

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ

УДК 550.34.06.013.3

DOI: [10.46698/VNC.2022.12.99.005](https://doi.org/10.46698/VNC.2022.12.99.005)

Оригинальная статья

Применение сейсмических и сейсмоакустических методов для выявления путей миграции углеводородов и повышения нефтеотдачи пластов в зонах тектонических нарушений Восточнобортовой нефтегазоносной области Прикаспийской впадины

Е. А. Данилова^{1, 2}, В. В. Дрягин¹

¹Институт геофизики им. Ю. П. Булашевича Уральского отделения РАН, Россия, 620016, г. Екатеринбург, ул. Амундсена, 100;

²Институт геологии и геохимии им. академика А. Н. Заварицкого Уральского отделения Российской академии наук, Россия, 620016, г. Екатеринбург, ул. Академика Вонсовского, 15, e-mail: yevgeniya. antoninova@bk.ru

Статья поступила: 06.06.2022, доработана: 08.07.2022, принята к публикации: 17.07.2022

Резюме: Актуальность работы. Месторождения нефти и газа Восточнобортовой нефтегазоносной области Прикаспийской впадины характеризуются сложным тектоническим строением. Анализ разработки нефтегазоконденсатного месторождения Алибекмола показывает, что по малоамплитудным разломам и зонам трещиноватости, представляющим собой фильтрующие каналы, тектонические блоки залежей сообщаются между собой, что положительно влияет на процесс их освоения. **Целью работы** являлся анализ результатов применения сейсмических и сейсмоакустических методов выявления зон трещиноватости, путей миграции углеводородов и повышения нефтеотдачи пластов в зонах тектонических нарушений изучаемой области на примере месторождения Алибекмола. **Методы работы.** Проведена обновленная интерпретация временных сейсмических профилей МОГТ-3D, пересекающих месторождение в субширотном и субмеридиональном направлениях с применением авторских методических приемов. При интерпретации учитывались сейсмогеологические признаки обнаружения геодинамических очагов генерации углеводородов в фундаменте. Для изучения текущей нефтенасыщенности и стимулирования добычи нефти из продуктивных пластов АНГКМ был применен метод каротажа вызванной сейсмоакустической эмиссии в цикле с одновременным акустическим воздействием на призабойную зону в скважине №54. **Результаты работы.** По новой интерпретации месторождение нефти и газа Алибекмола в поперечном сечении представляет собой приразломное горстовидное поднятие. В породах осадочного чехла выявлена сеть малоамплитудных нарушений, имеющих строение «цветка». Некоторые разломы трассируются из подсолевых отложений в надсолевые породы, что указывает на их неотектоническую природу. Крупные глубинные нарушения тектонически экранируют нефтяную и газонефтяную залежи. Большинство разломов трассируются из фундамента. Некоторые из них одновременно затрагивают залежь нефти и газа, прорывают соленосную толщу кунгурского возраста, «застывая» в ней или «выходя» в надсолевых отложениях. Нарушения служат путями миграции углеводородов. В продольном сечении месторождение представляет собой сочетание горстов и грабенов. Результаты исследования скважины №54 методом сейсмоакустической эмиссии подтверждают наличие трещинных коллекторов в нефтяной залежи и показывают, что после проведения исследования и акустического воздействия в работающих интервалах увеличилась акустическая эмиссия пласта, а вместе с ней и приток флюида. Продуктивность скважины улучшилась, работающих пропластков стало больше. Во многих случаях сигнал акустической эмиссии

стал иметь более выраженный характер, что соответствует наличию трещинного коллектора. Интервал, подвергшийся акустическому воздействию, в результате которого произошла положительная динамика в работе скважины, совпадает с выявленным разломом, подтверждая его существование. Сделаны выводы о том, что месторождение Алибекмола представляет собой результат вертикальной миграции углеводородов, с помощью метода КВК-САЭ можно непосредственно влиять на фильтрационную способность ее путей.

Ключевые слова: Восточнобортная нефтегазоносная область, Прикаспийская впадина, нефтегазо-конденсатное месторождение Алибекмола, сейсмические методы, сейсмоакустические методы, нефтеотдача пластов, тектонические нарушения, пути миграции углеводородов, структура «цветка», трещинный коллектор.

Благодарности: Исследования выполнены в рамках тем №1021052504590-8-1.5.4 государственного задания ИГ УрО РАН и №АААА-А19-119072990020-6 государственного задания ИГГ УрО РАН.

Для цитирования: Данилова Е. А., Дрягин В. В. Применение сейсмических и сейсмоакустических методов для выявления путей миграции углеводородов и повышения нефтеотдачи пластов в зонах тектонических нарушений Восточнобортной нефтегазоносной области Прикаспийской впадины. *Геология и геофизика Юга России*. 2022. 12 (3): 79-93. DOI: 10.46698/VNC. 2022.12.99.005.

GEOPHYSICAL METHODS

[DOI: 10.46698/VNC. 2022.12.99.005](https://doi.org/10.46698/VNC. 2022.12.99.005)

Original paper

Application of seismic and seismoacoustic methods to identify migration routes of hydrocarbon and enhanced oil recovery in zones of tectonic faults in the Vostochnobortovaya oil and gas region of the Peri-Caspian Depression

E. A. Danilova^{1, 2}, V. V. Dryagin¹

¹Institute of Geophysics named after Y. P. Bulashevich, Ural branch, Russian Academy of Sciences, 100 Amundsen str., Ekaterinburg 620016, Russian Federation;

²Institute of Geology and Geochemistry named after Academician A. N. Zavaritsky, Ural Branch, Russian Academy of Sciences, 15 Akademika Vonsovsky str., Yekaterinburg 620016, Russian Federation, e-mail: yevgeniya. antoninovna@bk. ru

Received: 06.06.2022, revised: 08.07.2022, accepted: 17.07.2022

Abstract: Relevance. The oil and gas fields of the Vostochnobortovaya oil and gas bearing region of the Peri-Caspian Depression are characterized by a complex tectonic structure. The analysis of the Alibekmola oil and gas condensate field development shows that tectonic blocks of deposits intercommunicate along low-amplitude faults and fracture zones, which have the form of filter channels, and which positively affects the process of their development. **The aim** of the work was to analyze the results of the application of seismic and seismoacoustic methods to identify fracture zones, migration routes of hydrocarbon and enhanced oil recovery in zones of tectonic disturbances in the study area using the Alibekmola field as an example. **Methods.** An

updated interpretation of the temporary seismic profiles of CDPM -3D, crossing the field in the sublatitudinal and submeridional directions, was carried out using the author's methodological techniques. The interpretation took into account the seismogeological signs of the discovery of geodynamic centers of hydrocarbon generation in the basement. To study the current oil saturation and stimulate oil production from the productive strata of the AOGCF, the well log of the induced seismoacoustic emission in a cycle with simultaneous acoustic impact on the near a heading zone in well No. 54, was applied. **Results.** According to the new interpretation, the Alibekmola oil and gas field in cross section is a near-fault horst-like uplift. In the rocks of the sedimentary cover, a network of low-amplitude faults with the "flower" structure was identified. Some faults are traced from subsalt deposits to post-salt rocks; this fact indicates their neotectonic nature. Large deep disturbances tectonically shield oil and gas-oil deposits. Most faults are traced from the basement. Some of them simultaneously affect the oil and gas deposit, break through the salt-bearing strata of the Kungurian age, "getting stuck" in it or "coming out" in the post-salt deposits. Disturbances serve as routes for the migration of hydrocarbons. In longitudinal section, the deposit is a combination of horsts and grabens. The results of the study of well No. 54 using the method of seismoacoustic emission confirm the presence of fractured reservoirs in the oil deposit and show that after the study and acoustic impact in the working intervals the acoustic emission of the formation increased, and with it the fluid inflow. Productivity of the well has improved, the number of working interlayers increased. In many cases, the acoustic emission signal became more pronounced, which corresponds to the presence of a fractured reservoir. The interval subjected to acoustic impact, as a result of which there was a positive dynamics in the work of the well, coincides with the identified fault, confirming its existence. It is concluded that the Alibekmola field is the result of vertical migration of hydrocarbons; using the KVK-SAE method, it is possible to influence directly the filtration capacity of its routes.

Keywords: Vostochnobortovaya oil and gas bearing area, Peri-Caspian Depression, Alibekmola oil and gas condensate field, seismic methods, seismoacoustic methods, oil recovery, tectonic faults, migration routes of hydrocarbon, "flower" structure, fractured reservoir.

Acknowledgments: The study carried out within the state task of the Bulashevich Institute of Geophysics, Ural Branch, Russian Academy of Sciences (topic no. 1021052504590-8-1.5.4) and Zavaritsky Institute of Geology and Geochemistry, Ural Branch, Russian Academy of Sciences (topic no. AAAAA 19-119072990020-6).

For citation: Danilova E. A., Dryagin V. V. Application of seismic and seismoacoustic methods to identify migration routes of hydrocarbon and enhanced oil recovery in zones of tectonic faults in the Vostochnobortovaya oil and gas region of the Peri-Caspian Depression. *Geologiya i Geofizika Yuga Rossii = Geology and Geophysics of Russian South*. (in Russ.). 2022. 12 (3): 79-93. DOI: 10.46698/VNC. 2022.12.99.005.

Введение

Восточнобортная нефтегазоносная область расположена на юго-западе Актобинской области Казахстана, в среднем и нижнем течении реки Эмба (рис. 1). В литературе встречаются другие ее названия – Восточно-Эмбинская, Кенкияк-Жаназольская, Жаркамыс-Темирская [Ахияров, Семенова, 2013; Месторождения нефти и газа Казахстана, 1999]. В геотектоническом плане относится к южной части древней Восточно-Европейской платформы, восточному борту Прикаспийской впадины. Находится в зоне сочленения платформы с Уральской складчатой системой, имеет ступенчатое строение фундамента [Дальян и др., 1972]. По структурной ситуации и геологическому районированию территории Российской Федерации данную область можно отнести к продолжению Предуральского краевого прогиба и зоны передовых складок Урала на территории Казахстана (см. рис. 1). В пределах области открыто несколько нефтяных, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, таких как Жагабулак, Жаназол, Каратюбе, Кенкияк, Урихтау, Алибекмола, Кожасай и др. Глубина залегания продуктивных комплексов области 200-6500 м, ресурсы составляют 2 млрд т нефти и 1,5 трлн м³ газа [Месторождения нефти и газа Казахстана, 1999].

Залежи углеводородов (УВ) в подсолевой части разреза (O₁-P_{1k}) преимущественно пластовые тектонически экранированные, приурочены к карбонатным и

терригенным коллекторам карбона и нижней перми. При подсчете запасов рассматриваются как поровые [Месторождения нефти и газа Казахстана, 1999], хотя существование в них разломов и трещинных коллекторов широко описывается в литературе [Ахияров, Семенова, 2013]. Например, сейсморазведка МОГТ-3Д на нефтегазоконденсатном месторождении Алибекмола (АНГКМ) выявила одиннадцать тектонических блоков в его составе (Мусина и др., 2012). Анализ разработки месторождения показывает, что по малоамплитудным разломам и зонам трещиноватости, представляющим собой фильтрующие каналы, блоки сообщаются между собой, что положительно влияет на процесс освоения (Мусина и др., 2012ф).

С трещинообразованием и процессами вторичной миграции УВ связаны и месторождения УВ в надсолевой части (P_2 -Q) разреза Восточнороторной нефтегазоносной области. Залежи приурочены к терригенным коллекторам мезозоя и солянокупольным структурам кунгурского яруса нижней перми [Бакиров, 1992; Дальян и др., 1972; Исканиев, 2018; Месторождения нефти и газа Казахстана, 1999].

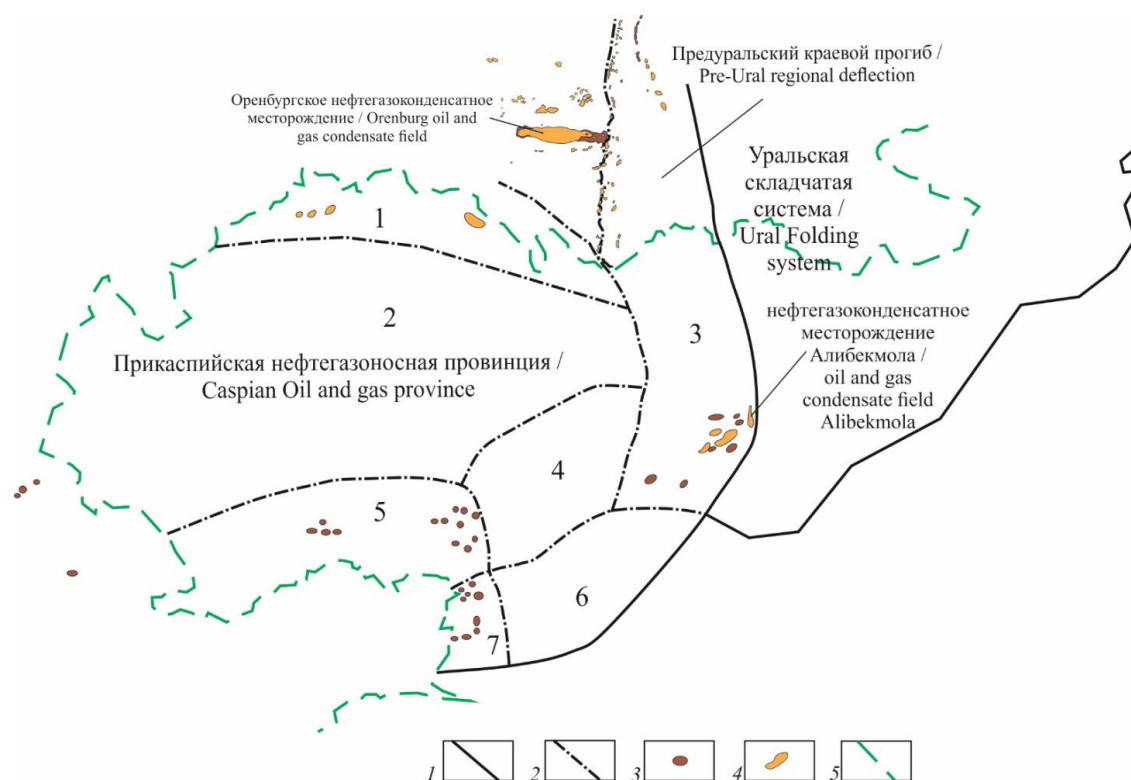


Рис. 1. Схема размещения нефтегазоносных областей Прикаспийской нефтегазоносной провинции (по данным [Дальян и др., 1972; Данилова, 2020; Месторождения нефти и газа Казахстана, 1999]. Нефтегазоносные области 1 – Северобортвовая, 2 – Центрально-Каспийская, 3 – Восточно-Эмбинская, 4 – Северо-Эмбинская, 5 – Астрахань-Макацкая, 6 – Южно-Эмбинская, 7 – Приморско-Эмбинская. Условные обозначения: 1 – границы нефтегазоносной провинции; 2 – границы нефтегазоносных областей; 3 – нефтяные месторождения; 4 – газо- и нефтегазоконденсатные месторождения; 5 – граница Казахстана /

Fig. 1. The layout of the oil and gas regions of the Caspian oil and gas province (according to [Dalyan et al., 1972; Danilova, 2020; Oil and gas fields of Kazakhstan, 1999]. Oil and gas bearing areas 1 – Severobortovaya, 2 – Central Caspian, 3 – East Embinskaya, 4 – North Embinskaya, 5 – Astrakhan-Makatskaya, 6 – South Embinskaya, 7 – Primorsko-Embinskaya. Symbols: 1 – the boundaries of the oil and gas province; 2 – the boundaries of oil and gas; 3 – oil fields; 4 – gas and oil and gas condensate fields; 5 – the border of Kazakhstan

Целью представленной работы являлся анализ результатов применения сейсмических и сейсмоакустических методов выявления зон трещиноватости, путей миграции УВ и повышения нефтеотдачи пластов в зонах тектонических нарушений Восточнобортовой нефтегазоносной области Прикаспийской впадины на примере АНГКМ.

Геологический очерк

АНГКМ открыто в 1986 году при бурении скважины №5 на структуре, выявленной по данным сейсморазведочных работ ОГТ 1980 года в пределах Жанажолской тектонической ступени. Согласно сейсмическим данным углеводородная залежь состоит из двух крупных поднятий (северного и южного) и приурочена к брахиантиклинальной складке вдоль разлома субмеридианальной ориентировки [Месторождения нефти и газа Казахстана, 1999].

Породы кристаллического фундамента (Ar-Pr₁), рифейские, вендские, ордовикские, силурийские и девонские отложения на территории АНГКМ бурением не изучены. Отложения каменноугольной и пермской систем, с которыми связана продуктивность месторождения, представлены терригенными и карбонатными породами. К ним приурочены две продуктивные толщи КТ-I и КТ-II, разделенные межкарбонатной толщей пород (МКТ) [Месторождения нефти и газа Казахстана, 1999].

Нижняя карбонатная толща КТ-II ниже-среднекарбонового возраста нефтеносная, двухкупольная. Северный купол имеет размеры 4,7 x 2 км и амплитуду 70 м. Южный купол – 7,8 км и амплитуду до 300 м. Продуктивность связана с отложениями башкирского и московского ярусов среднего карбона, представленными известняками темно-серыми, органогенно-детритовыми, трещиноватыми, с прослоями доломитизированных известняков и доломитов, с редкими прослоями терригенных пород. Средняя общая толщина коллекторов – 31,5 м. Средняя пористость составляет 8%, проницаемость – $6,3 \times 10^{-3}$ мкм². В продуктивных отложениях присутствуют не только поровые коллекторы, но и каверново-поровые, порово-трещинные и каверново-трещинные. Средняя глубина залегания толщи – 3050 м (Мусина и др., 2012).

МКТ представлена терригенно-карбонатными породами нижней части московского яруса (подольский горизонт), на 50-90% сложена аргиллитами и песчаниками. В отдельных частях разреза среди аргиллитов залегают карбонатные породы. В породах МКТ отмечается наличие мелких линзообразных нефтяных залежей, общей средней толщиной коллекторов 9,2 м, пористостью 7%. Средняя глубина залегания толщи 2600 м (Мусина и др., 2012).

Верхняя залежь КТ-I нефтегазоконденсатная, ее кровля стратиграфически относится к отложениям гжельского яруса верхнего карбона, представленным в основном органогенными трещиноватыми известняками. Структура однокупольная, имеет размеры 16 x 5 км и амплитуду около 600 м. Средняя общая толщина коллектора 67,7 м, пористость 1%, проницаемость $6,08 \times 10^{-3}$ мкм². Средняя глубина залегания толщи – 1722 м. Покрышкой служат глинистые отложения ассельского яруса и кунгурской соленосной толщи нижней перми общей толщиной от 800 до 1500 м (Мусина и др., 2012).

По результатам исследования подсолевых отложений в скважинах пластовым микроимиджером FMI на месторождении выявлены открытые, частично открытые и залеченные трещины, большая часть которых зафиксирована в приразломных зо-

нах. Трещины разнонаправленные, большинство из них имеют северо-западное направление. Углы падения трещин меняются от 10 до 90°, максимальная плотность достигает до 44 трещин на метр, средняя раскрытость – 0,001-0,1 мм (Мусина и др., 2012ф).

Надсолевые, в основном терригенные, отложения представлены породами верхней перми и мезо-кайнозоя. Залежей УВ в них выявлено не было.

Методы исследований

Для изучения зон тектонических нарушений и путей миграции УВ АНГКМ была проведена обновленная интерпретация временных разрезов МОГТ-3D, пересекающих месторождение в субширотном и в субмеридиональном направлениях, с применением авторских методических приемов выделения тектонических нарушений [Данилова, 2020, 2021]. В процессе визуального анализа сейсмических волновых полей в мелком масштабе на временном сейсмическом разрезе вручную наносились наиболее явно выделяющиеся разломы. По мере увеличения масштаба возрастала детальность интерпретации, выявлялись более мелкие тектонические нарушения. Отбраковка лишних элементов проводилась с учетом основных признаков выявления тектонических дислокаций. Такими являются: изменение гладкости границ, характера напластования пород, хаотическое поведение фаз, смещение и разрыв осей синфазности регулярных отраженных волн, потеря или ухудшение корреляции волн, появление нерегулярных, наклонных осей синфазности, локальное усиление нерегулярных волн и др. [Данилова, 2020]. При интерпретации учитывались сейсмогеологические признаки обнаружения геодинамических очагов генерации УВ в фундаменте, выявленные Даниловой в 2021 году при изучении Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения [Данилова, 2021] (см. рис. 1). Главными признаками очагов являются: наличие в строении разреза неотектонических структур «цветкового» типа, приуроченных к глубинным разломам, и их связь с солянокупольными структурами кунгурского яруса нижней перми. В породах фундамента в районах очагов генерации УВ наблюдается хаотическая субвертикально направленная сейсмическая запись, распространяющаяся ниже отражающего горизонта, отождествляемого с кровлей пород фундамента. Тектоническое строение фундамента на АНГКМ изучить не удалось. Это связано с тем, что сейсморазведочные работы МОГТ-3D ограничены глубинами залегания осадочного чехла.

Для изучения текущего состояния разрабатываемого участка залежи на основе сопоставления с данными сейсмических исследований и оценки возможностей новых технологий добычи нефти был применен метод исследования сейсмоакустической эмиссии или микросейсмических шумов в широком диапазоне частот в эксплуатационной скважине месторождения. Сейсмоакустические методы, основанные на возбуждении упругих волн звукового и ультразвукового диапазонов частот, а также на определении геоакустической эмиссии (шумов) в горном массиве, способны выявлять зоны трещиноватости [Алексеев и др., 2004; Кузнецов, 2018; Митрофанов, 1998]. Для исследования карбонатного коллектора толщи КТ-II в скважине № 54 АНГКМ был использован метод последовательного измерения вызванной сейсмоакустической эмиссии (САЭ) в цикле с акустическим воздействием (АВ) на продуктивный пласт. Метод «каротаж-воздействие-каротаж» в цикле с акустическим воздействием и измерением сейсмоакустической эмиссии (КВК-САЭ) основан на открытии научной школы профессора Кузнецова О.Л. «Законо-

мерность изменения параметров сейсмоакустической эмиссии горных пород при физическом воздействии» (диплом № 508). Закономерность изменения параметров САЭ флюидонасыщенных горных пород заключается в том, что при физическом воздействии на породы акустическая и микросейсмическая эмиссии приобретают признаки мультипликативных случайных процессов дискретного излучения сигналов упругой энергии с амплитудно-временными параметрами, соответствующими типу насыщения пород (газ, вода, нефть). Происходит активизация геологической среды [Кузнецов, 2018, 2021]. Во время АВ в насыщенных нефтью породах под действием акустического поля большой интенсивности ($5-8 \text{ Вт/см}^2$) возникают процессы излучения упругой энергии, содержащие фазы становления и релаксации. Воздействие способствует увеличению проницаемости геологической среды [Кузнецов, 2018, 2021; Митрофанов, 1998] как в призабойной, так и в удаленной зоне продуктивного пласта, которая сохраняется еще длительное время. Работы по методу КВК-САЭ в скважине № 54 проводились в интервалах глубин 3158-3378 м последовательно по всем интервалам перфорации, начиная с верхних при помощи аппаратуры ААВ – 400, разработанной Дрягиным В. В. [Дрягин, 2018]. Продолжительность АВ составляла около 2 минут на 1 метр интервала пласта. САЭ пород была замерена до и после акустического воздействия.

Результаты работы и их обсуждение

По новой интерпретации временных разрезов сейсмических профилей АНГКМ в поперечном сечении представляет собой приразломное горстовидное поднятие (рис. 2). В породах осадочного чехла месторождения выявлена сеть малоамплитудных нарушений, имеющих строение «цветка» из-за наличия основных глубинных и связанных с ними подчиненных «оперяющих» нарушений. Некоторые разломы трассируются из подсолевых отложений в надсолевые породы, что указывает на их неотектоническую природу. Крупные глубинные нарушения тектонически экранируют нефтяную и газонефтяную залежи УВ. Большинство разломов, скорее всего, трассируются из фундамента. Некоторые из них одновременно затрагивают толщи КТ-II, МКТ и КТ-II, прорывают соленосную толщу кунгурского возраста, «застревая» в ней или «выходя» в надсолевых отложениях. Такие нарушения логично назвать путями миграции УВ. Дислокации, составляющие «цветковую» структуру месторождения, влияют на конфигурацию соляного купола, моделируя все его поднятия и опускания. В вершине соляного купола развивается область «проседания» мезо-кайнозойских терригенных отложений, ограниченная новейшими разломами, в некоторых случаях прорванная ими (см. рис. 2). В продольном сечении АНГКМ представляет собой сочетание горстов и грабенов, зон растяжения и сжатия земной коры, которые являются следствием сдвиговых деформаций.

Результаты исследования скважины № 54 АНГКМ методом КВК-САЭ подтверждают наличие трещинных коллекторов в нефтяной массивно-пластовой залежи КТ-II. Вскрытая мощность продуктивной толщи составляет 863 м, средняя глубина залегания – 3200 м, проницаемость – 8,45 мД. Породы в интервале 3158-3378 м представлены преимущественно известняками с прослоями зеленовато-серых аргиллитов, относятся к продуктивному пласту КТ-II-II-4, нефтенасыщенность которого определена по ГИС. Вскрытая эффективная нефтенасыщенная толщина продуктивной толщи – 18,9 м, эффективная водонасыщенная толщина – до 33,4 м. Водонефтяной контакт принят на абсолютной отметке – 3324,8 м (см. рис. 2).

Перед началом исследования методом КВК-САЭ, согласно геофизическим данным (расходомерия, термометрия и влагометрия), основными работающими (66%) интервалами в скважине являлись глубины перфорации 3210-3216 м,

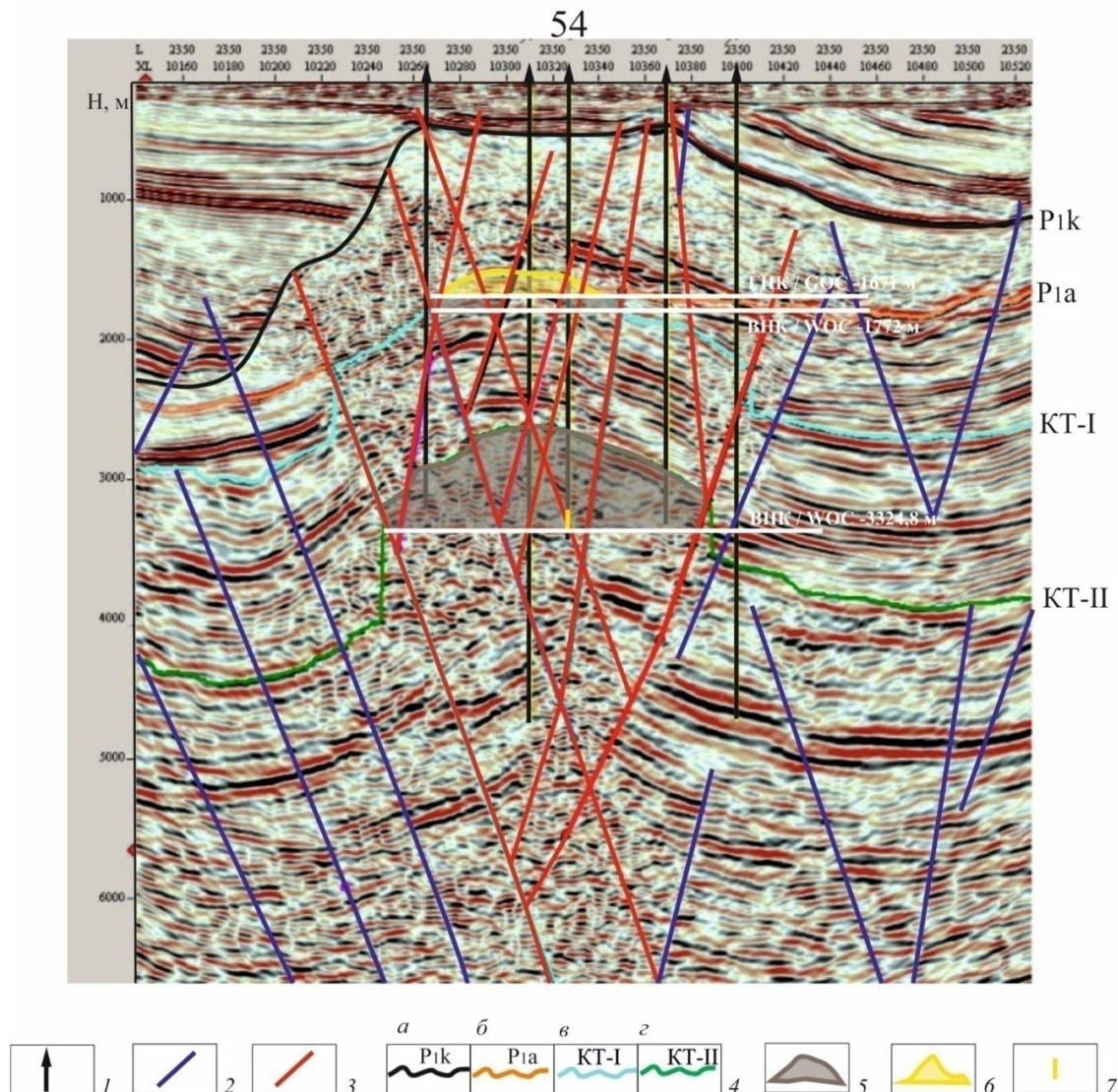


Рис. 2. Выделение тектонических нарушений. Глубинный разрез по профилю, пересекающему Южный купол АНГКМ в субширотном направлении (по материалам [Месторождения нефти и газа Казахстана, 1999]; (Мусина, 2012ф)). Условные обозначения: 1 – скважины; 2 – разломы; 3 – предполагаемые пути миграции углеводородов в зонах разломов; 4 – отражающие горизонты а) по кровле кунгурского яруса нижней перми, б) по кровле ассельского яруса нижней перми; в) по кровле пласта КТ-I; г) по кровле пласта КТ-II; 5 – нефтяная залежь; 6 – нефтегазоконденсатная залежь; 7 – интервал глубин (3158-3340 м), подвергшийся акустическому воздействию методом КВК-САЭ, в результате которого произошла положительная динамика в работе скважины № 54 / Fig. 2. Isolation of tectonic disturbances. Deep section along the profile crossing the Southern dome of the Alibekmola deposit in the sublatitudinal direction (based on materials from [Oil and Gas Fields of Kazakhstan, 1999]; (Musina, 2012)). Symbols: 1 – wells; 2 – faults; 3 – proposed routes of hydrocarbon migration in fault zones; 4 – reflecting horizons a) along the roof of the Kungur tier of lower Perm, b) along the roof of the Assel tier of lower Perm; c) along the roof of the KT-I formation; d) along the roof of the KT-II formation; 5 – oil deposit; 6 – oil and gas condensate; 7 – depth interval (3158-3340 m), subjected to acoustic exposure by the KVK-SAE method, as a result of which there was a positive dynamics in the operation of well No. 54

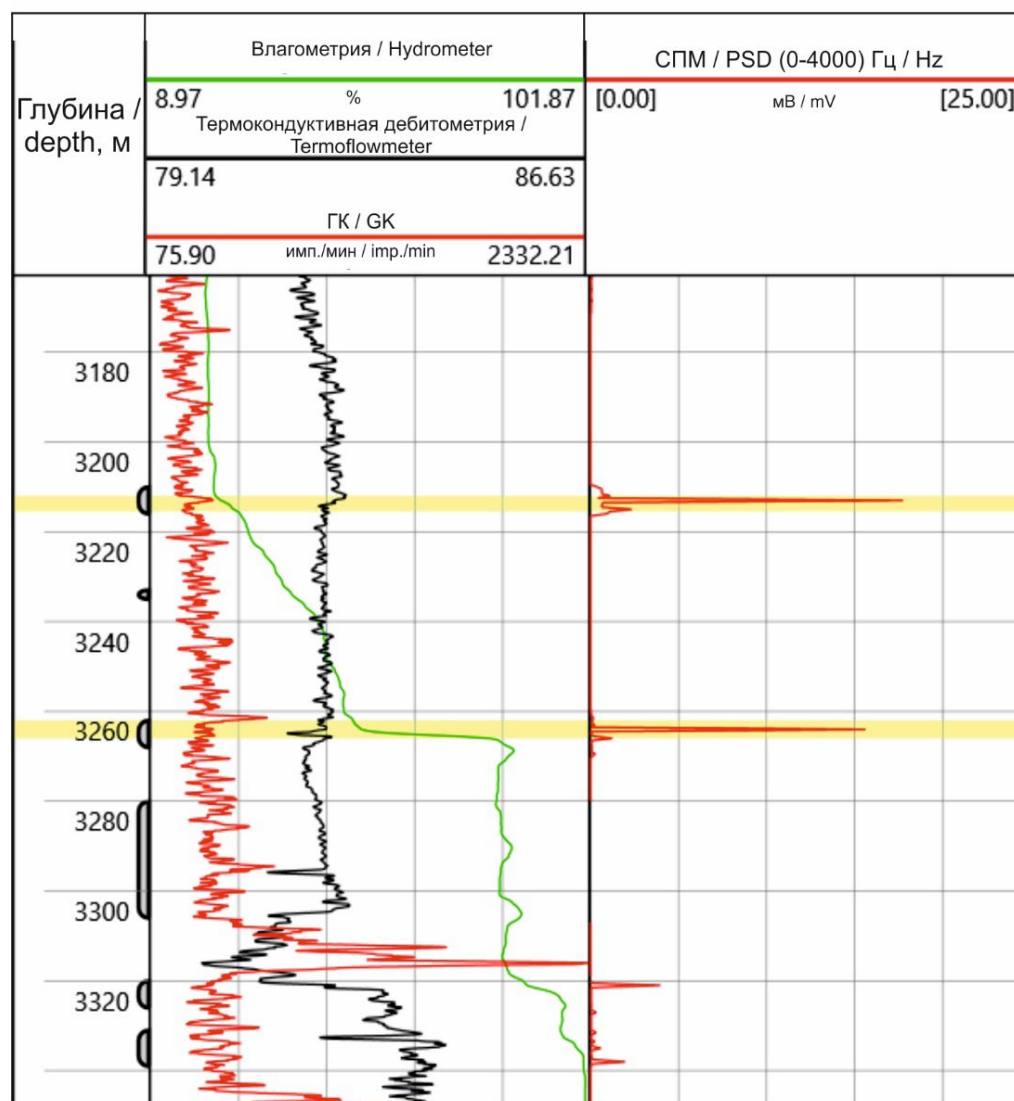


Рис. 3. Каротажная диаграмма определения профиля притока нефти в скважину № 54 и спектральной плотности мощности (СПМ) вызванной сейсмоакустической эмиссией пластов после акустического воздействия (АВ) /

Fig. 3. Logging diagram for determining the profile of oil inflow into well No. 54 and the power spectral density (PSD) caused by seismic acoustic emission of formations after acoustic impact (AI)

3262-3268 м, 3280-3306 м и 3320-3326 м (рис. 3). После кислотной обработки скважина заработала нефтью с большим содержанием газа (44%), проницаемость околоскважинной зоны увеличилась до 12,9 мД, произошел газлифт с захватом воды и подтягиванием ее вверх, отмечен рост плотности нефти над уровнем нефть+вода при переходе от штуцера 7 мм к штуцеру 11 мм.

В результате АВ на продуктивные пласты производительность работы скважины увеличилась еще значительно. В процессе воздействия, которое проводили последовательно по всем интервалам перфорации, начиная с верхних, давление на устье к моменту завершения работ в нижних интервалах перфорации возросло с 4 до 9 МПа. Также, как и после кислотной обработки, при увеличении размера штуцера произошел захват воды из пластов, о чем свидетельствовал интенсивный выброс воды, который привел к гашению факела попутного газа.

Таблица 1 / Table 1

**Увеличение нефтедобычи по методу КВК-САЭ /
Increasing oil production using the KVK-SAE method**

Интервал исследования, м / Study interval, m	Дебит, т/сут. / Production rate, tonnes per day	Прирост энергии САЭ / Energy growth of SAE	Работающий интервал, м / Working interval, m
3210-3216	139,6	180%	3212-3214
3260-3270	29,8	22%	3262-3264
3280-3306	82,2	11,6%	3292-3294
3320-3326	25,3	59%	3320-3322

Метод позволил выявить новые продуктивные пропластки пород. В таблице 1 показаны интервалы исследования и участки рабочих интервалов с дебитом нефти и суммарным приростом в них энергии вызванной САЭ. Так как АВ проводилось равномерно по всем интервалам исследования на минимальной скорости каротажа (~ 50 м/час), все точки пласта получили одинаковую дозу воздействия силовым акустическим полем. Однако, отклик геологической среды в виде акустической эмиссии от разных точек пласта не был одинаковым и зависел от характера насыщенности и фильтрационных свойств пород. Во многих случаях сигнал акустической эмиссии стал иметь более выраженный дискретный характер, что соответствует наличию трещинного коллектора. Это явление, вероятно, связано с раскрытием трещин и, соответственно, путей миграции УВ. Интервал, подвергшийся акустическому воздействию методом КВК-САЭ, в результате которого произошла положительная динамика в работе скважины № 54, совпадает с выявленным нами разломом, подтверждая его существование (см. рис. 2).

Характерный пример каротажа в зоне трещиноватости и, соответственно, притока из пласта на интервале 3260-3270 метров приведен на рисунке 4, где представлены каротажные диаграммы энергии САЭ до (синяя линия) и после (красная линия) АВ, а также спектрограмма сигнала САЭ. Отсутствие вызванной САЭ в некоторых интервалах АВ демонстрирует отсутствие нефтенасыщенных трещин. Характерным для карбонатных трещинных коллекторов является дискретный спектр сигнала САЭ, который в частотном диапазоне не превышает значений 2 кГц. Тогда как для пористых терригенных коллекторов характерен непрерывный спектр, содержащий частоты до 20 кГц. Спектры САЭ в перфорированных точках продуктивного пласта показаны на рис 4б и 4 в. Они имеют дискретный характер, но разный состав по амплитуде и частоте. Это связано с различной структурой трещинного пространства, в котором происходит фильтрация и миграция УВ. На рис 4г показан спектр сигнала САЭ в точке 3269,5 м, которая находится за пределами интервала перфорации. Аналогичные с предыдущими интервалами спектры САЭ свидетельствуют о схожих фильтрационных свойствах пород и, следовательно, о возможности вовлечения данного интервала в разработку месторождения.

Результаты работы и их обсуждение

Обновленная интерпретация временных разрезов сейсмических профилей, пересекающих АНГКМ, показала, что месторождение представляет собой результат

вертикальной миграции УВ. Об этом свидетельствует его многопластовость, наличие в строении системы неотектонических разломов «цветкового» типа, мелких залежей нефти в толще МКТ.

К месторождениям, связанным с вторичной вертикальной миграцией УВ в Прикаспии, обычно относят залежи в надсолевых мезозойских пластах, добыча нефти из которых в Восточнобортной нефтегазоносной области успешно ведется на месторождениях Жаксымай, Каратюбе и Кенкияк [Бакиров и др., 1992; Исканиев, 2018]. Аналогичная связь выявляется и для подсолевых отложений АНГКМ. Наличие в его строении проводящих разломов и трещинных коллекторов подтверждается выполненными сейсмическими и сейсмоакустическими исследованиями.

Считается, что одной из самых важных задач при поисках скоплений УВ в регионе является выявление органогенных построек, так как восточный борт Прикаспийской впадины – это глубокозалегающий шельф Уральского палеобассейна, на котором формировались карбонатные платформы [Ахияров, Семенова, 2013]. К их числу относят и структуру АНГКМ. «Биогермные» тела на временных разрезах характеризуются как хаотическое поведение фаз и отсутствие отражений. Хотя эти же признаки могут свидетельствовать и о зонах трещиноватости. На наш взгляд, поиски новых месторождений УВ в Восточнобортной нефтегазоносной области Прикаспийской впадины следует вести с применением геодинамических подходов, а сейсморазведочные работы нельзя ограничивать глубинами осадочного чехла, так как информация о строении фундамента может способствовать изучению путей миграции УВ в зонах тектонических нарушений.

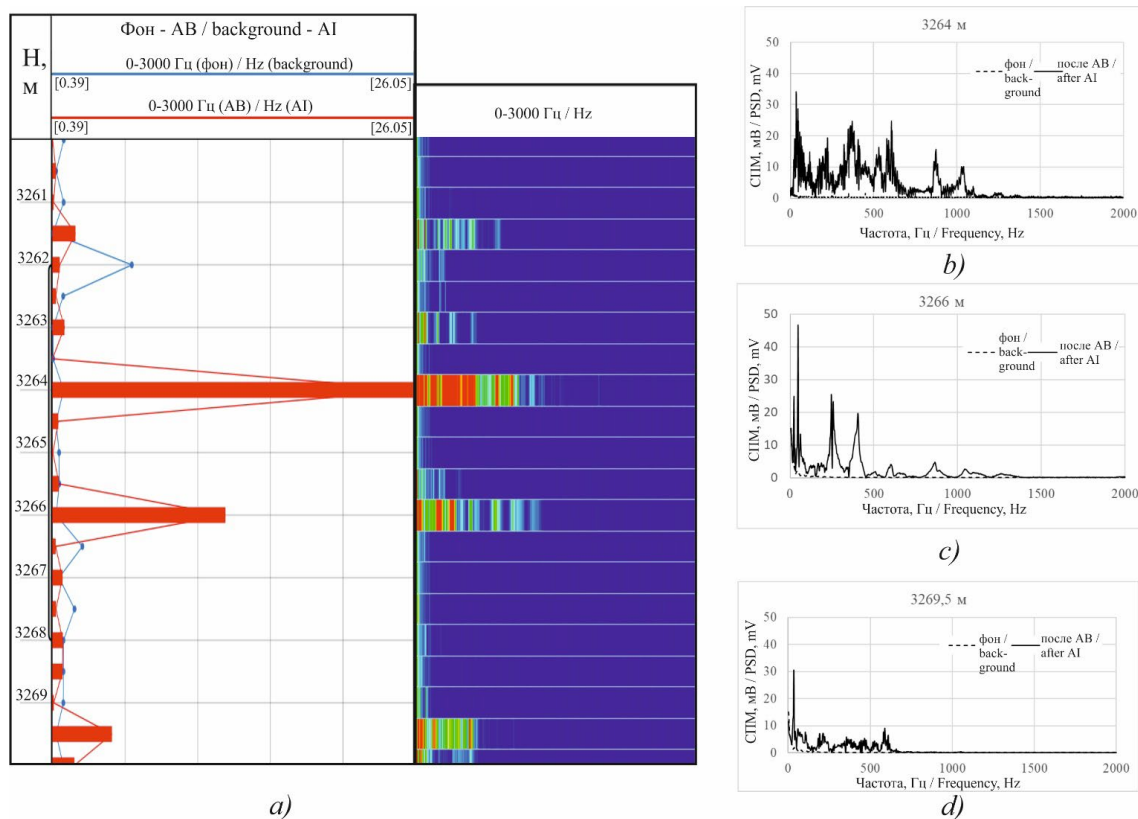


Рис 4. Результаты акустического воздействия (AB) методом КВК-САЭ в скважине № 54 /
Fig. 4. Results of acoustic impact (AI) by the KVK-SAE method in well No. 54

Исследования свидетельствует о том, что АНГКМ является результатом сдвига-сжатия земной коры. К подобному выводу о строении месторождений нефти и газа приходят многие исследователи во всем мире [Grillot, 1984; Mann et al., 2003; McKirdy, 2006; Davison, Barreto, 2009; Saadallah, 2019; Naumann, Sakariassen, 2019; Laudon et al., 2021; Велиев, 2021], в том числе при изучении залежей УВ Предуральского краевого прогиба на территории Российской Федерации [Данилова, 2020; Горожанин, 2011; Горожанина и др., 2008], где породы как в карбонатном, так и в терригенном разрезах в основном имеют низкие фильтрационно-емкостные свойства, а основную полезную их емкость составляют порово-кавернозные пустоты и системы трещин вторичного эпигенетического происхождения [Данилова, 2020; Горожанин, 2011; Горожанина и др., 2008]. Тем не менее, из этих объектов получают фонтанные притоки нефти и газа [Денк, 1992].

Ольховское, Уньвинское и Пихтовое нефтяные месторождения Предуральского краевого прогиба Пермской области также, как и АНГКМ, считаются рифогенными телами. Промышленная нефтегазоносность здесь установлена в карбонатных и терригенных отложениях девона и карбона. Сейсмоакустический метод САЭ доказал свою эффективность в повышении нефтеотдачи пластов при освоении и этих залежей УВ. В результате АВ отмечалось значительное улучшение состояния призабойных зон пластов по мощности работающих пропластков, проницаемости, гидропроводности и коэффициентам продуктивности. Положительный эффект влияния акустического поля на добычные возможности скважин наблюдался и после воздействия в течение 13 месяцев. Средние значения дебита увеличились до 80% [Митрофанов и др., 1998] за счет открытия трещин – каналов фильтрации пластовых флюидов к стволам скважин.

Выводы

В результате проведенного исследования сделаны следующие выводы.

1. Месторождения УВ Восточнороторной нефтегазоносной области Прикаспийской впадины имеют схожее строение с залежами нефти и газа Предуральского краевого прогиба, характеризуются наличием трещинных коллекторов и представляют собой неотектонические структуры «цветка». Это подтверждает новая интерпретация временных разрезов сейсмических профилей, пересекающих АНГКМ. Глубинные и связанные с ними подчиненные «оперяющие» неотектонические разломы экранируют нефтяную и газонефтяную залежи месторождения, делят на блоки и трассируются через толщи КТ-II, МКТ и КТ-II в соли кунгурского яруса нижней перми, образуя пути миграции УВ. В продольном сечении АНГКМ представляет собой сочетание горстов и грабенов, зон растяжения и сжатия земной коры, которые являются следствием сдвиговых деформаций.

2. Исследования методом КВК-САЭ с использованием АВ на пласт подтвердили наличие трещинных коллекторов в нефтяной залежи КТ-II и выявленного по результатам новой интерпретации временных разрезов глубинного разлома в зоне его пересечения со скважиной № 54. Сейсмоакустические исследования способствовали получению идентификационных параметров трещин, которые необходимо использовать для успешного освоения месторождений с аналогичным типом коллектора. Метод КВК-САЭ доказал свою эффективность при увеличении нефтеотдачи пластов, с его помощью можно непосредственно влиять на фильтрационную способность путей миграции УВ.

Литература

1. Алексеев А. С., Геза Н. И., Глинский Б. М., Еманов А. Ф., Кашун В. Н. Активная сейсмология с мощными вибрационными источниками. – Новосибирск: Изд-во ИВМ и МГ СО РАН, 2004. – 386 с.
2. Ахияров А. В., Семенова К. М. Палеозойские карбонатные платформы Прикаспийской впадины как нефтегазопроисходные критерии. // Вести газовой науки, – 2013. – № 5. – С. 238-252.
3. Бакиров К. Х., Курманов С. К., Чимбулатов М. А., Корнеев В. И., Огай Б. А., Чанышев Р. Х., Хабибуллин Э. Г. Вертикальная миграция углеводородов и прогноз крупных перспектив промышленной нефтегазоносности пермотриасового комплекса отложений Прикаспийской впадины. – Алма-Ата: Актюбинск, 1992. – С. 27-74.
4. Велиев Г. О. Роль геодинамического напряжения в формировании нефтегазовых структур в Каспийском море (на примере месторождений Шахдениз, Умид, Бабек, Булла-Дениз). // Геология и геофизика юга России. – 2021. – Т. 11. № 2. – С. 36-50. DOI: 10.46698/VNC. 2021.68.77.003
5. Горожанина Е. Н., Горожанин В. М., Ефимов А. Г., Побережский С. М., Светлакова А. Н. Геологическое строение западной части Предуралья на территории Оренбургской области и структурная позиция нефтегазоносных комплексов. // Геологический сборник № 8. – Уфа: Дизайн Полиграф Сервис, 2008. – С. 221-226.
6. Горожанин В. М. Особенности нефтегазонакопления в солянокупольных областях юго-востока Восточно-Европейской платформы. – Современное состояние наук о Земле [Электронный ресурс]. // Материалы международной конференции, посвященной памяти В. Е. Хаина. – 2011. – Режим доступа: <http://khain2011.web.ru>.
7. Дальян И. Б., Посадская А. С. Геология и нефтегазоносность восточной окраины Прикаспийской впадины. – Алма-Ата: Изд-во «Наука» Казахской ССР, 1972. – 99 с.
8. Данилова Е. А. Присдвиговые цветковые структуры юго-запада Оренбургской области. // Региональная геология и металлогения. – 2020. – Т. 82. – С. 60-68.
9. Данилова Е. А. Соляные структуры осадочного чехла Русской платформы как отражение возможных геодинамически активных очагов генерации углеводородов в фундаменте (на примере Оренбургской области). // Геология и геофизика юга России. – 2021. – Т. 11. № 3. – С. 33-44. DOI: 10.46698/VNC. 2021.67.24.003
10. Денк С. О. Карбонатные трещинные коллекторы в Пермском Приуралье. // Геология нефти и газа. – 1992. – № 11. – С. 31-34.
11. Дрягин В. В. Сейсмоакустическая эмиссия нефтепродуктивного пласта. // Акустический журнал. – 2013. – Т. 59. № 6. – С. 744-751.
12. Исказиев К. О. Проблемы доразведки надсолевых отложений центральной части Прикаспийской впадины. // Oil & Gas journal Russia. – 2018. – № 8 [128]. – С. 42-47.
13. Кузнецов О. Л., Чиркин И. А., Арутюнов С. И., Ризанов Е. Г., Дыбленко В. П., Дрягин В. В. Сейсмические исследования неравномерности открытой трещиноватости и неоднородности флюидонасыщения геологической среды для оптимального освоения месторождений нефти и газа. // Георесурсы. – 2018. – Т. 20. № 3. Ч. 2. – С. 206-216.
14. Кузнецов О. Л., Дыбленко В. П., Чилингардж. В., Садеги К. М., Марчуков Е. Ю., Шарифуллин Р. Я., Чиркин И. А., Симкин Э. М. Колебания и волны во флюидонасыщенных геологических средах. – Москва, Ижевск, Дубна, 2021. – 420 с.
15. Месторождения нефти и газа Казахстана. – Справочник. – Алматы, 1999. – 325 с.
16. Митрофанов В. П., Дзюбенко А. И., Нечаева Н. Ю., Дрягин В. В. Результаты промысловых испытаний акустического воздействия на призабойную зону пласта. // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1998. – № 10. – С. 29-35.
17. Davison I., Barreto P. Exhumed portuguese oil field suggests conjugate potential. // GEOExPro. – 2019. – pp. 38-40.

18. Grillot J. C. Tectonics of Late and Post-hercynian Ages in the Western of the Iberian Plate (Portugal). // *Comptesrendus de l'académie des sciences*. – 1984. – Vol. 299. – pp. 665-670.
19. Laudon C., Qi J., Rondon A., Rouis L., Kabazi H. An enhanced fault defection workflow combining machine learning and seismic attributes yields an improved fault model for Caspian Sea asset. // *First break*. – 2021. – Vol. 39. – pp. 53-60.
20. Mann P., Gahagan L., and Gordon M. B. Tectonic setting the world's giant oil and gas fields, in M. T. Halbouty, ed., *Giant oil and gas fields of the Decade 1990-1999*. // *Memoirs of AAPG*. – 2003. – Vol. 78. – pp. 15-105.
21. McKirdy D. M. Hydrocarbon generation and migration. // In: *The Petroleum Geology of South Australia*. – Vol. 2: Eromanga Basin. / Ed. by T. B. Cotton, M. F. Scardigno, J. E. Hibburt. (Dprtm. Primary Industr. Res., Adelaide, South Australia, 2006. 2nd edn. Vol. 2. Ch. 10). – pp. 2–9.
22. Naumann S., Sakariassen R. Diving deeper to reveal hydrocarbon potential in the Barents sea. // *GEOExPro*, june. – 2019. – pp. 20-24.
23. Saadallah A. A proposed new tectonic model for the Northern Algerian Alpine Region based on studies of the Internal Zone rejects the previous model and suggests ideas for new hydrocarbon traps and prospects. // *GEOExPro*, june. – 2019. – pp. 14-18.

References

1. Alekseev A. S., Geza N. I., Glinisky B. M., Emanov A. F., Kashun V. N. Active seismology with powerful vibration sources. Novosibirsk, ICM&MG SB RAS. 2004. 386 p. (In Russ.)
2. Akhiyarov A. V., Semenova K. M. Paleozoic carbonate platforms of the Pre-Caspian depression as oil and gas prospecting criteria. *VestiGazovoiNauki*. 2013. No. 5. pp. 238-252. (In Russ.)
3. Bakirov K. Kh., Kurmanov S. K., Chimbulatov M. A., Korneev V. I., Ogai B. A., Chanyshv R. Kh., Khabibullin E. G. Vertical migration of hydrocarbons and the forecast of major prospects for the commercial oil and gas potential of the Permian-Triassic complex of deposits in the Pre-Caspian depression. Alma-Ata, Aktyubinsk. 1992. pp. 27-74. (In Russ.)
4. Gorozhanina E. N., Gorozhanin V. M., Efimov A. G., Poberezhskii S. M., Svetlakova A. N. Geological structure of the western part of the Cis-Ural trough in the Orenburg region and the structural position of oil and gas bearing complexes. Geological collection No. 8. Ufa, Design Polygraph Service. 2008. pp. 221-226. (In Russ.)
5. Gorozhanin V. M. Peculiarities of oil and gas accumulation in the salt dome areas of the southeast of the East European Platform. The current state of the Earth sciences In: *Proc. of the int. conf. dedicated to the memory of V. E. Khain*. 2011. <http://khain2011.web.ru>. [access date: 30.08.2022] (In Russ.)
6. Dalyan I. B., Posadskaya A. S. Geology and oil and gas content of the eastern margin of the Pre-Caspian depression. Alma-Ata, Nauka, Kazakh SSR. 1972. 99 p. (In Russ.)
7. Danilova E. A. Shift flower structures of the southwest of the Orenburg region. *Regional geology and metallogeny*. 2020. Vol. 82. pp. 60-68. (In Russ.)
8. Danilova E. A. Salt structures of the sedimentary cover of the Russian platform as a reflection of possible geodynamically active foci of hydrocarbon generation in the basement (on the example of the southwest of the Orenburg region). *Geology and Geophysics of Russian South*. 2021. Vol. 11. No. 3. pp. 33-44. (in Russ.) DOI: 10.46698/VNC.2021.67.24.003.
9. Denk S. O. Carbonate fractured reservoirs in the Perm Urals. *Geology of oil and gas*. 1992. No. 11. pp. 31-34. (in Russ.)
10. Dryagin V. V. Seismoacoustic emission of an oil reservoir. *AkusticeskijZurnal*. 2013. Vol. 59. No. 6. pp. 744-751. (in Russ.)
11. Iskaziyevev K. O. Problems of additional exploration of post-salt deposits in the central part of the Pre-Caspian depression. *Oil & Gas journal Russia*. 2018. No. 8. Issue 128. pp. 42-47. (in Russ.)
12. Kuznetsov O. L., Chirkin I. A., Arutyunov S. I., Rizanov E. G., Dyblenko V. P., Dryagin V. V. Seismic studies of the unevenness of open fracturing and heterogeneity of fluid

saturation of the geological environment for the optimal development of oil and gas fields. *Georesources*. 2018. Vol. 20. No. 3. Part 2. pp. 206-216. (in Russ.)

13. Kuznetsov O.L., Dyblenko V.P., Chilingar J.V., Sadegi K.M., Marchukov E.Yu., Sharifullin R.Ya., Chirkin I.A., Simkin E.M. Vibrations and waves in fluid-saturated geological media. Moscow, Izhevsk, Dubna. 2021. 420 p. (in Russ.)

14. Oil and gas fields in Kazakhstan. Handbook. Almaty. 1999. 325 p. (in Russ.)

15. Mitrofanov V.P., Dzyubenko A.I., Nechaeva N.Yu., Dryagin V.V. Results of field tests of acoustic impact on the bottom-hole formation zone. *Geology, geophysics and development of oil fields*. 1998. No. 10. pp. 29-35. (in Russ.)

16. Samartsev S.K., Danilova E.A., Dragunov A.A., Dragunov V.A. Geodynamically active centers of hydrocarbon generation as possible sources of replenishment of deposits of the Orenburg oil and gas condensate field. *Drilling and oil*. 2021. No. 4. pp. 10-13. (in Russ.)

17. Davison I., Barreto P. Exhumed portuguese oil field suggests conjugate potential. *GEOExPro*. 2019. pp. 38-40.

18. Grillot J.C. Tectonics of Late and Post-hercynian Ages in the Western of the Iberian Plate (Portugal). *Comptesrendus de l'académie des sciences*. 1984. Vol. 299. pp. 665-670.

19. Laudon C., Qi J., Rondon A., Rouis L., Kabazi H. An enhanced fault defection workflow combining machine learning and seismic attributes yields an improved fault model for Caspian Sea asset. *First break*. 2021. Vol. 39. pp. 53-60.

20. Mann P., Gahagan L., Gordon M.B. Tectonic setting the world's giant oil and gas fields, in M.T. Halbouty, ed., *Giant oil and gas fields of the Decade 1990-1999*. *Memoirs of AAPG*. 2003. Vol. 78. pp. 15-105.

21. McKirdy D.M. Hydrocarbon generation and migration. In: *The Petroleum Geology of South Australia*. Vol. 2: Eromanga Basin. Ed. by T.B. Cotton, M.F. Scardigno, J.E. Hibbert. Dprtm. Primary Industr. Res., Adelaide, South Australia, 2006. 2nd ed. Vol. 2. Ch. 10. pp. 2-9.

22. Naumann S., Sakariassen R. Diving deeper to reveal hydrocarbon potential in the Barents sea. *GEOExPro*, june. 2019. pp. 20-24.

23. Saadallah A. A proposed new tectonic model for the Northern Algerian Alpine Region based on studies of the Internal Zone rejects the previous model and suggests ideas for new hydrocarbon traps and prospects. *GEOExPro*, June. 2019. pp. 14-18.