

Методика комплексных кластеров как основа геохимической оценки нефтегазоносности неантиклинальных залежей Мирнинского свода

Макаренко (Зубкова) Е.В.¹, Тюкавкина О.В.², Капитонова И.Л.¹

¹ФГАОУ ВО «Российский университет дружбы народов», Москва, Россия

²Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

zubkova_liza@mail.ru

Аннотация

В работе рассмотрены вопросы применения поверхностной геохимии для определения нефтегазоперспективности неантиклинальных залежей Мирнинского свода. Исследуемая территория располагается между двумя нефтегазоконденсатными месторождениями: Среднеботуобинским и Чаяндинским и относится к Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области — гигантской по ресурсам углеводородов, газонефтеносной с доминантными комплексами венда и нижне-го кембрия. Предложенный авторами подход к интерпретации данных поверхностной геохимии позволяет дать оценку нефтегазоперспективности структур, выделенных геофизическими и космическими методами, а также произвести их ранжирование по степени перспективности. На поисково-оценочном этапе работ данный подход позволяет избежать геолого-геофизических рисков и снизить затраты недропользователя на поиски перспективных на углеводороды площадей.

Материалы и методы

Результаты отражены в виде рисунков, графических иллюстраций, выводов.

Ключевые слова

прямые геохимические методы поисков, неантиклинальная залежь, метод комплексных кластеров, Мирнинский свод

Для цитирования

Макаренко (Зубкова) Е.В., Тюкавкина О.В., Капитонова И.Л. Методика комплексных кластеров как основа геохимической оценки нефтегазоносности неантиклинальных залежей Мирнинского свода // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 4. С. 26–31.

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-4-26-31

Поступила в редакцию: 17.11.2021

GEOLOGY

UDC 553.98, 550.84 | Original Paper

The method of complex clusters is the basis for geochemical evaluation of oil and gas prospects of non-anticlinal deposits of the Mirninsky arch

Makarenko E.V.¹, Tyukavkina O.V.², Kapitonova I.L.¹

¹RUDN University, Moscow, Russia

²Oil and gas research institute RAS, Moscow, Russia

zubkova_liza@mail.ru

Abstract

The paper considers the application of surface geochemistry to determine the oil and gas prospects of non-anticlinal deposits of the Mirninsky arch. The study area is located between two oil and gas condensate fields: Srednebotuobinsk and Chayandinsky and belongs to the Nepsko-Botuobinsk oil and gas-bearing region – gigantic in terms of hydrocarbon resources, gas-oil-bearing with dominant complexes of the Vendian and Lower Cambrian. The approach proposed by the authors to the interpretation of surface geochemistry data makes it possible to assess the oil and gas prospects of structures identified by geophysical and space methods, as well as to rank them according to the degree of prospects. At the exploration and evaluation stage of the work, this approach allows avoiding geological and geophysical risks and reducing the costs of the subsurface user to search for areas promising for hydrocarbons.

Materials and methods

The results are in the form of figures, graphic illustrations and conclusions.

Keywords

direct geochemical methods of prospecting, non-anticlinal deposit, method of complex clusters, Mirninsky arch

For citation

Makarenko E.V., Tyukavkina O.V., Kapitonova I.L. The method of complex clusters is the basis for geochemical evaluation of oil and gas prospects of non-anticlinal deposits of the Mirninsky arch. Exposition Oil Gas, 2022, issue 4, P. 26–31. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-4-26-31

Received: 17.11.2021

Актуальность

Одним из актуальных направлений исследований для прироста ресурсов и запасов углеводородов (УВ) является изучение сложнопостроенных объектов — неантиклинальных, комбинированных ловушек. Разведанность традиционных структурных (антиклинальных) ловушек достаточно

высокая, и их количество близится к исчерпанию как в регионах с высокой степенью изученности — Волго-Уральская нефтегазоносная провинция, так и в относительно новых — Восточно-Сибирская нефтегазоносная провинция [1]. Высокие перспективы поисков и добычи УВ связаны с Восточно-Сибирской нефтегазоносной провинцией, это

подтверждается открытием в 2016 г. Бюксского нефтегазоконденсатного месторождения. Актуальным вопросом является выбор метода для первичной оценки площади на перспективность поисков УВ, в связи с чем наряду с комплексом геолого-геофизических работ для выявления неантиклинальных ловушек возможно применение геохимических

исследований, которые характеризуются относительно не высокой сложностью работ, а затраты на такие исследования делают методы поверхностной геохимии все более привлекательными для нефтяных компаний, в том числе на поисково-оценочном этапе работ.

Постановка проблемы

Одним из основных препятствий для освоения региона является практически полное отсутствие инфраструктуры, рассредоточенность месторождений, а также их удаленность от мест потребления и переработки нефти и газа. Так, удаленность Среднеботуобинского месторождения до действующих нефтепроводов составляет от 570 до 1 200 км, поэтому экономически выгодно открытие новых месторождений в непосредственной близости от уже имеющейся инфраструктуры. Сложное геологическое строение территории обуславливает комплексирование геофизических методов исследований и бурение поисковых скважин для подтверждения перспектив территории, что на практике повышает затраты и риски недропользователя [2]. Ввиду сложных природно-геологических условий региона и в обстоятельствах ограниченного объема проведенных сейсморазведочных работ возникает необходимость применения новых методов поисков и оценки перспективности выявленных объектов. По геологическому строению район исследования характеризуется наличием неантиклинальных и комбинированных залежей, осложненных тектоническими нарушениями.

Определенные трудности при поиске неантиклинальных залежей нефти и газа связаны со сложностью геологического строения большинства нефтегазоконденсатных месторождений Сибирской платформы. При относительно простой морфоструктуре залежей и распределения в них коллекторов и покрышек наличие отдельных блоков залежей, обусловленных тектоническими нарушениями, делает поисковый этап более сложным

и требует привлечения прямых исследований, позволяющих дать оценку нефтегазоперспективности исследуемой площади [2]. Прямые геохимические исследования являются эффективным методом для поисков и оценки нефтегазоперспективности в том числе неантиклинальных залежей, установления зон с повышенной трещиноватостью и наличием разрывных нарушений, которые являются основными путями вертикальной миграции углеводородных соединений через толщу перекрывающих пород [3].

Материалы и методы

При выполнении исследований использовались данные геохимической съемки, результаты структурного дешифрирования радиолокационных космических снимков и спектрального анализа космических снимков в видимом и инфракрасном диапазоне спектра со спутника Landsat-7, а также сейсморазведки 2D [4–6]. Территория исследований располагается на севере Непско-Ботуобинского антеклизы в южной части Мирнинского свода между Среднеботуобинским и Чаяндинским месторождениями (рис. 1).

Сложность строения и перспективность нефтегазоносности Чаяндинского и Среднеботуобинского месторождений в большей степени зависят от структурно-тектонических и литологических особенностей. Для Непско-Ботуобинской антеклизы характерно проявление разломно-блоковой тектоники, при этом основные месторождения УВ преимущественно сосредоточены в приподнятых частях структур — Непского свода и Мирнинского выступа (рис. 2).

Разрывные нарушения и надвиги контролируют отдельные блоки месторождений, тем самым создавая тектонически экранированные, неантиклинальные залежи [9]. Непско-Ботуобинская антеклиза располагается между очагами нефтегазообразования краевой зоны платформы (Предпатомский прогиб и Байкало-Патомская зона). По мнению ряда исследователей, основными

признаками перспектив нефтегазоносности Непско-Ботуобинской НГО считаются [8]:

- приуроченность к краевой зоне платформ, активной в рифее и венде, расположенной на континентальном склоне области интенсивного нефтегазообразования;
- появление в конце раннего и среднего палеозоя, а затем и в мезозое новых очагов нефтегазообразования, менее мощных по генерационному потенциалу, способствующих деформированию скоплений углеводородов и поступлению новых порций нефти и газа;
- наличие нефтепроизводящих толщ со значительным нефтегазогенерационным потенциалом.

На территории Мирнинского выступа по результатам структурного дешифрирования радиолокационных космических снимков (в условиях ограниченного объема проведенных сейсморазведочных работ) было спрогнозировано девять локальных структур.

Геохимической съемкой опробованы следующие структуры: 4, 7, 14. Использовалась сорбционная методика, позволяющая получать широкий спектр углеводородных соединений в ряду C1–C15 [10]. Использование сорбента увеличивает естественную концентрацию вышеупомянутых соединений в пробе минимум на два порядка, что дает возможность определять их содержание хроматографическими методами. Получаемый спектр углеводородных соединений увеличивает степень достоверности обнаружения залежей нефти, газа, газоконденсата на глубине. Эффективность геохимической методики была доказана на территории Кудиновско-Романовской тектонической зоны (КРТЗ) [11–14], где был дан прогноз и в дальнейшем открыты две неантиклинальные залежи — рифогенные постройки D₅sm (нефтяные Дубравное и Ульяновское месторождения).

Сорбционный метод применялся для определения нефтегазоперспективности структур, выявленных сейсморазведкой 2D, на территории Арчединско-Дорожжинской

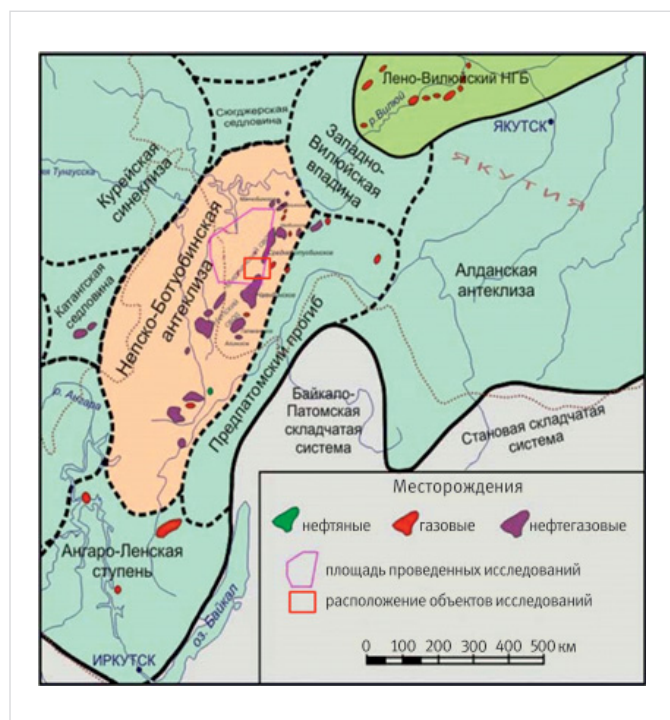


Рис. 1. Схема структурного положения объектов [8]
Fig. 1. Diagram of the structural position of objects [8]

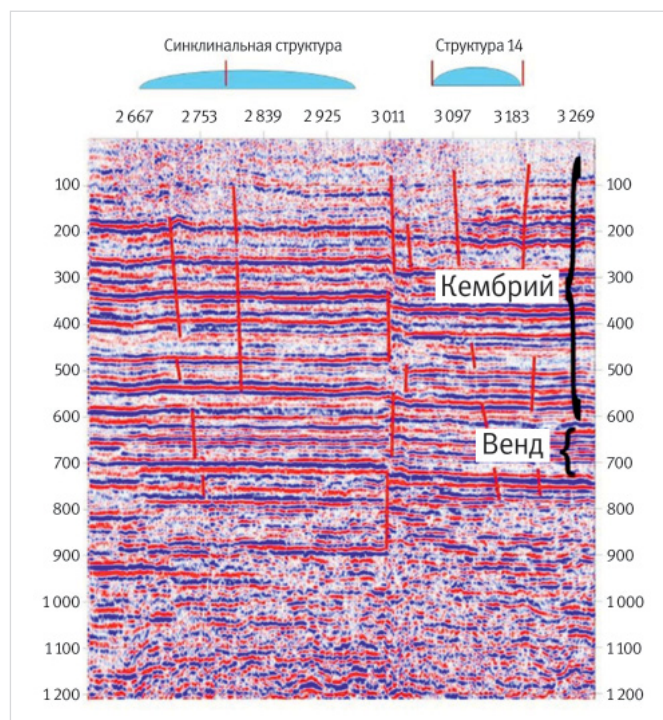


Рис. 2. Проявление блочно-разломной тектоники в пределах исследуемой площади [8]
Fig. 2. Manifestation of block-fault tectonics within the studied area [8]

депрессии, Терсинской террасы, Линевско-Уметовской депрессии, западной части Прикаспийской впадины, а также на шельфе Казанского сектора Каспийского моря [11–18].

Для оценки перспективности структур авторами предложен метод комплексных кластеров (МКК), который дал положительный результат при обнаружении сложнопостроенных неантиклинальных залежей в пределах КРТЗ.

МКК заключается в структурировании геохимической информации с целью дальнейшей оценки перспективности структуры, в том числе перед постановкой разведочного бурения [19]. На структурах Мирнинского свода было обнаружено 94 индивидуальных углеводородных соединения (УВС). Эти соединения представляют один большой аналитический кластер, состоящий из следующих групп: н-алканы, изопарафины, нафены, ароматические соединения и олефины (рис. 3).

Каждая группа представлена отдельными углеводородными соединениями — маркерами. Маркер — это диагностированное на аналитическом этапе углеводородное соединение. Группа нормальных парафинов представлена метаном и его гомологами до пентадекана и включает в себя соответственно пятнадцать соединений. Изопарафины представлены 26 индивидуальными соединениями от C4 до C11, включая соединения с одной и двумя метильными группами, а также одной этильной группой. Нафены обнаружены в количестве 19 индивидуальных соединений. Кольца в молекулах представлены 5–6 атомами углерода. Из ароматических УВ обнаружено 21 соединение. Почти все арены моноциклические. Непредельные углеводороды представлены олефинами от бутена до декена, обнаружено 13 соединений. Каждая группа включает в себя маркеры. Маркеры делятся на прямые и косвенные.

Кластер маркеров формирует пять показателей. Используя принадлежность углеводородных соединений по своим миграционным свойствам к показателю в кластере маркеров и распределение концентраций его аномальных полей по площади, формируется последовательный ряд геохимической информации — кластер показателей. Кластер показателей разделяется на индикаторы. Индикатор — совокупность маркеров, отнесенных к одному из показателей. Индикатор имеет количественную характеристику, при помощи которой и происходит оценка перспективности структуры. Каждый кластер индикаторов состоит минимум из пяти индикаторов. Кластер эталонов содержит в себе совокупность информации по «эталонным объектам» района. За «эталонные объекты» принимались уже открытые и эксплуатируемые месторождения (залежи), обусловленные наличием продуктивных скважин и/или пустых скважин на территории, охваченной методами поверхностной геохимии [6].

В итоге производится качественная и количественная оценка перспективности структуры (рис. 4).

За качественную оценку отвечает кластер показателей. Количественная оценка проводится по кластеру маркеров и кластеру индикаторов. Кластер эталонов оценивается как качественными, так и количественными показателями.

Результаты исследования

В статье приводятся результаты применения метода комплексных кластеров на 3 структурах Мирнинского свода: 4, 7, 14. В отличие от КРТЗ, в аналитическом

кластере Мирнинского свода диагностировано 26 изопарафинов и 15 парафинов нормального ряда, что вносит различия в составы кластеров: аналитического, кластера маркеров, кластера показателей — и в итоге кластера индикаторов (табл. 1).

Кластер маркеров представлен всеми пятью показателями: показателем газовых месторождений и газовых шапок нефтяных месторождений, показателем нефтяных и газоконденсатных месторождений, показателем нефтяных месторождений, а также показателями фильтрационных процессов и загрязнения территории.

Кластер показателей, представленный пятью индикаторами, претерпел значительные изменения. В силу того, что маркеры, входящие в состав индикаторов, имеют разные уровни концентраций, были подсчитаны нормированные значения каждого маркера. Для этого использовалась следующая формула [6] пересчета каждого абсолютного значения:

$$Z = \frac{X - A}{B},$$

где Z — нормированное значение маркера в каждой точке опробования; A — среднее значение соединения (202 точки); B — стандартное отклонение по соединению (202 точки); X — абсолютное значение маркера в каждой точке опробования.

В состав индикатора 1 вошли следующие маркеры: метан, этан, пропан, бутан, 2-метилпропан, 2-метилбутан. Данный индикатор относится к показателю газовых месторождений и газовых шапок нефтяных месторождений.

Кластер эталонов для данной территории сформирован из продуктивной нефтяной скважины 10, расположенной на южном фланге Среднебугубинского месторождения и пустой скважины 591 (между структурами 6 и 9). При интерпретации аналитических результатов мы имеем дело с совокупностью данных, которая состоит из двух выборок: фоновой и аномальной. Изначально ни фоновая, ни аномальная выборки не определены — корректно рассчитать минимально-аномальное значение не представляется возможным. Поэтому на практике производится расчет

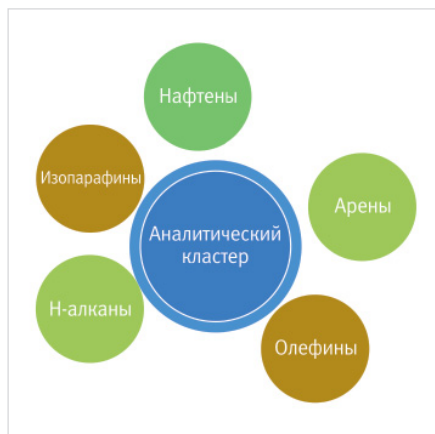


Рис. 3. Компоненты аналитического кластера
Fig. 3. Components of the analytical cluster



Рис. 4. Кластеры, входящие в качественную и количественную оценку перспективности структуры
Fig. 4. Clusters included in the qualitative and quantitative evaluation of the prospects of the structure

Табл. 1. Сравнительные параметры данных по аналитическому кластеру
Tab. 1. Comparative data parameters for the analytical cluster

Тектоническая зона	Количество УВ	Парафины нормального ряда	Изопарафины	Циклометилены	Ароматические	Олефины
Кудиновско-Романовская	119	10	36	21	25	18
Мирнинский свод	94	15	26	19	21	13

Табл. 2. Статистическая характеристика значений индикаторов над структурами 4, 7, 14 нг/л
Tab. 2. Statistical characteristics of indicator values over structures 4, 7, 14 ng/l

№ структур, средние значения по объектам	Индикаторы				
	1	2	3	4	5
Структура 4 (1)	5 403	506	106	36	245
Структура 7 (3а)	4 275	2 751	1 023	151	490
Структура 14 (5)	2 403	509	54	39	281
Среднее скв. № 10 (продуктивная)	2 389	1 243	1 232	180	253
Среднее скв. № 591 (пустая)	2 348	498	224	25	674
Среднеаномальное значение	4 104	1 067	323	79	294
Среднефоновое значение	2 246	495	254	63	522

средних значений и стандартных отклонений для всей выборки, которая включает и аномальные значения. Повышенными концентрациями УВ признаются значения, превышающие средние значения генеральной выборки. Далее с учетом средних значений определяются аномальные и фоновые участки, после чего по двум отдельным выборкам производится подсчет среднеаномальных и среднефоновых значений [20]. Величины, превышающие среднеаномальные значения, расцениваются как высококонтрастные значения или концентрации (табл. 2).

Полученные концентрации соединений указывают на преобладание слабоконтрастных геохимических полей на исследуемой территории.

Индикатор 1. Его распределение показано на рисунке 5.

Повышенные концентрации индикатора 1 выделяются над структурами 4 и 7, что является выше среднеаномального значения. Величина индикатора 1 над структурой 4 составляет 5 403 нг/л, над структурой 7 — 4 275 нг/л.

Концентрации метана, этана и пропана аномально высоки над всей структурой 4, за исключением начальной и конечной точек профиля — точки опробования: С009, В012. Над структурой 7 аномальные значения наблюдаются в точках опробования С064–С068 и С071–С073; А065–А071. Хотелось бы акцентировать внимание на практически фоновых концентрациях суммы этих маркеров над эталонным объектом с пробуренной скважиной № 10.

Распределение бутана отличается от распределения концентраций метана, этана и пропана. Значимая аномалия выделяется по профилю вдоль реки, точки А047–А053.

2-метилпропан (C_4H_{10}). Относится к парафинам и по высоким концентрациям в целом по площади имеет аналогичное распределение с суммой метана, этана и пропана.

2-метилбутан (C_5H_{12}). По данным

хроматографического анализа в отдельных точках опробования выявлены значительные концентрации этого изопентана.

В состав индикатора 2 входят: пентан, 2,2-диметилбутан, 2-метилпентан, 3-метилпентан, гексан, бензол, циклогексан, 1,1-диметилциклопентан, 3-метилгексан, 2,3-диметилпентан, цис-1,3-диметилциклопентан, метилциклопентан. Такие маркеры, как пентан, 2,2-диметилбутан, 2-метилпентан, 3-метилпентан, гексан, бензол, циклогексан, 3-метилгексан, относятся к прямым маркерам. Остальные маркеры относятся к косвенным маркерам. По сравнению с маркерами, входящими в индикатор 1, перечисленные маркеры более высокомолекулярные, могут мигрировать в парообразной или водорастворенной форме. Они обладают меньшей диффузионной способностью и существенно зависят от собственной растворимости в воде. Этот индикатор относится в кластере маркеров к показателю нефтяных, газоконденсатных месторождений и аномалий, возникающих над ними на поверхности. Для Мирнинского свода характерна корреляция 2,2 — диметилбутана с более тяжелыми соединениями, в отличие от КРТЗ, где он тяготеет к другим летучим соединениям. Индикатор 2 на данных структурах практически соответствует по набору соединений индикатору 4 для КРТЗ (рис. 6).

Пентан (C_5H_{12}). Наиболее контрастно выделяется аномалия над структурой 7, которая почти полностью перекрывает южную часть этой структуры. Начиная с пентана, наблюдается перераспределение полей повышенных концентраций от западной части

исследуемой территории к восточной.

Гексан (C_6H_{14}). Вызывает интерес, поскольку относится к прямым маркерам наличия нефтяных залежей. Его концентрации в нефти составляют первые проценты, в газоконденсатах составляют сотые, десятые доли процентов. Повышенные концентрации гексана над структурой 7 совпадают с аномалиями по пентану, но делят структуру на две изолированных, автономных части.

3-метилпентан (C_6H_{14}). Наблюдаются исключительно точечные малоинформативные аномалии.

2-метилпентан (C_6H_{14}). Отличительной чертой является отсутствие аномалий над структурой 7.

Циклопентан (C_5H_{10}). Несмотря на то, что циклопентан относится к достаточно легким и мобильным соединениям, его распределение, по опыту предыдущих исследований, обычно коррелирует с более тяжелыми соединениями от декана и выше. И в данном случае выделяются повышенные концентрации на отдельных участках вдоль реки, особенно в районе скважины № 591. В целом повышенные концентрации циклопентана не могут указывать на перспективность структур.

Циклогексан (C_6H_{12}). Наблюдается возрастание концентраций над скважиной № 10.

Бензол (C_6H_6). У юго-восточной границы структуры 7 наблюдается аномалия, но при этом практически фоновые значения имеет участок над самой структурой. Как и в случае с другими — прямыми — маркерами, начиная с пентана, отсутствуют повышенные концентрации на западном фланге

Табл. 3. Ранжирование выделенных структур
Tab. 3. Ranking of selected structures

Ранг		№ структуры
1	Возможно перспективная	структура 4
2	Перспективная	структура 7
3	Неперспективная	структура 14

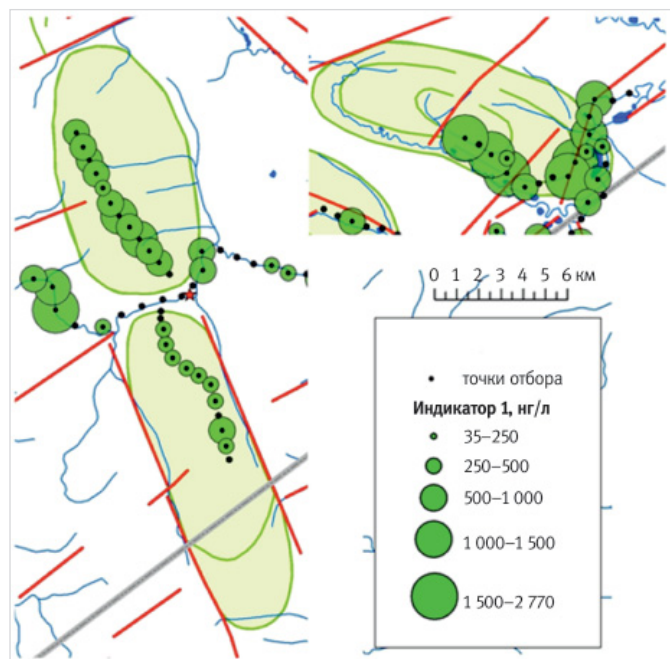


Рис. 5. Распределение показателя 1 над структурами 4, 14, 7, выделенное по результатам структурного дешифрирования радиолокационных космических снимков
Fig. 5. Distribution of indicator 1 on structures 4, 14, 7, identified by the results of structural decoding of radar satellite images

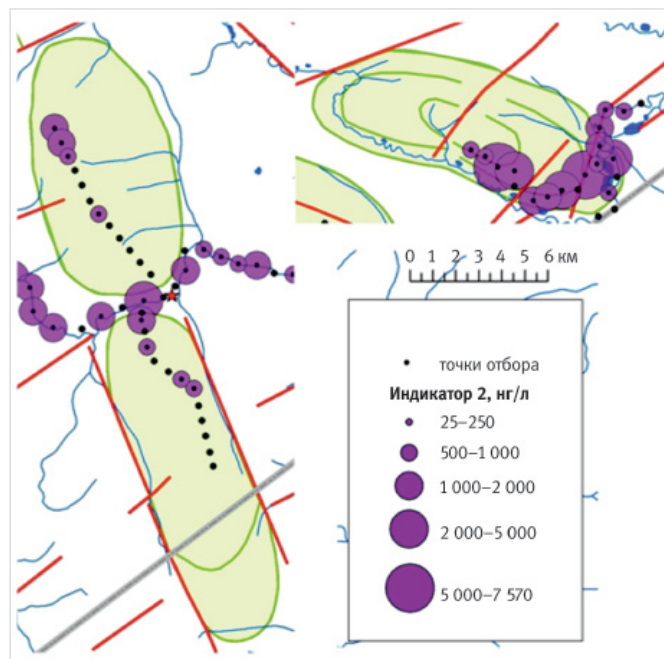


Рис. 6. Распределение показателя 2 над структурами 4, 14, 7, выделенное по результатам структурного дешифрирования радиолокационных космических снимков
Fig. 6. Distribution of indicator 2 on structures 4, 14, 7, identified by the results of structural decoding of radar satellite images

исследуемой территории. Над эталонной скважиной № 10 устойчиво сохраняются аномальные концентрации.

Таким образом, в кластере индикаторов выделено 5 индикаторов. В статье приводится подробное описание только двух индикаторов.

Произведено ранжирование структур по степени их перспективности. Выделено три ранга, определяющих перспективность территории исследуемых структур МКК: перспективные, возможно перспективные и неперспективные (табл. 3).

Ранг 1 соответствует структуре, возможно перспективной по показателю газовых месторождений. Ранг 2 соответствует структуре, перспективной по показателю газовых шапок нефтяных месторождений и по показателю нефтяных, газоконденсатных месторождений. Ранг 3 соответствует структуре, неперспективной ни по одному показателю.

Заключение

В результате применения метода комплексных кластеров произведена геохимическая оценка неантиклинальных структур Мирнинского свода. Подтверждено наличие высокой фильтрационной составляющей как особенности геологического строения данной территории, о чем свидетельствует выделенный показатель фильтрационных процессов, представленный индикатором 4. Количественно индикатор 4 над структурой 7 практически в 2 раза превышает аномальные значения этого индикатора по всей площади исследований. При качественной оценке структур посредством кластера показателем выявлено, что структура 7 может быть перспективна на наличие нефтяных, нефтегазоконденсатных залежей либо нефтяной залежи с газовой шапкой. Количественно данная структура выделяется повышенными значениями всех индикаторов в кластере индикаторов. Структура 4, преимущественно проявляющаяся в аномальных значениях легких маркеров, возможно, перспективна на обнаружение газовых залежей по показателю газовых месторождений, количественно выделяется по индикатору 1 — 5 403 нг/л. Структура 14 признана неперспективной согласно качественным и количественным показателям. В кластере индикаторов она незначительно (приблизительно на 7 и 3 %) превышает среднефоновое значение по индикатору 1 и 2. Индикатор 3 над структурой в 4,5 раза ниже среднефоновое значения, а индикатор 4 в 1,5 раза меньше. Таким образом, структура 14 не выделяется по кластеру показателей газовых месторождений и газовых шапок нефтяных месторождений, а также нефтяных и газоконденсатных месторождений.

Приведенные данные показывают, что геохимическая съемка может использоваться для оценки площадей не только на региональном этапе, но и на поисково-оценочном в качестве метода оценки структур, сокращая объем геолого-геофизических исследований, в том числе и по площадям, неохваченным геолого-геофизическими исследованиями, и недостаточно изученным регионам.

Предложенная авторами методика интерпретации успешно применяется для выявления неантиклинальных ловушек [16, 21] на территориях с различным геологическим строением (Кудиновско-Романовская тектоническая зона, Мирнинский свод) и может служить инструментом выбора и оценки объекта перед постановкой разведочного бурения,

дополняя геофизическую информацию признаками наличия углеводородов на глубине.

Итоги

Для интерпретации данных поверхностной геохимии (сорбционный метод) применен метод комплексных кластеров на структурах Мирнинского свода. Выявлены прямые и косвенные маркеры. Определены показатели и сформированы индикаторы. Выполнена оценка нефтегазоперспективности структур.

Выводы

Произведен прогноз нефтегазоперспективности структур Мирнинского свода на основании данных поверхностной геохимии (сорбционный метод). Оценка выполнена при помощи метода комплексных кластеров. В результате определена перспективность двух из трех структур.

Литература

1. Шустер В.Л. Методический подход к выявлению и поискам залежей нефти и газа в сложнопостроенных неантиклинальных ловушках // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. № 3. С. 26–31.
2. Юрова М.П., Томилова Н.Н. Разломно-блоковые модели залежей углеводородов мирнинского свода Непско-Ботубинской антеклизы // Вести газовой науки. 2012. С. 139–147.
3. Ворошилов В.Г. Геохимические методы поисков полезных ископаемых. Томск: ТПУ, 2011. 104 с.
4. Трофимов Д.М., Баранов Ю.Б., Глухов А.Г., Евдокименков В.Н., Зубкова (Макаренко) Е.В., Серебряков В.Б. Возможности комплексного применения многоспектральных съемок из космоса и наземных геохимических работ при решении нефтегазопроисловых задач // Сборник трудов. Королев: 2010. С. 33–44.
5. Трофимов Д.М. Современные микроамплитудные тектонические движения, дистанционные методы их изучения и значение для нефтегазовой геологии. М.: Инфра-Инженерия, 2016. 80 с.
6. Миротворский М.Ю., Глухов А.Г., Зубкова (Макаренко) Е.В. Проведение геохимических работ на Южно-Джунгунском и Бюкском лицензионных участках ОАО «Газпром». М.: Атмогеохимия, 2009. 60 с.
7. Конторович А.Э., Хоменко А.В. Теоретические основы прогноза нефтегазоносности осадочных бассейнов с интенсивным проявлением траппового магматизма // Геология и геофизика. 2001. Т. 42. № 11–12. С. 1764–1773.
8. Корчагина Ю.И., Фадеева Н.П. Реализация нефтематеринского потенциала в древних осадочных отложениях (на примере Предпатомского бассейна) // Методы оценки нефте- и газоматеринского потенциала седиментитов. М.: Наука, 1982. С. 114–122.
9. Пономаренко А.С. Геология залежей карбонатных коллекторов Непско-Ботубинской антеклизы // Вестник Евразийской науки The Eurasian Scientific Journal. 2020. Т. 12. № 6. 9 с.
10. Глухов А.Г. Способ поиска нефтяных залежей. Патент № 2272307. 2006. 4 с.

11. Миротворский М.Ю., Глухов А.Г., Бондарев В.Л., Зверева В.Б., Гудзенко В.Т. и др. Отчет по договору № 04V0459 на проведение геохимических исследований в пределах Кудиновско-Романовской приподнятой зоны. М.: Геохимия, 2004. 104 с.
12. Миротворский М.Ю., Глухов А.Г., Зубкова (Макаренко) Е.В. Информационный отчет о проведении геохимических работ на Левобережном лицензионном участке. М.: Атмогеохимия, 2010.
13. Глухов А.Г., Миротворский М.Ю., Гудзенко В.Т., Зубкова (Макаренко) Е.В. и др. Проведение поисковых геохимических работ на территории Журавского (100 км) и Брезовского (100 км) лицензионных участков ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть». М.: Атмогеохимия, 2007. 112 с.
14. Зубкова (Макаренко) Е.В., Глухов А.Г. и др. Отчет. Проведение поисковых геохимических работ на территории Левобережного (300 км) и Потемкинского (100 км) лицензионных участков. М.: Атмогеохимия, 2011.
15. Макаренко Е.В., Жорж Н.В. Трудности проведения морских поисковых геохимических исследований в северо-западной части шельфа Каспийского моря // Новые идеи в науках о Земле. 2021. С. 52–54.
16. Бакин А.С., Макаренко Е.В. Перспективность Ольгинской структуры. Оценка нефтегазоперспективности объекта при помощи сорбционного атмогеохимического метода // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2019. № 12. С. 120–124.
17. Зубкова (Макаренко) Е.В. Детализация геологического строения и геохимический облик надсолевых отложений Волгоградско-Карагаганакской нефтегазоносной области (на примере волгоградского левобережья) // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования. 2016. № 1. С. 71–77.
18. Глухов А.Г., Зубкова (Макаренко) Е.В. Поисковые геохимические работы в акватории каспийского моря // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования. 2010. № 1. С. 100–106.
19. Закиров С.Н., Аникеев Д.П. Технологии исследования скважин и алгоритмы интерпретации результатов // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. № 2. С. 16–21.
20. Глухов А.Г., Зубкова (Макаренко) Е.В., Савкин В.В. Результаты геохимической экспертизы в точке заложения поисково-разведочной скважины // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования. 2011. № 1. С. 107–114.
21. Макаренко Е.В. Роль природных факторов при определении нефтегазоперспективности структур мирнинского выступа // Актуальные научные исследования в современном мире. № 11–15. 2021. С. 73–76.

Results

To interpret the data of surface geochemistry (sorption method), the method of complex clusters on the structures of the Mirninsky arch was applied. Direct and indirect markers have been identified. Indicators are defined and indicators are formed. An assessment of the oil and gas potential of the structures was carried out.

Conclusions

The forecast of the oil and gas prospects of the structures of the Mirninsky arch was made, based on the data of surface geochemistry (sorption method). The assessment was carried out using the method of complex clusters. As a result, the prospects of two of the three structures were determined.

References

- Shuster V.L. Methodical approach to identifying and searching for oil and gas deposits in complex non-anticlinal traps. *Actual Problems of Oil and Gas*, 2020, issue 3, P. 26–31. (In Russ).
- Yurova M.P., Tomilova N.N. Fault-block models of hydrocarbon deposits of the Mirny arch of the Nepsk-Botuobinsky antecline // *Vesti Gazovoy Nauki*, 2012, issue 1, P. 139–147. (In Russ).
- Voroshilov V.G. Geochemical methods for prospecting minerals. *Tomsk: TPU*, 2011, 104 p. (In Russ).
- Trofimov D.M., Baranov Yu.B., Gluhov A.G., Evdokimenkov V.N., Zubkova (Makarenko) E.V., Serebryakov V.B. Possibilities of complex application of multispectral surveys from space and ground geochemical works in solving oil and gas prospecting problems. *Korolev*, 2010, P. 33–44. (In Russ).
- Trofimov D.M. Modern low-amplitudinal tectonically induced moves, their remote studying methods and their value for petroleum-gas geology. *Moscow: Infra-Inzheneriya*, 2016, 80 p. (In Russ).
- Mirotvorsky M.Yu., Glukhov A.G., Zubkova (Makarenko) E.V. Carrying out geochemical work at the Yuzhno-Dzhunkunsky and Byuysky license areas of "Gazprom" JSC. *Moscow: Atmogeokhimiya*, 2009, 60 p. (In Russ).
- Kontorovich A.E., Homenko A.V. Theoretical foundations for predicting the oil and gas content of sedimentary basins with intense manifestation of trap magmatism. *Geologiya i geofizika*, 2001, Vol. 42, issue 11–12, P. 1764–1773. (In Russ).
- Korchagina Yu.I., Fadeeva N.P. Realization of oil source potential in ancient sedimentary deposits (on the example of the Pre-Patom basin). *Methods for assessing the oil and gas source potential of sedimentites*. M.: Nauka, 1982, P. 114–122. (In Russ).
- Ponomarenko A.S. Deposits geology of carbonate reservoirs of the Nepa-Botuobin antecline. *The Eurasian Scientific Journal*, 2020, Vol. 12, issue 6, 9 p. (In Russ).
- Glukhov A.G. Mode of searching for oil deposits. Patent № 2272307. 2006, 4 c. (In Russ).
- Mirotvorsky M.Yu., Gluhov A.G., Bondarev V.L., Zvereva V.B., Gudzenko V.T. et al. Report on contract № 04V0459 for geochemical surveys within the Kudinovsko-Romanovskaya uplifted zone. *Moscow: Geokhimiya*, 2004, 104 p. (In Russ).
- Mirotvorsky M.Yu., Glukhov A.G., Zubkova (Makarenko) E.V. Information report on geochemical work in the Levoberezhny license area. *Moscow: Atmogeokhimiya*, 2010. (In Russ).
- Gluhov A.G., Mirotvorsky M. Yu., Gudzenko V.T., Zubkova (Makarenko) E.V. et al. Carrying out prospecting geochemical works on the territory of the Zhuravsky (100 km) and Berezovsky (100 km) license areas of "LUKOIL-Nizhnevolzhskneft" LLC. *Moscow: Atmogeokhimiya*, 2007, 112 p. (In Russ).
- Zubkova (Makarenko) E.V., Gluhov A.G. et al. Report of them's: Geochemical works on areas Levoberezhny (300 km) and Potemkinsky (100 km) license areas. *Moscow: Atmogeokhimiya*, 2011. (In Russ).
- Makarenko E.V., Zhorzh N.V. Difficulties of marine prospecting geochemical studies in the northwestern part of the Caspian Sea shelf. *New ideas in Earth sciences*, Vol. 5, P. 51–54. (In Russ).
- Bakin A.S., Makarenko E.V. Prospectiveness of the Olginskaya structure evaluation of the oil and gas prospectiveness of the object using the sorption atmogeochemistry method. *Neftegaz.RU*, 2019, issue 12, P. 120–124. (In Russ).
- Zubkova (Makarenko) E.V. Specification of the geological structure and geochemical shape of above-salt complex of Volgograd and Karachaganaksky oil-and-gas area (on the example of the Volgograd left river bank) // *RUND journal of engineering researches*, 2016, issue 1, P. 71–77. (In Russ).
- Gluhov A.G., Zubkova (Makarenko) E.V. Geochemical investigations in the water area of Caspian Sea. *RUND journal of engineering researches*, 2010, issue 1, P. 100–106. (In Russ).
- Zakirov S.N., Anikeev D.P. Well testing technologies and algorithms for its results interpretation. *Actual problems of oil and gas*, 2018, issue 2, P. 16–21. (In Russ).
- Gluhov A.G., Zubkova (Makarenko) E.V., Savkin V.V. Results of geochemical research in point of location the explorative oil well. *Rund journal of engineering researches*, 2011, issue 1, P. 107–114. (In Russ).
- Makarenko E.V. The role of natural factors in determining the oil and gas prospects of the structures of the mirninsky ledge. *Current scientific research in the modern world*, 2021, issue 11–15, P. 73–76. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Макаренко Елизавета Валерьевна, ст. преподаватель департамента недропользования и нефтегазового дела, ФГАОУ ВО «Российский университет дружбы народов», Москва, Россия
Для контактов: zubkova_liza@mail.ru

Тюкавкина Ольга Валерьевна, д.г.-м.н., старший научный сотрудник Института проблем нефти и газа Российской академии наук, Москва, Россия

Капитонова Ирина Леонидовна, ст. преподаватель департамента недропользования и нефтегазового дела, ФГАОУ ВО «Российский университет дружбы народов», Москва, Россия

Makarenko Elizaveta Valerevna, senior lecturer of the department of subsoil use and oil and gas engineering, RUDN University, Moscow, Russia
Corresponding author: zubkova_liza@mail.ru

Tyukavkina Olga Valerevna, ph.d. of geologo-mineralogical sciences, senior researcher, Oil and Gas Research Institute RAS, Moscow, Russia

Kapitonova Irina Leonidovna, senior lecturer of the department of subsoil use and oil and gas engineering, RUDN University, Moscow, Russia