



DOI: 10.22363/2312-8143-2023-24-2-196-205
EDN: BANQEJ
УДК 550.832

Научная статья / Research article

Результаты дистанционного анализа по поиску нового типа залежей нефти и газа в Оренбургской области

С.В. Пичугин^a , Е.М. Котельникова^b , В.М. Усова^b ✉, А.А. Усов^b

^aГеологоразведочная компания «ОЗГЕО», Москва, Российская Федерация

^bРоссийский университет дружбы народов, Москва, Российская Федерация

✉ usova-vm@rudn.ru

История статьи

Поступила в редакцию: 26 декабря 2022 г.
Доработана: 17 февраля 2023 г.
Принята к публикации: 27 февраля 2023 г.

Ключевые слова:

комплексный дистанционный анализ, колганская толща, терригенные коллекторы, верхний девон, углеводороды

Аннотация. В западной части Оренбургской области с целью выявления литологических и стратиграфических ловушек проведены дистанционные исследования на углеводороды. Для выявления месторождений углеводородов применялся метод по технологии CRS (комплексного дистанционного анализа). На дневной поверхности изучаемого района выделены как спектральные аномалии, связанные с известными антиклинальными, структурными, рифовыми и литологическими залежами известных месторождений, так и лентообразные залежи, идентифицируемые как палеоруслу верхнего девона, представленные терригенными отложениями. При сопоставлении спектральных углеводородных аномалий, выделенных в разных диапазонах, удалось выявить их над известными месторождениями. Подтверждена перспективность ряда структур, ранее выявленных при сейсмических работах, что говорит о наличии в них углеводородов. Кроме того, на севере изучаемой площади в бассейнах современных рек Моховой и Адамовки выделены лентообразные аномалии. Не исключено, что эти литологически экранованные залежи могут представлять новый тип залежей в данном районе.

Для цитирования

Пичугин С.В., Котельникова Е.М., Усова В.М., Усов А.А. Результаты дистанционного анализа по поиску нового типа залежей нефти и газа в Оренбургской области // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования. 2023. Т. 24. № 2. С. 196–205. <http://doi.org/10.22363/2312-8143-2023-24-2-196-205>

Results of remote analysis to find a new type of oil and gas deposits in the Orenburg region

Sergey V. Pichugin^a , Elena M. Kotelnikova^b , Valentina M. Usova^b ✉, Anton A. Usov^b

^aGeological Exploration Company “OZGEO”, Moscow, Russian Federation

^bRUDN University, Moscow, Russian Federation

✉ usova-vm@rudn.ru

Article history

Received: December 26, 2022
Revised: February 17, 2023
Accepted: February 27, 2023

Abstract. Remote hydrocarbon studies were conducted in the western part of the Orenburg region in order to identify lithological and stratigraphic traps. The main research method was CRS technology (complex sensing) to find hydrocarbon deposits. On the surface of the study area,

Keywords:

complex remote analysis, Kolganian stratum, terrigenous reservoirs, Upper Devonian, hydrocarbons

were identified both spectral anomalies associated with the known anticlinal, structural, reef and lithological deposits of known deposits, and ribbon-like deposits, which were recognised as Upper Devonian paleorusses, represented by terrigenous deposits. When comparing the spectral hydrocarbon anomalies detected in different ranges, it was possible to discover them over known deposits. The promise of a number of structures previously identified during seismic work was confirmed, which indicates the presence of hydrocarbons in them. In addition, in the north of the study area in the basins of the modern Mokhovaya and Adamovka rivers, ribbon-like anomalies were observed. It is possible that these lithologically shielded deposits may represent a new type of deposits in the area.

For citation

Pichugin SV, Kotelnikova EM, Usova VM, Usov AA. Results of remote analysis to find a new type of oil and gas deposits in the Orenburg region. *RUDN Journal of Engineering Research*. 2023;24(2):196–205. (In Russ.) <http://doi.org/10.22363/2312-8143-2023-24-2-196-205>

Введение

Постепенное истощение углеводородных ресурсов характерно как для России, так и для других стран мира. Хотя оценки ресурсов и запасов нефти и газа в России пока не вызывают опасений их истощения, по отдельным областям России наблюдается устойчивое снижение объемов их добычи. Оренбургская область не является исключением.

Оренбургская область входит в число наиболее промышленно развитых регионов России. Ведущее место в области занимает добыча и переработка нефти и природного газа. Стоит отметить, что отложения девонского возраста являются достаточно перспективными практически на всей территории Оренбургской области. Государственным балансом запасов полезных ископаемых (нефть) на 1 января 2022 г. в Оренбургской области учтено 302 месторождения (254 нефтяных, 28 газонефтяных, 2 нефтегазовых и 18 нефтегазоконденсатных) с разбуренными технологическими извлекаемыми запасами нефти: на разрабатываемых месторождениях кат. А+В1 – 870,693 млн т, на разведываемых кат. С1 – 132,960 млн т, всего – кат. А+В1+С1 – 1003,653 млн т¹.

В Оренбургской области добыча жидких углеводородов (УВ) постепенно снижается: если в 2013 г. добывалось 23,2 млн т нефти, 0,5 млн т

конденсата, то в 2020 г. добыто 21,6 млн т нефти². Следовательно, для восстановления добычи нефти и газа в Оренбургской области требуется выявление залежей нефти нового типа. Такими объектами, по нашему мнению, могут быть залежи нефти в терригенных отложениях, локализованные в пределах палеодолин верхнедевонской речной сети. Характерным поисковым признаком указанных объектов может быть лентообразный характер искомых углеводородных залежей.

Однако задача выявления новых объектов нефти и газа в Оренбургской области без проведения весьма затратных сейсмических и буровых работ является весьма проблематичной. В данном случае могут быть использованы технологии дистанционного анализа на углеводороды посредством использования космических снимков.

В настоящей работе предлагается на региональной стадии исследований по поиску углеводородов технология CRS (complex remote sensing – комплексный дистанционный анализ), разработанная в российской геологической компании «ОЗГЕО», имеющая неоспоримые преимущества по сравнению с технологиями, разработанными как в России, так и за рубежом.

Например, согласно ГА «Иннотер», деятельность современного нефтегазового комплекса в России требует широкого применения геопространственной информации и географических информационных систем (ГИС) уже на стадии

¹ Справка о состоянии и перспективах использования минерально-сырьевой базы Оренбургской области на 15.12.2022 г. Подготовлена ФГБУ «ВСЕГЕИ» в рамках выполнения Государственного задания Федерального агентства по недропользованию от 14.01.2022 г. № 049-00018-22-01. URL: <http://atlaspacket.vsegei.ru/#2717c267d8115ae37> (07.04.2023).

² Применение космических снимков в нефтегазовой отрасли. Иннотер. URL: <https://innoter.com/articles/primeneniye-kosmicheskikh-snimkov-v-neftegazovoy-otrasli/> (07.04.2023).

поисков³. Космические снимки применяются на стадии изучения геологического строения и перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов, с их помощью осуществляется проведение комплексного анализа всех имеющихся дистанционных, ландшафтных и геолого-геофизических данных. Для изучения геологических объектов на космических снимках проводится их трансформирование и монтаж, создание цветowych композиций, фильтрация, автоматическая классификация, линеаментный анализ (выделение линеаментов в визуальном и автоматическом режиме, построение роз-диаграмм и схем плотности линеаментов). Проще говоря, анализ перспектив нефтегазоносности связан только с линеаментным и ландшафтным анализами.

Аналогично оценивают региональные перспективы нефтегазоносности и другие российские компании, например авторы [1].

Англо-американская компания ERDAS Imagine разработала пакет обработки космических изображений для прогноза на нефть и газ на основе линеаментного анализа и цифровых моделей рельефа на основе использования программного модуля LESSA для пакета ERDAS Imagine [2]. Модуль LESSA (lineament extraction and stripes statistic analysis) используется в геологическом и сейсмологическом районировании для изучения линеаментов [3].

Американская компания L3Harris Geospatial разработала технологию ENVI – выделение эталонных объектов по широкому спектру полезных ископаемых, в том числе углеводородов, на основе формирования библиотеки эталонов нефти и газа. Сравнительный анализ спектральных снимков с эталонными данными библиотеки для выделения аналогичных объектов является основой технологии [4].

Основной проблемой всех перечисленных технологий, за исключением CRS, является невозможность выявления прямых признаков ископаемых углеводородов. Они осуществляют линеаментный, ландшафтный анализы и проводят сопоставление спектральных портретов выявленных месторождений нефти и газа с изучаемыми территориями. Практический результат этих ис-

следований для прогнозирования месторождений нефти и газа настолько малозначим, что ведущие нефтяники России давно потеряли всякий интерес к ним.

Отличие используемой авторами технологии CRS заключается в том, что на дневной поверхности при анализе космических снимков выявляются спектральные аномалии углеводородов, образующиеся от миграции флюидов углеводородов от залежи до дневной поверхности. За счет длительности процесса миграции в десятки, а иногда сотни млн лет, удается обнаружить на поверхности следы залежей на глубинах до 5–6 тыс. м. При этом мерзлота или мощные залежи солей хотя и уменьшают процесс миграции нефтегазовых флюидов, но полностью не экранируют нефтегазовые залежи.

1. Колганская толща

Главным объектом исследования являются верхнедевонские терригенные отложения колганской толщи фран-фаменского возраста. С отложениями колганской толщи (пласты группы D3k1) связано около 40 % объема разведанных запасов нефти Восточно-Оренбургского нефтегазоносного района. Толща сложена серией мощных (до 100 м) пачек терригенных пород внутри карбонатного массива верхнефранско-нижнефаменского возраста. Ареал развития терригенных отложений колганской толщи с площадью не менее 15 тыс. км² простирается к северо-западу от Оренбургского вала на расстояние более 100 км [5]. В колганских резервуарах открыт ряд мелких и средних месторождений нефти Оренбургской области: Филатовское, Вахитовское, Донецко-Сыртовское, Дачно-Репинское, Царичанское. Вместе с тем толща остается перспективным объектом на поиски нефти на юге региона [6].

Формированию колганской толщи, распространенной на юге Оренбургской области, по видимому, поспособствовал усилившийся снос терригенного материала с суши, существовавшей в районе современного Соль-Илецкого свода и Предуральского прогиба [7]. Ряд авторов⁴ ограничивают распространение колганской толщи в пределах Колгано-Борисовской впадины на гра-

³ Справка о состоянии и перспективах использования минерально-сырьевой базы Оренбургской области на 15.03.2021 г. СПб.: ВСЕГЕИ, 2021. URL: <https://www.rosnedra.gov.ru/data/Fast/Files/202104/b1ed3ce2b7dff8142daf36cec9dd3b76.pdf> (дата обращения: 12.09.2022).

⁴ *Ефремов В.А., Пуцаев А.М.* Отчет Уральской партии о геологическом доизучении масштаба 1:200000 и подготовке к изданию Госгеокарты-200 листов М-40-І, ІІ в 1994–2000. Нежинка; 2001. Росгеолфонд инв. № 9341.

нице Восточно-Оренбургского сводового поднятия и Бузулукской впадины (рис. 1).

Однако замыкание распространения колганской толщи в северо-западном направлении нами понимается не как выклинивание терригенных отложений, а как переход отложений прибрежно-

морских фаций в терригенные отложения речных палеодолин или в терригенные отложения Южно-Оренбургской системы грабенных.

Геологический разрез по линии А – А1 приведен на рис. 2. Местоположение разреза показано на рис. 1 красной линией.

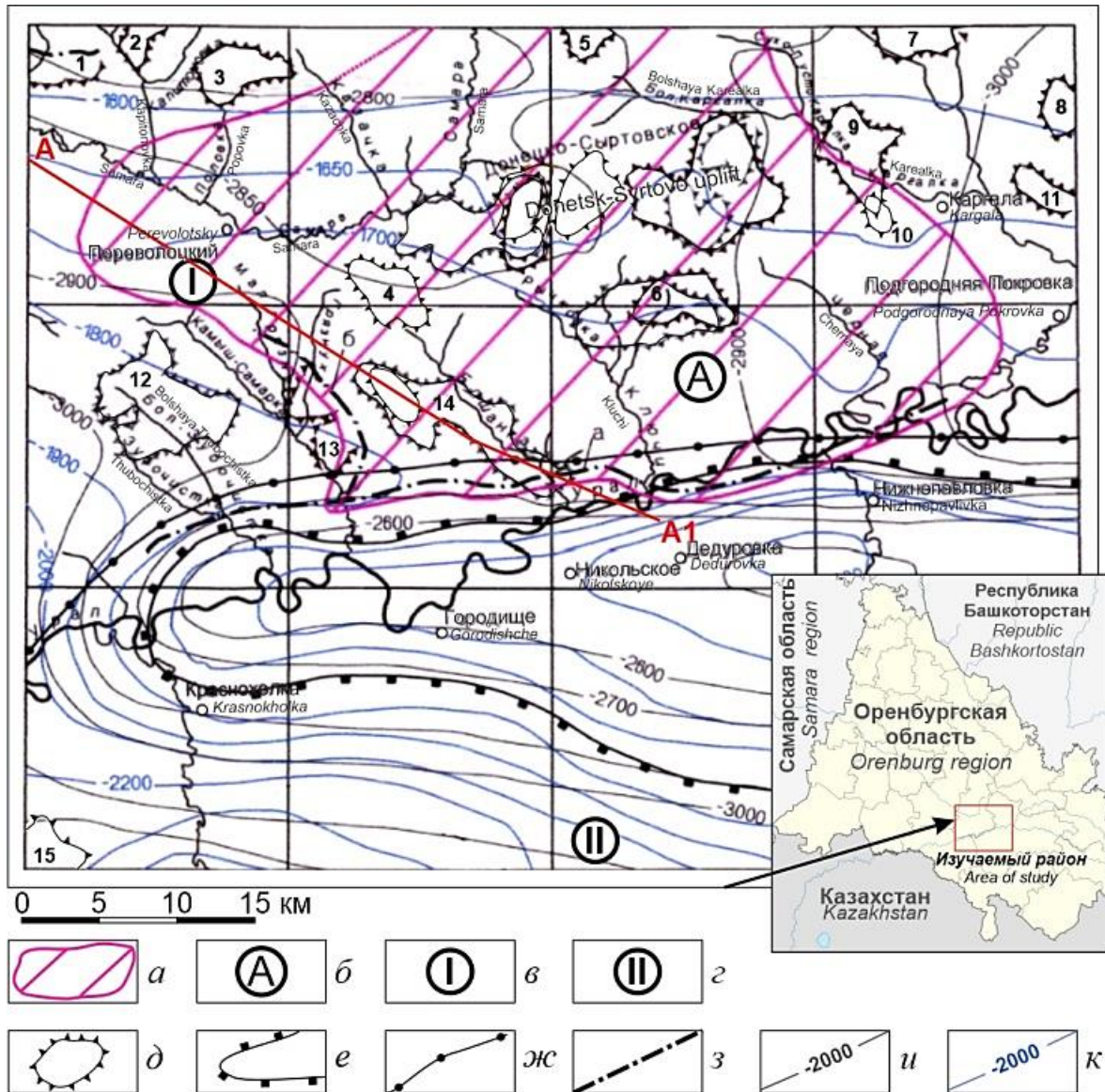


Рис. 1. Площадь распространения колганской толщи

на тектонической схеме подсолевого комплекса в пределах изучаемого района:

- а – площадь распространения колганской толщи (D₃kl) в Колгано-Борисовской впадине; б – юго-восточный склон Волго-Уральской антеклизы;
- в – Восточно-Оренбургское сводовое поднятие; г – Соль-Илецкий свод; д – локальные поднятия: 1 – Капитоновское, 2 – Южно-Радовское, 3 – Восточно-Радовское, 4 – Западно-Самаркинское, 5 – Кариновское, 6 – Южно-Сыртовское, 7 – Архангеловское, 8 – Лаптевское, 9 – Струковское, 10 – Шуваловское, 11 – Южно-Лаптевское, 12 – Садовое, 13 – Приразломное, 14 – Татищевское, 15 – Южно-Кардаилловское;
- е – Оренбургский вал; ж – граница Восточно-Оренбургского сводового поднятия и Соль-Илецкого свода по кровле артинского яруса;
- з – разломы: а – Оренбургский, б – Переволоцкий; и – изогипсы кровли турнейского яруса; к – изогипсы кровли артинского яруса

Figure 1. The area of distribution of the Kolgan strata on the tectonic scheme of the subsalt complex within the studied area:

- a – the area of distribution of the Kolgan strata (D₃kl) in the Kolgan-Borisov depression; б – the southeastern slope of the Volga-Ural anteclise;
- в – the East Orenburg arch uplift; г – the Salt-Iletsy arch; д – local uplifts: 1 – Kapitonovskoye, 2 – Yuzhno-Radovskoye, 3 – Vostochno-Radovskoye, 4 – Zapadno-Samarkinskoye, 5 – Karinovskoye, 6 – Yuzhno-Syrtovskeye, 7 – Archangelovskoye, 8 – Laptevskoye, 9 – Strukovskoye, 10 – Shuvalovskoye, 11 – Yuzhno-Laptevskoye, 12 – Sadovoye, 13 – Prirazlomnoye, 14 – Tatishchevskoye, 15 – Yuzhno-Kardailovskoye;
- е – Orenburg shaft; ж – border of the East Orenburg arch rise and the Sol-Ilets arch along the roof of the Artinsky tier;
- з – faults: а – Orenburg, б – Perevolotsky; и – isohypses of the roof of the Tournaisky tier; к – isohypses of the roof of the Artinsky tier

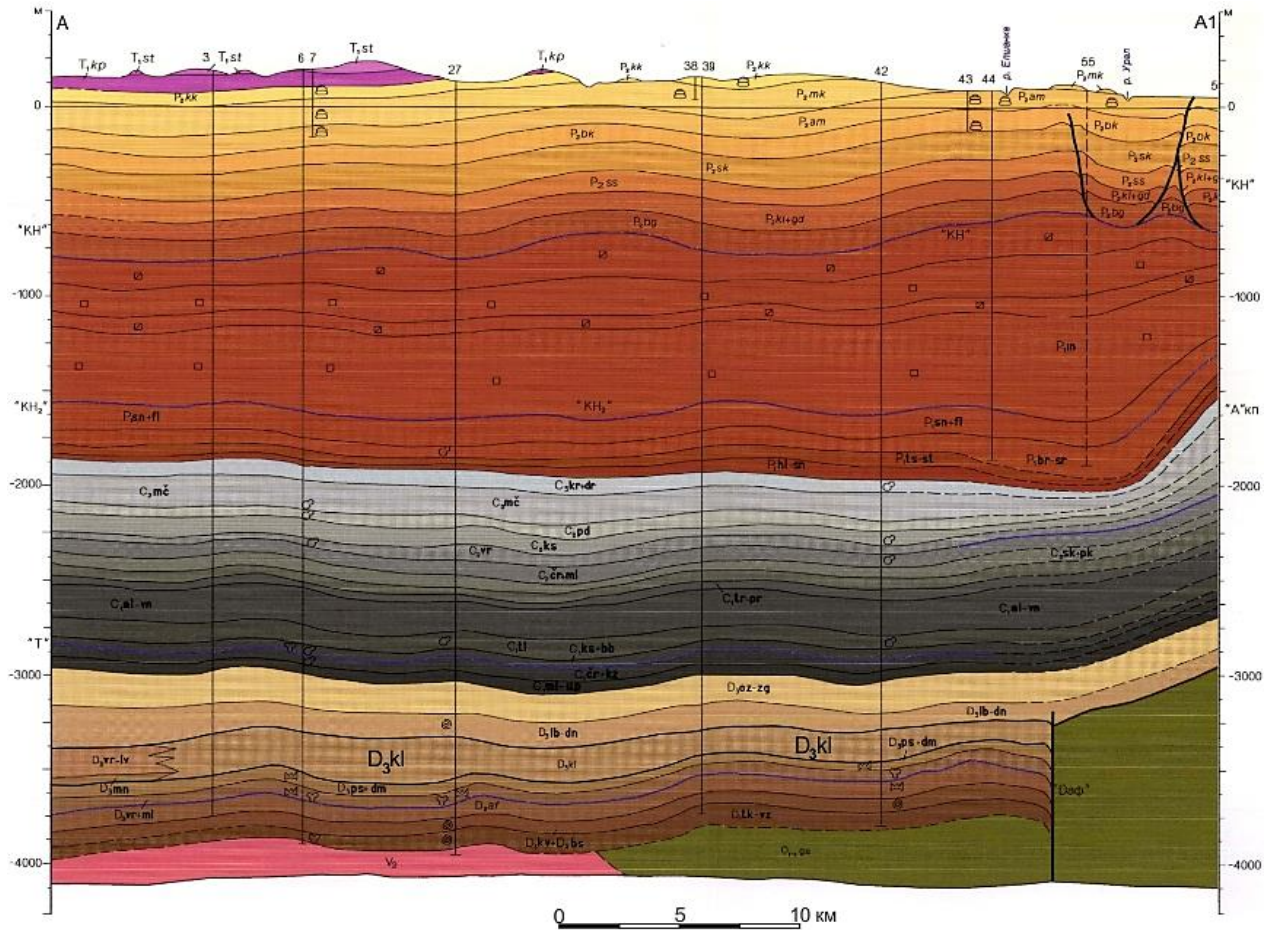


Рис. 2. Геологический разрез по линии А – А1 в долине р. Самары: колганская толща – D₃kl выклинивается у Соль-Илецкого свода (А1) и погружается в направлении к Бузулукской впадине (А)

Figure 2. Geological section along the A – A1 line in the Samara River valley:

The Kolgan strata – D₃kl wedges out at the Sol-Iletsky arch (A1) and sinks in the direction of the Buzuluk depression (A)

На представленном разрезе наблюдается увеличение мощности Колганской толщи (D₃kl) с юго-востока (100 м) на северо-запад (200 м), причем отсутствуют скважинные данные по фациальной смене отложений на крайнем северо-западном направлении разреза.

Поскольку в стратиграфическом разрезе ниже высокопродуктивной Колганской толщи верхнего девона (D₃kl) нефтематеринские породы отсутствуют, предполагается, что миграция нефти на рассматриваемую территорию осуществлялась по пористым терригенным коллекторам нижнего, среднего и верхнего девона. Общее направление миграции от глубинных частей Бузулукской впадины на Восточно-Оренбургское сводовое поднятие и Соль-Илецкий свод.

2. Дистанционные исследования

При проведении дистанционных исследований на площади в верховьях р. Самары использовалась технология комплексного дистанционного анализа (CRS), разработанная в компании «ОЗГЕО». Основой технологии CRS для поиска месторождений нефти и газа является проведение ряда отдельных независимых анализов геолого-геофизических материалов, данных космической съемки и сопоставление их между собой. Составными частями метода: автоматизированный анализ теплового поля, экспертное дешифрирование тектоники в тепловом диапазоне, литологическое дешифрирование вещественных комплексов в видимом диапазоне, специализированный анализ на выявление спектральных

аномалий углеводородов в видимом, среднем и ближнем спектральных диапазонах. Искомые спектральные аномалии могут отражать микроизменения растительного покрова либо микроизменения цветности почв или горных пород над залежами углеводородов. Сопоставление получаемых результатов с результатами предыдущих геолого-геофизических исследований позволяет определять искомые объекты – перспективные площади для открытия залежей нефти и газа.

Технология дистанционного поиска месторождений углеводородов создана специалистами компании «ОЗГЕО» в 2002 г., неоднократно модернизировалась и успешно применялась в различных странах (США, Колумбия, Парагвай,

Греция, Ливия, Мали, Иордания, Россия, Казахстан, Узбекистан, Афганистан, Китай, КНДР, Индонезия) в рамках тридцати коммерческих проектов и успешно апробирована.

Исследования проводились в различных климатических зонах: тундре, лесотундре, в зонах тайги на севере России, степей, прерий Парагвая, в джунглях Колумбии и Индонезии, в пустынях Техаса, Мали, Ливии, Иордании, Узбекистана и Казахстана. Эффективно применение технологии CRS и в регионах с обильным растительным покровом, характерным для Оренбургской области. Здесь в качестве эталонов при дистанционных исследованиях могут использоваться ближайшие разведанные и эксплуатирующиеся месторождения нефти и газа.

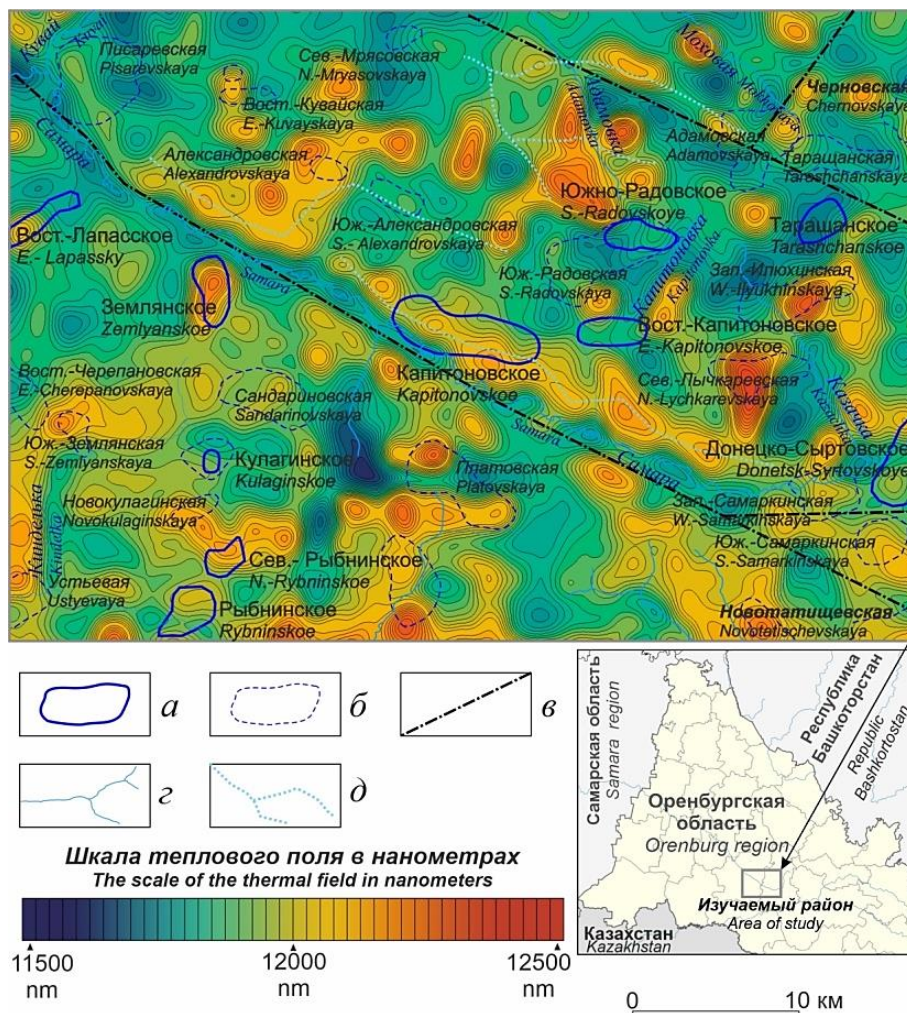


Рис. 3. Актуализация тектоники на основе анализа теплового поля:
 а – контуры выявленных месторождений нефти и газа и из названия; б – контуры выявленных структур по сейсмическим данным;
 в – предполагаемые разрывные нарушения; г – современная речная сеть; д – предполагаемые палеодолины
Figure 3. Actualization of tectonics based on the analysis of the thermal field:
 а – contours of identified oil and gas fields and from the name; б – contours of identified structures based on seismic data;
 в – suspected discontinuous faults; г – modern river network; д – suspected paleodolines

Для анализа теплового поля использовался 11 канал космического снимка Landsat-8. Этот канал регистрирует самое длинное инфракрасное излучение в диапазоне 11 500–12 500 нм, самое глубинное излучение Земли, которое может регистрировать TIRS (Thermal InfraRed Sensor) установленный на указанном спутнике. Разломы на границах блоков разделяют, как правило, разные тепловые поля, а сами разломы из-за насыщения влагой часто имеют пониженное линейное тепловое поле. Для наглядности тепловое поле переведено в вид тепловой карты по технологии CRS (рис. 3). Анализ теплового поля изучаемой площади позволил выявить несколько разломов, обуславливающих блоковое строение территории. Наиболее уверенно выделяется разлом северо-западного простирания по долине р. Самары. Его северо-восточный борт, вероятно, приподнят, вследствие чего на этом борту наблюдается положительная тепловая аномалия.

Месторождение Капитоновское, выявленное вблизи разлома, возможно, имеет приразломный тип нефтегазовой залежи. Другим примером может являться месторождение Землянское.

Дешифрирование геологических комплексов, выходящих на дневную поверхность в видимых спектральных диапазонах (450–850 нм) непродуктивно, поскольку до 90 % поверхности закрыто результатами антропогенной деятельности (сельскохозяйственные угодья, менее промышленные и жилые зоны, дороги и транспортные коммуникации).

Более информативно проведение специализированного анализа по *выделению спектральных аномалий* углеводородов на дневной поверхности. По технологии CRS специализированный анализ по выявлению спектральных аномалий углеводородов проводится в видимом, ближнем и среднем (450–2300 нм) диапазонах. Используется математический аппарат для частотно-волновой фильтрации отдельных диапазонов. При этом анализе фиксируются микроизменения растительного покрова, микроизменения цветности почв или горных пород над залежами углеводородов. Материалы космической съемки земной поверхности не позволяют при исследованиях классифицировать перспективные объекты по преобладанию тех или иных углеводородов (нефть, газ, конденсат). Результатом анализа являются общие углеводородные аномалии над перспективными объектами, поэтому в качестве эталон-

ных объектов могут быть выбраны углеводородные месторождения вне зависимости от их локализации в том или ином нефтегазоносном комплексе. По существу, фиксируется накопление в поверхностном слое флюидов углеводородов, достигших дневной поверхности.

Следует иметь в виду ряд *отрицательных факторов* для проведения анализа. Во-первых, это наличие в разрезе нижнепермских отложений иренского горизонта ($P_1 in$) мощного пласта каменной соли (от 800 до 120 м). Это пласт препятствует свободной миграции флюидов углеводородов от залежей до дневной поверхности, в связи с чем интенсивность аномалий часто уменьшена на порядок (по интенсивности), а над некоторыми месторождениями аномалии практически отсутствуют. Во-вторых, это антропогенная деятельность, связанная с земледелием, которая также является осложняющим фактором, однако при проведении анализа по растительному покрову результат сглажен. Над нетронутыми травами оврагов и речных склонов отрицательные факторы сильнее, а над растениями сельхозугодий – слабее за счет взрыхления почв [8; 9].

3. Результаты

Результаты проведенного анализа отражены на рис. 4. При сопоставлении спектральных аномалий, выделенных в разных диапазонах, удалось выявить их над известными месторождениями: Капитоновское, Южно-Радовское, Донецко-Сыртвовское, Землянское, Восточно-Лапасское, Кулагинское, Северо-Рыбнинское и Рыбнинское. Подтверждена перспективность ряда структур, ранее выявленных при сейсмических работах, что говорит о наличии в них углеводородов. К этим структурам относятся Писаревская, Восточно-Кувайская, Северо-Мрясовская, Адамовская, Таращанская, Западно-Илюхинская, Александровская, Южно-Александровская, Сандариновская, Северо-Южно-Платовская.

Кроме того, на севере изучаемой площади в бассейнах современных рек Моховой и Адамовки выделены лентообразные аномалии, интерпретируемые как палеодолины верхнего девона, выполненные терригенными отложениями, пористые коллекторы которых использовались при миграции углеводородов. Не исключено, что эти литологически экранированные залежи могут представлять новый тип залежей в данном районе.

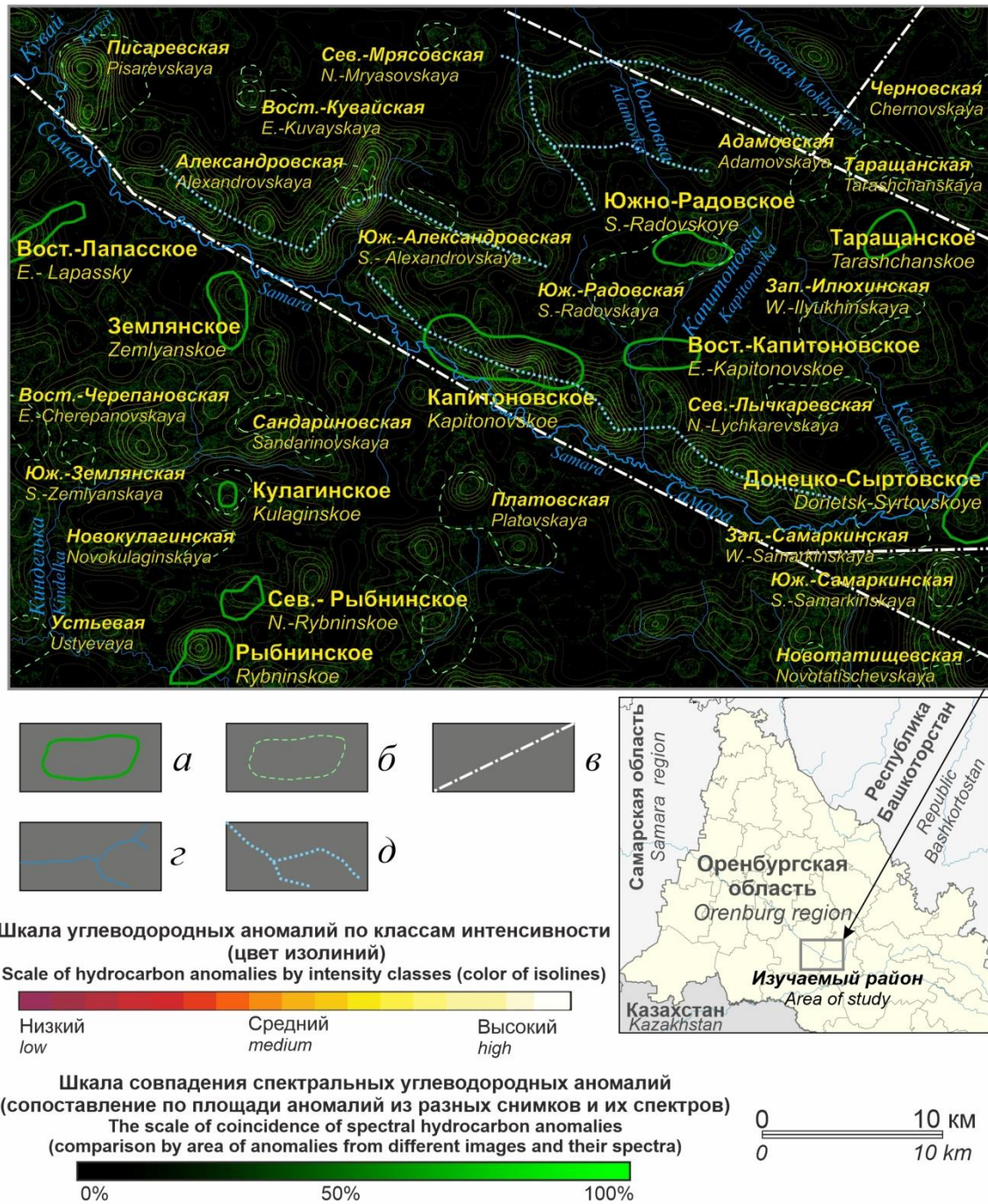


Рис. 4. Сопоставление спектральных аномалий углеводородов:

а – контуры выявленных месторождений нефти и газа и из названия; б – контуры выявленных структур по сейсмическим данным; в – предполагаемые разрывные нарушения; г – современная речная сеть; д – предполагаемые палеодолины

Figure 4. Comparison of spectral anomalies of hydrocarbons:

а – contours of identified oil and gas fields and from the name; б – contours of identified structures according to seismic data; в – suspected discontinuous faults; г – modern river network; д – suspected paleodolines

Менее убедительно, но возможно, наличие подобных залежей на изучаемом участке в правом борту р. Самары. Выделенный разлом, вероятно, неоднократно активизировался и мог

служить причиной заложения палеоруслу Самары в верхнедевонское время. Во всяком случае наличие здесь обозначенных нами терригенных коллекторов вполне возможно.

Заключение

Проведенные исследования позволили выявить на дневной поверхности аномалии углеводородов, образовавшиеся за счет миграции флюидов углеводородов от углеводородных залежей на глубине до 4000 м. Часть этих аномалий связана с палеоруслурами Колганской толщи, другая – соответствует палеодельтам и другими структурным ловушкам. Безусловно, хотя приведенный дистанционный метод весьма информативен, при геологическом анализе он должен применяться в комплексе с другими, в частности сейсмическими, методами.

Проведенные детальные исследования по технологии CRS в 2021 г. на прилегающем с севера лицензионном участке «Степное» площадью 460 км² подтвердили алгоритмы определения углеводородных залежей. В ходе дистанционного анализа выделены как спектральные аномалии, связанные с антиклинальными, структурными, рифовыми и литологическими залежами известных месторождений, так и лентообразные залежи, идентифицируемые как палеоруслы, палеодельты и прибрежные отложения колганской толщи верхнего девона.

В целом, по данным «Газпромнефти», нефтяные месторождения Капитоновское (на рассматриваемой территории) и Царичанское, а также Филатовское (на прилегающей с севера территории) являются самыми продуктивными по добыче нефти.

Список литературы

1. Миловский Г.А., Малышев Н.А., Бородулин А.А., Ишмухаметова В.Т., Орлянкин В.Н. Прогнозирование месторождений углеводородов в Чукотско-Камчатском регионе на основе обработки космических снимков и геофизических данных // Исследование Земли из космоса. 2015. № 5. С. 62–72.
2. Зверев А.Т., Зверев А.В., Салимон Э.А. Прогноз нефтегазовых месторождений на основе линеаментного анализа космоснимков // Известия высших учебных заведений. Геодезия и аэрофотосъемка. 2018. Т. 62. № 3. С. 337–345. <https://doi.org/10.30533/0536-101X-2018-62-3-337-345>
3. Позина Я. Модуль анализа текстуры и линеаментов – LESSA. Методики и технологии дистанционного зондирования Земли с целью оценки параметров тектонических процессов // Pandia. <https://pandia.org/text/80/194/16440-4.php> (дата обращения: 12.09.2022).

4. Колесникова О.Н. Использование программного комплекса ENVI для обработки данных дистанционного зондирования Земли // Геоматика. 2009. № 1. С. 38–41.

5. Никитин Ю.И., Рихтер О.В., Вилесов А.П., Махмудова Р.Х. Структура и условия формирования колганской толщи на юге Оренбургской области // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2014. № 9 (2). С. 1–12.

6. Баранов В.К., Галимов А.Г., Донцкевич И.А., Дубинин В.С., Жуков И.М., Кирсанов М.К., Коврижкин В.С., Козлов Н.Ф., Кузнецов В.И., Кутеев Ю.М., Леонов Г.В., Ляпустина И.Н., Макарова С.П., Малиновский И.Н., Пантелеев А.С., Пелешенко А.С., Постоевко П.И., Терентьев В.Д., Фомина Г.В., Хоментовская О.А. Геологическое строение и нефтегазоносность Оренбургской области / под ред. Н.Ф. Козлова, А.С. Пантелеева. Оренбург: Оренбургское книжное издательство, 1997. 272 с.

7. Шибина Т.Д., Гмид Л.П., Танинская Н.В., Никитин Ю.И. Литология и прогноз коллекторов в колганской толще Вахитовского месторождения Кичкасской площади юга Оренбургской области // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2007. Т. 2. С. 1–22.

8. Абрамов В.Ю., Власов П.Н. О распространенности углеводородов в кристаллическом фундаменте Татарского свода // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования. 2013. № 4. С. 21–26.

9. Абрамов В.Ю., Данилюк А.В. Литологические особенности баженновской свиты Надым-Пурской нефтегазоносной области по данным люминесцентного анализа // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования. 2015. № 4. С. 86–93.

References

1. Milovsky GA, Malyshev NA, Boro-dulin AA, Ishmukhametova VT, Orlyankin V.N. Forecasting of hydrocarbon deposits in the Chukotka-Kamchatka region based on the processing of satellite images and geophysical data. *Izvestiya, Atmospheric and Oceanic Physics*. 2015;(5):62–72. (In Russ.) <https://doi.org/10.7868/S020596141505005X>
2. Zverev AT, Zverev AV, Salimon EA. Forecast of oil and gas deposits with the use of lineament analysis of space images data. *Izvestia Vuzov. Geodesy and Aerophotosurveying*. 2018;62(3):337–345. (In Russ.) <https://doi.org/10.30533/0536-101X-2018-62-3-337-345>
3. Posina Ya. Texture and lineament analysis module – LESSA. Methods and technologies of remote sensing of the Earth in order to assess the parameters of tectonic processes. *Pandia*. Available from: <https://pandia.org/text/80/194/16440-4.php> (accessed: 12.09.2022).

4. Kolesnikova ON. Using the ENVI software package for processing Earth remote sensing data. *Geomatics*. 2009;(1):38–41. (In Russ.)

5. Nikitin YuI, Rikhter OV, Vilesov AP, Makhmudova RH. Structure and conditions of formation of the Kolganian suite on the south of the Orenburg region. *Petroleum Geology – Theoretical and Applied Studies*. 2014;9(2):1–12.

6. Baranov VK, Galimov AG, Dontskovich IA, Dubinin VS, Zhukov IM, Kirsanov MK, Kovrizhkin VS, Kozlov NF, Kuznetsov VI, Kuteev YuM, Leonov GV, Lyapustina IN, Makarova SP, Malinovsky IN, Panteleev AS, Peleshenko AS, Postoenko PI, Terentyev VD, Fomina GV, Khomentovskaya OA. In: Kozlov NF, Panteleev AS. (eds.) *Geological Structure and Oil and Gas*

Potential of the Orenburg Region. Orenburg: Orenburgskoe Knizhnoe Izdatel'stvo Publ.; 1997. (In Russ.)

7. Shibina TD, Gmid LP, Taninskaya NV, Nikitin YuI. Lithology and forecast of reservoirs in the Kolgan strata of the Vakhitovskiy field of the Kichkasskaya area of the south of the Orenburg region. *Petroleum Geology. Theoretical and Applied Studies*. 2007;2:1–22. (In Russ.)

8. Abramov VYu, Vlasov PN. Area of oli in crystallics basement of Tatarskiy arc. *RUDN Journal of Engineering Research*. 2013;(4):21–26. (In Russ.)

9. Abramov VYu, Daniluk AV. Lithological features of the Bazhenov formation of Nadym-Purskaya oil and gas field according to the data of fluorescent analysis. *RUDN Journal of Engineering Research*. 2015;(4):86–93. (In Russ.)

Сведения об авторах

Пичугин Сергей Валентинович, главный геолог, геологоразведочная компания «ОЗГЕО», Российская Федерация, 119002, Москва, Староконоушенный пер., д. 33; ORCID: 0009-0002-4756-3856; svpichugin2103@mail.ru

Котельникова Елена Михайловна, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, доцент департамента недропользования и нефтегазового дела, инженерная академия, Российский университет дружбы народов, Российская Федерация, 117198, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 6; ORCID: 0000-0001-8909-8953, Scopus Author ID: 57205571168, eLIBRARY SPIN-код: 8173-9810; kotelnikova-em@rudn.ru

Усова Валентина Михайловна, старший преподаватель, департамент недропользования и нефтегазового дела, инженерная академия, Российский университет дружбы народов, Российская Федерация, 117198, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 6; ORCID: 0000-0002-0023-5913, Scopus Author ID: 57205576129, eLIBRARY SPIN-код: 1276-3570; usova-vm@rudn.ru

Усов Антон Андреевич, магистр, Российский университет дружбы народов, Российская Федерация, 117198, Москва, ул. МиклухоМаклая, д. 6; ORCID: 0009-0009-9691-8126; 1032020521@rudn.ru

About the authors

Sergey V. Pichugin, chief geologist, Geological Exploration Company “OZGEO”, 33 Starokonyushennyi Pereulok, Moscow, 119002, Russian Federation; ORCID: 0009-0002-4756-3856; svpichugin2103@mail.ru

Elena M. Kotelnikova, PhD, Associate Professor, Associate Professor of the Department of Subsoil Use and Oil & Gas Engineering, Academy of Engineering, RUDN University, 6 Miklukho-Maklaya St, Moscow, 117198, Russian Federation; ORCID: 0000-0001-8909-8953, Scopus Author ID: 57205571168, eLIBRARY SPIN-code: 8173-9810; kotelnikova-em@rudn.ru

Valentina M. Usova, senior lecturer, Department of Geology, Mineral Development and Oil & Gas Engineering, Academy of Engineering, RUDN University, 6 Miklukho-Maklaya St, Moscow, 117198, Russian Federation; ORCID: 0000-0002-0023-5913, Scopus Author ID: 57205576129, eLIBRARY SPIN-code: 1276-3570; usova-vm@rudn.ru

Anton A. Usov, master's degree, RUDN University, 6 Miklukho-Maklaya St, Moscow, 117198, Russian Federation; ORCID: 0009-0009-9691-8126; 1032020521@rudn.ru