

УДК 553.98(262.81)

DOI: <http://doi.org/10.17721/1728-2713.92.12>

С. Алиева, канд. геол.-минералог. наук, доц.,

E-mail: suaza@mail.ru;

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,
пр. Азадлыг, 34, Баку, Азербайджан

МЕТОДЫ ПРОГНОЗА ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГЛУБОКО ПОГРУЖЕННЫХ ПЕРСПЕКТИВНО-НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

*(Представлено членом редакційної колегії д-ром геол. наук, проф. В.А. Михайловим)**Настоящие исследования ставили своей задачей выяснение потенциальной нефтегазоносности глубокопогруженных и не изученных бурением отложений нижнего миоцена – палеогена в пределах Южно-Каспийской впадины (ЮКВ).**С этой целью была произведена прогнозная оценка формационной характеристики глубокопогруженных образований нижнего миоцена – палеогена западной бортовой зоны Южно-Каспийской мегавпадины (в основном Нижнекуринской нефтегазоносной области) в связи с перспективами нефтегазоносности. Помимо этого, были использованы результаты исследований выбросов грязевых вулканов, расположенных в рассматриваемой зоне (Нижнекуринской впадины и сопредельные зоны шельфа Южного Каспия).**В результате изучения данных бурения в сопредельных районах Кобыстан-Шемахинского, Предтапышского и Евлах-Агдабединского прогибов были получены данные о формационной характеристике, слагающих эту зону нижнемиоцен-палеогеновых отложений.**К наиболее перспективным площадям для проведения предварительного этапа поисковых работ на нефть и газ (на нижне-миоцен-палеогеновый комплекс) западного борта ЮКВ, по совокупности литолого-фациальных и тектонических критериев нефтегазоносности можно отнести следующие площади: Дуванный, Кянизадаг, Сангачал-Хара Зыря, Котурдаг, Дашгиль, Хамамдаг, Агзыбир, Кюрсангя.**Ключевые слова: нижний миоцен, Евлах-Агдабединский прогиб, формационная характеристика, Дуванный, Кянизадаг, Сангачал-Хара Зыря, Котурдаг, Дашгиль, Хамамдаг, Агзыбир, Кюрсангя.*

Постановка проблемы. Для прогноза нефтегазоносности глубокопогруженных и не изученных бурением отложений в крупных перспективно-нефтегазоносных регионах необходимы, кроме данных о строении таких отложений, которые могут быть получены геофизическими методами исследований, также и прогнозные данные о литолого-фациальной характеристике этих отложений. Такие прогнозные данные могут быть получены путём сравнительного анализа исследуемого региона с регионом, сходным по геологическому строению и развитию, где эти отложения уже изучены бурением и доказана их промышленная нефтегазоносность (Алиева и др., 2014).

Существенную помощь в деле исследования литолого-формационной характеристики глубокопогруженных перспективно-нефтегазоносных отложений могут оказать сейсмостратиграфические исследования временных разрезов, однако лишь в том случае, если исходный сейсмический материал имеет высокое качество, что весьма редко наблюдается в регионах со сложным геологическим строением.

По ряду крупных и весьма слабо изученных регионов, как например, Центрально-Южно-Каспийская перспективно-нефтегазоносная область (ПНО), интересные данные о предполагаемых мощностях крупных стратиграфических образований были получены по результатам анализа палеоструктурных построений, основанных на данных глубинного сейсмозондирования этого региона (Керимов и др., n.d.).

В работе (Алиева и др., 2014) нами была проведена прогнозная оценка формационной характеристики глубокопогруженных образований нижнего миоцена – палеогена западной бортовой зоны Южно-Каспийской мегавпадины (в основном, Нижнекуринской нефтегазоносной области (НГО)) в связи с перспективами нефтегазоносности.

Анализ последних исследований и публикаций. Существует множество научных работ, посвященных особенностям геологического строения майкопской серии в пределах нефтегазоносных районов Азербайджана и в сопредельных районах Восточного и Западного Предкавказья (Авербух и Альшейбани, 1993; Авербух, 1993; Баженова и др. 2002; Выжва и др., 2017; Guliyev et al., 2001; Михайлов и Загнитко, 2017; Михайлов, 2018 и др.).

Осадочный комплекс на территории Азербайджана сложен рядом стратиграфических комплексов, которые представлены глинистыми плотными, плохо проницаемыми породами. К одному из таких комплексов относятся породы майкопской серии, считающиеся нефтематеринскими для вышележащей продуктивной толщи Азербайджана. Литологически отложения майкопа представлены толщей темно-серых, бурых, зачастую сланцевых, некарбонатных глин, слабо фаунистически охарактеризованных (Эфендиева и Гулиев, 2013).

Отложения нижнего миоцена – палеогена, как в пределах нефтегазоносных районов Азербайджана, так и в сопредельных районах Восточного и Западного Предкавказья, известны в качестве регионально-нефтегазоносного комплекса, с которым связаны значительные местоскопления УВ (Мурадханлы, Зардоб, Тарсдалляр, Гедакбоз, Нафталан, Умбаки, Сианская моноклинали и др. – в Азербайджане; Ачи-су, Избербаш, Инче-море, Берикей, Дузлак, Хошмензил, Шамхал-Булак и др. – в Дагестане; Абинское, Украинское, Азовское, Новодмитриевское, Хадыженское и др. – в Западном Предкавказье) (Керимов и Авербух, 1982).

Олигоцен-миоценовая майкопская серия широко распространена, также во всех регионах южного обрамления Восточноевропейской платформы, в том числе в пределах Черноморско-Крымского палеобассейна, где, как считается, она имеет важное газонефтегенерирующее значение. В литологической структуре майкопской серии преобладают глинистые разности с прослоями алевролитов и песчаников (Михайлов, 2017; Петриченко, 2000, 2001).

По мнению исследователей установлено, что в Южно-Каспийском бассейне отложения палеоген-миоценового комплекса (мощностью 2,5–5 км) на глубине до 0,2 км прошли стадию диагенеза; на глубине 0,2–1,8 км – протокатагенеза (ПК1 – ПК3); 1,8–2,7 км – мезокатагенеза (МК1); 7–6,1 км – МК2; 4–7,6 км – МК3; 5,3–9 км – МК4 – АК2; 10,4–11 км – АК3 (Керимов и др., n.d.). Современное состояние комплекса в зависимости от глубины его залегания и геотемпературных условий характеризуется генерацией нефти, конденсата, жирного газа и частично позднекатагенетического метана, т.е. продуцированием

всех видов и фаз УВ. Считается, что мезозойский комплекс (мощность 4,5–11 км, температура кровли-подошвы 167–424 °С) является генератором, главным образом, высокотемпературного метана, CO₂ и азота; палеоген-миоценовый (2,5–5,0 км, 76–237 °С) – нефти, жирного газа, конденсата и частично позднекатагенетического метана; плиоцен-антропогеновый – раннекатагенетического метана и относительно небольших объемов нефти ранней генерации (Михайлов, 2018).

Выделение нерешенных ранее частей общей проблемы. В пределах западной бортовой зоны Южно-Каспийской мегавпадины (Южно-Каспийская нефтегазоносная провинция (НГП)), охватывающей Гобустан-Апшеронскую и Нижнекуринскую НГО, где в настоящее время основным эксплуатационным нефтегазоносным комплексом являются отложения продуктивной толщи (ПТ), отложения нижнего миоцена – палеогена залегают на значительных глубинах (от 4000 до 7000 м) и поэтому сейчас не рассматриваются в качестве первоочередного объекта для поисковых работ на нефть и газ. Однако неизбежное истощение ресурсов в отложениях ПТ в этом регионе рано или поздно приведет к необходимости поисков УВ в глубокопогруженных и сложнопогруженных образованиях миоцена – палеогена для поддержания добычи углеводородного сырья в этом регионе.

Формулировка целей статьи. Исходя из всего вышеизложенного, уже сейчас необходимы исследования по выяснению основных критериев нефтегазоносности глубокопогруженного нижнемиоцен-палеогенового комплекса отложений в пределах западной бортовой зоны ЮКВ – одной из крупнейших зон нефтегазообразования и нефтегазонакопления для обоснования перспективных направлений поисков УВ в этом регионе.

Высокие оценки перспектив нефтегазоносности миоцен-палеогеновых отложений даны во многих работах (Гулиев и др. 2003, 2005; Дадашев, 2003). Однако поисково-разведочные работы на западном борту ЮКВ привели к открытию только одного нефтяного месторождения Умбаки, расположенного в Шемаха-Кобыстанском нефтегазоносном районе. Небольшие залежи известны и на Апшеронском полуострове (Полетаев, 2010). Кроме того, были использованы результаты исследований выбросов грязевых вулканов, расположенных в Западной бортовой зоне Южно-Каспийской впадины (Калмас, Кюрсангя, Малый Харами, Хамамдаг, Агзыбир, Бяндован, Ахтарма-Пашалы, Мишовдаг, Большой Кянизадаг, Дашгиль, Утальги, Чеилдаг, Котурдаг, о. Дуванный, Алятской гряды и др.) (Салаев и др., 1987).

Системная обработка всех вышеизложенных материалов с учетом других данных по исследуемому региону позволила в определенной степени установить литолого-фациальную и формационную характеристики нижнемиоцен-палеогеновых образований исследуемого региона (Hudson et al., 2008).

Изложение основного материала. В целом литолого-фациальная характеристика нижнепалеогеновых образований южной части исследуемого региона (ЮВ часть Нижнекуринской впадины и сопредельные зоны шельфа Южного Каспия) представляется следующим образом: в результате размыва вулканогенных образований Мугано-Приталышской зоны, а также интенсивной вулканической деятельности Талышских вулканов, аккумуляровался значительный кластогенный и туфовый материал, который компенсировался интенсивным прогибанием прибреговой зоны впадины, где и накапливались туфогенно-терригенные образования (туфы, туфопесчаники, туфоконгломераты, песчаники и глины) мощностью от 200 до 800 м. В направлении к осевой части современной Нижнекуринской впадины отмечается уменьшение объема грубозернистых

осадков за счёт увеличения объема тонкозернистых песчаников, туфопесчаников и алевролитов: здесь преобладают глинистые и карбонатные образования (мергели, известняки), а мощность осадочных образований в результате интенсивного прогибания осевой зоны впадины составляет, по данным геофизических исследований, от 800–1000 до 1200 м (рис. 1).

В пределах северо-восточной части западной бортовой зоны в рассматриваемое время накапливались в целом более тонкозернистые фракции кластогенных образований (в основном глины, алевролиты, тонкозернистые песчаники), сносимые, по всей вероятности, из районов размыва в Северном Кобыстане и с Диббарского поднятия, а также в подчинённом количестве осаждался туфовый материал. По всей вероятности, он переносился аэральным путем из Талыша в бассейн осадконакопления Джейранкечмезской депрессии и прилегающих районов шельфа современного Каспия (Авербух и Альшейбани, 1990). Вышеуказанная зона в нижнепалеогеновое время испытала довольно интенсивное прогибание, которое лишь частично компенсировалось материалом сноса. Дополнительным источником материала осадконакопления служили карбонатные (хемогенные либо биогенные) осадки – мергели, известняки и доломиты, которые, судя по выбросам грязевых вулканов, имели в этом районе широкое распространение (см. рис. 1). Общая мощность накопившихся здесь осадков составила 2000–2500 м.

Переход к верхнепалеогеновому (нижнемайкопскому) времени характеризуется в южной части исследуемой зоны некоторым уменьшением площади Мугано-Предталышской суши, служившей источником питания кластогенного материала бассейна осадконакопления в этой зоне. Кроме того, к этому времени значительно уменьшилась вулканическая активность Талыша. Всё это в совокупности с некоторым замедлением прогибания осевой зоны впадины привело, как к изменению характера осадконакопления на данной территории, так и к резкому уменьшению до 500–1000 м мощности накапливаемых осадков, тогда как в юго-западной части зоны в разрезе отмечались ещё прослои туфового материала, чередующиеся с глинами, тонкозернистыми песчаниками и алевролитами, в осевой части этой зоны накапливались в основном карбонатные осадки (доломиты, известняки, сидериты), а также глины, что подтверждается данными выбросов грязевых вулканов Кюрсангя, Агзыбир, Ахтарма-Пашалы и поэтому резко отличается от установленных бурением литофациальных характеристик верхнего палеогена как для районов Предталышья, так и центрального и ЮЗ Кобыстана.

В районе Джейранкечмезской депрессии за майкопское время, по данным выбросов грязевых вулканов Большой Кянизадаг, Дашгиль, Утальги, Чеилдаг, Котурдаг и анализа данных бурения в сопредельных районах Гобустана и зоны Алятской гряды, можно предполагать, что здесь, наряду с мощными глинистыми толщами с маломощными прослоями песков, песчаников и алевролитов, имели место также накопления карбонатных осадков (известняки, доломиты). Общая мощность накопившихся здесь осадков за майкопское время составляет около 1000 м (рис. 2).

Как видно из приведенных построений (см. рис. 1, 2), толща палеоген-миоценовых отложений наибольшей мощности до 3–3,5 км (на общем фоне 1,0–1,5 км) достигает в пределах Джейранкечмезской депрессии и в осевой зоне Нижнекуринской впадины.

Тектонические движения в исследуемой области в палеогене-миоцене, как в отношении предшествующего мезозоя, так и последующего плиоцен-антропогенового времени, носят в основном инверсионный характер.

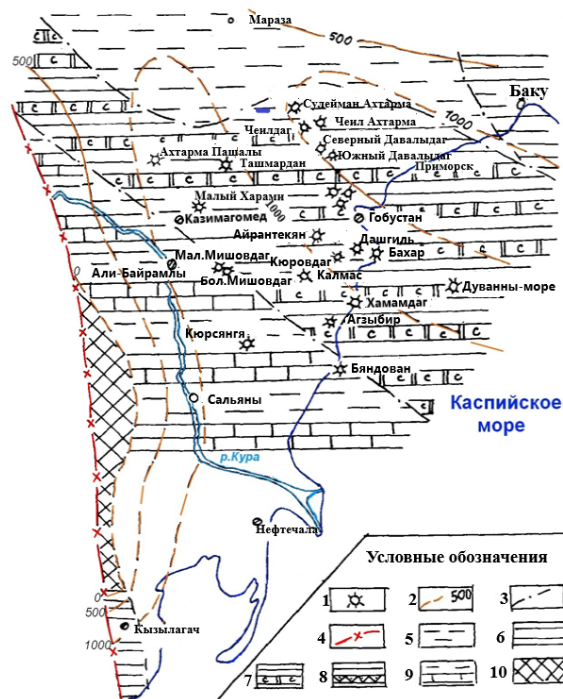


Рис. 1. Западная бортовая зона Южно-Каспийской впадины.

Схематическая карта литофаций и мощностей нижнепалеогеновых образований.

Условные обозначения: 1 – грязевые вулканы, в выбросах которых обнаружены породы нижнего палеогена;

2 – линии равных толщин нижнепалеогеновых, образований; 3 – границы литофациальных зон;

4 – Западно-Каспийский глубинный разлом; 5 – глины; 6 – глины с отдельными пластами песчаника и мергелей;

7 – чередование глин, алевролитов, туфопесчаников, доломитов и мергелей; 8 – чередование глин, мергелей, песчаников;

9 – чередование глин, туфопесчаников, туфопелитов, туфоконгломератов; 10 – зона отсутствия нижнепалеогеновых образований



Рис. 2. Западная бортовая зона Южно-Каспийской впадины.

Схематическая карта литофаций и мощностей олигоцен-нижнемиоценовых образований.

Условные обозначения: 1 – грязевые вулканы, в выбросах которых обнаружены породы олигоцена–нижнего миоцена;

2 – линии равных толщин олигоцен-нижнемиоценовых образований; 3 – границы литофациальных зон;

4 – Западно-Каспийский глубинный разлом; 5 – глины; 6 – чередование глин, мергелей;

7 – чередование глин с отдельными пластами доломита и сидерита; 8 – чередование глин с туфобрекчиями;

9 – чередование глин и известняков; 10 – зона отсутствия олигоцен-миоценовых образований

Выводы. Таким образом, в палеогене и миоцене прогибание испытывают те участки ЮКВ, которые в мезозое характеризовались воздыманием. Участкам же, погружавшимся в плиоцене и антропогене, в палеогене – нижнем неогене соответствуют зоны воздыманий (Агабеков и др., 1992; Керимов и Авербух, 1982). Зонам с наибольшими мощностями палеогена и миоцена, как правило, соответствуют зоны с минимальными мощностями плиоцена-антропогена. Так, в зоне перехода от западного борта к современному шельфу Южнокаспийской впадины, в Коргалинском синклинии по плиоцену, мощности палеогена-миоцена составляют порядка 2200 м, тогда как мощность плиоцена-антропогена – 6700–7200 м.

Подводя итоги по формационному анализу миоцен-палеогеновых отложений западной бортовой зоны ЮКВ можно отметить, что нижняя часть этих отложений (нижнепалеогеновые образования) характеризуется терригенно-карбонатным формационным типом разреза, причем в южном направлении в этом разрезе, по всей вероятности, будет увеличиваться доля туфогенного материала (туфопесчаники, туффиты, туфоконгломераты), а в северо-восточном направлении – роль карбонатных пород (мергели, доломиты) и песчано-алевритовых разностей.

Общее нарастание мощности вышеуказанных отложений происходит также в северо-восточном направлении (от нулевых значений на СВ борту Талыш-Вандамского гравитационного максимума до 2500 м – в пределах Джейранкечмезской депрессии). Верхняя часть исследуемых образований (олигоцен-нижнемиоценовый комплекс пород) сложена в пределах западной зоны ЮКВ, в основном, в глинистой формации, причем в восточном направлении – в сторону центральной части ЮКВ отмечается появление в разрезе маломощных пластов известняков, мергелей и сидерита. Мощность вышеуказанных отложений в СВ направлении увеличивается от 500 до 1000 м (см. рис. 2).

Рассмотренные выше прогнозные оценки литофациальных и формационных особенностей нижнемиоцен-палеогеновых образований западного борта ЮКВ позволяют дать прогноз литолого-формационного критерия нефтегазоносности в рассматриваемой зоне. Как показали данные изучения физических параметров пород в выбросах грязевых вулканов ЮВ Кобыстана и Нижнекуринской впадины (Алиев, 2008), наиболее благоприятными для скопления УВ в разрезе палеогена здесь являются гранулярные и карбонатные коллекторы порово-трещинных и трещинно-поровых типов III–V классов. Эти породы также характеризуются удовлетворительными фильтрационными свойствами, и зона распространения вышеуказанных коллекторов охватывает большую часть исследуемой территории. Отмечается увеличение мощности коллекторов и улучшение их петрофизических свойств в южном и ЮВ направлениях (Салаев и др., 1987).

По совокупности литолого-фациальных и тектонических критериев нефтегазоносности к наиболее перспективным площадям для проведения предварительного этапа поисковых работ на нефть и газ (на нижнемиоцен-палеогеновый комплекс западного борта ЮКВ) можно отнести площади Дуванный, Кянизадаг, Сангачал-Хара Зыря, Котурдаг, Дашгиль, Хамамдаг, Агзыбир, Кюрса-ня. Здесь в первую очередь необходимо провести поисковые сейсморазведочные работы для уточнения тектонического строения исследуемых отложений и определения наиболее благоприятных мест заложения параметрических скважин.

Список использованных источников

- Авербух, Б.М. (1993). Формационная характеристика глубокопогруженных образований нижнего миоцена-палеогена западной бортовой зоны Южно-Каспийской впадины в связи с перспективами нефтегазоносности. *Нефть и газ*, 4.
- Авербух, Б.М., Альшейбани, М.Я. (1993). Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности плиоцен-миоцена Шихияк-Анартской площади Джейранкечмезской депрессии (по новым геолого-геофизическим данным). *Азербайджанское нефтяное хозяйство*, 7, 8.
- Агабеков, М.Г., Салаев, С.Г., Авербух, Б.М., Аллахвердиев, Р.А. Мошашвили, А.Б. (1992). Структурно-фациальные особенности эоценовых отложений депрессионных зон Азербайджана. Баку: "Элм".
- Алиев, Ад.А. (2008). Эволюция представлений о грязевом вулканизме Южно-Каспийской впадины. *Труды Института геологии НАНА*, 37.
- Алиева, С.А., Авербух, Б.М., Серикова, У.С., Мустаев, Р.Н. (2014). Геология и нефтегазоносность Каспийской впадины. Москва: "Научно-издательский центр" ИНФРА-М.
- Баженова, О.К., Фадеева, Н.П., Сен-Жермес, М.Л., Арефьев, О.А., Боден, Ф. (2002). Биомаркеры органического вещества и нефти майкопской серии Кавказско-Скифского региона. *Геохимия*, 9, 993-1008.
- Вывка, С., Михайлов, В., Онищук, И. (2017). Петрофизические особенности пород майкопской серии Крымско-Черноморского региона. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 79 (4), 12–20.
- Гулиев, И.С., Алиева, Э.Г., Гусейнов, Д.А., Кадиров, Ф.А., Мамедов, П.З., Фейзуллаев, А.А. (2005). Углеводородные системы неравновесных бассейнов: возможности совершенствования поисков залежей нефти и газа. *Известия НАН, Науки о Земле*, 2, 3–23.
- Гулиев, И.С., Левин, Л.Е., Федоров, Д.Л. (2003). Углеводородный потенциал Каспийского региона. Баку: Изд-во Nafta-Press.
- Дадашев, Ф.Г. (1963). Углеводородные газы грязевых вулканов Азербайджана. Баку: АЗЕРНЕШР.
- Дадашев, Ф.Г., Мамедова, П.А., Полетаев, А.В. (2003). Зональное распределение грязевых вулканов в нефтегазоносных областях. *Геология нефти и газа*, 1.
- Керимов, В.Ю., Авербух, Б.М. (1982). Перспективы поисков стратиграфических и литологических залежей нефти и газа в палеоген-миоценовых отложениях Азербайджана. Баку: "Элм".
- Керимов, В.Ю., Рачинский, М.З., Колушкина, О.В. (n.d.) Условия нефтегазообразования в Южно-Каспийском бассейне. Получено с <http://article.gubkin.ru/ru/file/977>
- Михайлов, В. (2017). Сопоставительная характеристика майкопской серии Каспийско-Черноморского региона. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 77 (2), 59–71.
- Михайлов, В. (2018). Нефтегазогенерационный потенциал майкопской серии. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 80 (1), 53–62.
- Михайлов, В., Загитко, В. (2017). Геохимические особенности майкопской серии Крымско-Черноморского региона. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 78 (3), 60–70.
- Петриченко, Ю.А. (2000). Геохимическая характеристика органического вещества майкопской серии Керченско-Таманского прогиба. *Вестник МГУ. Сер. 4. Геология*, 6, 64–66.
- Петриченко, Ю.А. (2001). Нефтематеринский потенциал отложений майкопской серии Индоло-Кубанского прогиба: автореф. дис. ... канд. геол.-минералог. наук. Москва.
- Полетаев, А.В. (2010). Изотопный состав углеводородных газов Южно-Каспийской впадины. Получено с Access mode: <http://seismology.az/journal/adminka/filemanager/files/customfiles/articles/2008/2007-2010/2010-17.pdf>.
- Салаев, С.Г., Авербух, Б.М., Мамедов, С.М., Чиковани, Э.В., Гаджиев, З.Р. (1984). Научные основы поисков новых нефтегазовых залежей в эоценовых отложениях депрессионных зон Азербайджана. *Тезисы доклада науч. конф., посвященной 110-летию со дня рождения И.М. Губкина*. Баку, Институт Геологии АН Азерб. ССР.
- Салаев, С.Г., Авербух, Б.М., Чиковани, Э.В. (1987). Классификация выявленных и прогнозируемых ловушек нефти и газа в палеогеновых отложениях Западного Азербайджана. *Доклады АН Азерб. ССР*, XLIII, 11.
- Эфендиева, М.А., Гулиев, И.С. (2013). Майкопская серия как один из нетрадиционных источников углеводородов Азербайджана. *Тр. VII Всеросс. Литологического совещания "Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории"*, 28-31 октября 2013 г., Новосибирск.
- Guliyev, I.S., Tagiyev, M.F., Feyzullayev, A.A. (2001). Geochemical characteristics of organic matter from Maikop rocks of eastern Azerbaijan. *Lithology and Mineral Resources*, 36, 3, 280–285.
- Hudson, S.M., Johnson, C.L., Rowe, H.D., Efendiyeva, M.A. Feyzullayev, A.A., Aliyev, C.S. (2008). Stratigraphy and geochemical characterization of the Oligocene-Miocene Maikop Series: implications for the paleogeography of Eastern Azerbaijan, *Tectonophysics*, 451, 1-4, 40–55.

References

- Agabekov, M.G., Salaev, S.G., Averbukh, B.M., Allahverdiev, R.A. Moshashvili, A.B. (1992). Structural and facial features of the Eocene deposits of the depressed zones of Azerbaijan. Baku: "Elm". [in Russian]
- Aliyev, Ad.A. (2008). The evolution of ideas about the mud volcanism of the South Caspian Basin. *Proceedings of the Institute of Geology of ANAS*, 37. [in Russian]

Aliyeva, S.A., Averbukh, B.M., Serikova, U.S., Mustaev, R.N. (2014). Geology and oil and gas potential of the Caspian basin. Moscow: "Scientific Publishing Center" INFRA-M. [in Russian]

Averbukh, B.M. (1993). Formation characteristic of deeply submerged formations of the Lower Miocene-Paleogene of the western side zone of the South Caspian basin in connection with the prospects of oil and gas. *Oil and Gas*, 4. [in Russian]

Averbukh, B.M., Alsheybani, M.Ya. (1993). Features of the geological structure and oil and gas prospects of the Pliocene-Miocene of the Shikhikaya-Anart Square of the Jeyrankechmez Depression (according to new geological and geophysical data). *Azerbaijan Oil Industry*, 7, 8. [in Russian]

Bazhenova, O.K., Fadeeva, N.P., Saint-Germes, M.L., Arefiev, O.A., Boden, F. (2002). Biomarkers of organic matter and oils of the Maikop series of the Caucasus-Scythian region. *Geochemistry*, 9, 993–1008. [in Russian]

Dadashev, F.G. (1963). Hydrocarbon gases of mud volcanoes of Azerbaijan Baku: AZERNESH. [in Russian]

Dadashev, F.G., Mamedova, P.A. Poletaev, A.V. (2003). Zonal distribution of mud volcanoes in oil and gas areas. *Geology of oil and gas*, 1. [in Russian]

Efendieva, M.A., Guliev, I.S. (2013). Maykop series as one of the unconventional sources of hydrocarbons in Azerbaijan. *Proceedings of VII All-Russian Lithological meeting "Sedimentary basins, sedimentation and post-sedimentation processes in geological history"*, October 28–31, 2013. [in Russian]

Guliev, I.S., Alieva, E.G., Huseynov, D.A., Kadirov, F.A., Mamedov, P.Z. Feyzullaev, A.A. (2005). Hydrocarbon systems of nonequilibrium pools: possibilities for improving the search for oil and gas deposits. *Proceedings of NAS, Earth Sciences*, 2, 3–23.

Guliev, I.S., Levin, L.E., Fedorov, D.L. (2003). Hydrocarbon potential of the Caspian region. Baku: Publishing house, Nafta-Pres. [in Russian]

Guliyev, I.S., Tagiyev, M.F., Feyzullaev, A.A. (2001). Geochemical characteristics of organic matter from Maikop rocks of eastern Azerbaijan. *Lithology and Mineral Resources*, 36, 3, 280–285. [in Russian]

Hudson, S.M., Johnson, C.L., Rowe, H.D., Efendiyeva, M.A. Feyzullaev, C.S., Aliyev, C.S. (2008). Stratigraphy and geochemical characterization of the Oligocene-Miocene Maikop Series: implications for the paleogeography of Eastern Azerbaijan. *Tectonophysics*, 451, 1–4, 40–55.

Kerimov, V.Yu., Averbukh, B.M. (1982). Prospects for the search for stratigraphic and lithological deposits of oil and gas in the Paleogene-Miocene deposits of Azerbaijan. Baku: "Elm". [in Russian]

Kerimov, V.Yu., Rachinsky, M.Z., Kolushkina, O.V. (n.d.). Oil and gas formation conditions in the South Caspian basin. Retrieved from <http://article.gubkin.ru/file/977> [in Russian]

Mikhailov, V. (2017). Comparative characteristic of the Maykop series of the Caspian-Black Sea region. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 77 (2), 59–71. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.77.07> [in Russian]

Mikhailov, V. (2018). Oil and gas generation potential of the Maykop series. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 80 (1), 53–62. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.80.07> [in Russian]

Mikhailov, V., Zagnitko, V. (2017). Geochemical features of the Maykop series of the Crimean-Black Sea region. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 78 (3), 60–70. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.78.08> [in Russian]

Petrichenko, Yu.A. (2000). Geochemical characteristics of organic matter of the Maykop series of the Kerch-Taman trough. *Bulletin of Moscow State University. Ser. 4. Geology*, 6, 64–66. [in Russian]

Petrichenko, Yu.A. (2001). The oil potential of deposits of the Maykop series of the Indolo-Kuban trough. *Extended abstract of Candidate's thesis (Geol.-Min.)*. M. [in Russian]

Poletayev, A.V. (2010). Isotopic composition of hydrocarbon gases of the South Caspian Basin. Retrieved from http://seismology.az/journal/adminka/filemanager/files/custom_files/articles/2008/2007/2010/2010-17.pdf [in Russian]

Salaev, S.G., Averbukh, B.M., Chikovani, E.V. (1987). Classification of identified and predicted oil and gas traps in Paleogene sediments of Western Azerbaijan. Reports of the Academy of Sciences of Azerbaijan, XLIII, 11. [in Russian]

Salaev, S.G., Averbukh, B.M., Mamedov, S.M., Chikovani, E.V., Gadzhiev, Z.R. (1984). Scientific basis for the search for new oil and gas deposits in the Eocene deposits of the depressed zones of Azerbaijan. *Abstracts of a scientific conference dedicated to the 110th anniversary of I.M. Gubkin*. Baku, Institute of Geology, Azerbaijan Academy of Sciences. [in Russian]

Vyzhva, S., Mikhailov, V., Onishchuk, I. (2017). Petrophysical features of the rocks of the Maykop series of the Crimean-Black Sea region. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 79 (4), 12–20. <http://doi.org/10.17721/1728-2713.79.02> [in Russian]

Надійшла до редколегії 01.09.2020

S. Aliyeva, PhD (Geol.-Min.), Associate prof.,
E-mail: suaza@mail.ru;
Azerbaijan State of Oil and Industry University,
34 Azadlig Ave., Baku, Azerbaijan

METHODS FOR PREDICTING THE LITHOLOGICAL AND FACIES CHARACTERIZATION OF DEEPLY SUBMERGED PROSPECTIVE OIL AND GAS DEPOSITS

These studies aimed at clarifying the formation characteristics of the Lower Miocene - the Paleogene of the region under consideration, in connection with the prospects of oil and gas potential.

For this purpose, a predictive assessment was made of the formation characteristics of the deeply submerged formations of the Lower Miocene - the Paleogene of the western side zone of the South Caspian megavalley (mainly the Nizhnekurinsky oil and gas region (NGO)) in connection with the prospects of oil and gas potential.

In addition, we used the results of studies of emissions of mud volcanoes located in the considered zone (the Nizhnekurinsky Depression and adjacent zones of the South Caspian shelf).

As a result of the study of drilling data in the adjacent areas of the Kobystan-Shemakha, Pre-Talysh and Yevlakh-Agdzhabedy troughs, data were obtained on the formation characteristics of the Lower Miocene-Paleogene deposits composing this zone. To the most promising areas for the preliminary stage of exploration for oil and gas (at the Lower-Miocene-Paleogene complex) of the western side of the Southeast, on the totality of lithologic-facial and tectonic criteria of oil and gas content, it is possible to attribute Duvanny, Kyanizadag, Sangachal-Khara Zyrya, Koturdag, Dashgil, Hamamdag, Agzibir, Kursangya areas.

Keywords: Lower Miocene, Yevlakh-Agdzhabedy Trough, formation characteristic, Duvanny, Kanizadag, Sangachal-Khara Zyrya, Koturdag, Dashgil, Hamamdag, Agzibir, Kursangya.

C. Алиева, канд. геол.-минералог. наук, доц.,
E-mail: suaza@mail.ru;
Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,
пр. Азатлиг, 34, м. Баку, Азербайджан

МЕТОДИ ПРОГНОЗУ ЛІТОЛОГО-ФАЦІАЛЬНОЇ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГЛИБОКО ЗАНУРЕНИХ ПЕРСПЕКТИВНИХ НАФТОГАЗОНОСНИХ ПОКЛАДІВ

Наведені дослідження ставили своїм завданням з'ясування потенційної нафтогазоносності глибоко занурених і не вивчених бурінням покладів нижнього міоцену – палеогену в межах Південно-Каспійської западини.

З цією метою було проведено прогнозну оцінку формаційної характеристики глибоко занурених утворень нижнього міоцену – палеогену західної бортової зони Південно-Каспійської мегазападини (в основному Нижньокуринської нафтогазоносної області) у зв'язку з перспективами нафтогазоносності. Крім цього, було використано результати досліджень викидів грязьових вулканів, розташованих у зоні досліджень (Нижньокуринської западини і суміжних зон шельфу Південного Каспію).

За результатами даних буріння в суміжних районах Кобистано-Шемахинського, Предталицького й Євлах-Агджабединського прогинів, були отримані дані про формаційну характеристику нижньоміоцен-палеогенових відкладів, які становлять цю зону.

До найбільш перспективних площ для проведення попереднього етапу пошукових робіт на нафту і газ (на нижньоміоцен-палеогеновий комплекс) західного борту Південно-Каспійської западини, за сукупністю літолого-фаціальних і тектонічних критеріїв нафтогазоносності можна віднести такі площі: Дуванний, Кянїзадаг, Сангачал-Хара Зиря, Котурдаг, Дашгіль, Хаммадаг, Агзібір, Курсангя.

Ключові слова: нижній міоцен, Євлах-Агджабединський прогин, формаційна характеристика, Дуванний, Кянїзадаг, Сангачал-Хара Зиря, Котурдаг, Дашгіль, Хаммадаг, Агзібір, Курсангя.