

УДК 553.98

DOI: 10.46698/VNC.2024.90.18.014

Оригинальная статья

Геодинамическая природа размещения нефтегазовых месторождений (на примере территории Ставропольского края)

Е.А. Сидорчук , С.А. Добрынина 

Институт проблем нефти и газа РАН, Россия, 119333,
г. Москва, ул. Губкина, дом 3, e-mail: elena_sidorchuk@mail.ru

Статья поступила: 21.02.2024, доработана: 17.03.2024, принята к публикации: 18.03.2024

Резюме: Актуальность работы. Разработка и совершенствование научно-методических основ прогноза и поисков скоплений углеводородов (УВ) является актуальным на протяжении всего существования нефтегазовой геологии. Геодинамические процессы в течение геологической истории приводят к определенному размещению природных резервуаров в осадочном чехле нефтегазоносных бассейнов. **Целью** выполненной работы было решение двух задач. Одна задача включала совершенствование технологии поисков наиболее крупных по запасам скоплений УВ с использованием современной методологии прогноза. Другая задача состояла в установлении связи масштабности по запасам скоплений нефти и газа с геологическими факторами. **Методы исследования.** Для достижения целей и выполнения поставленных задач использовались обобщение и систематизация геологических данных, корреляционный анализ, картографические построения, сопоставление результатов расчетов, выполненных авторами и другими исследователями по изучаемой теме. **Результаты работы.** Авторы показали на примере нефтегазоперспективной территории в нефтегазоносном бассейне двухэтажного строения существование двух типов зависимости геологических запасов от эффективного объема. Этот интересный результат авторы объясняют геодинамической природой размещения месторождений УВ, что особенно хорошо проявляется для наиболее масштабных по запасам месторождений нефти и газа. В этом регионе наблюдается очень широкий диапазон нефтегазоносности и отдельные залежи в разных стратиграфических горизонтах могут попадать в различные геодинамические условия. Особенности строения осадочного чехла и ландшафта территории рассматриваются как локальные геодинамические обстановки, имеющие определенные геолого-геофизические и структурные характеристики. Показана приуроченность наиболее масштабных по запасам месторождений УВ к локальным геодинамическим обстановкам. Для изучаемого региона локальные геодинамические обстановки, имеющие отражение в характере линеаментов рельефа, представляют собой связанные со структурами центрального типа вулканические постройки и вулканоплутонические центры триасового возраста.

Ключевые слова: локальные геодинамические обстановки, методологии прогноза, технологии поисков, крупномасштабное нефтегазонакопление, запасы углеводородов.

Благодарности: Работа написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла» № 122022800253-3).

Для цитирования: Сидорчук Е.А., Добрынина С.А. Геодинамическая природа размещения нефтегазовых месторождений (на примере территории Ставропольского края). *Геология и геофизика Юга России*. 2024. 14(2): 179-194. DOI: 10.46698/VNC.2024.90.18.014

DOI: 10.46698/VNC.2024.90.18.014

Original paper

Geodynamic nature of the location of oil and gas fields (on the example of the Stavropol Territory)

E.A. Sidorchuk , S.A. Dobrynina 

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences,
3 Gubkin Str., Moscow 119333, Russian Federation,
e-mail: elena_sidorchuk@mail.ru

Received: 21.02.2024, revised: 17.03.2024, accepted: 18.03.2024

Abstract: Relevance. The development and improvement of scientific and methodological foundations for forecasting and searching for hydrocarbon (HC) accumulations has been relevant throughout the existence of oil and gas geology. Geodynamic processes during geological history lead to a certain placement of natural reservoirs in the sedimentary cover of oil and gas basins. **The aim of the work** performed was to solve two problems. One task included improving the technology for searching for the largest hydrocarbon accumulations in terms of reserves using modern forecasting methodology. Another task was to establish a connection between the scale of oil and gas accumulations and geological factors. **Research methods.** To achieve the goals and fulfill the assigned tasks, generalization and systematization of geological data, correlation analysis, cartographic constructions, and comparison of the results of calculations performed by the authors and other researchers on the topic under study were used. **Results.** Using the example of an oil and gas prospective territory in an oil and gas basin of a two-storey structure, the authors showed the existence of two types of dependence of geological reserves on the effective volume. The authors explain this interesting result by the geodynamic nature of the placement of hydrocarbon deposits, which is especially well manifested for the most extensive reserves of oil and gas fields. A very wide range of oil and gas potential is observed in this region and individual deposits in different stratigraphic horizons may fall into different geodynamic conditions. The structural features of the sedimentary cover and the landscape of the territory are considered as local geodynamic conditions having certain geological, geophysical and structural characteristics. It is shown that the largest reserves of hydrocarbon deposits are confined to local geodynamic conditions. For the studied region, local geodynamic conditions, reflected in the nature of the relief lineaments, are volcanic structures and volcanoplutonic centers of Triassic age associated with structures of the central type.

Keywords: local geodynamic conditions, forecasting methodologies, prospecting technologies, large-scale oil and gas accumulation, hydrocarbon reserves.

Acknowledgments: *The work was written in the framework of the state assignment «Scientific and methodological foundations for prospecting and exploration of oil and gas accumulations associated with megareservoirs of the sedimentary cover, No 122022800253-3».*

For citation: Sidorchuk E.A., Dobrynina S.A. Geodynamic nature of the location of oil and gas fields (on the example of the Stavropol Territory). *Geologiya i Geofizika Yuga Rossii = Geology and Geophysics of Russian South.* (in Russ.). 2024. 14.(2): 179-194. DOI: 10.46698/VNC.2024.90.18.014

Введение

Актуальность работы. Особенности нефтегазонакопления зависят от длительной, многоэтапной эволюции современного осадочного бассейна. Оценка перспектив нефтегазоносности на настоящем этапе нефтегазовой геологии состоит в комплексировании известных технологий на основе обновленной методологии поисков и разведки скоплений углеводородов. Поиск наиболее крупных по величине

нефтегазовых месторождений и геологических факторов, которые могут помочь в решении поставленной задачи, всегда актуален. Одним из определяющих геологических факторов, влияющих на современное размещение скоплений УВ в осадочной толще, следующим из теории тектоники плит, являются геодинамические условия нефтегазоносных территорий.

С точки зрения теории плит типизация осадочного бассейна основана на определении глобальных геодинамических обстановок. Достаточно подробно изучены глобальные геодинамические процессы в известных нефтегазоносных бассейнах [Осадочные бассейны: методика изучения, строение и эволюция, 2004].

Использование современной методологии прогноза при разработке и совершенствовании технологий поисков, на основе представлений об определяющем влиянии геодинамических процессов на размещение месторождений УВ, проводится российскими исследователями [Голованов и др., 2016; Казанкова и др., 2019]. В Прикаспийской впадине, выявлена взаимосвязь узлов пересечения линейментов, отражающих участки с повышенной проницаемостью, и наиболее крупных месторождений УВ [Miloserdova et al., 2021]. Среди зарубежных исследователей за последнее время можно отметить ряд работ о признании геодинамической природы распределения различных объектов и явлений, как в осадочной толще, так и на поверхности Земли. Казахстанские ученые во главе с Жантаевым Ж. [Zhantayev et al., 2017] построили карты геодинамической активности регионального масштаба, указывающие на линейные структуры для поиска, в том числе месторождений нефти и газа. Коллектив китайских исследователей [Panpan et al., 2019] утверждает о зависимости накопления нефти от позднеолигоценовой тектонической инверсии, имеющей геодинамический механизм, в суббассейне Ляодун. Группа индийских ученых [Subhobroto et al., 2022] использовала геоморфологический анализ для определения сети разломов и геоморфологических максимумов как целей с точки зрения скоплений углеводородов в бассейне Западного Виндхьяна.

Материалы и методы исследований

С точки зрения административного деления изучаемая территория соответствует границам Ставропольского края. Здесь открыто 65 месторождений УВ по данным государственного баланса полезных ископаемых. В работе использованы исходные геологические данные по 63 месторождениям и отдельным скважинам, включающие характеристики коллектора (пористость, эффективная мощность), площадь распространения коллектора, данные по запасам, добыче УВ и потерям по отдельным залежам и стратиграфическим горизонтам, карты нефтегазоносности, топографические и структурные карты. Исходные данные по двум нефтяным месторождениям Советскому и Курскому не учтены в расчетах. Эти два месторождения находятся по структурно-тектонической позиции в отличных от всех остальных месторождений условиях. Авторами настоящей статьи использованы результаты других исследователей, а также научные публикации, приведенные в списке литературы. На формирование взглядов авторов работы повлияли многочисленные публикации, выполненные по исследуемой теме в нефтегазоперспективных территориях регионов России, Ближнего и Дальнего зарубежья. Для решения поставленных задач выполнено обобщение, анализ, систематизация геологических данных, использован корреляционный анализ, сопоставление результатов расчетов, прове-

дены картографические построения. Для совершенствования технологии поисков наиболее крупных по запасам скоплений УВ и выявления значимых геологических факторов использована методология, основанная на геодинамическом принципе формирования нефтегазоносных бассейнов.

Результаты работы и их обсуждение

В качестве источника глобальных геодинамических процессов на территории Предкавказья, приводящих к деформациям, рассматривается миграция в субмеридиональном направлении Аравийской литосферной плиты [Милюков и др., 2015, Миронов и др., 2016]. Предполагается, что в результате горизонтальных смещений кавказский сегмент Альпийско-Гималайского подвижного пояса сжимается, слои осадочных и вулканогенных пород сминаются в складки, блоки основания испытывают разнонаправленные смещения, а верхние горизонты коры нарушаются взбросами и надвигами.

С позиции геодинамики Восточное Предкавказье относится к Северо-Кавказскому нефтегазоносному бассейну (НГБ) двухэтажного строения [Клещев и др., 2003], не считая фундамент. Верхний нефтегазоносный юрско-кайнозойский этаж на территории исследования включает Ставропольский суббассейн – внутренней зоны пассивной окраины (M_Z-P₂) Северо-Кавказского палеомикроконтинента, слабдеформированной столкновением с Аравийским палеоконтинентом (P₃-Q), и Манычский суббассейн с изостазией (J₂-KZ). Нижний нефтегазоносный доюрский этаж включает суббассейны: Кряжа Карпинского – орогена столкновения Северо-Кавказского и Гурьевского палеомикроконтинентов (PZ₃) и Манычский – рифтов (P₂-T₂) и надрифтовых прогибов (T₃-J₁). Этот регион в процессе своей геологической истории пережил ряд эпох нефтегазоаккумуляции и их расформирования.

Изучаемая территория приурочена к зоне сочленения нескольких крупных тектонических элементов: Ставропольского свода, Прикумской системы поднятий и зоны Манычских прогибов. Этаж нефтегазоносности в соответствии со стратиграфической шкалой значителен: от триаса и до неогена. На изучаемой территории по величине запасов УВ нет уникальных и крупных по запасам месторождений в соответствии с утвержденной классификацией запасов полезных ископаемых (Классификация запасов и прогнозных ресурсов, утвержденная приказом № 474 от 01.11.2013 г. Министерством природных ресурсов и экологии Российской Федерации). Такая ситуация авторами объясняется особенностями распределения геодинамических напряжений в этом регионе.

На рассматриваемой территории большая часть открытых залежей углеводородов приурочена к верхнему структурному этажу, меньшая часть залежей – к нижнему структурному этажу НГБ.

Нефтегазовые месторождения тяготеют по своему размещению к разломам или, правильнее сказать, зонам деформации осадочного чехла, которые создают определенную морфологию, как внутреннего строения осадочного чехла, так и поверхности. В процессе деформации периодически возникают, исчезают и вновь возникают условия геодинамического растяжения и сжатия, формируются области напряженно-деформированного состояния горных пород. Зоны деформации осадочного чехла могут представлять собой как линейные разломы, зоны повышенной проницаемости, так и сложные структуры, например, типа сбросов с вращением блоков («домино»), по изогнутым поверхностям (листрические сбросы), кольцевые

структуры. Размеры таких участков могут быть от нескольких километров до сотен километров. В соответствии с видом зон деформации создаются распределение и изменение напряжений в осадочном чехле, определяемые его геологической структурой и геодинамическими процессами. К настоящему времени нет однозначного понимания соподчиненности общей (глобальной) и локальной геодинамики, а также природы напряженно-деформированного состояния отдельных объемов горных пород. Авторы статьи определили отдельные объемы с напряженно-деформированным состоянием горных пород, имеющих выраженную морфологию, как локальную геодинамическую обстановку. Самым сложным в применении геодинамического принципа для прогнозирования скоплений УВ с различной величиной запасов является выделение локальных геодинамических обстановок, указывающих на возможное присутствие скоплений УВ. В ландшафте нефтегазоперспективной территории эти участки отличаются условиями увлажнения, характером рельефа, почвами, растительностью, геохимической обстановкой. Такие участки обладают определенными геолого-геофизическими и структурными характеристиками и могут диагностироваться, например, по рисунку гидросети или узлам пересечения линеаментов рельефа.

Ранее авторами было показано, что наиболее информативным признаком, определяющим величину геологических запасов УВ ($Q_{\text{геол.}}$), является эффективный объем ($V_{\text{эфф.}}$), включающий данные коэффициентов пористости, эффективной толщины, площади распространения коллектора и, соответственно, комплексно характеризующий свойства природного резервуара [Сидорчук и др., 2023]. Для изучаемой территории были рассчитаны $V_{\text{эфф.}}$ по данным 63 месторождений по отдельным залежам и стратиграфическим комплексам. Затем выполнено сопоставление $Q_{\text{геол.}}$ по месторождениям УВ с соответствующим $V_{\text{эфф.}}$ коллекторов природных резервуаров в целом по месторождению (рис.1). Анализ сопоставления показал, что в общем облаке точек при высоких значениях $Q_{\text{геол.}}$ и $V_{\text{эфф.}}$ выделяются две области. В одной области высоким значениям $V_{\text{эфф.}}$ соответствуют более низкие $Q_{\text{геол.}}$, в другой области – наоборот.

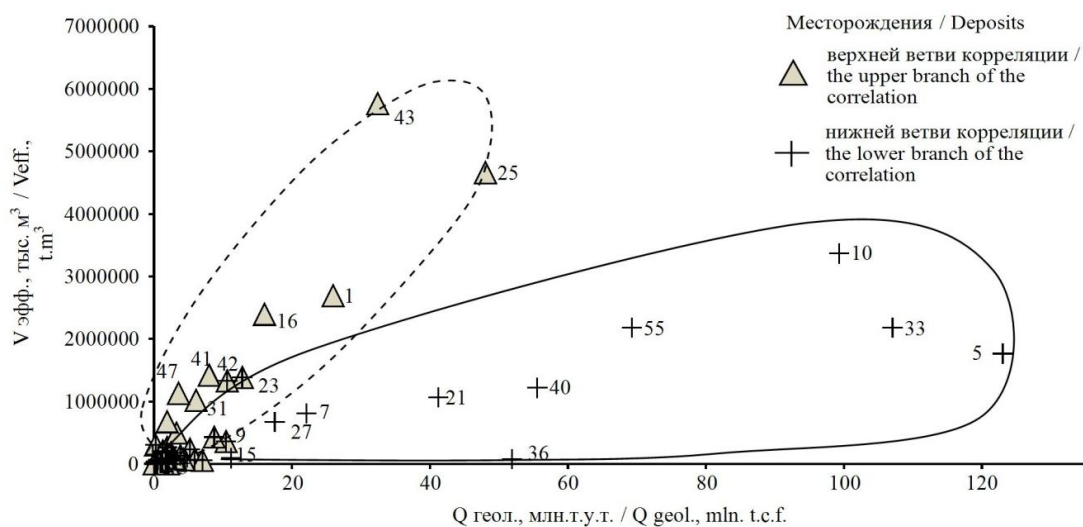


Рис. 1. Сопоставление геологических запасов УВ с эффективным объемом природного резервуара по 63 месторождениям нефти и газа на изучаемой территории (по данным Государственного баланса полезных ископаемых).

- Условные обозначения: Месторождения:
- 1 – Ачикулакское; 2 – Байджановское;
 3 – Бектемировское; 4 – Белозерское; 5 – Величаевско-Колодезное;
 6 – Владимировское; 7 – Восточно-Безводненское; 8 – Долинное; 9 – Западно-Мектебское;
 10 – Зимне-Ставкинско-Правобережное; 11 – Камышовое; 12 – Ковыльное; 13 – Култайское;
 14 – Кум-Тюбинское; 15 – Курган-Амурское; 16 – Лесное; 17 – Мектебское; 18 – Молодежное;
 19 – Надеждинское; 20 – Нефтекумское; 21 – Озек-Суат; 22 – Плавненское;
 23 – Подсолнечное; 24 – Полевое; 25 – Прасковейское; 26 – Путиловское;
 27 – Русский хутор Северный; 28 – Сухановское; 29 – Урожайненское; 30 – Эбелекское;
 31 – Южно-Острогорское (Южное); 32 – Максимокумское; 33 – Чепаковское;
 34 – Катериновское; 35 – Восточно-Арзгирское; 36 – Журавское; 37 – Казино-Грачевское;
 38 – Каменно-Балковское; 39 – Кугутское; 40 – Мирненское; 41 – Петровско-Благодарненское;
 42 – Расшеватское; 43 – Сенгилеевское; 44 – Такhta-Кугультинское; 45 – Южно-Радыковское;
 46 – Кармалиновское; 47 – Краевое; 48 – Приграничное; 49 – Совхозное; 50 – Союзное;
 51 – Андрей-Курган; 52 – Архангельское; 53 – Батырское; 54 – Веселовское;
 55 – Воробьевское; 56 – Гороховское; 57 – Емельяновское;
 58 – Зурмутинское; 59 – Кучерлинское; 60 – Маячное; 61 – Северо-Уралское;
 62 – Южно-Серафимовское; 63 – Восточно-Дьяченковское /

Fig. 1. Comparison of hydrocarbon geological reserves from the effective volume of the natural reservoir for 63 oil and gas fields in the studied area (according to the State Balance of Minerals).

Legends: Deposits:

- 1 – Achikulakskoye; 2 – Baijanovskoye; 3 – Bektemirovskoye; 4 – Belozerskoye;
 5 – Velichaevsko-Kolodeznoye; 6 – Vladimirovskoye; 7 – Vostochno-Bezvodnenskoye;
 8 – Dolinnoye; 9 – Zapadno-Mektebskoye; 10 – Zimne-Stavkinsko-Pravoberezhnoye;
 11 – Kamyshevoye; 12 – Kovylnoye; 13 – Kultayskoye; 14 – Kum-Tyubinskoye;
 15 – Kurgan-Amur; 16 – Lesnoye; 17 – Mektebskoye; 18 – Molodezhnoye; 19 – Nadezhdinsky;
 20 – Neftekumskoye; 21 – Ozek-Suat; 22 – Plavnskoye; 23 – Sunflower; 24 – Field;
 25 – Praskoveysky; 26 – Putilovskoye; 27 – Russian farm Severny; 28 – Sukhanovskoye;
 29 – Urozhodnenskoye; 30 – Ebelekskoye; 31 – Yuzhno-Ostrogorskoye (Yuzhnoye);
 32 – Maximokumskoye; 33 – Chepakovskoye; 34 – Katerinovskoye; 35 – Vostochno-Arzhgirskoye;
 36 – Zhuravskoye; 37 – Casino-Grachevskoye; 38 – Kamennno-Balkovskoye;
 39 – Kugutskoye; 40 – Mirnenskoye; 41 – Petrovsko-Blagodarnenskoye;
 42 – Razshevatkoye; 43 – Sengileevskoye; 44 – Takhta-Kugultinskoye; 45 – Yuzhno-Radykovskoye;
 46 – Karmalinovskoye; 47 – Kraevoye; 48 – Prigranichnoe; 49 – State Farm;
 50 – Union; 51 – Andrey-Kurgan; 52 – Arkhangelsk; 53 – Batyrskoye; 54 – Veselovskoye;
 55 – Vorobyovskoye; 56 – Gorokhovskoye; 57 – Yemelyanovskoye; 58 – Zurmutinskoye;
 59 – Kucherlinskoye; 60 – Mayachnoye; 61 – Severo-Uralskoye; 62 – Yuzhno-Serafimovskoye;
 63 – Vostochno-Dyachenkovskoye

Как указывалось выше, на исследуемой территории не открыто в соответствии с существующей классификацией уникальных и крупных по величине запасов месторождений УВ. Из всего облака точек авторы выделили месторождения с Qгеол. более 8 млн т.у.т. Таких месторождений УВ оказалось 19. Для данного региона это месторождения УВ с наиболее крупномасштабными геологическими запасами. Исходя из приведенного сопоставления на рисунке 1, величина в 8 млн т.у.т. отсекает по геологическим характеристикам месторождения УВ, позицию которых можно объяснить доминированием определенных геологических факторов. Остальные месторождения УВ с небольшими запасами по своим данным близки и образуют хаотичное распределение.

На рисунках 2 и 3 показаны сравнительные профили распределения Vэфф. природных резервуаров и Qгеол. по выбранным 19 месторождениям согласно данным Государственного баланса полезных ископаемых на 01.01.2019 г. и на 01.01.2022 г.

Из распределений видно, что данные по месторождениям изменились не сильно. Одна из причин, по всей видимости, – отсутствие проведения геологоразведочных работ на этой территории.

Только на двух Прасковейском и Чапаковском месторождениях произошли изменения $V_{эфф.}$ и $Q_{геол.}$. В результате уточнения геологического строения на Прасковейском месторождении во всех продуктивных залежах (Pg_3hd хадумские, Pg_2km-kr кумско-керестинские, Pg_2l лютетские, K_2m маастрихтские пл. I, 2, 3, 4) увеличилась площадь продуктивности и эффективная толщина. На Чапаковском месторождении в продуктивных залежах (Pg_3hd хадумские, Pg_2km-kr кумско-керестинские, Pg_2 черкесские) увеличилась площадь продуктивности. Эффективная толщина практически не изменилась. В продуктивных отложениях Pg_2 свиты Горячего Ключа произошло наоборот уменьшение площади продуктивности и эффективной толщины.

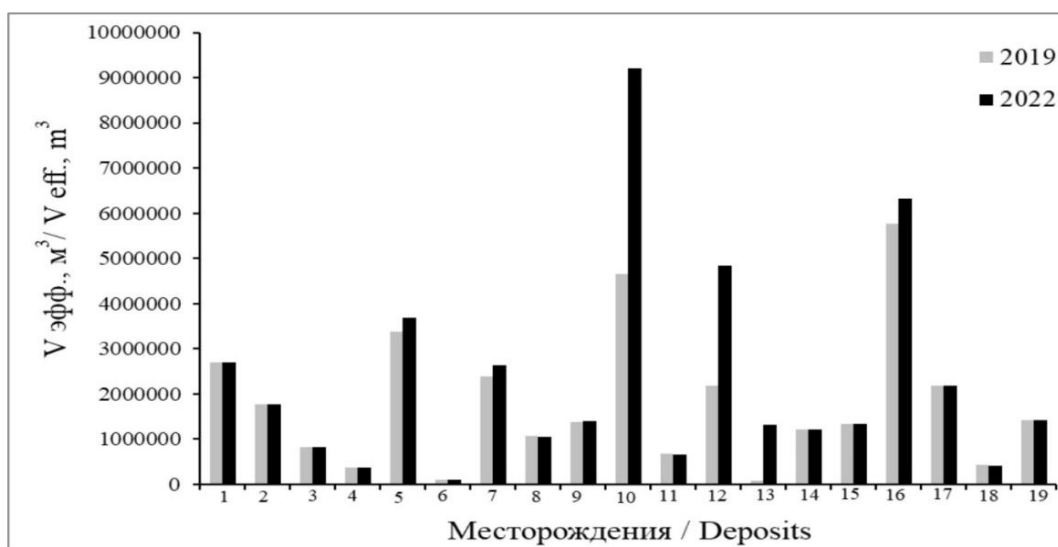


Рис. 2. Сравнительный профиль распределения эффективных объемов коллекторов природных резервуаров месторождений УВ с наиболее масштабными запасами УВ на изучаемой территории по данным государственного баланса полезных ископаемых: серым цветом – на 01.01.2019 г.; черным цветом – на 01.01.2022 г.

Условные обозначения: Месторождения:

- 1 – Ачикулакское; 2 – Величаевско-Колодезное;
 3 – Восточно-Безводненское; 4 – Западно-Мектебское; 5 – Зимне-Ставкинско-Прибрежное;
 6 – Курган-Амурское; 7 – Лесное; 8 – Озек-Суат; 9 – Подсолнечное; 10 – Прасковейское;
 11 – Русский хутор Северный; 12 – Чапаковское; 13 – Журавское; 14 – Мирненское;
 15 – Расшеватовское; 16 – Тахта-Кугультинское; 17 – Воробьевское; 18 – Урожайненское;
 19 – Петровско-Благодарненское/

Fig. 2. Comparative profile of the distribution of effective volumes of reservoirs of natural reservoirs of hydrocarbon deposits with the largest reserves of hydrocarbons in the studied territory according to the state balance of minerals: in gray – on 01.01.2019; in black – on 01.01.2022

Legends: Deposits:

- 1 – Achikulakskoye; 2 – Velichaevsko-Kolodeznoye; 3 – Vostochno-Bezvodnenskoye; 4 – Zapadno-Mektebskoye; 5 – Zimne-Stavkinsko – Pravoberezhnoye; 6 – Kurgan-Amur; 7 – Lesnoye;
 8 – Ozek-Suat; 9 – Sunflower; 10 – Praskoveisky; 11 – Russian farm Severny; 12 – Chepakovskoye;
 13 – Zhuravskoye; 14 – Mirnenskoye; 15 – Razshevatovskoye; 16 – Takhta-Kugultinskoye;
 17 – Vorobyovskoye; 18 – Urozhodnenskoye; 19 – Petrovsko-Blagodarnenskoye

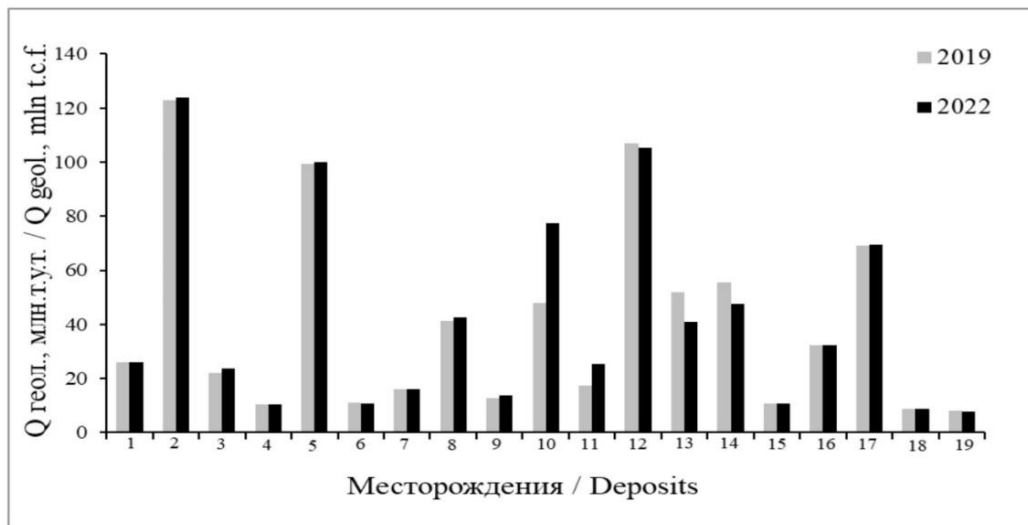


Рис. 3. Сравнительный профиль распределения геологических запасов УВ месторождений нефти и газа с наиболее масштабными запасами на изучаемой территории по данным государственного баланса полезных ископаемых: серым цветом – на 01.01.2019 г.; черным цветом – на 01.01.2022 г. Условные обозначения: смотри рис. 2 /

Fig. 3. Comparative profile of the distribution of geological reserves of hydrocarbon deposits of oil and gas with the largest reserves in the studied territory according to the state balance of minerals: in gray – on 01.01.2019; in black – on 01.01.2022. Legends: see fig. 2

По полученным результатам расчетов выполнены сопоставления между $Q_{\text{геол.}}$ и $V_{\text{эфф.}}$ природных резервуаров по наиболее масштабным 19 месторождениям УВ отдельно по данным на 01.01.2019 г. и на 01.01.2022 г. (рис. 4).

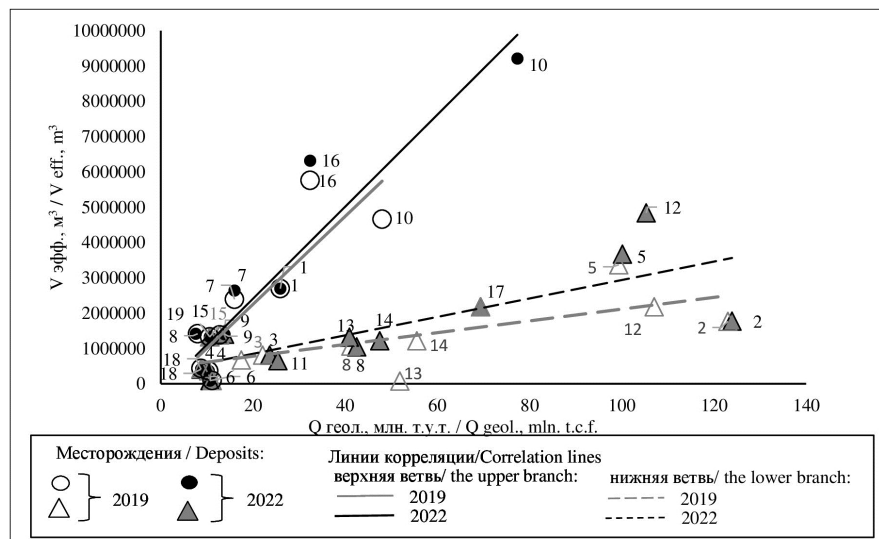


Рис. 4. Сопоставление геологических запасов УВ с эффективным объемом коллекторов по 19 наиболее масштабным нефтегазовым месторождениям изучаемой территории по данным государственного баланса полезных ископаемых на 01.01.2019 г. и 01.01.2022 г. с выделенными линиями корреляции

Условные обозначения: Месторождения: см. рис. 2 /

Fig. 4. Comparison of the geological reserves with the effective volume collectors for the 19 largest oil and gas fields of the studied territory according to the data of the state balance of minerals as of 01.01.2019 and 01.01.2022 with the selected correlation lines
Legends: see fig. 2

Анализ этих сопоставлений показал, что в обоих случаях, несмотря на изменения в исходных данных, выделяются две области точек. По каждой из этих областей выполнен корреляционный анализ.

По результатам корреляции по данным 2019 г. и 2022 г. выделены верхняя и нижняя ветви, имеющие разные углы наклона к горизонтальной оси. Коэффициенты корреляции по двум ветвям составляют: по верхней ветви по данным на 2019 год – 0.59, на 2022 год – 0.94; по нижней ветви по данным на 2019 год – 0.72, на 2022 год – 0.78. Систематизация результатов корреляции для изучаемой территории подтвердила существование двух типов зависимости Qгеол. от Vэфф. природного резервуара, что отражено двумя ветвями с разными углами наклона к горизонтальной оси. На верхней ветви, с более крутым углом наклона, более высокими значениями Vэфф. соответствуют более низкие Qгеол., на нижней ветви более низкими значениями Vэфф. соответствуют более высокие Qгеол.

Обобщение полученных результатов с исследованиями по территории зоны сочленения Западно-Сибирской плиты, Енисей-Хатангского прогиба и Сибирской платформы (Средняя Сибирь) [Сидорчук и др., 2023] показывает следующее. На территории Средней Сибири, где стратиграфический нефтегазоносный диапазон залежей УВ практически на 100% включает меловые отложения, был выявлен один тип зависимости Qгеол. от Vэфф. природного резервуара. Значительное расширение стратиграфического этажа нефтегазоносности на изучаемой территории Восточного Предкавказья приводит к добавлению новой корреляционной ветви зависимости Qгеол. от Vэфф. природного резервуара с другим углом наклона к горизонтальной оси.

Ниже приведена таблица по наиболее масштабным для изучаемой территории 19 нефтегазовым месторождениям с указанием типа флюида, стратиграфического диапазона нефтегазоносности и позиции по корреляционным ветвям.

Таблица 1 / Table 1

Наиболее масштабные по геологическим запасам месторождения УВ на изучаемой территории с указанием типа флюида, стратиграфического диапазона нефтегазоносности и позиции по корреляционным ветвям /

The largest hydrocarbon deposits in terms of geological reserves in the studied area, indicating the type of fluid, the stratigraphic range of oil and gas content and the position of the correlation branches

№ п/п	Месторождение / Deposit	Тип флюида / Type of fluid	Стратиграфический диапазон нефтегазоносности / Stratigraphic range of petroleum potential	Позиция по корреляционным ветвям / Position by correlation branches
1	Ачикулакское / Achikulakskoe	Нефть / Oil	K-Pg	Верхняя / upper
2	Величаевско-Колодезное / Velichaevsko-Kolodeznoye	Газ-нефть / Gas-oil	T-J-K-Pg	Нижняя / lower
3	Восточно-Безводненское / Vostochno-Bezvodnenskoe	Газ-нефть / Gas-oil	T-J-K	Нижняя / lower

4	Западно-Мектебское / Zapadno- Mektebskoe	Нефть / Oil	K-Pg	Верхняя-нижняя / upper-lower
5	Зимне-Ставкинско- Правобережное / Zimne-Stavkinsko- Pravoberezhnoe	Газ-нефть / Gas-oil	T-J-K-Pg	Нижняя / lower
6	Курган-Амурское / Kurgan-Amurskoe	Нефть / Oil	J-K-Pg	Верхняя-нижняя / upper-lower
7	Лесное / Lesnoye	Нефть / Oil	Pg-N	Верхняя / upper
8	Озек-Суат / Ozek-Suat	Нефть / Oil	J-K-Pg	Нижняя / lower
9	Подсолнечное / Podsolnecnoye	Нефть / Oil	J-K-Pg	Верхняя-нижняя / upper - lower
10	Прасковейское / Praskoveyskoe	Нефть / Oil	K-Pg-N	Верхняя / upper
11	Русский Хутор Северный / Russian Khutor Severny	Нефть-газ- конденсат / Oil- gas- condensate	T-J-K-Pg	Нижняя / lower
12	Чепаковское / Chepakovskoye	Нефть/ Oil	J-K-Pg	Нижняя / lower
13	Журавское / Zhuravskoe	Газ-нефть / Gas-oil	K-Pg-N	Нижняя / lower
14	Мирненское / Mirnenskoe	Газ-конденсат / Gas- condensate	K-Pg N	Нижняя / lower
15	Расшеватское / Rashevatskoye	Газ-конденсат / Gas- condensate	T-J-K-Pg	Верхняя-нижняя / upper-lower
16	Тахта-Кугульгинское / Takhta-Kugultinskoe	Газ/ Gas	Pg-N	Верхняя / upper
17	Воробьевское / Vorobyovskoe	Нефть/ Oil	Pg	Нижняя / lower
18	Урожайненское / Urozhaynenskoye	Газ-нефть/ Gas- oil	T-J-K	Верхняя-нижняя / upper-lower
19	Петровско- Благодарненское / Petrovsko- Blagodarenskoye	Газ / Gas	Pg-N	Верхняя / upper

Из приведенных графиков на рисунке 4 и таблицы 1 видно, что на нижней ветви наиболее высокие Qгеол. принадлежат месторождениям с наиболее широким интервалом нефтегазоносности. Залежи наиболее масштабных газонефтяных месторождений Величаево-Колодезного и Зимне-Ставкинско-Правобережного приурочены к четырем и более древним стратиграфическим горизонтам – триас-юра-мел-палеоген. Также на наиболее масштабном Чепаковском нефтяном месторождении с нижней ветви корреляции залежи открыты в трех стратиграфических горизонтах – юра-мел-палеоген, в том числе более древней юре. На верхней ветви совсем другая картина. На наиболее масштабных нефтяном Прасковейском и газовом Тахта-Кугульгинском месторождениях залежи открыты в более узком и молодом стратиграфическом диапазоне: соответственно, мел-палеоген-неоген и палеоген.

Исключение составляет Воробьевское нефтяное месторождение с узким стратиграфическим интервалом подтвержденной нефтегазоносности, низким Vэфф. и достаточно масштабными Qгеол. Предположительно, геологическое строение месторождения не доизучено. Месторождения с Qгеол., значения которых около 8 млн т.у.т., трудно разделить по ветвям корреляции, поэтому они входят в выборку рас-

четов как для нижней, так и для верхней ветви корреляции. В целом можно констатировать, что наиболее масштабные месторождения верхней ветви открыты в более узком и молодом стратиграфическом диапазоне. Наиболее масштабные месторождения нижней ветви открыты в наиболее широком стратиграфическом диапазоне с залежами в наиболее древних породах триаса и юры.

Сравнение результатов модельных экспериментов с производными цифровыми картами от топографической карты поверхности (карты крутизны рельефа, направлений падения склонов рельефа, общей плотности линеаментов и т.п.), подтверждает [Ульмасвай и др., 2001], что области с упорядоченным расположением линеаментов указывают на локальное сжатие, а области с неупорядоченным расположением линеаментов – на локальное растяжение. На изучаемой территории анализ и систематизация карты общей плотности линеаментов показали существование областей с упорядоченным и неупорядоченным расположением линеаментов на поверхности изучаемой территории [Ульмасвай и др., 2013]. Сопоставление карты общей плотности линеаментов рельефа поверхности с расположением залежей месторождений УВ в разных стратиграфических комплексах выявило тенденцию приуроченности месторождений в более молодых отложениях (неоген-палеоген) к зонам растяжения, а месторождений глубоких интервалов палеогена-триаса – к зонам сжатия. Наиболее древние (триас-юра) и глубокие залежи месторождений УВ прогнозируются зонами сжатия.

Нефтегазоносность триасовых отложений, согласно [Харченко и др., 2022], связана с вулканоплутоническими центрами триасового времени (СЦТ). Исследования [Туртуков, 1991; Tikhomirov et al., 2004] показали, что триасовый этап развития Восточного Предкавказья характеризовался активной вулканической деятельностью, создавшей своеобразный рельеф триасовой поверхности. В работе [Харченко и др., 2022] указано на существование закономерной связи и приуроченности вулканических построек триасового периода к вероятным глубинным тектоническим нарушениям субширотного и диагонального простирания и к границам различных региональных структур первого порядка. В то же время разрывные нарушения, дешифрируемые на космоснимках регионального плана, отражают направления осей главных нормальных напряжений наибольшего растяжения и в поверхности современного рельефа выделяются линеаментами субширотного-диагонального простирания, что отмечено [Черненко и др., 2022]. Линеаменты ортогонально-субмеридионального направления, которые лучше фиксируются в поверхности современного рельефа геолого-геофизическими методами, отражают участки сжатия. Линеаментные узлы отображают результаты разнонаправленных движений блоков фундамента и образуют участки с повышенной трещиноватостью и наилучшими коллекторскими свойствами [Саидова и др., 2022; Kroeger et al., 2022]. Линеаментные узлы имеют наиболее характерное морфологическое выражение в рельефе поверхности и рассматриваются как локальные геодинамические обстановки.

Авторы выполнили совмещение положения на схеме тектонического районирования известных из [Харченко и др., 2022] геодинамических центров СЦТ и вулканических построек с размещением наиболее масштабных месторождений УВ. На рисунке 5 показана совмещенная схема тектонического районирования [Летавин и др., 1987] с вулканическими постройками триасового времени [Туртуков, 1991; Tikhomirov et al., 2004], центрами СЦТ [Харченко и др., 2022] и наиболее масштабными месторождениями УВ.

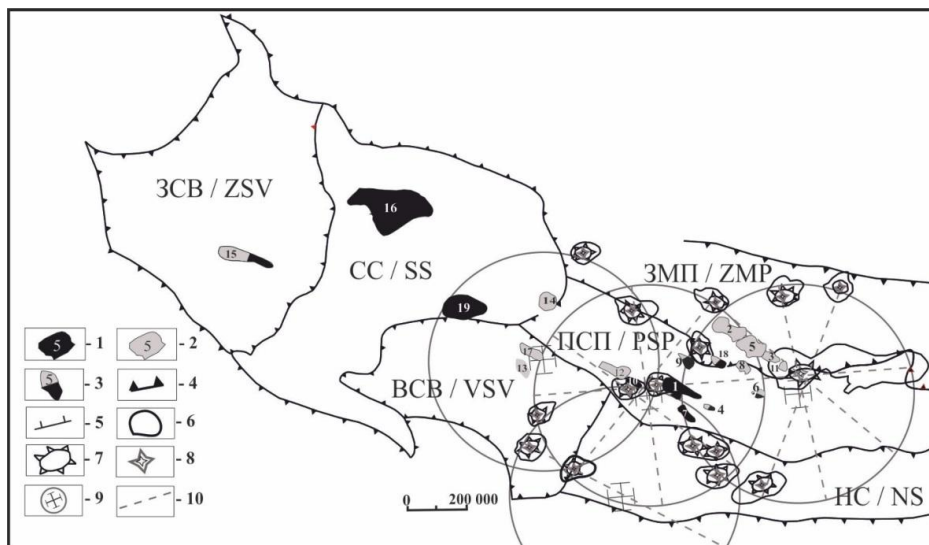


Рис. 5. Совмещенная схема тектонического районирования (по Летавину [1987]) с вулканическими постройками триасового времени, центрами СЦТ и наиболее масштабными месторождениями УВ по ветвям линий корреляции, согласно рис. 4.

Условные обозначения: Месторождения принадлежат к: 1 – верхней ветви; 2 – к нижней ветви; 3 – к верхней и нижней ветвям; Границы тектонических элементов: 4 – 1-го порядка; 5 – 2-го порядка; 6 – локальные поднятия; 7 – прикратерные фации; 8 – жерловые фации; 9 – геодинамические центры СЦТ; 10 – линеаменты.

Тектонические элементы 1-го порядка: ЗСВ – Западно-Ставропольская впадина; СС – Ставропольский свод; ВСВ – Восточно-Ставропольская впадина; ПСП – Прикумская система поднятий; ЗМП – зона Манычских прогибов; НС – Ногайская ступень.

Месторождения: 1 – Ачикулакское; 2 – Величаевско-Колодезное; 3 – Восточно-Безводненское; 4 – Западно-Мектебское; 5 – Зимне-Ставкинско-Прибрежное; 6 – Курган-Амурское; 7 – Лесное; 8 – Озек-Суат; 9 – Подсолнечное; 10 – Прасковейское; 11 – Русский хутор Северный; 12 – Чепакское; 13 – Журавское; 14 – Мирненское; 15 – Расшеватовское; 16 – Тахта-Кугультинское; 17 – Воробьевское; 18 – Урожайненское; 19 – Петровско-Благодарненское /

Fig.5. A combined scheme of tectonic zoning (according to Letavin [1987]) with volcanic structures of the Triassic period, the centers of the SCT and the largest hydrocarbon deposits along the branches of the correlation lines, according to Fig. 4.

Legends: The deposits belong to: 1 – the upper branch; 2 – the lower branch; 3 – the upper and lower branches; Boundaries of tectonic elements: 4 – 1st order; 5 – 2nd order; 6 – local uplifts; 7 – crater facies; 8 – vent facies; 9 – geodynamic centers of the SCT; 10 – lineaments.

Tectonic elements: ZSV – West Stavropol depression; SS – Stavropol dome; VSV – East Stavropol depression; PSP – Prikum uplift system; ZMP – zone of the Manych troughs; NS – Nogai stage.

Deposits: 1 – Achikulakskoye; 2 – Velichaevsko-Kolodeznoye; 3 – Vostochno-Bezvodnenskoye; 4 – Zapadno-Mektebskoye; 5 – Zimne-Stavkinsko-Pravoberezhnoye; 6 – Kurgan-Amur; 7 – Lesnoye; 8 – Ozek-Suat; 9 – Sunflower; 10 – Praskoveisky; 11 – Russian farm Severny; 12 – Chepakovskoye; 13 – Zhuravskoye; 14 – Mirnenskoye; 15 – Razshevatovskoye; 16 – Takhta-Kugultinskoye; 17 – Vorobyovskoye; 18 – Urozhodnenskoye; 19 – Petrovsko-Blagodarnenskoye

На основе анализа этой совмещенной схемы можно отметить следующее. Группа месторождений на Величаевско-Максимокумском вале (Величаево-Колодезное, Восточно-Безводненское, Зимне-Ставкинско-Правобережное, Русский хутор Северный) как бы «в цепочку» размещена между двумя вулканическими постройками. Один из четырех предполагаемых геодинамических центров СЦТ [Харченко и др., 2022] расположен рядом с одним из месторождений этой «цепочки» Русский хутор Северный. Месторождения на Ачикулакском вале (Прасковейское и Чепакское) по размещению соответствуют двум вулканическим постройкам (Прасковейской и

Ачикулакской) и геодинамическому центру СЦТ, определенному [Харченко и др., 2022]. Месторождения УВ Журавское и Воробьевское, расположенные на границе Журавского поднятия и Спицевского прогиба, по размещению соответствуют геодинамическому центру СЦТ, определенному [Харченко и др., 2022]. Урожайненское, Подсолнечное и Озек-Суатское месторождения, на границе Прикумской системы поднятий и зоны Маньчских прогибов, по своему положению совпадают с расположением Зурмутинской вулканической постройки [Харченко и др., 2022]. Месторождения с узким стратиграфическим диапазоном нефтегазонасности: Курган-Амурское, Западно-Мектебское, Лесное расположены в стороне от геодинамических центров и вулканических построек. Положение Тахта-Кугультинского и Расшеватского месторождений по отношению к геодинамическим центрам СЦТ и вулканическим постройкам триасового времени нет возможности определить из-за отсутствия информации.

Выводы

Обобщая приведенные выше рассуждения, можно сделать следующие выводы.

1. Результаты корреляции $Q_{\text{геол.}}$ и $V_{\text{эфф.}}$ природного резервуара для изучаемой территории выявили существование двух типов зависимости. Авторы настоящего исследования считают выявление двух ветвей с разными углами наклона к горизонтальной оси следствием изменения геодинамических процессов за время геологической истории региона исследований. Нижняя ветвь корреляции включает месторождения с наиболее широким диапазоном нефтегазонасности, включающим более глубокие и древние (триас-юра) залежи. Более глубокие и древние залежи УВ (триас-юра) относятся к нижнему структурному этажу, приуроченному к иному геодинамическому типу осадочного бассейна. Этот вывод впервые сделан для изучаемой территории и связан с расширенным диапазоном нефтегазонасности от триаса до неогена, формировавшимся в разных геодинамических условиях сжатия или растяжения.

2. Характер распределения линеаментов рельефа территории является индикатором геодинамических условий, указывающих на локальную геодинамическую обстановку растяжения или сжатия. Учитывая фактические данные по распределению месторождений по ветвям корреляции (рис. 4), наиболее масштабные месторождения верхней ветви приурочены к зонам растяжения, а часть залежей древних и глубоких (триас-юра) месторождений с нижней ветви – к зонам сжатия.

3. С другой стороны авторы получили хорошее совмещение положения наиболее масштабных месторождений с расположением вулканических построек триасового времени и геодинамическими центрами СЦТ [Харченко и др., 2022] (рис. 5). Вулканические постройки триасового возраста и геодинамические центры СЦТ имеют отражение в распределении линеаментов современного ландшафта и рассматриваются как локальные геодинамические обстановки. Для изучаемого региона прогноз наиболее масштабных месторождений УВ рекомендуется связывать с имеющимися материалами о подобных локальных геодинамических обстановках.

4. Определение характерных для региона локальных геодинамических обстановок – необходимый этап в поисках наиболее масштабных по запасам скоплений УВ. Выявленные авторами закономерности и особенности протекания геодинамических процессов, изучаемые также другими исследователями, подтверждают геодинамическую природу размещения наиболее масштабных месторождений в Восточном Предкавказье.

Литература

1. Голованов К.С., Харченко В.М., Волошина Т.В., Зенин Д.И. Теоретические основы и технология выявления зон аномально высоких давлений (АВПД) (на примере объектов Азово-Кубанской, Кумо-Манычской впадин и зоны сочленения Прикаспийской впадины и кряжа Карпинского). // *Наука, инновации, технологии*. – 2016. – № 1. – С. 107–120.
2. Казанкова Э.Р., Корнилова Н.В. Формирование залежей углеводородов на больших глубинах с позиций нелинейной геодинамики. // *Сборник научных трудов «Новые идеи в геологии нефти и газа»*. М.: Перо, 2019. – С. 200–204.
3. Клещев К.А., Шеин В.С. Плитотектонические модели нефтегазоносных бассейнов России. // *Геология нефти и газа*. – 2004. – № 1. – С. 24–39.
4. Летавин А.И., Орел В.С., Чернышев С.М. и др. Тектоника и нефтегазоносность Северного Кавказа. М.: Наука, 1987. – 94 с.
5. Милюков В.К., Миронов А.П., Рогожин Е.А., Стеблов Г.М. Оценки скоростей современных движений северного Кавказа по GPS наблюдениям. // *Геотектоника*. – 2015. – № 3. – С. 56–65.
6. Миронов А.П., Милюков В.К., Стеблов Г.М. Современные движения Северного Кавказа и Крыма по GPS наблюдениям. // *Тектоника и актуальные вопросы наук о земле: Материалы докладов четвертой тектонофизической всероссийской конференции с международным участием*. М.: ИФЗ РАН, 2016. – Т. 1. – С. 168–170.
7. *Осадочные бассейны: методика изучения, строение и эволюция: монография / под ред. Леонова Ю.Г., Воложа Ю.А.* М.: Научный мир, 2004. – 526 с.
8. Саидова К.М., Луценко О.О., Черненко К.И., Рыжевский Т.И. Моделирование сети трещин в объеме природных резервуаров нефтекумских отложений Зимне-Ставкинско-Правобережного месторождения на основе промыслово-линеamentного метода в программном обеспечении Petrel. // *Геология и геофизика Юга России*. – 2022. – Т. 12. № 4. – С. 101–113. DOI: 10.46698/VNC.2022.46.87.008.
9. Сидорчук Е.А., Добрынина С.А. Уточнение размещения запасов углеводородов на основе современной геодинамики. // *Socarg Proceedings*. – 2023. – Спецвыпуск 2. – С. 14–20.
10. Туртуков Г.Я. Триасовый вулканизм в Восточном Предкавказье и его влияние на формирование локальных структур. // *Геология нефти и газа*. – 1991. – № 3. – С. 26–28.
11. Ульмасвай Ф.С., Налимова Н.А. Положение месторождений нефти и газа в современном геодинамическом поле северного Сахалина. // *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа: Материалы пятой международной конференции*. М.: МГУ, 2001. – С. 336–338.
12. Ульмасвай Ф.С., Сидорчук Е.А., Добрынина С.А. Геодинамический фактор в распределении скоплений углеводородов в осадочной толще Предкавказья. // *Геология, география и глобальная энергия*. – 2013. – Т. 49. № 2. – С. 60–71.
13. Харченко В.М., Черненко К.И., Еремина Н.В., Самусев Д.Д. Некоторые закономерности формирования и распространения рифогенных построек в триасовых отложениях на территории Восточного Предкавказья в связи с нефтегазоносностью. // *Геология и геофизика Юга России*. – 2022. – Т. 12. – № 3. – С. 133–145. DOI: 10.46698/VNC. 2022.80.35.009.
14. Черненко К.И., Еремина Н.В., Туманова Е.Ю. Линейные зоны повышенной продуктивности нефти в карбонатной залежи Пушкарского поля Зимне-Ставкинско-Правобережного месторождения. // *Наука. Инновации. Технологии*. – 2022. – № 3. – С. 29–46. DOI: 10.37493/2308-4758.2022.3.2.
15. Kroeger K.F., Bischoff A., Nicol A. Petroleum systems in a buried stratovolcano: Maturation, migration and leakage. // *Marine and Petroleum Geology*. – 2022. – Vol. 141. – pp. 105–682. DOI: 10.1016/j. marpetgeo. 2022.105682.
16. Miloserdova L.V., Dintsova K.I., Khafizov S.F., Iskaziev K.O., Osipov A.V. Connection of lineaments and nodes of their intersections with the oil and gas content of the Caspian syncline and its framing (Russian). // *Oil Industry Journal*. – 2021. – Vol. 6. – pp. 22–26. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-6-22-26.

17. Panpan Hu, Fengli Yang, Lixin Tian, Kui Wu, Wei Wang Stress field modelling of the Late Oligocene tectonic inversion in the Liaodong Bay Subbasin, Bohai Bay Basin (northern China): Implications for geodynamics and petroleum accumulation. // *Journal of Geodynamics*. – 2019. – Vol. 126. – pp. 32–45.

18. Subhobroto Mazumder, Ashish Misra GIS based integration of multi-spectral remotesensing and morphostructural analysis for delineating potential areas of hydrocarbon exploration in Western Vindhyan Basin, India. // *Energy Geoscience*. – 2022. – Vol. 3. – Issue 2. – pp. 191–201.

19. Tikhomirov P.L., Chalot-Prat F., Nazarevich B.P. Triassic volcanism in the Eastern Fore-Caucasus: evolution and geodynamic interpretation. // *Tectonophysics*. – 2004. – Vol. 381. – pp. 119–142. DOI: 10.1016/j.tecto.2003.10.014.

20. Zhantayev Z., Bibossinov A., Fremd A., Talgarbayeva D., Kikkarina A. Automated lineament analysis to assess the geodynamic activity areas. // *Procedia Computer Science*. – 2017. – Vol. 121. – pp. 699–706.

References

1. Golovanov K.S., Kharchenko V.M., Voloshina T.V., Zenin D.I. Theoretical foundations and identification technology of zones of abnormally high pressures (for example, objects of the Azov Kuban cavity, the Kumo-Manych cavity and the junction zone of the Caspian cavity and the Karpinski ridge). *Science, Innovations, Technologies*. 2016. No. 1. pp. 107–120. (In Russ.)

2. Kazankova E.R., Kornilova N.V. Formation of hydrocarbon deposits at great depth from the position of nonlinear geodynamics. In: *Proceedings New ideas in the geology of oil and gas*. Moscow. Pero. 2019. pp. 200–204. (In Russ.)

3. Klechev K.A., Shein V.S. Plate-tectonic models of oil and gas basins. *Oil and Gas Geology*. 2004. No 1. pp. 24–39. (In Russ.)

4. Letavin A.I., Oryol V.S., Chernyshev S.M., et al. Tectonics and oil and gas content of the North Caucasus. Moscow. Nauka. 1987. 94 p. (In Russ.)

5. Milyukov V.K., Mironov A.P., Rogozhin E.A., Steblov G.M. Estimates of the velocities of modern movements of the North Caucasus from GPS observations. *Geotectonics*. 2015. No 3. pp. 56–65. (In Russ.)

6. Mironov A.P., Milyukov V.K., Steblov G.M. Modern Movements of the North Caucasus and Crimea on GPS Observations. *Tectonics and Topical Issues of Earth Sciences. Materials of Reports of the Fourth Tectonophysical All-Russian Conference with International Participation*. Moscow. IPE RAS, 2016. – Vol. 1. pp. 168–170. (In Russ.)

7. *Sedimentary basins: study methods, structure and evolution: monograph* / Eds. Leonov Yu.G., Volozh Yu.A. Moscow. Nauchnyj mir. 2004. 526 p. (In Russ.)

8. Saidova K.M., Lutsenko O.O., Chernenko K.I., Ryzhevsky T.I. Modeling of the fracture network in the volume of natural reservoirs of the Neftekumsky deposits of the Zimne-Stavkinsko-Pravoberezhnoye field based on the field-linear method in Petrel software. *Geology and geophysics of Russian South*. 2022. Vol. 12. No 4. pp. 101–113. DOI: 10.46698/VNC.2022.46.87.008. (In Russ.)

9. Sidorchuk E.A., Dobrynina S.A. Refining hydrocarbon reserve location using modern geodynamics. *Socar Proceeding*. 2023. Special Issue No 2. pp. 14–20. (In Russ.)

10. Turtukov G. Ya. Triassic volcanism in the Eastern Precaucasus and its influence on the formation of local structures. *Geology of Oil and Gas*. 1991. No. 3. pp. 26–28. (In Russ.)

11. Ulmasvai F.S., Nalimova N.A. The position of oil and gas fields in the modern geodynamic field of northern Sakhalin. In: *Proc. of the 5th Int. conf. New ideas in geology and geochemistry of oil and gas*. Moscow. MSU. 2001. pp. 336–338. (In Russ.)

12. Ulmasvai F.S., Sidorchuk E.A., Dobrynina S.A. Geodynamic factor in distribution of HC accumulation in sediments formation of Ciscaucasia. *Geology, geography and global energy*. 2013. Vol. 49. No 2. pp. 60–71. (In Russ.)

13. Kharchenko V.M., Chernenko K.I., Yeriomina N.V., Samusev D.D. Some patterns of

formation and distribution of reef buildups in Triassic deposits on the territory of the Eastern Fore-Caucasus in connection with oil-and-gas potential. *Geology and geophysics of Russian South*. 2022. Vol. 12. No 3. pp. 133–145. DOI: 10.46698/VNC. 2022.80.35.009 (In Russ.)

14. Chernenko K.I., Yeriomina N.V., Tumanova Ye.Yu. Linear zones of increased oil productivity in the carbonate reservoir of the Pushkarskoe area of Zimne-Stavkinsko-Pravoberezhnoye field. *Science. Innovations. Technologies*. 2022. No 3. pp. 29–46. (In Russ.)

15. Kroeger K.F., Bischoff A., Nicol A. Petroleum systems in a buried stratovolcano: Maturation, migration and leakage. *Marine and Petroleum Geology*. 2022. Vol. 141. pp. 105–682. DOI: 10.1016/j. marpetgeo.2022.105682.

16. Miloserdova L.V., Dintsova K.I., Khafizov S.F., Iskaziev K.O., Osipov A.V. Connection of lineaments and nodes of their intersections with the oil and gas content of the Caspian syncline and its framing (Russian). *Oil Industry Journal*. 2021. Vol. 6. pp. 22–26. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-6-22-26.

17. Panpan Hu, Fengli Yang, Lixin Tian, Kui Wu, Wei Wang Stress field modelling of the Late Oligocene tectonic inversion in the Liaodong Bay Subbasin, Bohai Bay Basin (northern China): Implications for geodynamics and petroleum accumulation. *Journal of Geodynamics*. 2019. Vol. 126. pp. 32–45.

18. Subhobroto M., Ashish M. GIS based integration of multi-spectral remotesensing and morphostructural analysis for delineating potential areas of hydrocarbon exploration in Western Vindhyan Basin, India. *Energy Geoscience*. 2022. Vol. 3. Issue 2. pp. 191–201.

19. Tikhomirov P.L., Chalot-Prat F., Nazarevich B.P. Triassic volcanism in the Eastern Fore-Caucasus: evolution and geodynamic interpretation. *Tectonophysics*. 2004. Vol. 381. pp. 119–142. DOI: 10.1016/j.tecto. 2003.10.014.

20. Zhantayev Z., Bibossinov A., Fremd A., Talgarbayeva D., Kikkarina A. Automated lineament analysis to assess the geodynamic activity areas. *Procedia Computer Science*. 2017. Vol. 121. pp. 699–706.