеют обычно многопластовое строение и включают залежи тяжелой и вязкой нефти. Освоено менее половины выявленных месторождений. Перспективы нефтегазоносности проблематичны и требуют комплексирования геофизических данных и применения комплексного метода прогнозирования, учитывающего не только материалы сейсморазведки, но и результаты изучения потенциальных полей, данных электроразведки и др.

В пределах Западного Предкавказья выделяется несколько крупных субширотных разломно-надвиговых зон. Они в общем виде определяют промышленно нефтегазоносные участки и структуры. Этим зонам сопутствуют вертикальные зоны теплоассоциации, создающие благоприятные условия для формирования УВ-залежей (наличие структуры, коллектора и экрана).

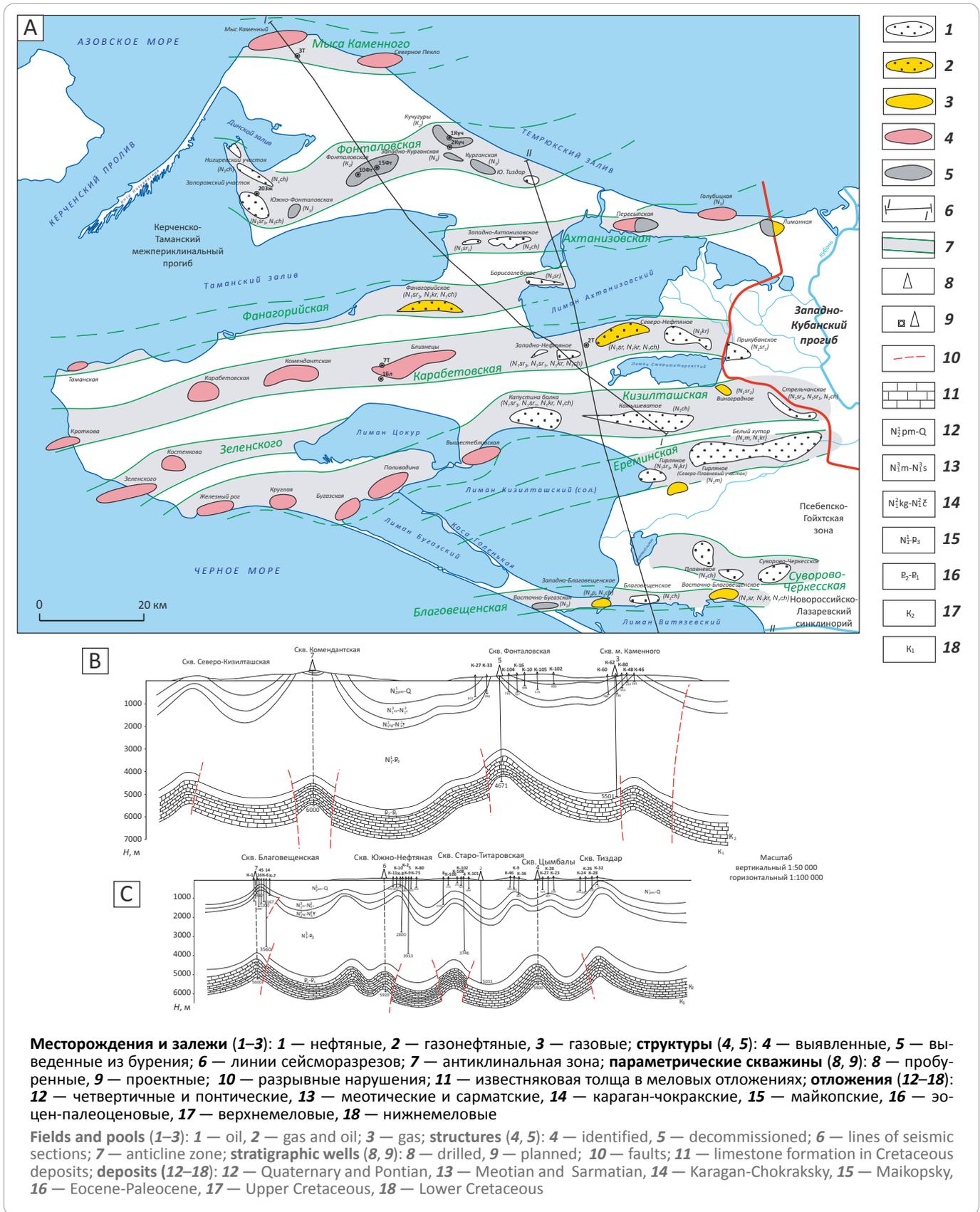
Самая крупная вертикальная зона теплоассоциации приурочена к наиболее масштабной промышленно освоенной нефтегазоносной Ахтарской разломно-надвиговой структуре Западного Предкавказья. Она служит эталоном глубинного флюидопотока, выделенного по всему комплексу прогнозных параметров (сейсмо-, электро-, магниторазведка и др.).

Основная масса УВ-залежей в пределах Таманского полуострова сосредоточена в неогеновых отложениях. В майкопских толщах они не установлены (отмечены только отдельные проявления в верхнемайкопских горизонтах). Такое положение можно объяснить недостаточной изученностью глубоких структур нижнего – среднего майкопа. В пределах Керченского полуострова, наоборот, наибольшие скопления УВ сосредоточены в майкопских отложениях.

Сходная с Керченским полуостровом ситуация установлена и восточнее Таманского нефтегазоносного района (в Ахтырской зоне Индоло-Кубанского прогиба). Здесь нижнемайкопские толщи (в первую очередь нефтегорской свиты) содержат многочисленные месторождения УВ, разрабатываемые многие десятилетия.

Нефтегазовый потенциал майкопской серии далеко не исчерпан. Глинисто-аргиллитовые толщи майкопа (хадумиты) перспективны на УВ-сырье на всей территории Южного региона. Однако при оценке перспектив объекта следует отказаться от стереотипа прогностического подхода. В глинисто-аргиллитовых толщах (хадумитах) в первую очередь необходимо искать не песчаные прослои, а зоны очаговой трещиноватости, свойственной тектонически активным зонам [2].

Рис. 3. Карта нефтегазоносности Таманского полуострова (А) и разрезы по линии I – I (В), II – II (С)
 Fig. 3. Map of oil and gas occurrence in the Taman Peninsula (A) and cross-sections along I – I (B), II – II (C) lines



Месторождения и залежи (1–3): 1 — нефтяные, 2 — газонефтяные, 3 — газовые; **структуры (4, 5):** 4 — выявленные, 5 — выведенные из бурения; 6 — линии сейсморазрезов; 7 — антиклинальная зона; **параметрические скважины (8, 9):** 8 — пробуренные, 9 — проектные; 10 — разрывные нарушения; 11 — известняковая толща в меловых отложениях; **отложения (12–18):** 12 — четвертичные и понтийские, 13 — меотические и сарматские, 14 — караган-чокракские, 15 — майкопские, 16 — эоцен-палеоценовые, 17 — верхнемеловые, 18 — нижнемеловые

Fields and pools (1–3): 1 — oil, 2 — gas and oil, 3 — gas; **structures (4, 5):** 4 — identified, 5 — decommissioned; 6 — lines of seismic sections; 7 — anticline zone; **stratigraphic wells (8, 9):** 8 — drilled, 9 — planned; 10 — faults; 11 — limestone formation in Cretaceous deposits; **deposits (12–18):** 12 — Quaternary and Pontian, 13 — Meotian and Sarmatian, 14 — Karagan-Chokraksky, 15 — Maikopsky, 16 — Eocene-Paleocene, 17 — Upper Cretaceous, 18 — Lower Cretaceous

Нефтегазоносность Керченского полуострова

Крымское складчатое сооружение представляет собой активную континентальную окраину на юге Русской плиты, которая с севера на юг образует аккреционный клин, затем вулканическую дугу и тыловую (рифтовую) зону. Южнее вся эта структура окружена глубоководной Черноморской впадиной.

Керченский полуостров четко делится на две тектонические зоны, разделенные предгорной сутурой. Северная зона входит в состав Индоло-Кубанского прогиба и на поверхности сложена среднемиоценовыми отложениями. Южная образует восточное периклинальное погружение антиклинория Горного Крыма. На поверхности здесь обнажаются глинистые толщи майкопской (P_3-N_1) серии.

В пределах прогиба широко развиты брахиантиклинали субширотного простирания, которые в рельефе Керченского полуострова (и Таманского полуострова) представлены холмовидными поднятиями с относительными превышениями до 100 м. К сводам антиклиналей приурочены многочисленные грязевые вулканы, имеющие вид сопок. Они также установлены в акватории Черного и Азовского морей. Здесь они сформированы в виде конусообразных холмов высотой до 120 м.

Осадочное выполнение прогиба представлено в основном многокилометровой толщиной майкопских аргиллитовых отложений, которые избирательно (в основном на севере Керченского полуострова) перекрыты песчано-глинистыми горизонтами верхнего миоцена – плиоцена. Подошва майкопских отложений фиксируется на глубинах 2,5–8,5 км. Характерно клиноморфное строение алевритоаргиллитовых толщ.

В геологическом разрезе прогиба наиболее древними, по косвенным данным, являются кристаллические сланцы рифея, слагающие основание Скифской плиты. Палеозойские отложения в этом регионе представлены сланцами (Симферопольское поднятие) и известняками (Горный Крым).

Продуктивный разрез Керченского полуострова включает отложения нижнего и верхнего мела, палеоцена, эоцена, майкопской серии (P_3-N_1) и неогена. Обычно этаж нефтегазоносности ограничивается одним-двумя отделами, но отмечаются и многопластовые. Наиболее распространены залежи в майкопских и палеозойских толщах. Наблюдаются в основном газовые и газоконденсатные месторождения.

В нижнемеловых отложениях коллекторами являются песчаники и алевролиты, а также туфы и туффиты. Верхнемеловые коллекторы представлены известняками и мергелями, иногда с прослоями терригенных горизонтов. Емкостные параметры известковых пород низкие, только известняки маастрихта характеризуются средними значениями межзерновой емкости. Наличие трещиноватости в

них увеличивает емкостные свойства коллекторов. Палеоценовые отложения также имеют существенно карбонатный состав (известняки и мергели). Коллекторы в этих породах представлены трещинно-поровым типом, изменчивой емкостью и средней проницаемостью.

В эоценовых отложениях преобладают глинистые известняки, мергели и глины, иногда песчано-алевритовые горизонты, обладающие хорошими коллекторскими свойствами. Трещиноватость (особенно масштабная) значительно увеличивает фильтрационные свойства. Глинисто-аргиллитовые толщи майкопской серии содержат редкие прослои песчано-алевритового состава, которые обладают высокими коллекторскими свойствами. Однако региональную нефтегазоносность майкопских отложений также следует связывать с очаговой трещиноватостью. Самые молодые (караган-чокракские и нижнесарматские отложения) имеют существенно глинистый разрез, в котором коллекторы представлены пачками песчано-алевритового и песчанисто-известнякового состава.

Результатом многолетних региональных геолого-разведочных работ стал набор многочисленных двухмерных сейсмогеологических разрезов, профилей, схем, карт и различных моделей. Таким образом, были получены представления о тектоническом строении региона и структурных особенностях отдельных зон. К настоящему времени этот этап региональных работ можно считать завершенным [3]. Создан значительный информационный потенциал, что позволяет обозначить проблему зонального прогноза отдельных структурных элементов юга России (зон нефтенакпления), в частности в пределах Керченско-Таманского поперечного прогиба.

В Южном регионе максимально обострилась конкурентная ситуация, сопровождаемая снижением аукционной активности. Это падение активности нельзя объяснить только высокой стартовой ценой малоразмерных лицензионных участков. Низкая инвестиционная привлекательность определяется слабой геолого-экономической подготовкой объектов. Из-за этого недропользователи, получив лицензию, начинают свою деятельность с переинтерпретации имеющихся сейсморазведочных материалов на основе новейших технологий для подготовки более обоснованных моделей строения участков (залежей). Именно такая предлицензионная подготовка необходима для объективной оценки перспективных объектов.

В настоящее время анализ фактических данных позволяет сделать вывод о том, что *готовые объекты для лицензирования (НЭ) отсутствуют*. Единственный способ нарастить УВ-потенциал в регионе — поменять стереотип поисков нефти в традиционных коллекторах. Необходимо искать нефть в прогибах, отрицательных формах и на склонах поднятий, обращая внимание на коллекторские свойства трещи-

новатых зон в консолидированных осадочных толщах. Одним словом, там, куда мы все последние годы сознательно не заходили, чтобы не усложнять себе поисковый процесс и не удорожать геолого-разведочные работы. Следует также изменить принципы анализа и оценки результатов геофизических работ.

Принятая в настоящее время технологическая схема анализа и геологической интерпретации сейсмических данных успешно апробирована при изучении гранулярных коллекторов в отложениях неогена. Однако использование этой технологии при прогнозно-поисковых геолого-разведочных работах в пределах региона оказалось малоэффективным.

Обусловлен такой результат резким отличием коллекторов продуктивного разреза в консолидированных толщах. Проницаемыми породами здесь являются в основном *трещиноватые* карбонатно-глинистые толщи, в которых емкостные свойства обусловлены преимущественно вторичной пористо-кавернозной структурой. Поэтому разрабатывается оптимальная схема геолого-разведочных работ изучения очагово-трещинных коллекторов в зонах разломно-надвиговых структур позднеальпийской складчатости. В этих целях потребовалось ввести в поисково-разведочную стадию в качестве прогнозного параметра *анализ вертикальных зон флюидопотоков*.

Так как структурный фактор отходит на второй план, необходим интегральный анализ тектонических элементов (любых анти- и синформ и особенно зон перегибов) для выявления концентрированных флюидопотоков УВ. В изменившихся условиях недопользования для выбора новых направлений геолого-разведочных работ следует объективно оценить результаты предыдущих региональных исследований. Весь комплекс данных позволяет определить обоснованные поисковые критерии на базе выводов по геологическим, стратиграфическим, магматическим и другим особенностям, начиная с самых верхних горизонтов продуктивного разреза.

Глинистый многокилометровый комплекс кайнозоя, основу которого составляет майкопская серия, обладает масштабным энергетическим потенциалом, который последовательно реализуется в виде различных явлений флюидодинамики. Он определяет региональные и локальные процессы автономного складкообразования в результате инверсионного развития или регионального изменения геотектонического режима. Этот огромный энергетический потенциал выражается в высоком уровне флюидонасыщения многокилометровых глинистых толщ, причем УВ-флюиды сложного химического состава распределены неравномерно. Их флюидное (до жидкого) состояние вызывает активное протекание процессов, определяющих объемные деструкции вмещающих глинистых толщ (смятие в складки и осложнение их разрывами).

Большинство поверхностных нефтегазовых проявлений генетически связано с майкопской нефтью, мигрировавшей по нарушениям (надвигам и сдвигам) сплошности глинистых толщ вверх по разрезу. Нефтепроявления встречены также практически во всех скважинах, вскрывших отложения майкопской серии.

Геолого-тектонические поисковые критерии свидетельствуют о том, что при оценке перспектив нефтегазоносности аргиллитов майкопа и других горизонтов следует в первую очередь уделить внимание фронтальным надвигам-поддвигам в бортовых уступах передовых прогибов. Продуктивны зоны дробления глинистых отложений надвига, но еще более перспективны поднадвиговые зоны.

Залежи УВ в глинистых коллекторах приурочены к тектонически активным, линейно ориентированным структурам, которым в плитном чехле (в том числе и в майкопских глинистых отложениях) соответствуют зоны трещиноватости, расслоенности и дробления (рис. 4). При ширине до 250–300 м они простираются на расстояние в несколько километров с неравномерно-пятнистым распределением трещиноватости (дислокаций различного типа). При этом четко и определенно выявляется связь указанных тектонически ослабленных структур в чехле с глубинными разломами в консолидированном основании.

В связи с физико-химическими особенностями глинистых толщ майкопской серии вертикальная миграция флюидопотоков была затруднена и проявилась избирательно. Всплывающие по ослабленным тектоническим каналам флюиды заполняли любые встречающиеся резервуары. В поисках путей миграции (ослабленных и трещиноватых зон) флюидопоток не контролировался возникшим структурным планом. Поэтому условия для формирования разуплотненных зон создавались в различных геолого-тектонических условиях, включая синклинали, моноклинали и др. Завершение активного тектогенеза приводило к замедлению, а затем и прекращению вертикальной миграции. Возросшее давление и горизонтальные напряжения запечатывали трещинные пути фильтрации. Пластичность глинистых масс определила герметизацию насыщенного УВ-резервуара и формирование локальных «запечатанных» залежей в глинистых толщах майкопской серии самой разнообразной формы (рис. 5).

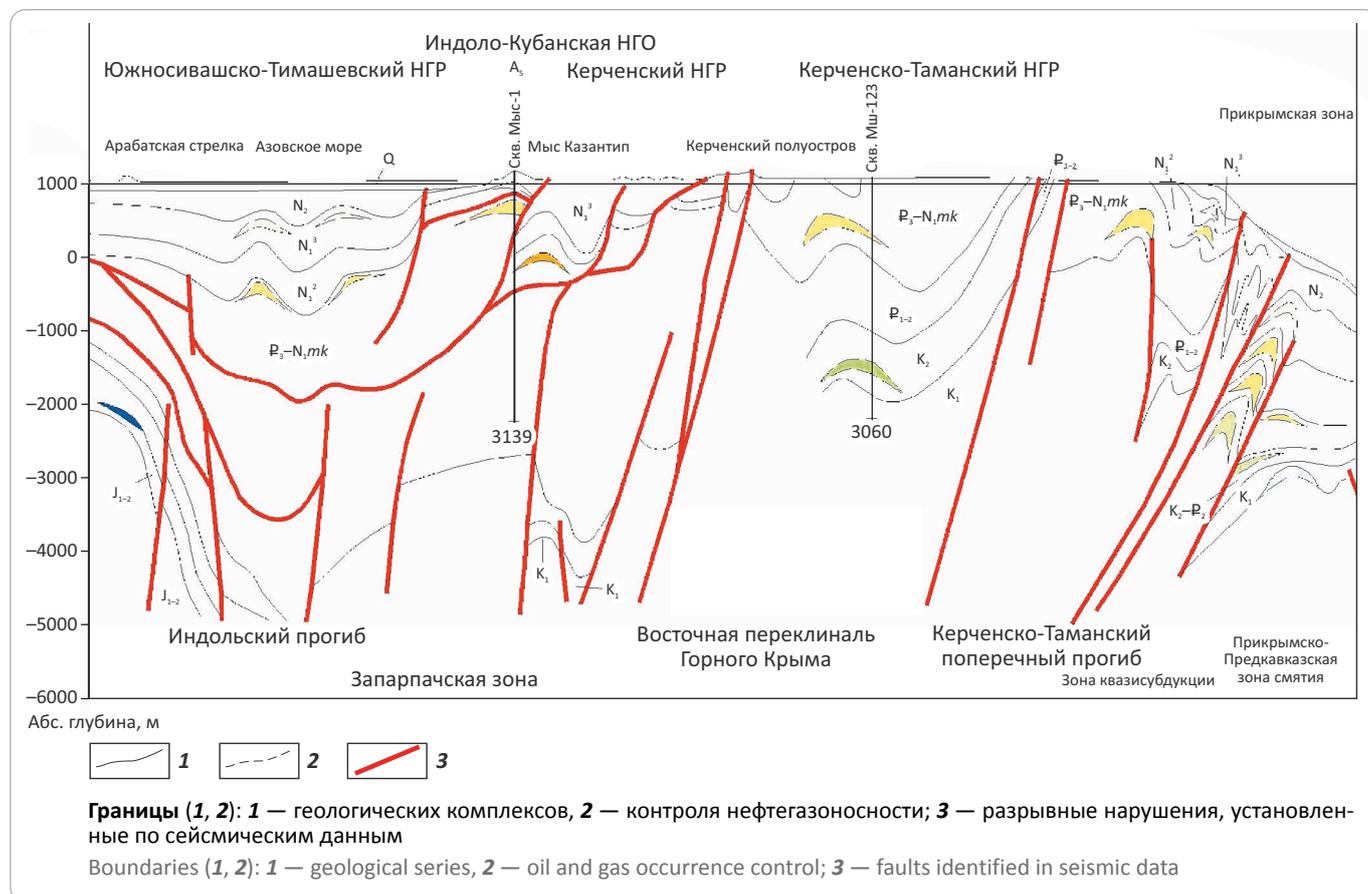
Не вызывает сомнений надразломный генезис УВ-залежей. Зона глубинного разлома, выделенная по сейсмогеологическим и геоэлектрическим данным, сопровождается масштабной зоной флюидизации субширотной ориентации. Она усилена эманационным потоком, максимум которого проявлен севернее — уже в пределах Тимашевской ступени. Протяженная зона эманационного потока простирается субширотно. По разрезу наблюдаются зоны аномально высоких пластовых давлений, играющих важную роль в флюидодинамике глубинных зон.



OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 4. Прогнозный геологический разрез (по данным ФГБУ «ВСЕГЕИ»)

Fig. 4. Predicted geological cross-section (according to VSEGEI data)



Литолого-седиментационные критерии

Продуктивный аргилито-глинистый пласт образует региональное переслаивание темно-серых (до черных) и серых глин мощностью до нескольких сантиметров. Содержание тонкодисперсного ОВ в темно-серых глинах составляет 5–8 %, в серых разностях — около 2 %. В темно-серых глинах масштабно проявлены открытые трещины, ориентированные вдоль напластования, а также секущего направления (рис. 6).

В составе аргиллитов и аргиллитоподобных глин преобладают глинистые минералы (в основном каолин) в количествах 45–95 %, гидрослюды мусковитового типа, хлорит, а также ОВ (до 7 %), битумоиды (до 25 %) и пирит (до 5 %).

Результаты геолого-разведочных работ свидетельствуют о региональной нефтегазоносности аргилито-глинистых толщ. Однако в продуктивном разрезе регионально выдержанные коллекторы отсутствуют. Очаговое насыщение резервуаров приводит к зонально-пятнистому распределению запечатанных листовато-плитчатых коллекторов с упругозамкнутым режимом и аномально высоким пластовым давлением — в 1,3–1,5 раза выше нормального значения. В результате таких гидродина-

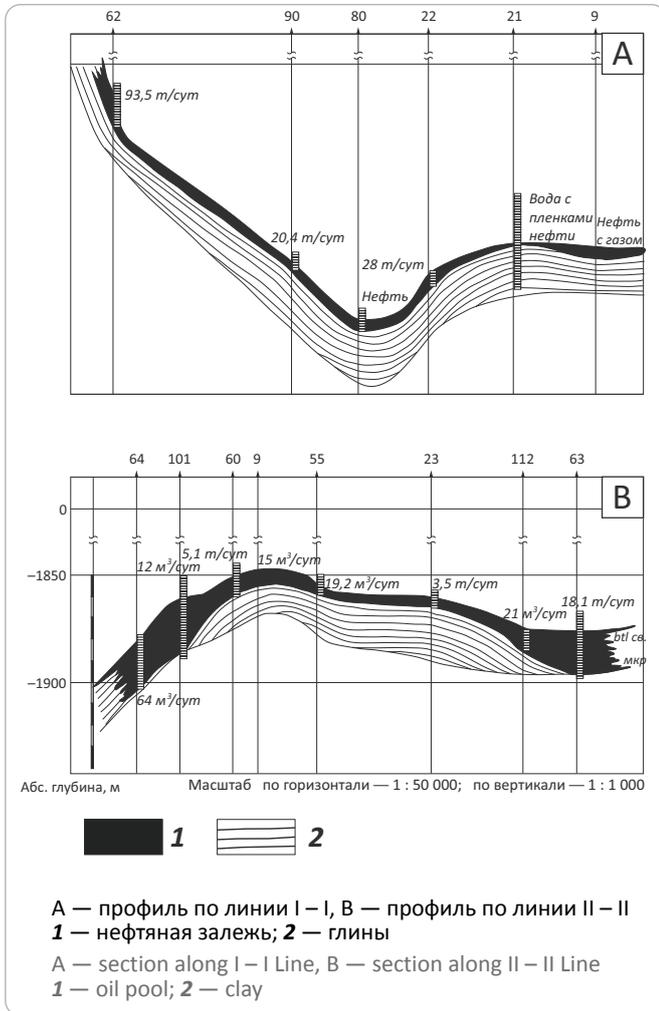
мических условий продуктивного разреза в пределах разрабатываемых полей нефтеносности Предкавказья из скважин получены промышленные притоки.

Для низов майкопской серии характерна четко проявленная цикличность, которая однозначно прослеживается на каротажных диаграммах. Циклиты имеют двухчленное строение: нижняя часть глинистая, верхняя — существенно карбонатная. Микрообломочный характер глинистого осадка и неплотная упаковка пелитовых частиц предопределили первичную расслоенность и листоватость отлагающихся глинистых пород. Постседиментационные процессы литификации и тектонические напряжения совместно с другими факторами усилили седиментационные дефекты осадка и создали современный тип глинистого нефтепродуктивного коллектора, преобладающего в разрезе кайнозоя (рис. 7).

Формирование нефтесодержащей емкости начинается с микрослоистой седиментации в уникальных условиях майкопского бассейна и продолжается в течение всего литогенетического процесса. Завершение формирования коллектора приходится на этап неотектонической активизации, сопровождаемой появлением локальных зон трещиноватости. Коллекторы в ловушках капиллярно-экранированные. В них

Рис. 5. Субширотный и субмеридиональный разрезы Журавского месторождения

Fig. 5. Roughly EW and NS trending sections across the Zhuravsky field



флюидоупор образует глины, подобные коллектору, лишённые фильтрационно-емкостных свойств.

Геодинамические критерии

Неизменные разности существенно глинистых толщ майкопа изначально лишены эффективных емкостных и фильтрационных свойств. Коллекторские свойства глин формируются в процессе геодинамического развития (включая явления дилатансии) региона в неотектонический этап. Он сопровождается образованием трещин, дроблением и рассланцеванием, определяющими разуплотнение глинистых толщ и создающими микротрещинную емкость. Многочисленные нефтегазопроявления постоянно отмечают в разуплотненных разностях глин при бурении скважин в майкопском разрезе. Известны частые выбросы и фонтаны с повышенными притоками нефти и газа.

Результаты изучения керна определенно свидетельствуют о динамических преобразованиях глин в

продуктивных интервалах разреза. Нефтенасыщенные образцы в керна интенсивно трещиноваты, перемыты и рассланцованы с отчетливыми зеркалами скольжения. Такие тектонически активные интервалы разреза имеют размеры по вертикали от нескольких до десятков и сотен метров. Опыт изучения перспективных зон свидетельствует о том, что наиболее результативны глубинные разломы, сопровождаемые оперяющими нарушениями. Максимально эффективны участки пересечения разнонаправленных разломных структур.

Залежи нефти в хадумитах связаны с тектонически активными зонами, в которых происходит очаговое насыщение отдельных резервуаров. Коллектор нефти представлен тонкослоистыми глинами с первичной текстурной неоднородностью, которая определяет разуплотнение (раздвинутость) плитчато-листоватых фрагментов вследствие наложенных тектонических, литологических, геохимических и других процессов. Плотность трещин значительна, однако диагностика их затруднена, так как основная масса совпадает с плоскостью напластования.

В итоге можно заключить, что в глинистых коллекторах эффективную емкость формируют вторичные пустоты (межлистовое и межплитчатое пространство), которые обеспечивают фильтрационные свойства резервуара.

Скелет коллектора представлен тонкими и относительно ровными (направленно ориентированными) листоватыми и линзовидными пластинами. Они неплотно прилегают друг к другу, образуя пустотное пространство, создающее эффективную емкость коллектора. Размеры пластин варьируют в среднем от 3 × 4 до 6 × 10 мм и более при толщине от 0,01 до 0,1–0,5 мм.

Межслоевая трещиноватость глинистых коллекторов носит ориентированный характер с определяющим трендом по напластованию (в гранулярных коллекторах такая ориентированность отсутствует). Наполняемость коллектора определяется плотностью трещин, составляющей основу нефтенасыщенного пространства. Фильтрация жидкости поддерживается секущими трещинами. По данным гидропрослушивания, проницаемость трещин в среднем составляет $0,65 \cdot 10^{-3}$ мкм² (проницаемость матрицы только $0,028 \cdot 10^{-3}$ мкм²). Анализ больших шлифов [5] свидетельствует о преобладании горизонтальных трещин (58,5 %), наклонные составляют 31,3 %, вертикальные — 10,2 % (см. рис. 7).

Модель аргиллито-глинистого коллектора

Для продуктивного разреза характерна глинистость коллектора, который практически полностью сложен тонколистоватыми аргиллитами с примесью органики и включениями сульфидов и карбонатов.

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

Рис. 6. Модель строения нефтяных месторождений западной части Индоло-Кубанского прогиба
 Fig. 6. Model of oil field architecture in the western part of the Indolo-Kubansky trough

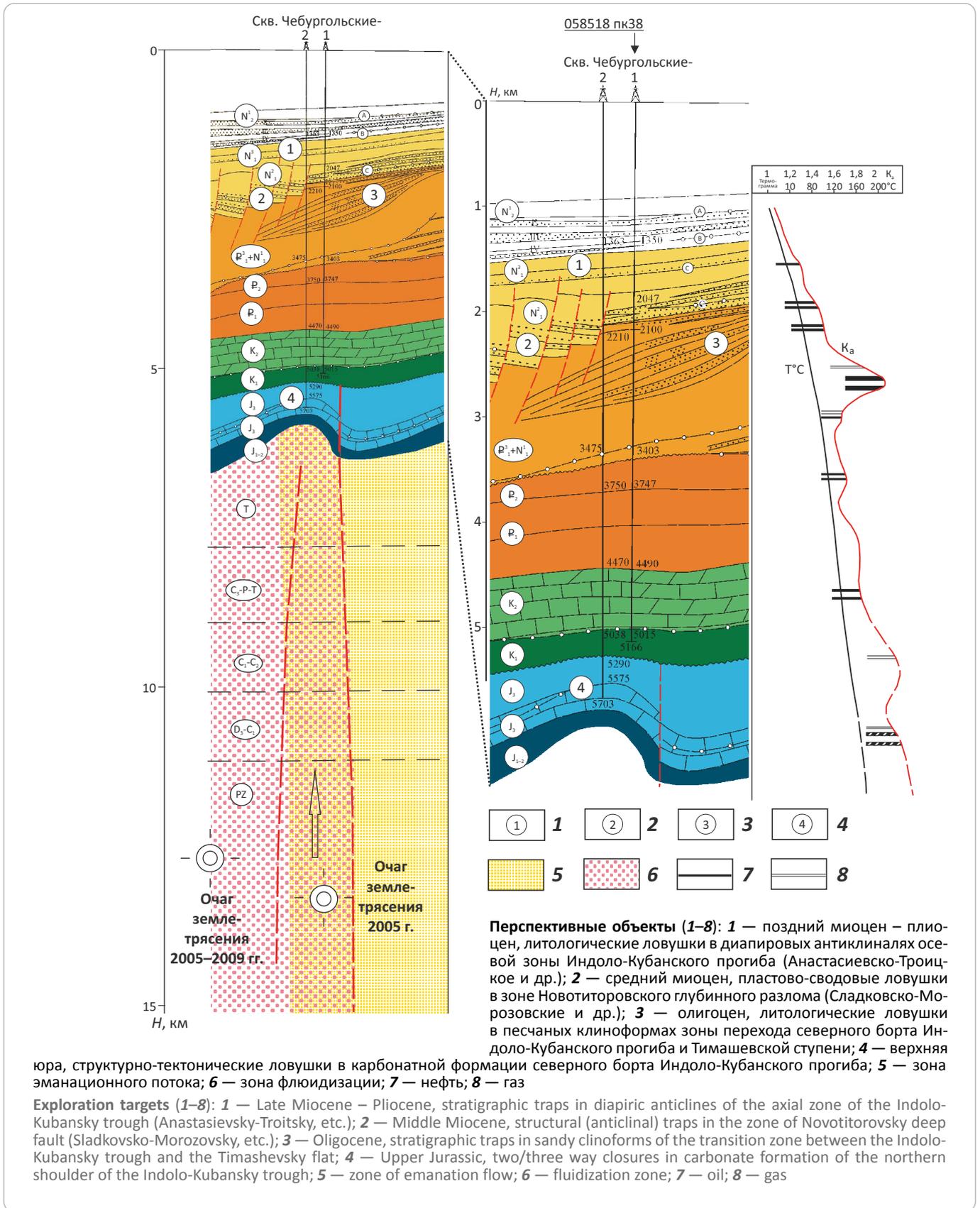
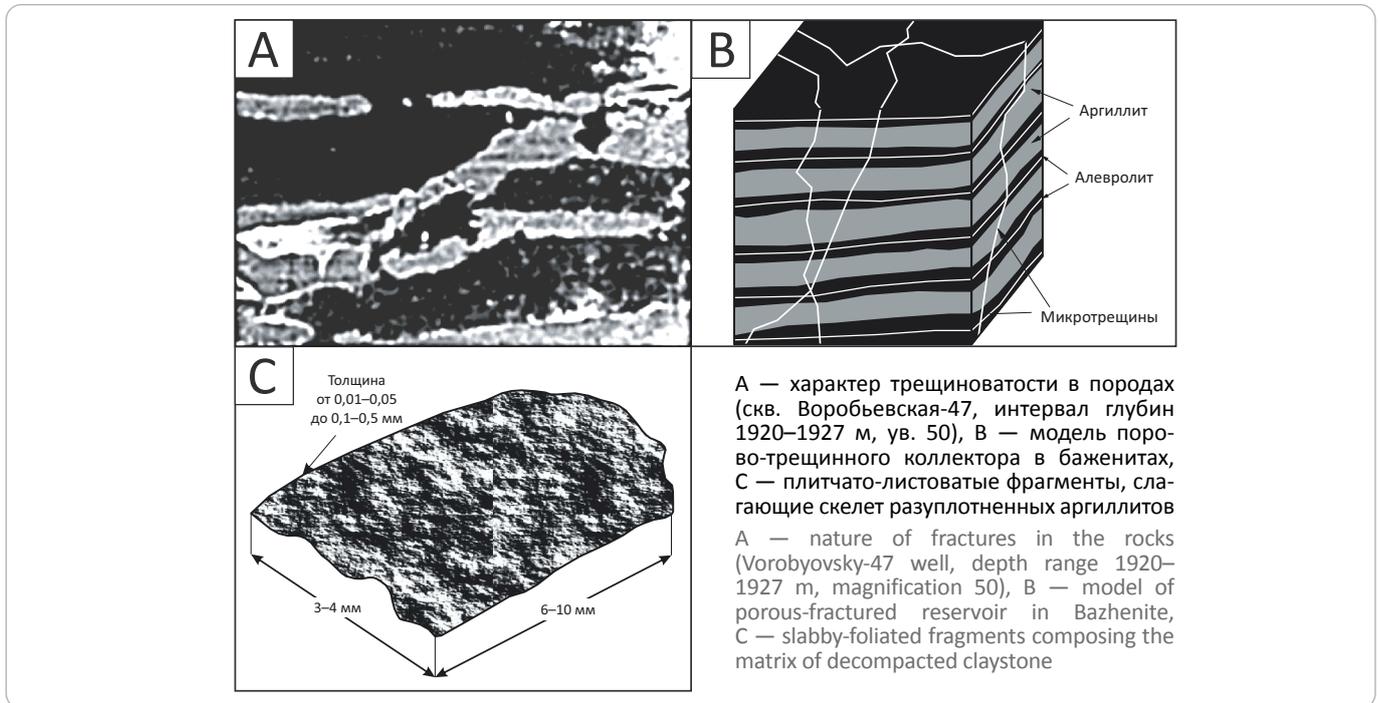


Рис. 7. Модель трещиноватого коллектора

Fig. 7. Model of fractured reservoir



Залежи УВ приурочены к разным структурно-тектоническим зонам: антиформам, перегибам и участкам выклинивания в синклиналиях и моноклиналях, тяготея к зонам схождения разнонаправленных систем тектонических нарушений.

Месторождения УВ обычно представлены в продуктивном разрезе многослойными залежами (часто выше и ниже майкопской серии).

Общий характер резервуаров в глинистых коллекторах нестандартный, сложноэкранированный, с неустойчивым негоризонтальным водонефтяным контактом. Характерны высокие значения аномально высокого пластового давления.

Тип залежи: стратиграфически, литологически и тектонически экранированный, редко пластово-сводовый. Между флюидоупорами и коллекторами резкие границы часто отсутствуют.

Тип коллектора: листовато-трещинный и листовато-порово-трещинный. Его проницаемость определяется системой трещин, включающей субгоризонтальные, которые резко преобладают, и секущие (от вертикальных до наклонных). Матрица коллектора микропористая, однако она резко (фактически на три порядка) уступает трещинной пористости. Практически весь объем матрицы заполнен водой и различными битумоидами.

Технологическая схема прогноза выбрана на основе объективной оценки результативности геолого-разведочных работ в ретроспективе. Сделан однозначный вывод о том, что успешность поисков

на территории Предкавказья достигалась, во-первых, за счет выбора обоснованных *направлений работ* (в современной терминологии — *плей*) и, во-вторых, благодаря использованию соответствующих технологий. В итоге следовали серийные открытия однотипных залежей, которые оправдывали выбор плей. Так было с освоением залежей в песчаниках чокрака и известняках маастрихта Северо-Кавказской нефтегазоносной провинции, которые в настоящее время составляют основу добываемых УВ.

Определяющими параметрами являются:

- структурная ловушка (антиформы, клиноформы, сложноэкранированная ловушка), а также зоны очаговых (локализованных) дислокаций;
- коллектор (гранулярный, поровый, трещинно-кавернозный, трещинный);
- покрывка (на глубине непроницаемы обычно эвапориты, а также консолидированные толщи пелитов);
- УВ-потенциал, который оценивается по наличию вертикальных флюидопотоков (труб дегазации), выделяемых при комплексном анализе всех геофизических данных.

В общем случае ни один из этих факторов в отдельности не способствует формированию УВ-залежей. И только их благоприятное сочетание (интегральное суммирование) приводит к образованию месторождений УВ. Результат прогноза представляет собой информацию нового качества, поскольку получается она за счет синтеза различных параметров исследуемого поля и процедур их обработки.

OIL AND GAS POTENTIAL AND GEOLOGICAL EXPLORATION RESULTS

По определению, отдельно взятые параметры геофизических полей такую информацию не содержат. Их объединение (суммирование) также непродуктивно.

В то же время уже сейчас можно подойти к решению конкретных практических задач по подготовке к лицензированию ряда перспективных объектов в пределах региона [6, 7].

Заключение

Методология прогнозирования. Формальная задача геологического прогноза заключается в выявлении и анализе структур системы (закономерной взаимосвязи объектов), базис которой синтезируется метазакономерностью. Этот последовательный процесс наложения ограничений сопровождается снижением объема информации, которая в итоге преобразуется в локальный контур (аномалию) с максимальной перспективой обнаружения месторождений.

Прогнозирование требует строгого соответствия формальной постановки задачи с сутью геологических процессов, а не усложнения математического аппарата. С позиции методологии исследования геологического пространства, экономическая эффективность диктует изучение природного объекта единой комплексной системой инструментария, неразрывного перехода от общего к частному, т. е. от регионального анализа к зональному прогнозу и в итоге — к локальным построениям с выделением перспективных объектов.

В процессе анализа и обобщения предлагаемых работ для исследования глубинной фильтрации необходимо использовать:

1 – временные разрезы, полученные по результатам трех вариантов фильтрации: низкочастотной, средне- (обычная) и высокочастотной. Для объективной оценки нужна переобработка исходных данных по методу параметрической развертки отображений;

2 – данные электроразведки;

3 – потенциальные поля (региональный и детальный масштабы): Δg , ΔT_a , данные по эманационным потокам.

Следующий этап прогнозного анализа требует применения метода структурно-формационной интерпретации.

Структурно-формационная интерпретация изначально появилась как ответ геофизиков-сейсми-

ков на сейсмостратиграфический вариант геологической интерпретации, как его альтернатива. Основой послужил известный сейсморазведчикам факт, что вид окончательного сейсмического разреза сильно зависит от критерия, по которому он строился. Можно, например, стремиться к максимальной прослеживаемости горизонтов — важнейшей задаче структурных построений — и в результате применения множества целенаправленных процедур фильтрации, регулировки, коррекции и т. д. получить одну из возможных структурных моделей.

Можно сконцентрироваться на контрастном выделении дизъюнктивных нарушений — получится другой разрез. Наконец, может быть получен разрез, на котором наилучшим образом проявляется внутренняя структура искомого геологического объекта — это будет третий разрез, отличный от предыдущих. Таким образом, каждому геологическому разрезу может быть поставлено в соответствие множество сейсмических отображений, специальным образом подчеркивающих те или иные свойства разреза: его иерархическую структуру; морфологию его основных границ; внутреннее строение слагающих его тел; ранжированную совокупность дизъюнктивных нарушений; степень регулярности прослеживания слоистости; типы слоистости, цикличности и т. д.

При этом сам разрез получается на основе информации о среде, записанной на сейсмограммах в виде годографов и временных полей.

Для повышения достоверности прогноза необходимо использовать технологию комплексного анализа всех геофизических данных, которая фиксирует вертикальные нарушения, определяющие всплывание (втекание) флюидов (вертикальных зон тепломассопереноса), и зоны дилатансии. Итогом таких построений является геологическая интерпретация геофизических данных.

Следует учесть, что при современной технологии интерпретации результатов сейсмических работ 2D используется только около 30 % полученной информации. Предлагаемые подходы к интерпретации позволят использовать данные сейсморазведки в максимальном объеме.

Литература

1. Гаврилов В.П. Газовые струи — новый нетрадиционный источник УВ // Геология нефти и газа. — 2014. — № 6. — С. 62–67.
2. Лебедько Г.И. Хадумиты Северного Кавказа // Геология нефти и газа. — 2015. — № 4. — С. 45–54.
3. Лебедько Г.И. Перспективы нефтегазоносности Предкавказской системы передовых прогибов // Геология нефти и газа. — 2011. — № 3. — С. 32–41.

4. *Всероссийский* научно-исследовательский геологический институт им. А.П. Карпинского. Картографическая фабрика ВСЕГЕИ [Электронный ресурс]. – 2019. – Режим доступа: https://vsegei.ru/ru/info/pub_ggk1000-3/Skifskaya/l-36_k-36.php (дата обращения: 21.12.2020 г.).
5. *Королев С.Н.* Модель глинистых коллекторов нефти в отложениях нижнего майкопа Воробьевского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 6. – С. 41–46.
6. *Лебедько А.Г., Лебедько Г.И.* Перспективы промышленного освоения законсервированных скважин нераспределенного фонда недр юга России // Геология нефти и газа. – 2018. – № 5. – С. 95–103. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-5-95-103.
7. *Юдин В.В.* Потенциально нефтегазоносные структуры Предгорного Крыма // Геодинамика и нефтегазоносные структуры Черноморско-Каспийского региона : сборник докладов IV Международной конференции Крым – 2002 (9–4 сентября 2002 г., Гурзуф). – Симферополь, 2003. – С. 271–279.

References

1. *Gavrilov V.P.* Gas jets — new nontraditional hydrocarbon source. *Geologiya nefiti i gaza*. 2014;(6):62–67. In Russ.
2. *Lebedko G.I.* Khadumites of the Northern Caucasus. *Geologiya nefiti i gaza*. 2015;(4):45–54. In Russ.
3. *Lebedko G.I.* Oil and gas potential prospects of the Fore-Caucasus system of foredeeps. *Geologiya nefiti i gaza*. 2011;(3):32–41. In Russ.
4. *Vserossiiskii* nauchno-issledovatel'skii geologicheskii institut im. A.P. Karpinskogo. Kartograficheskaya fabrika VSEGEI [A.P. Karpinsky Russian Geological Research Institute. VSEGEI Map Reproduction plant]. 2019. Available at: https://vsegei.ru/ru/info/pub_ggk1000-3/Skifskaya/l-36_k-36.php (accessed: 21.12.2020). In Russ.
5. *Korolev S.N.* Model' glinistykh kolektorov nefiti v otlozheniyakh nizhnego maikopa Vorob'evskogo mestorozhdeniya [Model of argillaceous oil reservoirs in the Lower Maikopsky deposits of the Vorobyovsky field]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2008;(6):41–46. In Russ.
6. *Lebed'ko A.G., Lebed'ko G.I.* Commercial potential of plugged and abandoned wells from unallocated fund of subsurface mineral resources in Southern Russia. *Geologiya Nefiti i Gaza*. 2018;(5):95–103. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-5-95-103. In Russ.
7. *Yudin V.V.* Potentsial'no neftegazonosnye struktury Predgornogo Kryma [Potentially oil and gas bearing structures of Crimea Piedmont]. In: *Geodinamika i neftegazonosnye struktury Chernomorsko-Kaspiiskogo regiona: sbornik dokladov IV Mezhdunarodnoi konferentsii Krym-2002 (9–4 September, 2002, Gurzuf)*. Simferopol', 2003. 271–279 pp. In Russ.

Информация об авторах

Лебедько Александр Геннадьевич

Кандидат экономических наук,
старший научный сотрудник
Южный Федеральный университет «Институт наук о Земле»,
344058 Ростов-на-Дону, ул. Зорге, д. 40
e-mail: tiger.71@mail.ru

Лебедько Геннадий Иванович

Доктор геолого-минералогических наук,
главный научный сотрудник
Южный Федеральный университет «Институт наук о Земле»,
344058 Ростов-на-Дону, ул. Зорге, д. 40
e-mail: Lebedx100@gmail.com

Information about authors

Aleksandr G. Lebed'ko

Candidate of Economic Sciences,
Senior Researcher
Southern Federal University «Institute of Earth Sciences»,
40, ul. Zorge, Rostov-on-don, 344058, Russia
e-mail: tiger.71@mail.ru

Gennadii I. Lebed'ko

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Chief Researcher
Southern Federal University «Institute of Earth Sciences»,
40, ul. Zorge, Rostov-on-don, 344058, Russia
e-mail: Lebedx100@gmail.com