УДК 553.98. + 551.7.022
DOI: 10.23885/2500-0640-2017-13-3-50-57

ОБНАРУЖЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОБЪЕКТОВ МЕТОДОМ ДИСТАНЦИОННОЙ ФЛЮИДОИНДЕКСАЦИИ НА ПЛОЩАДЯХ ЮЖНОГО СКЛОНА ВОРОНЕЖСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ

© 2017 г. Д.Б. Давыденко¹

Аннотация. Метод дистанционной флюидоиндексации (МДФ) был создан для обнаружения залежей углеводородов. Он основан на математических преобразованиях космических спектральнозональных снимков по специальным авторским алгоритмам. Эти преобразования позволяют обнаружить аномальные оптические эффекты, генетически обусловленные субвертикальной миграцией углеводородов из залежи к земной поверхности. В качестве примеров обнаружения залежей углеводородов с использованием МДФ приведены результаты его применения для участков месторождений и нефтепроявлений, установленных ранее на южном склоне Воронежской антеклизы (Северо-Донбасский нефтегазоносный район). Эффективность прогнозирования залежей по результатам МДФ оценена в 70 %.

Материалы спектральнозональных космических съемок рассматриваются как данные своеобразных геофизических работ. Изображения на космических снимках обусловлены двумя большими группами факторов (экзогенных и эндогенных). Состав эндогенных факторов обусловлен эпигенетическими процессами, которые происходят в трансграничной зоне литосфера – атмосфера под воздействием углеводородов, мигрирующих из залежи к дневной поверхности. В результате этих процессов в пределах надпродуктивных участков земной поверхности возникают характерные изменения отражательной способности, сопровождающиеся аномальными оптическими эффектами на космических снимках. Указанные изменения являются физическими предпосылками прогнозирования залежей углеводородов по материалам космоснимков. Учитывая физическую природу исходных материалов, а также аномалий, выявляемых этим методом, следует рассматривать МДФ как своеобразный метод геофизических исследований.

Анализ крупных площадных аномалий индекса флюидонасыщения легкими углеводородами (ИФЛ) в пределах изучаемого региона позволяет прогнозировать 2 зоны газонакопления субмеридиональной ориентировки. В пределах западной из этих двух зон сосредоточена большая часть выявленных месторождений газа и подавляющая часть (более 90 %) поисково-разведочных скважин. Восточная зона фактически не изучена с помощью буровых работ. Практическое отсутствие поисковых скважин на площадях восточной региональной аномальной зоны ИФЛ, а также большое число локальных аномалий ИФЛ, не изученных методом бурения в пределах обеих зон, позволяют поставить вопрос о необходимости переоценки нефтегазоносности южного склона Воронежской антеклизы в сторону повышения ее перспективности.

Ключевые слова: углеводородные флюиды, дистанционное зондирование, прогноз нефтегазоносности, нефть, газ.

DETECTION OF OIL AND GAS BEARING OBJECTS BY THE METHOD OF REMOTE FLUID-INDEXATION AT THE AREAS OF SOUTHERN SLOPE OF THE VORONEZH ANTECLISE

D.B. Davydenko¹

Abstract. The method of remote fluid-indexation (MRF) has been created for detection of hydrocarbons (HC) deposits. It is based on mathematical transformations of space spectrum-zonal photos by special author's algorithms. These transformations allow to detect anomalous optical effects, genetically caused by subvertical migration of HC from the deposit to the earth's surface. As an illustration of detection of HC deposits with

¹ Институт аридных зон Южного научного центра Российской академии наук (Institute of Arid Zones, Southern Scientific Centre, Russian Academy of Sciences, Rostov-on-Don, Russian Federation), Российская Федерация, 344006, г. Ростов-на-Дону, пр. Чехова, 41, e-mail: davyd@ssc-ras.ru

use of MRF, the results of its application to plots of deposits and oil manifestations established earlier at the Southern slope of the Voronezh anticline (North-Donbas oil-gas bearing region) are adduced. The effectiveness of forecasting deposits by results of MRF is estimated by author at 70 %.

The materials of spectrozonal space surveys are treated as the data of peculiar geophysical works. The images at the space photos are defined by the two great groups of factors (exogenous and endogenous). The composition of endogenous factors is caused by epigenetic processes that occur in the transborder lithosphere-atmosphere zone under influence of hydrocarbons migrating from the deposit to the day surface. In consequence of these processes in the limits of above-productive areas of the earth's surface there arise characteristic changes of reflectivity accompanied by anomalous optical effects at the space photos (SP). These changes appear to be the physical pre-requisites of forecasting hydrocarbon deposits by materials of SP. Taking into account physical nature of initial materials and also of anomalies revealed by the method, the MRF should be treated as a unique method of geophysical research.

The analysis of large areal anomalies of the index of fluid-saturation by light hydrocarbons (IFL) within the studied region allows forecasting of 2 gas accumulation zones of submeridional orientation. In limits of the Western one of the two zones the most part (more than 90 %) of the search-prospecting boreholes is concentrated. The Eastern zone is almost not studied by drilling. Practical absence of search boreholes at the areas of the Eastern regional anomalous IFL zone, and also great number of local IFL anomalies unstudied by drilling in limits of both zones, allow to raise a question about necessity to reappraise prospects of oil-gas capacity of Southern slope of the Voronezh anticline in the direction of their increase.

Keywords: hydrocarbon fluids, remote sounding, oil and gas capacity forecasting, oil, gas.

ВВЕДЕНИЕ

Попытки использовать аэро-, а позже и космоснимки для поисков месторождений углеводородов (УВ) предпринимаются достаточно давно, и они описаны в многочисленных публикациях (обзор представлен в работах [1; 2]). Однако допущенные при этом методологические ошибки не позволили получить положительных результатов, что в значительной мере дискредитировало возможность использования материалов спектрозональных космоснимков (КС) для поисков залежей нефти и газа. Практикуемые в настоящее время методы прогнозирования нефтегазоперспективных объектов по космическим снимкам используют различные критерии (чаще всего визуальные – методика геоиндикационного дешифрирования [1]), и ориентированы они на выделение контуров ловушек углеводородов. Разработанный автором [3–5] метод дистанционной флюидоиндексации (МДФ) был создан для обнаружения на спектрозональных космических снимках аномального оптического эффекта, связанного с залежами УВ. Основой МДФ служат математические преобразования КС по специальным авторским алгоритмам. Этот метод использует отличия спектра изображения нефтегазоносных площадей от изображения непродуктивных площадей, что и явилось основой для его формирования. Физическими факторами, обуславливающими указанные различия спектров, являют-

ся преобразования надпродуктивной части разреза, возникающие в результате процесса миграции углеводородов из залежи к земной поверхности [1; 6]. Одной из разновидностей УВ-продуцируемых аномалий (УВПА) являются характерные изменения отражательной способности растительности и почв над залежью УВ. Хотя возникшие различия не воспринимаются человеческим глазом, они отображаются на спектрозональных космических снимках своеобразным сочетанием аномальных значений яркости изображения в определенных зонах спектра электромагнитных колебаний. Эта индикация УВПА аномальными значениями яркости и является физической предпосылкой поиска залежей УВ по спектрозональным космическим снимкам.

КОНЦЕПЦИЯ НОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ И ФОРМА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ

Исходной информацией, используемой в МДФ, являются данные космической съемки. В результате съемочных работ фиксируется интенсивность отраженного солнечного излучения – физического параметра, изменчивость которого обусловлена неоднородностями отражательной способности земной поверхности. Эти неоднородности зависят как от экзогенных факторов (изменчивость ландшафтов), так и от эндогенных компонент – УВ-продуцируемых аномалий. В результате использования МДФ выделяются аномалии физического параметра

тра, связанного с отражательной способностью. Изменения этого параметра обусловлены геологическими образованиями. Поэтому вполне уместно определить их как геофизические аномалии, а саму технологию МДФ рассматривать как один из вариантов геофизических методов исследований.

Геологическую интерпретацию спектрозональных КС целесообразно выполнять уже по результатам преобразования исходных данных (после введения поправок с целью гашения экзогенной компоненты). Авторский алгоритм количественного определения оптического эффекта от УВПА был сформирован в 2003 г. [3]. Количественная оценка оптического эффекта, обусловленного УВПА, названа индексом флюидонасыщения (ИФ) [5]. Предполагается пропорциональность ИФ концентрации углеводородов в припочвенных горизонтах. Аномалии этого параметра рассматриваются как проекции на дневную поверхность залежей УВ, то есть как один из вариантов аномалии типа залежь (подобного мнения придерживается и В.И. Горный с соавтором [2]). В процессе регрессионного анализа (за эталонные объекты принимались площади, хорошо изученные с помощью буровых работ) выяснилось, что математические зависимости вычисления индекса флюидонасыщения для легких (ИФЛ) и тяжелых (ИФТ) углеводородов различаются.

Результаты МДФ представлены в виде карт изолиний индекса флюидонасыщения отдельно для легких и тяжелых углеводородов. В качестве единиц измерения ИФ на представленных ниже рисунках использованы величины стандартного отклонения. Принятые единицы характеризуют отклонение значений в каждой точке от среднего по выборке. Значения ИФ при использовании этой мерной шкалы более чем в 90 % случаев относятся к интервалу от -3 до 3 единиц стандартного отклонения. Кроме прогнозирования залежей (локальный вариант) возможно и прогнозирование зон (ареалов) нефтегазонакопления (региональный вариант) [5; 7–9].

Ниже, в качестве примера возможностей технологии МДФ, приведены результаты этого метода в сопоставлении с известными месторождениями нефти и газа Северо-Донбасского нефтегазоносного района (южный склон Воронежской антеклизы, Ростовская область).

РЕЗУЛЬТАТЫ МДФ НА УЧАСТКАХ ИЗВЕСТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГАЗА И ОТДЕЛЬНЫХ НЕФТЕПРОЯВЛЕНИЙ

В пределах Северо-Донбасского нефтегазоносного района к настоящему времени открыто 13 месторождений УВ и целый ряд проявлений (рис. 1, табл. 1), которые приурочены к двум нефтегазоносным комплексам. Нижний из них (газонефтеносный) связан с карбонатной формацией раннего – низами среднего карбона. Верхний комплекс (газоносный) приурочен к отложениям угленосной формации среднего и верхнего карбона. Большая часть открытых месторождений Северо-Донбасского нефтегазоносного района размещена в пределах западной части принадвиговой зоны южного склона Воронежской антеклизы (ЮСВА). Изученность региона, по результатам проведенных нефтегазопроисловых работ, в целом недостаточная и неравномерная (наиболее исследованы юго-западные площади). Основная часть выявленных месторождений (табл. 1) относится к категории мелких. После бурения на площади обнаруженного месторождения нескольких поисково-разведочных скважин, как правило, принимались решения о переходе к этапу опытно-промышленной эксплуатации, хотя и сохранялось немало неизученных вопросов о геологическом строении площади. Поэтому достоверность значительной части контуров залежей невысокая.

С целью демонстрации эффективности МДФ приведена информация о его результатах по выявленным 13 месторождениям и 3 значимым нефтепроявлениям (табл. 1), а также планы ИФЛ и ИФТ для 8 объектов (рис. 2, 3). Для всех рассматриваемых объектов (рис. 1) расчеты выполнены по одному и тому же алгоритму. При характеристике индекса флюидонасыщения на рисунках показаны изолинии только для положительных значений (приведены в единицах стандартного отклонения) с целью улучшения читаемости иллюстраций. Сопоставляя данные о месторождениях с аномалиями ИФ в пределах этих площадей (табл. 1, рис. 2, 3), следует учитывать, что в условиях редкой сети скважин и высокой значимости литологического фактора контурам залежи целесообразно присваивать статус прогнозируемых. Авторское мнение о возможностях обнаружения нефтегазоносных объ-

Рис. 1. Обзорная схема расположения исследуемых площадей.

Условные обозначения вне схемы: 1 – площади месторождений (а) и проявлений (б) нефти; 2 – площади и номера газовых и газоконденсатных месторождений, номера соответствуют таковым в таблице 1; 3 – площадь, для которой рассчитаны с использованием МДФ в региональном варианте аномалии флюидонасыщения легкими УВ; 4 – изогипсы кровли кристаллического фундамента; 5 – глубинные разломы (а – Глубокинский, б – Каменский); 6 – земли Северо-Донбасского нефтегазоносного района и точки скважин поисково-разведочного бурения; 7 – земли, перспективы нефтегазоносности которых пока не выяснены; 8 – земли, рассматриваемые в качестве бесперспективных на обнаружение нефтегазоносных залежей; 9 – границы площади, изученной с помощью поисковых сейсморазведочных работ (проведены до 2000 г.).

Условные обозначения внутри схемы: I – южное крыло Воронежской антеклизы; Ia – принадвигающая зона южного склона; Iб – Миллеровский вал; II – межнадвигающая зона; III – зона мелкой складчатости Донецкой складчатой системы

Fig. 1. Survey layout of investigated areas arrangement.

Symbols outside the scheme: 1 – areas of deposits (a) and manifestations (б) of oil; 2 – areas (and their numbers) of gas and condensate deposits (numbers correspond to the ones in the table 1); 3 – area for which anomalies of fluid saturation by light HC are calculated with use of MRF in regional variant; 4 – structure contours of the crystalline basement superface; 5 – abyssal fractures (a – Glubokinskiy, б – Kamenskiy); 6 – lands of the North-Donbas oil-gas bearing region and points of search-prospecting boreholes; 7 – lands of uncertain prospects of oil and gas capacity; 8 – lands, regarded as unpromising for revelation of oil and gas deposits; 9 – borders of area studied by the search seismic-prospecting works (carried out before 2000).

Symbols inside the scheme: I – southern limb of the Voronezh anteclise; Ia – near-thrust zone of Southern slope; Iб – Millerovo rampart; II – interthrust zone; III – small folding zone of the Donetsk folded system

ектов по МДФ представлено в таблице 1. Вариант «возможно обнаружение» принимался в том случае, когда эпицентральной часть аномалии ИФ располагается внутри контура залежи. Если эпицентральной часть аномалии ИФ незначительно выходит за пределы контура, но имеются сейсморазведочные данные о возможности обнаружения на глубоких горизонтах еще не выявленных залежей, то также в столбце «возможность обнаружения» объекту присваивался знак плюс.

При этом необходимо учитывать следующие обстоятельства. Аномалии ИФ подчиняются прин-

ципу суперпозиции (аномальный эффект от разнотерригенных объектов суммируется). Поэтому, если аномалия ИФ соответствует в целом залежи УВ в терригенной толще, а на больших глубинах имеется нефтегазоносный объект на больших глубинах, несколько смещенный относительно верхнего, то эпицентр суммарной аномалии также будет смещен.

Положительная оценка вероятности обнаружения по результатам МДФ нефтегазоносных объектов, показанных на рисунках 2.1, 3.6, 3.8, представляется достаточно обоснованной приведенными здесь же данными. Для остальных объектов, изоб-

Таблица 1. Общая характеристика нефтегазоносных объектов, выявленных в Северо-Донбасском нефтегазоносном районе (по материалам производственных и тематических отчетов, составленных подразделениями «Южгеологии»)

Table 1. General characteristic of oil- and gas-bearing objects revealed in the North-Donbas oil-gas bearing region (based on production and thematic reports compiled by the subdivisions of “Yuzhgeologiya”)

Номера объектов (соответствуют таковым на рис. 1) Object numbers (corresponding to those at Fig. 1)	Название месторождений и нефтепроявлений / Names of deposits and oil fields	Тип месторождения Deposit type	Количество залежей Number of deposits	Формация Formation		Глубина залегания продуктивной толщи Depth of productive strata occurrence	Литология коллектора / Lithology of collector		Возможность обнаружения объекта по МДФ / The ability to detect an object by method of remote fluid-indexation
				Терригенная Terrigenous	Карбонатная Carbonate		Песчаники Sandstones	Известняки Limestones	
1	Терновское / Ternovskoe	Г	1	+	–	640–650	+	–	+
2	Крутовское / Krutovskoe	Н	2 (?)	–	+		–	+	+
3	Леоновское / Leonovskoe	ГКН	2	–	+	1760–1870	–	+	+
4	Курнолиповское / Kurnolipovskoe	Н	1	–	+		–	+	+
5	Патроновское / Patronovskoe	ГК	5	+	–	1020–1610	+	+	+
6	Марковское / Markovskoe	ГК	27	+	–	680–1660	+	–	+
7	Тишкинское / Tishkinskoe	ГН	4	+	+	1685–2125	+	+	+
8	Кружиловское / Kruzhilovskoe	Г	5	+	–	500–1350	+	+	+
9	Дубовское / Dubovskoe	ГК	1	+	–	1315–1350	+	–	+
10	Плотинское / Plotinskoe	Г	2	+	–	1045–1140	+	–	+
11	Глубокинское / Glubokinskoe	Г	1	+	+	1400–3080	+	+	+(?)
12	Астаховское / Astakhovskoe	Г	3	+	–	128–1360	+	–	+
13	Скосырское / Skosyrskoe	Г	4	+	–	570–1305	+	+	– (?)
14	Романовское / Romanovskoe	ГКН	3	+	+	2575–3500	+	+	+(?)
15	Северо-Белянское / Severo-Belyanskoe	Г	2	+	–	1680–1730	+	–	–
16	Морозовское / Morozovskoe	Г	2	+	–	720–770	–	+	– (?)

Примечание. Типы месторождений: Г – газовое, ГК – газоконденсатное, Н – нефтяное

Note. Deposit type: Г – gas, ГК – gas condensate, Н – oil

раженных на рисунках, следует кратко пояснить принятую оценку (табл. 1) эффективности МДФ.

На площади Крутовского нефтепроявления в последние годы разведочные работы осуществляет инвестор. Здесь пробурено (рис. 2.2) 4 поисковых скважины со средней глубиной 2200 м. Они задавались в свде поднятий, в соответствии с последовательно изменяющимися вариантами структурных

планов по сейсморазведке. В скважине 3-р выявлено два нефтепроявления, а в скважине 4-р одно. В остальных скважинах проявления углеводородов не встречены. В соответствии со структурой поля ИФТ представляется вероятным, что скважины были заданы вдоль нефтяной залежи. Поэтому результаты применения МДФ рассматриваем как совпадающие с результатами бурения.

На Леоновском газоконденсатнефтяном месторождении в органогенных известняках кровли карбонатной толщи была выявлена залежь нефти. Так как по поводу положения контура этой залежи остался целый ряд вопросов, то на рисунке 2.3 контур ее показан как предполагаемый. Разведочные работы на описываемом участке в настоящее время выполняет инвестор. После непродолжительного периода добычи нефти (опытно-производственная разработка) прекратилось поступление продукта на поверхность. Отсутствие аномалии ИФТ на этом участке площади связываем с тем обстоятельством, что истощение залежи привело к исчезновению миграции флюидов к земной поверхности (отсутствует миграция УВ, значит, отсутствует УВПА, а значит, отсутствует и аномалия ИФТ). В соответ-

ствии с устной информацией, последний вариант сейсморазведочных построений по кровле карбонатной толщи показал наличие восточного дополнительного (относительно ранее разбуренного) купола. Аномалия ИФТ соответствует положению этого купола.

В скважине 1-р Курнолиповского нефтепроявления (рис. 2.4) был получен промышленный приток нефти (кровля карбонатной толщи). В скважинах 2-р и 3-р, пробуренных по данным сейсморазведки, продуктивный горизонт не вскрыт. Аномалия ИФТ уверенно совпадает с продуктивной скважиной, а остальные скважины расположены за пределами этой аномалии.

Для площади Патроновского газоконденсатного месторождения (рис. 3.5) показаны 4 варианта газо-

Рис. 2. Сопоставление изолиний индекса флюида насыщенности (ИФЛ или ИФТ) с результатами геологоразведочных работ по месторождениям и нефтепроявлениям: 1 – Терновское (ИФЛ – К8–; К8 – индекс стратиграфического репера среднего карбона); 2 – Крутовское нефтепроявление (ИФТ – фундамент); 3 – Леоновское (ИФТ); 4 – Курнолиповское нефтепроявление (ИФТ – фундамент). Номера площадей соответствуют таковым на рисунке 1, после названия объекта в скобках указаны сопоставляемые параметры.

Условные обозначения вне схем: 1, 2 – обобщенные границы месторождения: 1 – установленные, 2 – предполагаемые; 3 – изогипсы опорных горизонтов (указаны в скобках после названия объекта); 4 – сводовые части поднятий, выделяемых сейсморазведкой; 5 – контуры глинизации; 6 – разломы; 7 – скважины: а – поисково-разведочные, б – промысловые; 8 – государственная граница

Fig. 2. Comparison of isolines of the index of fluid-saturation (IFL or IFH) with results of geological-prospecting works on deposits and oil manifestations: 1 – Ternovskoe deposit (IFL – K8–; K8 – index of stratigraphic benchmark of middle carbon); 2 – Krutovskoe oil-manifestation (IFT – basement); 3 – Leonovskoe deposit (IFT); 4 – Kurnolipovskoe oil-manifestation (IFT – basement). Numbers of areas correspond to numbers at the Fig. 1, the compared parameters are shown in brackets after the name of object.

Symbols outside the schemes: 1, 2 – generalized borders of a deposit established (1) and assumed (2); 3 – structure contours of key horizons (pointed in brackets after the name of object); 4 – central parts of uplifts identified by seismic prospecting, 5 – outlines of argillization; 6 – faults; 7 – boreholes: a – search-prospecting, b – industrial; 8 – state border

Рис. 3. Сопоставление изолиний индекса флюидонасыщения (ИФЛ или ИФТ) с результатами геологоразведочных работ по месторождениям: 5 – Патроновское месторождение (ИФЛ – продуктивный горизонт), римские цифры соответствуют вариантам контура залежей, принимаемым на различных этапах работ (I – на этапе разведки месторождения, II, IV, V – на этапе его разработки); 6 – Марковское месторождение (ИФЛ – К8); 7 – Тишкинское месторождение, газовая залежь (ИФЛ – К8) и 7а – Тишкинское месторождение, нефтепроявление (ИФТ – фундамент); 8 – Кружиловское месторождение (ИФЛ – продуктивный горизонт). Номера площадей соответствуют таковым на рисунке 1, после названия объекта в скобках указаны сопоставляемые параметры. Условные обозначения как рисунке 2

Fig. 3. Comparison of isolines of the index of fluid-saturation (IFL or IFH) with results of geological-prospecting works on deposits: 5 – Patronovskoye deposit (IFL – productive horizon), the Roman numerals in the scheme correspond to different variants of deposit contours different stages of work (I – at exploration stage, II, IV, V – at the stage of its development); 6 – Markovskoye deposit (IFL – K8); 7 – Tishkinskoye deposit, gas accumulation (IFL – K8) and 7a – Tishkinskoye deposit, oil manifestation (IFH – basement); 8 – Kruzhilovskoye deposit (IFL – productive horizon). Numbers of areas correspond to numbers at the Fig. 1, the compared parameters are shown in brackets after the name of object. Legends see in Fig. 2

водяного контакта. Контур I – граница газовой залежи по результатам поисково-разведочных работ на период начала опытно-производственной разработки. Контур II, IV и V соответствуют границам газоносных горизонтов, установленных по результатам эксплуатационного бурения. На основании сопоставления изолиний ИФЛ с данными геологоразведочных и промысловых работ можно сделать вывод о том, что в контур I включена скважина, вскрывшая соседний газоносный объект. Это достаточно часто встречающаяся ошибка на этапе поисково-разведочных работ в условиях сближенных мелких объектов (подобная ситуация наблюдалась на Дубовском и Глубокинском газоконденсатных месторождениях). Аномалия ИФЛ уверенно совпа-

дает с уточненным положением залежей по результатам промысловых работ.

На Тишкинском газонефтяном месторождении (рис. 3.7) в разработке 2 газовых залежи (первоначально они объединялись в единый контур). Западная залежь хорошо согласуется с аномалией ИФЛ. Возможно, восточная залежь близка к истощению и поэтому в поле ИФЛ не проявилась. Нефтяная залежь (рис. 3.7а) вскрыта в кровле карбонатной толщи только скважиной 3-р и более не изучалась. Аномалия ИФТ, эпицентр которой прослеживается северо-западнее указанной скважины, вероятно, обусловлена этой залежью.

При соотношении количества нефтегазоносных объектов, которые возможно было бы обнаружить

по МДФ, и общего числа выявленных получим оценку эффективности МДФ порядка 70 %. Особо следует подчеркнуть, что на площадях ЮСВА большая часть залежей УВ связана с ловушками комбинированного или литологического типов. Поэтому метод дистанционной флюидоиндексации, ориентированный на выявление залежей, может оказаться в регионах с подобными условиями нефтегазонакопления не менее эффективным, чем сейсморазведка высокого разрешения.

Исследования с использованием МДФ в площадном варианте (рис. 1) в пределах ЮСВА параллельно с локальными построениями на площадях месторождений способствуют формированию более объективного представления о нефтегазоконтролирующих факторах региона. Анализ крупных

площадных аномалий ИФЛ позволяет с высокой степенью достоверности прогнозировать 2 зоны газонакопления субмеридиональной ориентировки. Судя по картам изолиний ИФЛ, эти зоны прослеживаются на север за пределы площади, изученной с помощью бурения. В пределах западной из этих двух зон сосредоточена подавляющая часть (более 90 %) поисково-разведочных скважин. Восточная зона фактически не изучена. Практическое отсутствие бурения на площадях восточной региональной аномальной зоны ИФЛ, а также большое число не изученных с помощью бурения локальных аномалий ИФЛ в пределах обеих зон позволяет поставить вопрос о необходимости переоценки нефтегазоносности ЮСВА в сторону повышения ее перспективности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

REFERENCES

1. *Аэрокосмические методы геологических исследований*. Под ред. А.В. Перцова. 2000. СПб.: Изд-во Санкт-Петербургской картографической фабрики ВСЕГЕИ: 316 с.
2. Горный В.И., Тронин А.А. 2012. Обзор достижений последнего десятилетия в области применения спутниковых методов дистанционного зондирования при геологических и геофизических исследованиях. *Современные проблемы зондирования Земли из космоса*. 9(5): 116–132.
3. Давыденко Д.Б., Финкельштейн М.Я. 2004. Прогнозирование нефтегазоносности по многоспектральным космоснимкам в среде ГИС ИНТЕГРО. *Геоинформатика*. 1: 41–49.
4. Давыденко Д.Б., Кleshchenkov A.V. 2014. Прогнозирование нефтегазоносности с использованием метода дистанционной флюидоиндексации и опыт верификации этих данных. *Исследование Земли из космоса*. 4: 28–42. doi: 10.7868/S0205961414040022
5. Давыденко Д.Б. 2011. Раздельное прогнозирование зональности нефтегазонакопления методом дистанционной флюидоиндексации. *Доклады Академии наук*. 438(1): 70–75.
6. Зорькин Л.М., Стадник Е.В., Лаубенбах Е.А. 2000. Нефтегазоперспективная геохимия – вехи развития. *Геоинформатика*. 3: 83–89.
7. Давыденко Д.Б. 2011. Новая нефтеперспективная область на южном склоне Воронежской антеклизы. *Доклады Академии наук*. 439(2): 221–225.
8. Матишов Г.Г., Парада С.Г., Давыденко Д.Б. 2011. Технологии прогнозирования залежей углеводородов и минеральных месторождений будущей России (на примере южного региона). *Геология и геофизика юга России*. 1: 20–31.
9. Давыденко Д.Б. 2016. Региональные аномалии углеводородного флюидонасыщения как новый источник информации о нефтегазоперспективных объектах шельфа Каспия. *Доклады Академии наук*. 470(4): 431–435. doi: 10.7868/S086956521628015X
1. *Aerokosmicheskie metody geologicheskikh issledovaniy. [Aerial and Cosmic Methods of Geological Investigations]*. A.V. Pertsov (Ed.). 2000. St. Petersburg, Map Factory of VSEGEI Publishers: 316 p. (In Russian).
2. Gornyy V.I., Tronin A.A. 2012. [Review of the Last Decade Major Achievements of Remote Sensing Methods Application on the Geological & Geophysical Problems Solution]. *Sovremennye problemy zondirovaniya Zemli iz kosmosa*. 9(5): 116–132. (In Russian).
3. Davydenko D.B., Finkel'shtein M.Ya. 2004. [Forecasting of oil-gas capacity by multispectral space images in the environment of GIS INTEGRO]. *Gеоинформатика*. 1: 41–49. (In Russian).
4. Davydenko D.B., Kleshchenkov A.V. 2014. [Forecasting of Oil and Gas Capacity with Use of the Remote Fluid-Indexation Method and Experience of these Data Verification]. *Issledovanie Zemli iz kosmosa*. 4: 28–42. (In Russian). doi: 10.7868/S0205961414040022
5. Davydenko D.B. 2011. Separate Forecast of Zonation of the Oil and Gas Accumulation by the Method of Remote Fluid Indexation. *Doklady Earth Sciences*. 438(1): 557–562. doi: 10.1134/S1028334X11050023
6. Zor'kin L.M., Stadnik E.V., Laubenbakh E.A. 2000. [Oil-gas search geochemistry – landmarks of development]. *Gеоинформатика*. 3: 83–89 (In Russian).
7. Davydenko D.B. 2011. New Oil-Perspective Area on the South Slope of the Voronezh Arch. *Doklady Earth Sciences*. 439(1): 914–918. doi: 10.1134/S1028334X11070142
8. Matishov G.G., Parada S.G., Davydenko D.B. 2011. [The technologies of forecasting carbohydrate fields and mineral deposits of the future Russia (on example of the southern region)]. *Geologiya i geofizika yuga Rossii*. 1: 20–31. (In Russian).
9. Davydenko D.B. 2016. Regional anomalies of the hydrocarbon fluid saturation as a new source of information about oil and gas promising objects of Caspian shelf. *Doklady Earth Sciences*. 470(1): 997–1001. doi: 10.1134/S1028334X16100020

Поступила 13.03.2017