

УДК 553.983 + 553.041

DOI 10.41748/0016-7894-2023-4-176-190

Уточнение перспектив нефтегазоносности и приоритетных направлений геолого-разведочных работ в Северо-Кавказском федеральном округе по результатам региональных направлений геолого-разведочных работ 2020–2022 гг. и ранее проведенных исследований

© 2023 г. | Н.И. Немцов¹, А.Е. Березий¹, Г.Н. Гогоненков¹, М.Б. Скворцов¹, И.А. Титаренко², А.В. Ступакова³, А.А. Алисолтанов⁴, Т.В. Гейдеко⁴, Т.Ф. Дьяконова³, А.В. Мордасова³, Р.С. Сауткин³, Н.М. Меркулова²

¹ ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; ninemtsov@vnigni.ru; bereziyae@vnigni.ru; gogonenkov@vnigni.ru; skvortsov@vnigni.ru;

² АО «Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики», Саратов, Россия; titarenkoia@rusgeology.ru; merkulovanm@rusgeology.ru;

³ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; a.stoupakova@oilmsu.ru; dyakonovaf@yandex.ru; a.mordasova@oilmsu.ru; r.sautkin@oilmsu.ru;

⁴ АО «Центральная геофизическая экспедиция», Москва, Россия; alisoltanovam@cge.ru; geidekotv@cge.ru

Поступила 28.06.2023 г.

Доработана 05.07.2023 г.

Принята к печати 10.07.2023 г.

Ключевые слова: региональные геолого-разведочные работы в Северо-Кавказском федеральном округе; тектоническое и нефтегазогеологическое районирование; трехмерное бассейновое моделирование; перспективы нефтегазоносности; нефтегазоносные комплексы; приоритетные направления.

Аннотация: Созданы региональная сеть взаимно увязанных опорных геолого-геофизических профилей и обновленная геолого-геофизическая информационная база регионального прогноза нефтегазоносности. Впервые получен структурный каркас по 13 опорным и целевым горизонтам от палеозоя до неогена в пределах Северо-Кавказского федерального округа и уточнено строение выявленных и перспективных зон нефтегазоаккумуляции основных нефтегазоносных комплексов. Уточнены схемы тектонического и нефтегазогеологического районирования. Выявлено 69 перспективных ловушек разного типа. Уточнены особенности строения и потенциальной продуктивности клиноформных комплексов в разрезах майкопских, сарматских и плиоценовых отложений Восточного Предкавказья. Разработаны рациональный комплекс ГИС и методика определения литологического состава, содержания органического вещества и фильтрационно-емкостных свойств пород по данным ГИС и керна, слагающих основные малоизученные ранее на современном уровне нефтегазоносные комплексы. Определены основные этапы тектонического развития и времени формирования структурных элементов, контролирующих зоны нефтегазоаккумуляции; выявлены условия формирования нефтегазоматеринского потенциала, катагенетической преобразованности органического вещества в основных нефтегазоматеринских толщах, генерации и эмиграции углеводородов. Обоснован прогноз очагов генерации углеводородов и зон нефтегазоаккумуляции, построены карты перспектив нефтегазоносности и оценен ресурсный потенциал каждого нефтегазоносного комплекса. Определены приоритетные направления и даны рекомендации по первоочередным геолого-разведочным работам, в первую очередь для более достоверного картирования верхнеюрских подсольевых карбонатных массивов и выявления крупных залежей углеводородов в центральной части Терско-Каспийского прогиба.

Для цитирования: Немцов Н.И., Березий А.Е., Гогоненков Г.Н., Скворцов М.Б., Титаренко И.А., Ступакова А.В., Алисолтанов А.А., Гейдеко Т.В., Дьяконова Т.Ф., Мордасова А.В., Сауткин Р.С., Меркулова Н.М. Уточнение перспектив нефтегазоносности и приоритетных направлений геолого-разведочных работ в Северо-Кавказском федеральном округе по результатам региональных направлений геолого-разведочных работ 2020–2022 гг. и ранее проведенных исследований // Геология нефти и газа. — 2023. — № 4. — С. 176–190. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-4-176-190.

The results of regional exploration and prospecting activities of 2020-2022 and previous studies: update of hydrocarbon potential and exploration and prospecting priority areas in North Caucasus Federal District

© 2023 | N.I. Nemtsov¹, A.E. Bereziy¹, G.N. Gogonenkov¹, M.B. Skvortsov M.B.¹, I.A. Titarenko², A.V. Stupakova³, A.A. Alisoltanov⁴, T.V. Geideko⁴, T.F. D'yakonova³, A.V. Mordasova³, R.S. Sautkin³, N.M. Merkulova²

¹ All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia; ninemtsov@vnigni.ru; bereziyae@vnigni.ru; gogonenkov@vnigni.ru; skvortsov@vnigni.ru;

² Nizhne-Volzhsy Geological-Geophysical Research Institute, Saratov, Russia; titarenkoia@rusgeology.ru; merkulovanm@rusgeology.ru;

³ Moscow State University, Moscow, Russia; a.stoupakova@oilmsu.ru; dyakonovaf@yandex.ru; a.mordasova@oilmsu.ru; r.sautkin@oilmsu.ru;

⁴ Tsentral'naya geofizicheskaya ekspeditsiya, Moscow, Russia; alisoltanovam@cge.ru; geidekotv@cge.ru

Received 28.06.2023

Revised 05.07.2023

Accepted for publication 10.07.2023

Key words: regional exploration and prospecting in North Caucasus Federal District; tectonic and geopetroleum zoning; three-dimensional basin modelling; hydrocarbon potential; plays; priority areas.

Abstract: A regional network of the mutually matched normal lines of geological and geophysical surveys is created; and geological and geophysical data base for regional prediction of oil and gas occurrence was updated. Structural framework based on 13 key and target horizons in the interval from Palaeozoic to Neogene was for the first time created within the North Caucasus Federal District; and architecture of identified and promising oil and gas accumulation zones was updated for the main plays. Schemes of tectonic and oil and gas geological zoning were refined. There were 69 promising traps of different types delineated. Structural features and potential productivity of clinoform sequences in the Maikopsky, Sarmatsky, and Pliocene deposits in the North-Eastern Caucasus were defined more accurately. The balanced well log suite and methodology of lithology, Organic Matter content, and porosity and permeability determination using well logging and core data was developed for the rocks composing main plays, which were previously underexplored at the modern level. The main stages of tectonic evolution and time of formation of structural elements that determine oil and gas accumulation zones are estimated; settings of oil HC generation potential formation, catagenetic transformation of Organic Matter in the main source formations, hydrocarbon generation and expulsion were identified. Forecast of hydrocarbon kitchen areas and oil and gas accumulation zones was substantiated; maps of hydrocarbon potential were created, and the resource potential of each play was evaluated. Focus areas were identified and recommendations on the first-order exploration and prospecting activities were determined first of all for more reliable mapping of the Upper Jurassic subsalt carbonate massifs and identifying large hydrocarbon pools in the central part of the Tersky-Caspian trough.

For citation: Nemtsov N.I., Berezi A.E., Gogonenkov G.N., Ckvortsov M.B., Titarenko I.A., Stupakova A.V., Alisoltanov A.A., Geideko T.V., D'yakonova T.F., Mordasova A.V., Sautkin R.S., Merkulova N.M. The results of regional exploration and prospecting activities of 2020–2022 and previous studies: update of hydrocarbon potential and exploration and prospecting priority areas in North Caucasus Federal District. *Geologiya nefi i gaza*. 2023;(4):176–190. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-4-176-190. In Russ.

Введение

В 2020–2022 гг. в Северо-Кавказском федеральном округе (восточная часть Причерноморско-Северо-Кавказской нефтегазоносной провинции) за счет госбюджета были проведены региональные геолого-разведочные работы по двум объектам: «Создание региональной сети взаимно-увязанных опорных геолого-геофизических профилей с целью создания объемной модели Терско-Каспийской, Центральной и Восточно-Предкавказской нефтегазоносных областей и оценки ресурсной базы основных нефтегазоносных комплексов палеозой-кайнозойских отложений на основе 3D-бассейнового моделирования, новых данных сейсморазведки и бурения» и «Региональные сейсморазведочные работы МОГТ-2D на территории Шелковского участка». Работы выполнялись коллективами нескольких организаций: ФГБУ «ВНИГНИ», АО «Росгеология», АО «ЦГЭ», АО «НВНИИГТ», АО «Ставропольнефтегеофизика», геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова.

В результате геолого-разведочных работ в 2020–2022 гг. и ранее (РГУ нефти и газа, 2014–2016, 2016–2018 гг. и др.), проведенных по опорной сети региональных и частично зональных сейсмопрофилей МОГТ-2D, создана обновленная на системной основе геолого-геофизическая информационная база регионального прогноза нефтегазоносности в пределах важного геолого-экономического региона России. Впервые получен структурный каркас по 13 опорным и целевым горизонтам от палеозоя до неогена в пределах Северо-Кавказского федерального округа и уточнено строение выявленных и перспективных зон нефтегазоаккумуляции основных нефтегазоносных комплексов (НГК) палео-

зой-кайнозойских отложений, базирующиеся на результатах отработки сети новых региональных профилей МОГТ-2D (в объеме 1025 пог. км) и переработки на современном программно-методическом уровне ретроспективных полевых записей по сейсморазведочным профилям (в объеме 1000 пог. км) в совокупности со структурной интерпретацией временных разрезов ретросеймопрофилей протяженностью 15 тыс. км, а также с результатами бурения, исследований и испытаний 280 глубоких скважин. Подготовлена надежная информационная сеть временных и глубинно-динамических разрезов МОГТ высокого качества.

Приведем наиболее значимые геологические результаты проведенных геолого-разведочных работ.

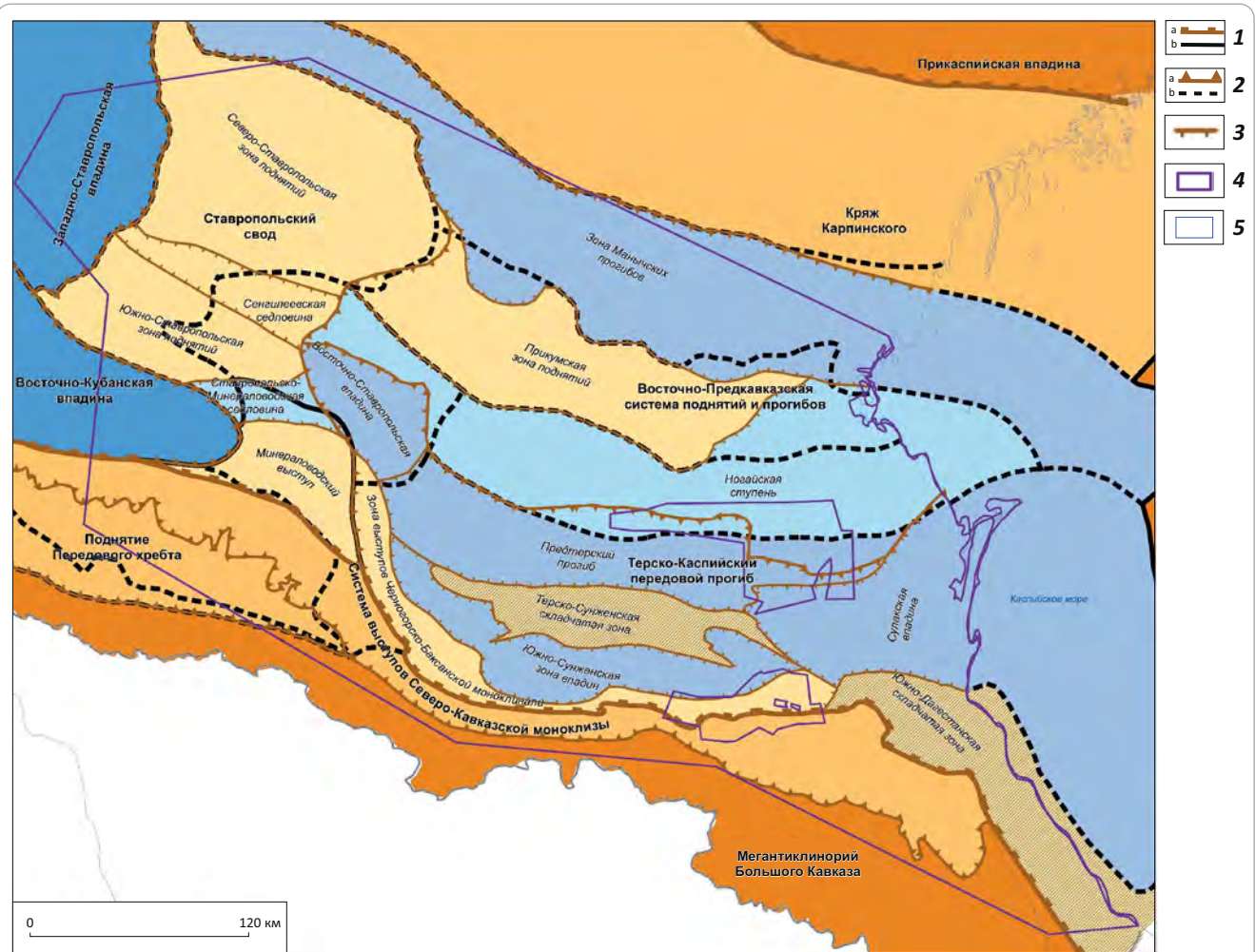
Уточнение схем тектонического и нефтегазогеологического районирования

По результатам проведенных работ уточнены схемы тектонического и нефтегазогеологического районирования А.И. Летавина (1987) и АО «НВНИИГТ» (2019) и ранжированы структурно-тектонические элементы. В основу уточнения тектонического районирования были положены структурные карты по кровлям отложений палеозоя и верхнего мела, карта толщин рифтогенного пермотриасового комплекса. В результате уточнились границы структурно-тектонических элементов I и II порядков, границы более мелкого порядка не уточнялись, учитывая региональный масштаб выполненных построений и обобщения (рис. 1).

Уточнения тектонического районирования коснулись следующих структурно-тектонических элементов.



Рис. 1. Схема тектонического районирования, предложенная авторами, в сопоставлении с границами по количественной оценке 2017 г.
Fig. 1. Scheme of tectonic zoning proposed by the authors, which is compared with the boundaries specified in quantitative assessment conducted in 2017



Границы (1–5): тектонических элементов (1–3): 1 — надпорядковых (a — предложенные авторами, b — по количественной оценке 2017 г.), 2 — I порядка (a — предложенные авторами, b — по количественной оценке 2017 г.), 3 — II порядка, 4 — участков геолого-разведочных работ, 5 — суши
Boundaries (1–5): tectonic elements (1–3): 1 — super-order (a — proposed by the authors, b — according to 2017 quantitative assessment), 2 — I order (a — proposed by the authors, b — according to 2017 quantitative assessment), 3 — II order, 4 — E&P areas, 5 — waterline

1. Предложено расширить границы северо-кавказской части нефтегазоносной провинции за счет смещения ее южного рубежа до границы выхода (выклинивания) пород верхней юры (J_5) на северном моноклиналином склоне мегантиклинория Большого Кавказа. Тем самым расширяется перспективная площадь для проведения геолого-разведочных работ для поисков «горной нефти» в полосе предгорий Кавказа на ширину от 10 до 40 км (Южно-Дагестанская складчатая зона, или Дагестанский клин). В качестве дополнительных аргументов такого расширения границ нефтегазоносной провинции следует напомнить об открытии нефтегазовых залежей на месторождениях Датыхское и Бенойское (Республика Ингушетия и Республика Чечня), расположенных на северном склоне Большого Кавказа.

2. Выделена Восточно-Ставропольской впадина как северо-западное периклинальное продолжение Терско-Каспийского прогиба до восточного склона Ставропольского свода.

3. Ставропольский свод отделен от расположенного южнее Минераловодского выступа узкой субширотной Ставропольско-Минераловодской седловиной. В пределах Ставропольского свода выделена Сенгеевская седловина, отвечающая одноименному рифтовому трогу пермотриасового комплекса, пересекающего свод посередине на две части: Северо-Ставропольскую и Южно-Ставропольскую зоны поднятий.

4. В пределах Терско-Каспийского прогиба, кроме расширения его западной периклинали, выделены зона выступов Черногорско-Баксанской

моноклинали на южной границе, Предтерский прогиб — на севере, Терско-Сунженская складчатая зона — в центральной части, Южно-Сунженская зона впадин — на юге, Сулакская впадина — на востоке и Южно-Дагестанская складчатая зона (Дагестанский клин) — на юго-востоке Терско-Каспийского прогиба.

5. Выделен единый тектонический элемент I порядка — Восточно-Предкавказская система поднятий и прогибов в составе зоны Маньчских прогибов, Прикумской зоны поднятий и Ногайской ступени. Уточнена южная граница зоны Маньчских прогибов за счет расширения ее юго-западной границы и сокращения ее юго-восточной границы. Изменения основаны на границах распространения пермотриасовых грабен-прогибов.

Предложенную обновленную схему тектонического районирования Центрального и Восточного Предкавказья следует рассматривать как рекомендацию для использования при нефтегазогеологическом районировании и оценке ресурсов УВ-сырья на новом этапе обобщения геологии и нефтегазонасности этого старого, но до конца не раскрывшего свой потенциал нефтегазоносного региона юга России.

В схеме нефтегазогеологического районирования соответственно границам структурно-тектонических элементов изменяются границы нефтегазоносных районов.

Прогноз нефтегазоперспективных объектов

В результате детального анализа структурных построений в интервале триас – неоген было выявлено 69 перспективных ловушек разного типа, объединенных в 28 объектов по их унаследованности на различных стратиграфических уровнях.

Наибольший интерес представляют возможные ловушки в подсолевом верхнеюрском карбонатном комплексе Терско-Каспийского прогиба, с которым, по мнению большинства исследователей, связываются основные перспективы нефтегазонасности и объемы прогнозных ресурсов УВ. В пределах Терско-Каспийского прогиба выявлено более 20 перспективных в нефтегазоносном отношении ловушек рифогенного генезиса.

Однако до сих пор изученность этого НГК и качество его картирования остаются низкими. Отсюда и различные точки зрения на его строение.

По мнению исследователей АО «НВНИИГТ», в пределах Терско-Каспийского прогиба в позднеюрское время были распространены органогенные постройки шельфового типа небольшой высоты.

К.О. Соборнов и специалисты АО «ЦГЭ» считают, что подсолевые верхнеюрские карбонатные отложения осложнены системами дуплексов (взброснадвиговых дислокаций), чем и объясняются увеличенные толщины в их пределах.

По мнению ученых ФГБУ «ВНИГНИ», карбонатное осадконакопление в позднеюрское (оксфорд-

ское) время сопровождалось широким распространением биогерм и рифовых построек. В пределах бортовых зон прогиба формировались в основном рифовые постройки шельфового типа.

По результатам сейсмической интерпретации АО «ЦГЭ» (Гейдеко Т.В. и др., 2022) в центральных частях Терско-Каспийского прогиба, в условиях относительно глубоководного шельфа (бассейн с некомпенсированным прогибанием), в разрезе подсолевой толщи карбонатных отложений оксфордского яруса верхней юры авторами статьи выделяются крупные карбонатные массивы, характеризующиеся увеличенными (до 500–600 м) толщинами и осложненными рифовыми постройками внутрибассейнового (островного) типа высотой несколько сотен метров, замещаемыми по периферии преимущественно депрессионными фациями (экраны для УВ) меньшей мощности (рис. 2). Именно такого типа карбонатные постройки представляют наибольший поисковый интерес в силу своих размеров по высоте и площади. Вероятно, они наблюдаются в обнажениях на южном борту Терско-Каспийского прогиба, где в разрезе фиксируется чередование рифогенных (обнажения по рекам Урух, Ардон, Фиагдон, Асса), органогенно-обломочных и депрессионных фаций (обнажения по р. Терек и др.). Экспертно оцененные извлекаемые ресурсы такого типа рифогенных ловушек категории D_л могут составлять от десятков до 150 млн т усл. УВ.

Один из таких крупных верхнеюрских карбонатных массивов выделяется также по сейсмическим данным между месторождениями Заманкул и Карабулак-Ачалук. Предполагаемые размеры карбонатного массива — 15 × 7 км, мощность верхнеюрских карбонатных отложений — до 800 м, массив осложнен рифовыми постройками, а в меридиональном направлении и взбросовыми дислокациями (сейсмопрофили 081508, 1105010 и др.) [1].

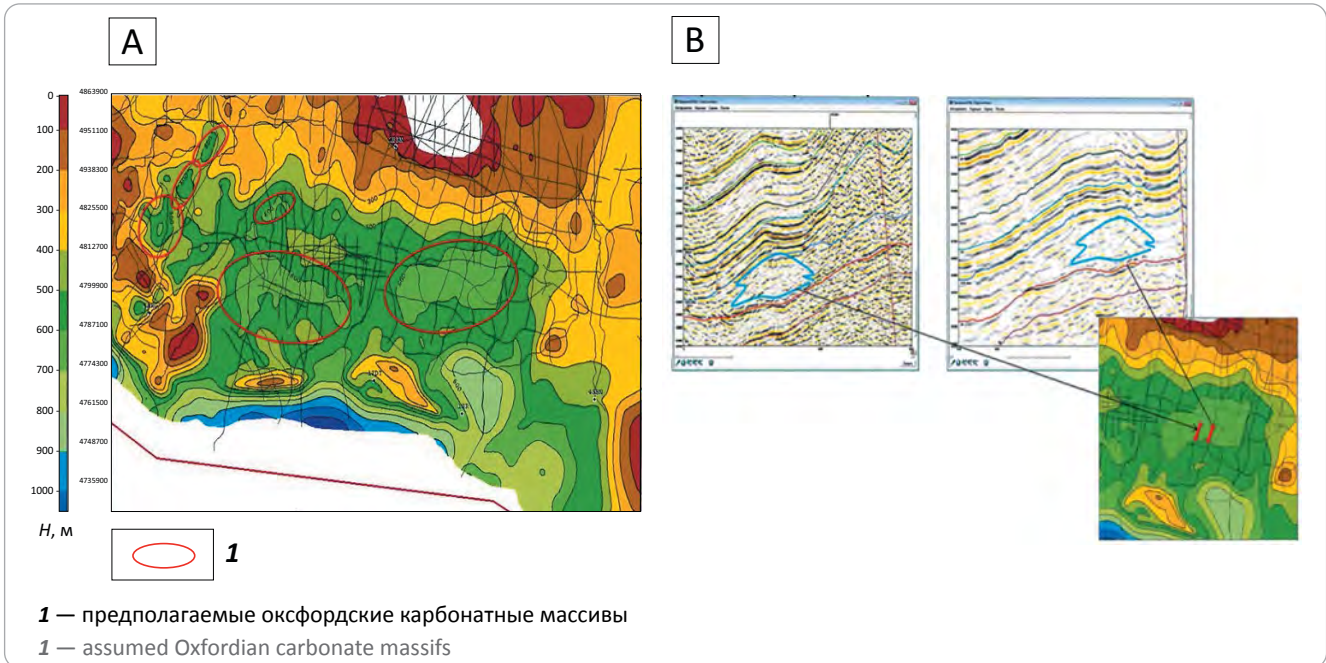
Как показывает опыт поисков и разведки в различных бассейнах с некомпенсированным прогибанием, наиболее крупные залежи УВ приурочены к карбонатным массивам внутрибассейнового островного типа, запасы которых на порядок и более превосходят залежи рифовых ловушек барьерного и шельфового типов (месторождения Прикаспийской впадины — Астраханское, Карачаганак, Тенгиз и др.; Уметовско-Линевской впадины — Памятно-Сасовское; Аму-Дарьинской впадины — Шуртан, Уртабулак, Зеварды и др.). Это обусловлено тем, что ловушки, связанные с карбонатными массивами внутрибассейнового островного типа, как правило, больше по площади, а главное — они отличаются значительно большей амплитудой и нефтенасыщенной толщиной, так как экранируются по периферии депрессионными глинисто-карбонатными запирающими фациями.

В этой связи первоочередной задачей региональных и поисковых работ в Терско-Каспийском прогибе должно быть выявление и опосредованное



Рис. 2. Карта толщин подсолевой карбонатной толщи верхней юры в пределах Терско-Каспийского прогиба и предполагаемые оксфордские карбонатные массивы (А), осложненные рифовыми постройками на временных разрезах сейсмопрофилей 081514 и 81306 (В)

Fig. 2. Map of the Upper Jurassic subsalt carbonate formation within the Tersky-Caspian trough and assumed Oxfordian carbonate massifs (A), which are complicated by reef buildups in time sections of 081514 and 81306 seismic survey lines (B)



подсолевых карбонатных массивов внутрибассейнового островного типа в центральных его частях.

Уточнение особенностей строения и перспектив нефтегазоносности разновозрастных клиноформных комплексов Восточного Предкавказья

Специалистами МГУ и АО «НВНИИГТ» уточнены особенности строения и потенциальной продуктивности разновозрастных клиноформных комплексов в разрезах майкопских, сарматских и плиоценовых отложений в пределах Восточного Предкавказья.

Промышленные притоки УВ из майкопских отложений (преимущественно газа дебитом от 30 до 300–700 тыс. м³/сут) были получены из различных клиноформ нижнего, среднего и верхнего майкопа в основном на структурах Прикумской системы поднятий, Восточно-Ставропольской впадины и Ставропольского свода (площади Ачикулакская, Кучерлинская, Каменно-Балковская, Мирненская, Петровско-Благодарненская, Сельская, Синебурговская, Восточно-Безводненская, Гороховская, Зимнеставкинская, Максимокутская, Поваровская, Равнинная, Русский Хутор Северный, Русский Хутор Центральный и др.). Залежи газа в майкопской серии в основном пластово-сводовые с элементами литологического экранирования, встречаются и литологически экранированные залежи (Кугутское месторождение).

В майкопской толще выделено 17 клиноформ — М1–М17 (рис. 3). По высоте клиноформ была оценена максимальная глубина бассейна. Глубина бас-

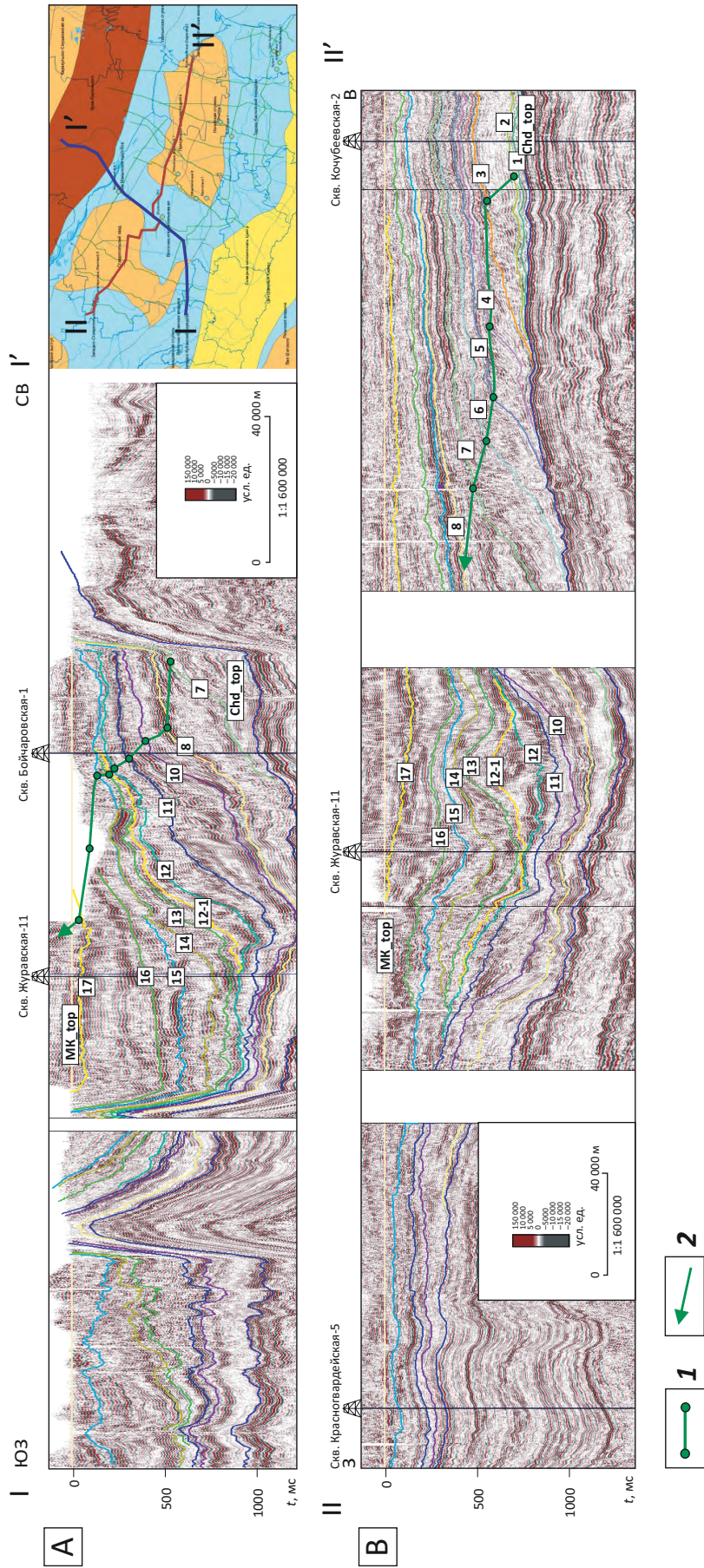
сейна с момента накопления клиноформы М1 до момента накопления М8 увеличивалась — от 300 до 825 м, что свидетельствует о формировании в майкопе относительно глубоководной некомпенсированной впадины. При этом снос клиноформ происходил с северо-востока. Клиноформы М8–М11 проградировали также и в восточном направлении со стороны Ставропольского свода. Клиноформы М12–М15 проградировали с севера и завершили заполнение некомпенсированной впадины. В конце майкопского времени в Восточном Паратетисе произошло обмеление и бассейн компенсировался и заполнился осадочным материалом, а на бортах произошла эрозия, которая маркируется на временных сейсмических разрезах срезанием ундиформных частей 13–17-й клиноформ.

Для каждой из клиноформ построены карты изохрон, структурные, толщин, палеогеографические с выделением зон: мелководно-морской (25–100 м), склона (100–400 м), относительно глубоководной (200–400 м), глубоководной (> 400 м), а также карта зон развития различных типов ловушек в клиноформах (рис. 4).

С учетом скважинных данных, интерпретации сейсмических данных и анализа цикличности создана концептуальная модель распределения литотипов и возможных типов ловушек УВ в клиноформах майкопской толщи. Установлено, что возможные песчаные коллекторы приурочены к регрессивным частям циклитов клиноформ М2, М3, М8, М10, М16. Наибольшим числом песчаных пропластков характеризуется 8-я клиноформа склона шельфа, песчаники которой приурочены как к ун-

Рис. 3. Распространение клиноформ М1–М17 в майкопском клиноформном комплексе на композитных региональных сейсмических профилях, выровненных на кровлю майкопской серии

Fig. 3. Occurrence of M1–M17 clinoforms in the Maikopsky clinoform sequence shown in slalom regional seismic lines, flattened to the Maikopsky group Top



Композитные региональные сейсмические профили по линии: А — I (край Карпинского – Восточно-Кубанская впадина), В — II (Западно-Ставропольская впадина – Прикумская зона поднятий).

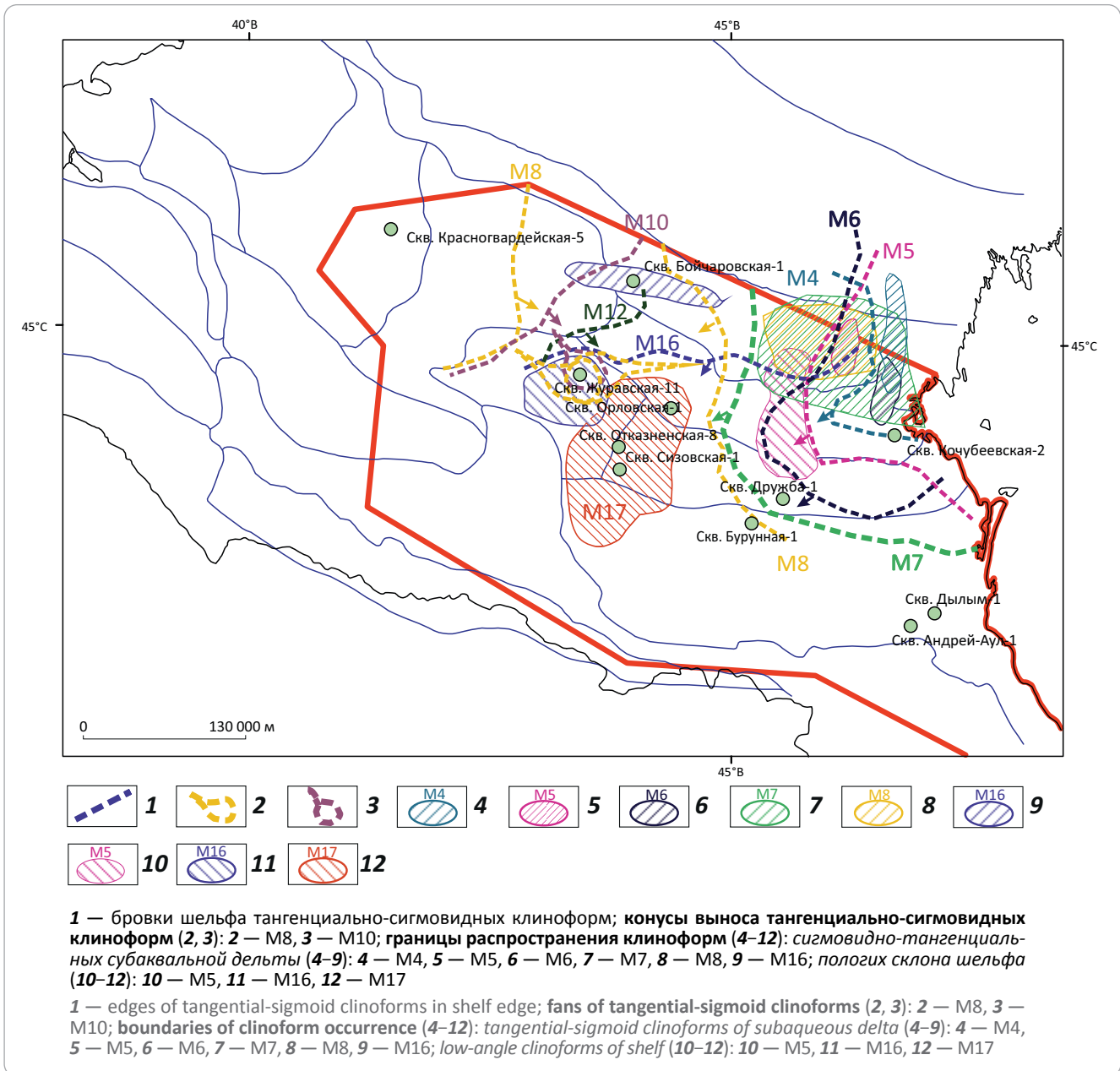
1 — бровка клиноформы; **2** — смещение бровки клиноформы

Slalom regional seismic sections along the line: А — I (Karpinsky ridge – East Kubansky depression), В — II (West Stavropol'sky depression – Prikumsky zone of highs).

1 — clinoform edge; **2** — clinoform edge shifting



Рис. 4. Схема распространения прогнозируемых структурно-литологических и литологически-экранированных ловушек в клиноформах различных типов Восточно-Предкавказской НГО
Fig. 4. Scheme of the predicted structural-lithological and lithologically screened trap occurrence in clinoforms of different types of East Caucasus Petroleum Area



даформе, так и к фондоформе. На временных сейсмических разрезах в ундаформе клиноформы M8 наблюдается увеличение амплитудности осей синфазности, что может быть связано с присутствием выдержанных песчаных пропластков.

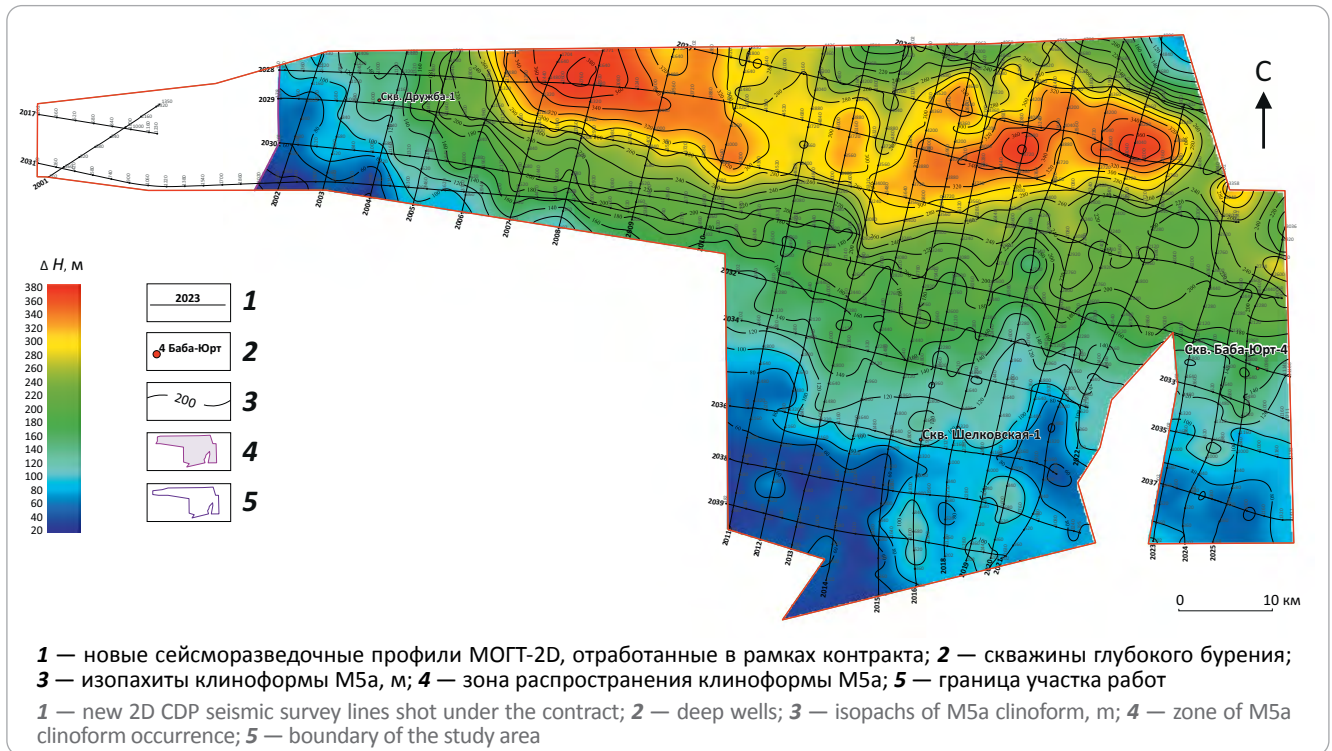
Таким образом, основные перспективы нефтегазоносности в клиноформах майкопа Восточного Предкавказья приурочены к клиноформам M8, M10 и M16, в которых прогнозируются в основном структурные ловушки с элементами литологического экранирования в ундаформе и литологически экранированные ловушки, связанные с конусами выноса в фондоформе, и с клиноформами субаквальной дельты (см. рис. 4). При этом глинистые отложения майкопских клиноформ будут играть роль

локальных флюидоупоров. Источником УВ могут служить как низезалегающие обогащенные ОВ отложения хадумского горизонта, так и глинистые породы майкопской толщи.

Майкопский НГК, безусловно, перспективен и в Терско-Каспийском прогибе, в том числе и на южном его борту, где в настоящее время проводятся региональные геолого-разведочные работы на Бенойско-Черногорском участке. О перспективности майкопского НГК в прогибе свидетельствуют результаты геолого-разведочных работ ОАО «Грознефтегаз» в 2022 г. на Хаян-Кортовском месторождении (Терско-Сунженская зона), где в старом фонде в 4 скважинах проведено переиспытание пропущенных объектов, приуроченных к нижнемайкопским

Рис. 5. Схема толщин клиноформы майкопа 5а Шелковского участка (Ногайская ступень)

Fig. 5. Scheme of the Maikopian 5a clinoform thickness in the Shelkovsky area (Nogaisky flat)



песчаным пачкам IV–V, и доказана их промышленная нефтеносность. Так, в скв. 54, в интервале 2978–2990 м, опробована V пачка миатлино-муцидакальской свиты, дебит нефти составил 37 м³/сут, газа — 22,378 тыс. м³/сут. В скв. 67 V пачка опробована в интервале 3167–3188 м, получен фонтанирующий приток безводной нефти 12 м³/сут на штуцере 4 мм. В скв. 82 испытаны обе пачки: V пачка — в интервале 3085–3115 м и получен приток нефти дебитом 5,8 м³/сут; IV пачка — в интервале 2985–3015 м и получен фонтанирующий приток безводной нефти и газа дебитом 18 м³/сут на штуцере 5 мм. В скв. 83 при перфорации IV пачки миатлино-муцидакальской свиты в интервале 3060–3081 м получен дебит нефти 16 м³/сут, газа — 5,331 тыс. м³/сут.

В пределах Ногайской ступени, к северу от Терско-Каспийского прогиба, на Шелковском участке, АО «НВНИИГП» также выделяют майкопские клиноформы, которые проградируют с северо-востока (источник сноса) на юго-запад. Наиболее перспективными являются клиноформы 5, 5а, 6а и 7 (рис. 5), характеризующиеся наличием зон увеличенных (до 500 м и более) толщин отложений майкопа. По результатам бурения скв. Шелковская-1 и др., в преимущественно глинистой майкопской толще распространены песчано-алевролитовые прослои (коллекторы) общей толщиной до 100 м и более.

Выделены также клиноформы в неогене: сармате — три, меотисе — пять, понте — две, акчагыле — две. Однако перспективы открытия залежей нефти и газа в этих отложениях представляются невысокими в силу их низкой генерационной способности.

По мнению авторов статьи, наибольшая вероятность открытия залежей УВ в неогеновых отложениях — в зонах распространения разломной тектоники, по которым возможна миграция УВ из нижних нефтегазопроизводящих толщ хадума и майкопа, прежде всего в центральных частях Терско-Каспийского прогиба (Терско-Сунженской зоне и др.).

Основным фактором, ограничивающим дальнейшее уточнение седиментационной модели и перспективы нефтегазоносности клиноформ является недостаток скважинных данных, в первую очередь керна и расширенного комплекса ГИС. В большинстве скважин старого фонда проведен лишь стандартный каротаж.

Перспективы нефтегазоносности нетрадиционных глинисто-карбонатных коллекторов хадумитов

Значительные перспективы нефтегазоносности Восточного Предкавказья, базирующиеся на результатах многочисленных исследований различных организаций (ФГБУ «ВНИГНИ», МГУ, РГУ нефти и газа и др.) и кавказских геологов (В.Ф. Шарафудинова, Г.Н. Чепака, Г.И. Лебедько и др.), связаны с нетрадиционными глинисто-карбонатными коллекторами хадумитов, а также с установленной промышленной продуктивностью хадумитов на разрабатываемых месторождениях Прикумской зоны поднятий и Терско-Каспийского прогиба. Особенно успешно добыча нефти из хадумитов проводится на Чапаковском разрабатываемом месторождении в Ставропольском крае с применением современ-

ных технологий горизонтального бурения и многоступенчатого гидроразрыва пласта.

К хадумитам, как нетрадиционным коллекторам палеогеновых отложений по сходству литофациальных и геохимических характеристик, относят породы кумской свиты эоцена, хадумской и баталпашинской (и ее аналогов) свит олигоцена в пределах Восточно-Предкавказской и Терско-Каспийской НГО, которые характеризуются следующими особенностями строения, обуславливающими их нефтегазоносность [2, 3]:

- преимущественно глинисто-карбонатный состав пород толщиной 40–70 м, образовавшихся в условиях некомпенсированного прогибания с аномальным накоплением ОБ гумусово-сапропелевого типа;

- коллекторы — разуплотненные листоватые тонкоплитчатые аргиллиты с общей пористостью до 22,6 %, трещинной пористостью от 0,1 до 4,1 % и проницаемостью до $22 \cdot 10^{-5}$ мкм²;

- широкое распространение трещиноватости пород с улучшенными коллекторскими свойствами в условиях активной тектоники;

- повышенное содержание $C_{орг}$ — до 8,35 %, среднее — 2,26 %; значение генерационного потенциала подвижных УВ ($S_1 + S_2a$) — более 1 мг УВ/г породы, что соответствует «богатым» ($C_{орг} \geq 1$) и «очень богатым» ($C_{орг} \geq 3$) нефтегазоматеринским толщам;

- благоприятные термобарические условия и зрелые стадии катагенеза ОБ — стадии МК₁²⁻³ и выше ($T_{max} \geq 435$ °С),

- наличие аномально высокого пластового давления ($K_{ан}$ до 2 и выше), что способствует миграции УВ в НГК как вверх, так и вниз по разрезу.

Начальные суммарные геологические ресурсы УВ хадумитов оцениваются от 8 (ФГБУ «ВНИГНИ») до 22,8 (РГУ нефти и газа) млрд т усл. УВ, извлекаемые — от 1 до 3,4 млрд т усл. УВ соответственно.

В 2016 г. РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина в хадумитах выделено 73 перспективных объекта с извлекаемыми ресурсами D_n 280 млн т нефти.

В связи с обозначенными выше значительными перспективами нефтегазоносности майкопских и хадумских отложений компаниям необходимо активизировать и увеличить объемы поисково-разведочных работ на эти комплексы: на уже имеющемся фонде скважин путем возврата с ниже- или вышезалегающих пластов или добуривания недостающего интервала, забуривания второго или бокового ствола и испытания этих объектов.

Разработка рациональных комплексов ГИС и методики определения литологического состава, содержания ОБ и фильтрационно-емкостных свойств пород по данным ГИС и керна малоизученных НГК

В рамках Терско-Каспийского объекта специалистами МГУ разработаны рациональный комплекс

ГИС и методика определения литологического состава, содержания ОБ и фильтрационно-емкостных свойств пород по данным ГИС и керна, слагающих основные НГК, малоизученные ранее на современном уровне.

В этих целях рассчитана минерально-компонентная модель для терригенных и карбонатных НГК, корректность которой подтверждена имеющимися данными по керну. Предложены рациональные комплексы ГИС с учетом литологической принадлежности пород и особенностей пустотного пространства целевых продуктивных толщ. Однако ограниченный комплекс ГИС и низкая представительность исследований керна в скважинах Предкавказья приводят к частичной условности получаемых результатов определения минерально-компонентной модели.

Разработаны алгоритмы интерпретации ГИС для оценки содержаний ОБ в меловых и палеогеновых отложениях. В этих целях по разрезам параметрической скв. Чумпаловская-1 и некоторых других скважин использованы типовые зависимости показаний современных методов ГИС (БК-НК-АК-ГТК) и распределения содержаний в породах ОБ по керну.

Так, в интервалах повышенных значений $C_{орг}$ по керну отмечаются приращения показаний БК-НК. При этом получены уравнения для расчетов содержаний $C_{орг}$ по нормированным кривым ГИС — связи керн — ГИС. В результате рассчитано содержание ОБ по зависимости $C_{орг} = f(\Delta \text{Log} R_{БК_НК})$. Для юрских отложений настроить методику не удалось из-за отсутствия представительных керновых определений $C_{орг}$ со значимым диапазоном изменения параметра. Ограничением для использования методик является наличие больших каверн в стволе скважины (> 40 % номинала), что искажает показания методов ГИС и делает некорректными оценки содержания ОБ.

По данным переинтерпретации каротажных материалов ГИС по 100 глубоким скважинам выполнена и уточнена оценка фильтрационно-емкостных свойств пород в интервале нефтегазоперспективных отложений осадочного чехла. Составлены карты распространения коллекторов и флюидопоров для менее изученных палеозойского, пермотриасового, нижне-среднеюрского, верхнеюрского и нижнемелового комплексов. При построении карт коллекторов, помимо информации по скважинам, использовались результаты акустической инверсии и сейсмопетрофизического прогнозирования. Выявлены закономерности распространения свойств пород-коллекторов и флюидопоров.

Осуществленный ФГБУ «ВНИГНИ» на современном технологическом уровне комплекс лабораторно-аналитических исследований кернового материала позволил уточнить известные представления о петрофизических, литолого-петрографических и геохимических особенностях верхнепалеозойских и мезозойских отложений, в том числе об их филь-

традиционно-емкостных свойствах, распространении в разрезах нефтематеринских пород и оценке их генерационного потенциала, а также другие характеристики по созданию объемной модели НГК.

Так, в результате геохимических исследований отобранных образцов керна методом Rock-Eval, было установлено наличие нефтегазоматеринских пород в отложениях среднего карбона, среднего – верхнего триаса, юры, нижнемеловых, палеоцен-эоценовых, майкопских отложений и олигоцена.

Средне-верхнекаменноугольные нефтегазоматеринские породы зафиксированы на территории Ставропольского свода и Ногайской ступени. По содержанию ОВ эти отложения относятся к богатым нефтематеринским, но практически полностью реализовавшим свой УВ-генерационный потенциал.

Средне-верхнетриасовые нефтегазоматеринские породы отмечены в скважинах Манычской зоны прогибов и Ногайской ступени. На территории Манычской зоны прогибов ОВ смешанного сапропелево-гумусового состава преобразовано до градаций катагенеза МК₂/МК₃. В пределах Ногайской ступени отложения верхнего триаса обогащены ОВ сапропелевого типа, зрелость которого соответствует градации МК₄.

Нижнеюрские нефтегазоматеринские породы содержат преимущественно гумусовое ОВ. Степень их катагенетической преобразованности соответствует МК₃ в пределах Манычской зоны прогибов и повышается в южном направлении до градации МК₄.

Среднеюрские нефтегазоматеринские породы зафиксированы на территории Манычской зоны прогибов и Прикумской системы поднятий. Обогащенные смешанным сапропелево-гумусовым ОВ аргиллиты приурочены к бат-байосским отложениям. Уровень зрелости ОВ среднеюрских нефтематеринских толщ на исследуемой территории соответствует градации МК₂/МК₃.

Наименее катагенетически преобразованы нефтегазоматеринские породы олигоцена: в скв. Советская-19 (Терско-Каспийский прогиб) уровень зрелости соответствует ПК₂/МК₁. Олигоценые аргиллиты содержат гумусовое ОВ.

Комплекс петрофизических исследований включал в себя определение и уточнение фильтрационно-емкостных свойств горных пород, плотностных, электрических параметров, остаточной водонасыщенности в атмосферных условиях, а также пористости, электрических и акустических характеристик в термобарических условиях для построения зависимостей для интерпретации материалов ГИС.

Уточнение строения и перспектив нефтегазонакопления зон нефтегазонакопления по данным 3D-бассейнового моделирования

По данным 3D-бассейнового моделирования, в котором учтены структурные, литолого-фациальные и геохимические 3D-модели каждого НГК,

определены основные этапы тектонического развития и времени формирования структурных элементов, контролирующих зоны нефтегазонакопления в условиях сложной тектоники региона; определены условия формирования нефтегазоматеринского потенциала, катагенетической преобразованности ОВ в основных нефтегазоматеринских толщах, генерации и эмиграции УВ. Обоснован прогноз очагов генерации УВ и зон нефтегазонакопления. Прослежена эволюция катагенетической зрелости ОВ основных нефтегазоматеринских толщ (в разрезах нижнетриасовых, среднеюрских, верхнеюрских, нижнемеловых, палеоцен-эоценовых, майкопских отложений). Построены результирующие карты и глубинные сейсмогеологические разрезы, моделирующие процессы генерации и формирования УВ-скоплений и зон нефтегазонакопления, карты перспектив нефтегазонакопления и оценен ресурсный потенциал каждого НГК. Выполнен прогноз эволюции термического режима недр как одного из основных факторов нефтегазообразования. При моделировании процессов миграции и аккумуляции УВ учитывались характеристики геобарического поля.

По результатам бассейнового моделирования сделаны, в частности, следующие выводы.

Наиболее интенсивное тектоническое воздействие территория Центрального и Восточного Предкавказья испытывала в раннекиммерийскую и раннеальпийскую фазы тектогенеза. К предъюрскому (раннеюрскому) времени в палеоструктурном плане отчетливо проявляются обширная положительная структура (Ставропольский свод) и две отрицательные структурные зоны (зона Манычских прогибов и Терско-Каспийский прогиб). В последующий мезозойский этап развития наблюдается унаследованное общее восточное погружение региональных структурных планов, происходящее с различными для северной, южной и западной областей скоростями. В раннеальпийскую фазу тектогенеза завершилось формирование современного тектонического плана исследуемой территории. К раннемиоценовому времени сформировался Терско-Каспийский прогиб (как передовой). Раннепалеогеновое погружение Ставропольского свода и прилегающих территорий скомпенсировано накоплением мощной толщи майкопской серии.

Более жесткими термобарическими условиями, вследствие, максимального погружения и формирования мощных терригенных и эвапоритовых толщ мезозой-кайнозоя, характеризуются депрессионные зоны Терско-Каспийского прогиба и Восточно-Кубанской впадины и в меньшей мере — Восточно-Предкавказской системы впадин и прогибов. Здесь же фиксируется развитие пород, характеризующихся наибольшей катагенетической преобразованностью ОВ. Современный катагенетический статус триасовой и юрских нефтегазоматеринских толщ в пределах наиболее погруженных зон достиг апокатагенеза. Генерация нефти этими толщами

связывается здесь с меловым временем. Нижнемеловые толщи в настоящее время являются газогенерирующими, палеогеновые — нефтегенерирующими. Ставропольский свод характеризуется невысокими современными температурами и сравнительно невысокой катагенетической преобразованностью ОБ верхнемеловых и кайнозойских толщ.

В осевой и западной частях Терско-Каспийского прогиба предполагаются зоны нефтегазоаккумуляции и залежи УВ в отложениях подсолевой юры, в Сулакской впадине на обнаружение залежей УВ перспективны плиоценовые, средне-верхнемиоценовые, майкопские и верхнемеловые отложения.

Зоны нефтегазоаккумуляции с наибольшей стратиграфической приуроченностью промышленной нефтегазоносности отнесены к положительным тектоническим элементам (Величаевско-Максимокумская, Прасковейско-Ачулакская, Озек-Суатская, Терская, Сунженская).

По результатам бассейнового моделирования обоснованы новые потенциальные зоны нефтегазоаккумуляции (рис. 6). В осевой и западной частях Терско-Каспийского прогиба зоны нефтегазоаккумуляции и залежи УВ предполагаются в отложениях подсолевой юры, в Сулакской впадине перспективны на обнаружение залежей УВ плиоценовые, средне-верхнемиоценовые, майкопские и верхнемеловые отложения. В восточной части Сулакской впадины оконтаурена зона нефтегазоаккумуляции, в пределах которой перспективы нефтегазоносности связаны с майкопскими и плиоценовыми отложениями. В центральной части Сулакской впадины обоснована зона нефтегазоаккумуляции в отложениях верхнего мела. Еще одна зона нефтегазоаккумуляции приурочена к северо-восточной части района работ (частично охватывает территории Терско-Каспийского прогиба и Восточно-Кавказской системы прогибов и поднятий), перспективы которой связаны с клиноформными отложениями майкопа.

Согласно результатам выполненной количественной оценки, суммарные извлекаемые ресурсы УВ категорий $D_0 + D$ составили 1376 млн т усл. топлива, что на 578 млн т усл. топлива, или на 72,4 %, больше последней официальной оценки ресурсов. Основной прирост связан с принципиальной переоценкой ресурсов УВ триасового, верхнеюрского и майкопского НГК.

Приоритетные направления и рекомендации по проведению дальнейших первоочередных геолого-разведочных работ в Северо-Кавказском федеральном округе

По результатам работ по объектам определены приоритетные направления и даны рекомендации по первоочередным геолого-разведочным работам в Северо-Кавказском федеральном округе, исходя из того, что основные перспективы нефтегазоносности осадочного чехла и выявление крупных залежей УВ на рассматриваемой территории связаны с наименее изученными глубокопогруженными

комплексами юрских отложений. Для более достоверного картирования не вскрытых бурением верхнеюрских подсолевых карбонатных массивов и выявления крупных залежей УВ в центральной части Терско-Каспийского прогиба, в первую очередь в районе выделенного карбонатного массива между месторождениями Заманкул и Карабулак-Ачалук, рекомендуется проведение комплексных зонально-региональных геофизических исследований по линиям новых профилей в составе:

- сейсморазведка МОГТ-2D (в объеме не менее 300 пог. км);

- сейсморазведка МОГТ-2D-WL (в объеме 200 пог. км); как показали предыдущие исследования подсолевые отложения недостаточно уверенно картируются сейсморазведкой МОГТ-2D, поэтому нужны опытно-методические работы МОГТ-2D-WL;

- электроразведка МТЗ (в объеме 400 пог. км);

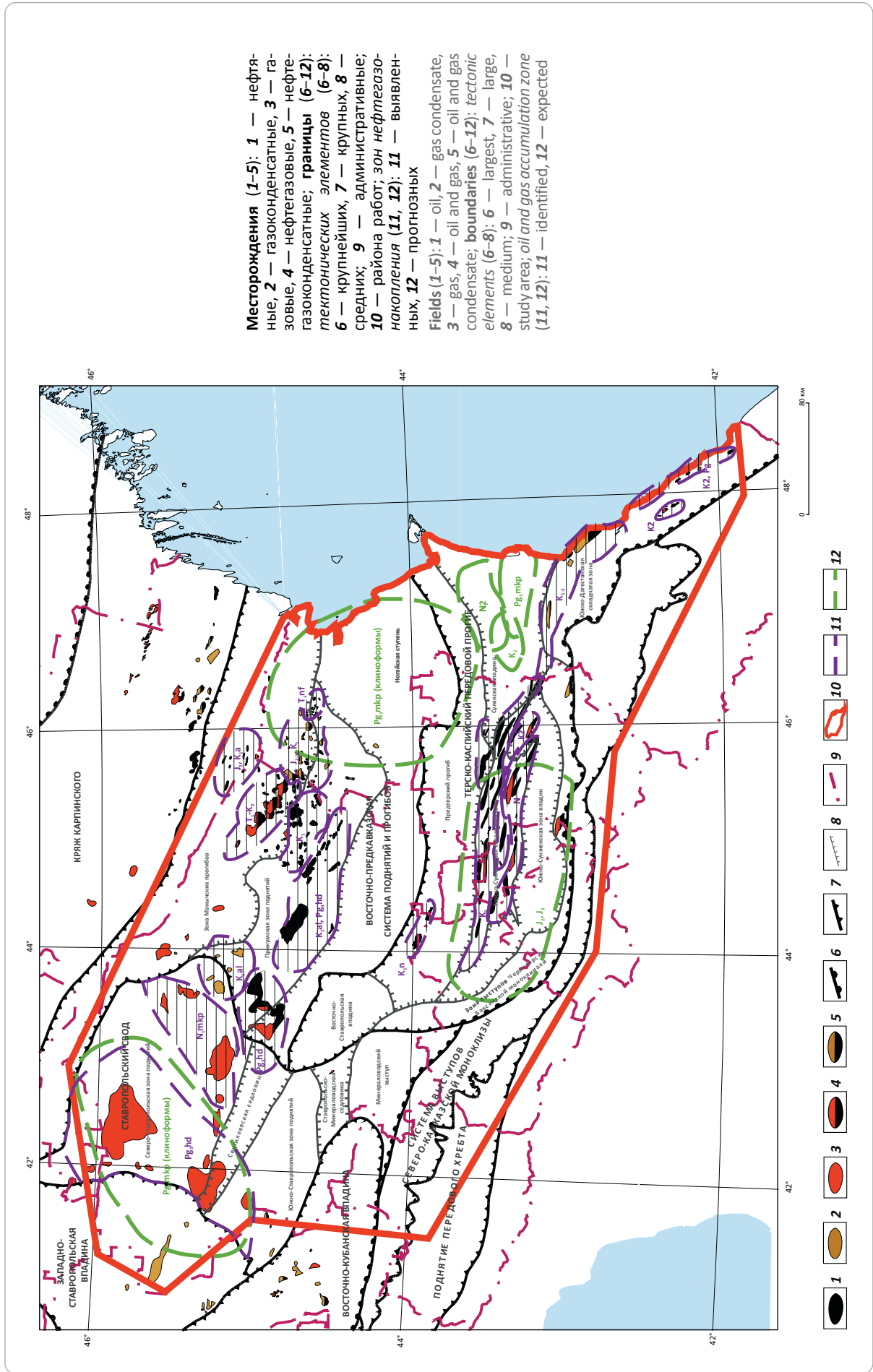
- высокоточная гравиразведка (в объеме не менее 300 пог. км); результаты исследований И.А. Керимова и др. [4, 5] показали, что подсолевые отложения Терско-Каспийского прогиба более уверенно картируются при комплексировании сейсморазведки МОГТ-2D с высокоточной гравиразведкой и электроразведкой;

- углубленная обработка и интерпретация ретроспективных материалов МОГТ-2D по территории работ в объеме не менее 500 пог. км на основе современных обрабатывающих систем и инновационных приемов интерпретации волнового поля, адаптированных к сейсмогеологическим условиям областей с взброснадвиговой тектоникой в подсолевых отложениях.

Необходимо обеспечить глубинность исследований геофизическими методами до пород фундамента, включая пермотриасовый рифтогенный комплекс. По результатам выполненных геофизических работ обосновать место заложения и пробурить новую параметрическую скв. Цорлоевская-1 в Терско-Сунженской зоне, местоположение которой будет намного перспективнее в нефтегазоносном отношении по сравнению с невыполнившей свои задачи скв. Чумпаловская-1 на северном борту прогиба.

К приоритетным направлениям геолого-разведочных работ, в первую очередь для недропользователей, следует отнести: перспективные отложения майкопских клиноформ и хадумитов как Восточно-Предкавказской, так и Терско-Каспийской НГО, а также дагестанский шельф Каспийского моря. Итогом проведенных работ в пределах шельфовых блоков стали выявленные многочисленные нефтегазоперспективные ловушки в широком стратиграфическом диапазоне [6]. Однако до сих пор ни одна компания не приступила к поисковому бурению по причине различного рода рисков для средних и малых компаний: финансовых (большие затраты на бурение по сравнению с сушей), технических (отсутствие в регионе буровых платформ для шель-

Рис. 6. Схема выявленных и прогнозируемых зон нефтегазонакопления (с указанием возраста НГК) восточной части Северо-Кавказской НПК (в пределах Северо-Кавказского ФО)
Fig. 6. Scheme of identified and predicted oil and gas accumulation zones (labels show a play age) in the eastern part of North Caucasus Petroleum Province (within the North-Caucasus Federal District)



фового бурения). В дальнейшем при продолжении геолого-разведочных работ на шельфе Каспия, на взгляд авторов статьи, необходимо вмешательство государственных органов для предоставления компаниям каких-либо преференций или государству нужно взять инициативу на себя, пробурирав на определенных соглашениях с компаниями поисковую скважину на одном из перспективных участков-полигонов. Стоимость такой скважины может быть значительно ниже, чем длительная и затратная бурящаяся аварийная параметрическая скв. Чумпаловская-1 (Республика Кабардино-Балкария), а вероятность открытия крупных залежей УВ на шельфе значительно выше.

Заключение

Результаты выполненных в 2020–2022 гг. в Северо-Кавказском федеральном округе госбюджетных региональных геолого-разведочных работ на основе новых данных сейсморазведки и бурения

и 3D-бассейнового моделирования в совокупности с результатами ранее проведенных геолого-разведочных работ позволили: уточнить схемы тектонического и нефтегазогеологического районирования, а также строение и перспективы нефтегазоносности выявленных и перспективных зон нефтегазоаккумуляции и отдельных локальных объектов, верхнеюрских подсолевых отложений, клиноформных комплексов майкопской свиты и неогена; определить основные этапы тектонического развития и время формирования структурных элементов, контролирующих зоны нефтегазоаккумуляции; разработать рациональный комплекс ГИС и методики определения литологического состава, содержания ОВ и фильтрационно-емкостных свойств пород по данным ГИС и керна, слагающих малоизученные ранее на современном уровне НГК; определить приоритетные направления и дать рекомендации по первоочередным геолого-разведочным работам в Северо-Кавказском федеральном округе.

Литература

1. Козуб А.П., Немцов И.Н., Немцов Н.И. Перспективы нефтегазоносности глубокопогруженных горизонтов Терско-Каспийского прогиба // Современные проблемы геологии, геофизики и геоэкологии Северного Кавказа. Т. IX. – М. : ИИЕТ РАН, 2019. – С. 258–266.
2. Яндарбиев Н.Ш., Керимов И.А. Хадумская свита — потенциальный резерв восполнения углеводородной базы на юге России // Современные проблемы геологии, геофизики и геоэкологии Северного Кавказа. Т. IX. – М. : ИИЕТ РАН, 2019. – С. 351–372.
3. Фортунатова Н.К., Березий А.Е., Зорин А.Б., Фадеева Ю.Б. Критерии прогноза нефтегазоносности хадумских отложений Восточного Предкавказья // Современные проблемы геологии, геофизики и геоэкологии Северного Кавказа. Т. IX. – М. : ИИЕТ РАН, 2019. – С. 337–350.
4. Керимов И.А. Прогнозирование структурных особенностей глубокопогруженных горизонтов Терско-Каспийского прогиба по данным гравиразведки и сейсморазведки // Известия вузов. Нефть и газ. – 1990. – № 11. – С. 24–30.
5. Керимов И.А. Применение гравиразведки и сейсморазведки для поисков рифовых ловушек нефти и газа в юрских отложениях Терско-Каспийского прогиба // Труды Грозненского государственного нефтяного института им. акад. М.Д. Миллионщикова. – Вып. 2. – Грозный : ГГНИ, 2002. – С. 51–67.
6. Немцов Н.И., Гумаров Р.К., Капалин А.Б., Алиев Р.М. Новые объекты поисков углеводородов на российском шельфе Каспия (Республика Дагестан) // Геология нефти и газа. – 2011. – № 2. – С. 56–63.

References

1. Kozub A.P., Nemtsov I.N., Nemtsov N.I. Perspektivy neftegazonosnosti glubokopogruzhennykh gorizontov Tersko-Kaspiiskogo progiba [Prospects for oil and gas potential of deep-immersed horizons of the Terek-Caspian trough]. In: Sovremennye problemy geologii, geofiziki i geoekologii Severnogo Kavkaza. Vol. IX. Moscow: IJET RAN; 2019. pp. 258–266. In Russ.
2. Yandarbiev N.Sh., Kerimov I.A. Khadumskaya svita — potentsial'nyi rezerv vospolneniya uglevodorodnoi bazy na yuge Rossii [The Khadum Formation — a potential reserve for replenishing the hydrocarbon base in southern Russia]. In: Sovremennye problemy geologii, geofiziki i geoekologii Severnogo Kavkaza. Vol. IX. Moscow: IJET RAN; 2019. pp. 351–372. In Russ.
3. Fortunatova N.K., Berezii A.E., Zorin A.B., Fadeeva Yu.B. Kriterii prognoza neftegazonosnosti khadumskikh otlozhenii Vostochnogo Predkavkaz'ya [Criteria for predicting the oil and gas potential of the Khadum deposits of the Eastern Fore-Caucasus]. In: Sovremennye problemy geologii, geofiziki i geoekologii Severnogo Kavkaza. Vol. IX. Moscow: IJET RAN; 2019. pp. 337–350. In Russ.
4. Kerimov I.A. Prognozirovaniye strukturykh osobennostey glubokopogruzhennykh gorizontov Tersko-Kaspiiskogo progiba po dannym gravirazvedki i seismorazvedki [Prediction of structural features of deep-immersed horizons of the Terek-Caspian trough based on gravity and seismic data]. *Izvestiya VUZov. Neft' i gaz.* 1990;(11):24–30. In Russ.
5. Kerimov I.A. Primeneniye gravirazvedki i seismorazvedki dlya poiskov rifovykh lovushek nefi i gaza v yurskikh otlozheniyakh Tersko-Kaspiiskogo progiba [The use of gravity and seismic surveys for the search for oil and gas reef traps in the Jurassic deposits of the Terek-Caspian trough]. In: Trudy Groznenskogo gosudarstvennogo nefyanogo instituta im akad. M.D. Millionshchikova. Issue 2. Grozny: GGNI; 2002. pp. 51–67.
6. Nemtsov N.I., Gumarov R.K., Kapalin A.B., Aliev R.M. New objects of hydrocarbon exploration on the Russian shelf of Caspian region (Republic of Dagestan). *Geologiya nefi i gaza.* 2011;(2):56–63.

Информация об авторах

Немцов Николай Иванович

Кандидат геолого-минералогических наук,
заведующий сектором

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: ninemtsov@vnigni.ru

Березий Андрей Емельянович

Кандидат геолого-минералогических наук,
ведущий научный сотрудник

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: bereziyae@vnigni.ru

Гогоненков Георгий Николаевич

Доктор геолого-минералогических наук,
советник генерального директора

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: gogonenkov@vnigni.ru

Скворцов Михаил Борисович

Кандидат геолого-минералогических наук,
заведующий отделением

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: skvortsov@vnigni.ru

Титаренко Игорь Анатольевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
директор по геофизике

АО «Ниже-Волжский научно-исследовательский
институт геологии и геофизики»,
410012 Саратов, ул. Московская, д. 70
e-mail: titarenkoia@rusgeology.ru
ORCID ID: 0009-0006-0202-7647

Ступакова Антонина Васильевна

Доктор геолого-минералогических наук,
заведующая кафедрой

МГУ имени М.В. Ломоносова,
119234 Москва, Ленинские горы, д. 1
e-mail: a.stoupakova@oilmsu.ru
Scopus ID: 25637993500

Алисолтанов Алибек Магомедмурадович

Исполнительный директор

АО «ЦГЭ»,
123298 Москва, ул. Народного Ополчения, д. 38, корп. 3
e-mail: alisoltanovam@cge.ru

Гейдеко Татьяна Владимировна

Эксперт

АО «ЦГЭ»,
123298 Москва, ул. Народного Ополчения, д. 38, корп. 3
e-mail: geidekotv@cge.ru

Information about authors

Nikolai I. Nemtsov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Section

All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: ninemtsov@vnigni.ru

Andrei E. Berezii

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Leading Researcher

All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: bereziyae@vnigni.ru

Georgii N. Gogonenkov

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Advisor to Director General

All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: gogonenkov@vnigni.ru

Mikhail B. Svortsov

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Division

All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: skvortsov@vnigni.ru

Igor' A. Titarenko

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Geophysics Director

Nizhne-Volzhsky
Geological-Geophysical Research Institute,
70, Moskovskaya, Saratov, 410012, Russia
e-mail: titarenkoia@rusgeology.ru
ORCID ID: 0009-0006-0202-7647

Antonina V. Stupakova

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Department

Moscow State University,
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russia
e-mail: a.stoupakova@oilmsu.ru
Scopus ID: 25637993500

Alibek A. Alisoltanov

Executive Director

Tsentrал'naya geofizicheskaya ekspeditsiya,
Bld. 3, 38, ul. Narodnogog Opolcheniya, Moscow, 123298, Russia
e-mail: alisoltanovam@cge.ru

Tat'yana V. Geideko

Expert

Tsentrал'naya geofizicheskaya ekspeditsiya,
Bld. 3, 38, ul. Narodnogog Opolcheniya, Moscow, 123298, Russia
e-mail: geidekotv@cge.ru

Дьяконова Татьяна Федоровна

Доктор геолого-минералогических наук,
ведущий научный сотрудник

МГУ имени М.В. Ломоносова,
119234 Москва, Ленинские горы, д. 1
e-mail: dyakonovatf@yandex.ru

Мордасова Алина Владимировна

Кандидат геолого-минералогических наук,
научный сотрудник

МГУ имени М.В. Ломоносова,
119234 Москва, Ленинские горы, д. 1
e-mail: a.mordasova@oilmsu.ru
Scopus ID: 57189495329
ORCID ID: 0000-0003-2472-3652

Сауткин Роман Сергеевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
старший научный сотрудник

МГУ имени М.В. Ломоносова,
119234 Москва, Ленинские горы, д. 1
e-mail: a.mordasova@oilmsu.ru
Scopus ID: 55843759400
ORCID ID: 0000-0001-5503-9680

Меркулова Наталья Михайловна

Кандидат геолого-минералогических наук,
заведующая отделом

АО «Нижне-Волжский
научно-исследовательский институт геологии и геофизики»,
410012 Саратов, ул. Московская, д. 70
e-mail: merkulovanm@rusgeology.ru
ORCID ID: 0009-0002-4333-2040

Tat'yana F. D'yakonova

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Leading Researcher

Moscow State University,
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russia
e-mail: dyakonovatf@yandex.ru

Alina V. Mordasova

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Researcher

Moscow State University,
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russia
e-mail: a.mordasova@oilmsu.ru
Scopus ID: 57189495329
ORCID ID: 0000-0003-2472-3652

Roman S. Sautkin

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Senior Researcher

Moscow State University,
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russia
e-mail: a.mordasova@oilmsu.ru
Scopus ID: 55843759400
ORCID ID: 0000-0001-5503-9680

Natal'ya M. Merkulova

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Department

Nizhne-Volzhsy
Geological-Geophysical Research Institute,
70, Moskovskaya, Saratov, 410012, Russia
e-mail: merkulovanm@rusgeology.ru
ORCID ID: 0009-0002-4333-2040