

по результатам геостратиграфического анализа аномального магнитного поля // Геотектоника. — 2006. — № 4. — С. 21–42.

10. Гуревич Н.И., Машенков С.П., Астафурова Е.Г. Новые сведения об эволюции Американо-Северного суббассейна (Северный Ледовитый океан) по геофизическим данным // Геология морей и океанов. — Т. 1.: Тезисы доклада Междунар. школы морской геологии. — 2001. — С. 159–160.

11. Деменицкая Р.М., Киселев Ю.Г. Особенности строения морфологии дна и осадочного чехла центральной части хребта Ломоносова по сейсмическим исследованиям // Геофизические методы разведки в Арктике. — Вып. 5. — Л., 1968. — С. 33–46.

12. Дитц Р., Шамвей Д. Геоморфология Арктического бассейна / Геология Арктики. — М.: Мир, 1964. — С. 484–501.

13. Карасик А.М. Магнитные аномалии хребта Гаккеля и происхождение хребта Гаккеля Северного Ледовитого океана // Геофизические методы разведки в Арктике. — Вып. 5. — Л.: НИИГА, 1968. — С. 9–19.

14. Кашубин С.Н., Павленкова Н.И., Петров О.В. и др. Типы земной коры Циркумполярной Арктики // Региональная геология и металлогения. — 2013. — № 55. — С. 5–20.

15. Киселев Ю.Г. Структура земной коры и геофизические поля глубоководной части Северного ледовитого океана / 27-й Международный геологический конгресс. Геология Мирового океана. — М.: Наука, 1984. — С. 163–173.

16. Киселев Ю.Г. Глубинная геология Арктического бассейна. — М.: Недра, 1986. — 224 с.

17. Костицын Ю.А., Белоусова Е.А., Бортников Н.С., Шарков Е.В. Циркон в габброидах из осевой зоны Срединно-Атлантического хребта: U-Pb-возраст и  $^{176}\text{Hf}/^{177}\text{Hf}$ -отношения (результаты исследований методом лазерной абляции) // ДАН. — 2009. — Т. 428. — № 5. — С. 654–662.

18. Кременецкий А.А., Костицын Ю.А., Морозов А.Ф., Рекант П.В. Источники вещества магматических пород поднятия Менделеева (Северный Ледовитый океан) по изотопно-геохимическим данным // Геохимия. — 2015. — № 6. — С. 487–500.

19. Кременецкий А.А., Пилицын А.Г. Эволюция арктической геодепрессии — основа рудо- и нефтегазообразования в системе океан-континент / Процессы рудообразования и прикладная геохимия (к 100-летию Л.Н. Овчинникова). — М.: ИМГРЭ, 2013. — С. 146–165.

20. Кременецкий А.А., Громалова Н.А. Природа древних цирконов из пород Срединно-Атлантического хребта и поднятия Менделеева в Северном Ледовитом океане // Fundamental Research. — 2013. — № 10. — P. 594–600.

21. Ласточкин А.Н., Нарышкин Г.Д. Новые представления о рельефе дна Северного Ледовитого океана. Океанология. — 1989. — Т. XXIX. — Вып. 6. — С. 968–973.

22. Левитан М.А., Лаврушин Ю.А., Штайн Р. Очерки истории седиментации в Северном Ледовитом океане и морях Субарктики в течение последних 130 тыс. лет. — М.: ПЛС, 2007. — 404 с.

23. Леонтьев О.К. Новые данные по глобальной геоморфологии дна Мирового океана. — Л., 1975. — С. 25–28.

24. Морозов А.Ф., Петров О.В., Шокальский С.П. и др. Новые геологические данные, обосновывающие континентальную природу области Центрально-Арктических поднятий // Региональная геология и металлогения. — 2013. — № 53. — С. 34–55.

25. Объяснительная записка к тектонической карте Арктики и Субарктики масштаба 1:5 000 000. — М.: Недра, 1970. — 44 с.

26. Пискарев А.Л. Строение фундамента Евразийского бассейна и центральных хребтов Северного Ледовитого океана // Геотектоника. — 2004. — № 6. — С. 49–66.

27. Поселов В.А., Грамберг И.С., Мурзин Р.Р. и др. Структура и границы континентальной и океанической литосферы Арктического бассейна // Российская Арктика: геологическая история, минералогия, геоэкология / Гл. ред. Д.А. Додин, В.С. Сурков. — СПб.: ВНИИОкеангеология, 2002. — С. 121–133.

28. Свидетельство № 2003611249 об официальной регистрации программы для ЭВМ «Многофункциональный автоматизированный пакет программ компьютерного обеспечения геохимического картирования — «ГЕОСКАН». — М.: ФГУП «ИМГРЭ», (RU), 2003.

29. Свидетельство № 2010617089 о государственной регистрации программ для ЭВМ GeoScan 2D. — М.: ФГУП «ИМГРЭ», (RU), 2009.

30. Сколотнев С.Г., Бельтнев В.Е., Лепехина Е.Н., Ипатьева И.С. Молодые и древние цирконы из пород океанической литосферы Центральной Атлантики, геотектонические следствия // Геотектоника. — 2010. — № 6. — С. 24–59.

31. Тектоническая карта Арктики и Субарктики масштаба 1:5 000 000 / Гл. ред. И.П. Атласов. — Л.: НИИГА, 1964.

32. Трухалев А.И., Погребницкий Ю.Е., Беязцкий Б.В. и др. Древние породы в Срединно-Атлантическом хребте // Отечественная геология. — 1993. — № 11. — С. 81–89.

33. Шипилов Э.В. Суперплюмовые события в истории становления Арктического океана: Матер. междунар. науч. конф., посвященной 100-летию со дня рождения Д.Г. Панова (8–11 июня 2009 г.). — Ростов-на-Дону: Изд-во ЮНЦ РАН, 2009. — С. 356–359.

34. Шкодзинский В.С. Петрология литосферы и кимберлитов (модель горячей гетерогенной аккреции Земли). — Якутск: Издательский дом СВФУ, 2014. — 452 с.

35. Шулятин О.Г., Андреев С.И., Беязцкий Б.В., Трухалев А.И. Возраст и этапность формирования магматических пород Срединно-Атлантического хребта по геологическим и радиологическим данным // Региональная геология и металлогения. — 2012. — № 50. — С. 28–36.

36. Brozena J.M., Childers V.A., Lanwer L.A. et al. New aerogeophysical study of the Eurasian Basin and Lomonosov Ridge: Implications for basin development // Geology. — 2003. — V. 31. — № 9. — P. 825–828.

37. Coakley B.J., Cochran J.R. Gravity evidence of very thin crust at the Gakkell Ridge (Arctic Ocean) // Earth and Planetary Science Letters. — 1998. — V. 162. — P. 81–95.

38. Coltorti V., Bonadiman C., O'Reilly S., Griffin W., Pearson N. Buoyant ancient continental mantle embedded in oceanic lithosphere (Sal Island, Cape Verde Archipelago) // Lithos. — 2010. — Vol. 120. — P. 223–233.

39. Forsyth D.A., Asudeh I., Green A.G., Jackson H.R. Crustal Structure of the northern Alpha Ridge beneath the Arctic Ocean // Nature. — 1986. — V. 322. — P. 349–352.

40. Gaina C., Werner S.C., Saltus R., Maus S. The Camp-GM GROUP, 2011. Chapter 3. Circum-Arctic mapping project: new magnetic and gravity anomaly maps of the Arctic. Arctic Petroleum Geology // Geological Society, London, Memoirs. — 2011. — P. 35, 39–48.

41. Hall J.K. Geophysical evidence for ancient Sea-floor Spreading from Alpha Cordillera and Mendeleev Ridge // Arctic Geology. Memoir. — 1973. — № 19. AAPG. — P. 542–561.

42. Jackson H.R., Forsyth D.A., Johnson G.L. Oceanic affinities of the Alpha Ridge, Arctic ocean // Marine Geology. — 1986. — V. 73. — P. 237–261.

43. Liu C.-Z., Snow J., Hellebrand E. et al. Ancient highly heterogeneous mantle beneath Gakkell Ridge, Arctic Ocean // Nature. — 2008. — Vol. 452. — P. 311–316.

44. Petrov, O., Smelror, M., Morozov, A. et al. and TeMAr Working Group Tectonic model and Map of the Arctic region (TeMAr) // Tectonophysics, 2015 (in press).

45. Vogt P.R., Ostenson N.A. Magnetic and gravity profiles across the Alpha Cordillera and their relation to Arctic sea-floor spreading // J. Geoph. Res. — 1970. — V. 75. — P. 4925–4938.

© Коллектив авторов, 2015

Кременецкий Александр Александрович // nauka@imgre.ru  
Морозов Андрей Федорович // amorozov@rosnedra.gov.ru  
Пилицын Алексей Гаврилович // allexpil@yandex.ru  
Бескин Семен Матвеевич // imgre@imgre.ru  
Полякова Татьяна Николаевна // imgre2010@yandex.ru  
Мильштейн Евгения Дововна // Evgenia\_Milshtein@vsegei.ru

УДК 553.09.350.41

Криночкин Л.А. (ФГУП «ИМГРЭ»)

#### ГЕОХИМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ЛОКАЛИЗАЦИИ ВЫСОКОРЕСУРСНЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПЛОЩАДЕЙ ПРИ РЕГИОНАЛЬНЫХ РАБОТАХ

*Изучено распределение аномальных полей адсорбированных углеводородных газов и наложенных ореолов микроэлементов в почвах нефтегазоносных районов. На основе установленных геохимических критериев разработана технология локализации площадей, перспективных на обнаружение крупных месторождений нефти и газа. В традиционных нефтегазодобывающих регионах европейской части России обоснована возможность выявления потенциальных высокоресурсных нефтегазоносных площадей.*  
**Ключевые слова:** региональные геохимические работы, геохимические критерии, прогнозирование, нефтегазоносность, адсорбированные углеводородные газы.

## GEOCHEMICAL CRITERIA FOR LOCATING HIGH-RESOURCE OIL AND GAS AREAS IN REGIONAL WORKS

*The distribution is studied of anomalous fields of adsorbed hydrocarbon gases and superimposed haloes of microelements in soils of oil and gas bearing areas. On the basis of revealed geochemical criteria, the technology to locate areas promising for finding large deposits of oil and gas was developed. The possibility of finding potential high-resource oil and gas bearing areas was substantiated in traditional regions of oil and gas extraction in the European areas of Russia. **Key words:** regional geochemical works, geochemical criteria, forecasting, oil and gas presence, adsorbed hydrocarbon gases.*

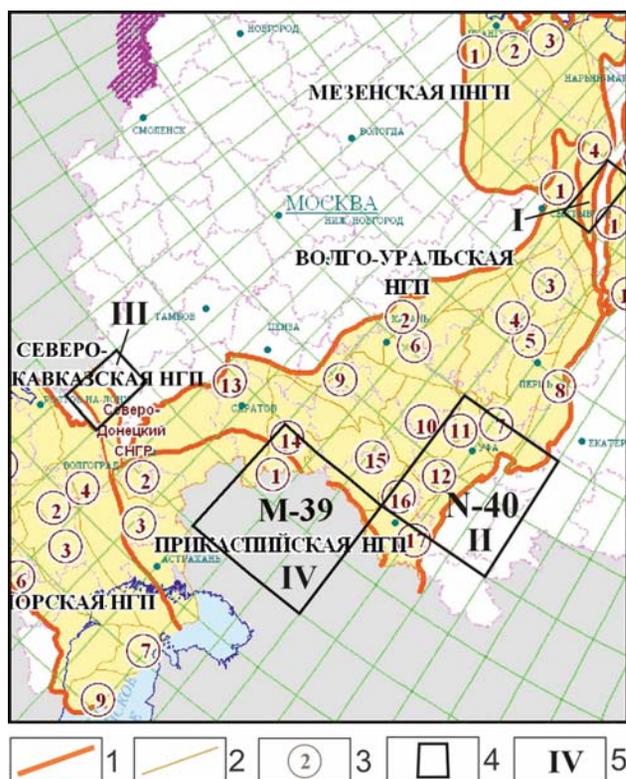
Нефтяной и газовый сектор энергетики России до конца XX в. не имел ресурсных ограничений, благодаря высоким темпам воспроизводства запасов. Однако в 1990-е годы ситуация изменилась. Объемы геологоразведочных работ (ГРП) на углеводородное сырье резко снизились. И, как следствие, в 1991–1996 гг. объем подготовленных запасов нефти превысил добычу всего на 4 %, газа — на 27 %. В 1999 г. подготовка запасов от добычи уже отстала на 70 %. В большинстве нефтегазодобывающих провинций и областей России наиболее рентабельная часть ресурсов нефти и газа в значительной степени отработана. Уникальные и крупные месторождения нефти, обеспечивающие около 70 % добычи, выработаны на 45–50 %, а в районах Кавказа и Поволжья — на 80 %. Крупные месторождения не открываются. Если средние запасы нефтяных месторождений России в 1961–1965 гг. составляли 77 млн. т, то в 1991–1995 гг. — 5 млн. т [7].

Освоение новых перспективных регионов, а для России это в первую очередь шельф северных и дальневосточных морей, является весьма дорогостоящим и долговременным процессом. Не отрицая необходимость проведения активных ГРП на шельфе отметим, что по некоторым данным [3] в настоящее время здесь выявлено лишь 2 % запасов нефти страны.

Из сказанного следует, что сегодня для исправления ситуации особенно актуально воспроизводство ресурсов углеводородов на суше и, прежде всего, в освоенных регионах. Для этого необходимо их изучение новыми высокоэффективными, в том числе геохимическими методами, направленными на открытие крупных месторождений. От других методов поисков нефтегазовых месторождений их отличает высокая эффективность, оперативность и довольно низкая стоимость. В европейской части страны (рис. 1) при создании геохимических основ масштаба 1:1 000 000 ФГУП «ИМГРЭ» проводит работы по оценке крупных регионов на нефть и газ геохимическими методами. Технология региональных геохимических работ и требования к ним изложены в «Требованиях ...» [6, 11, 12], но в них не предусматривается оценка территорий на углеводородное сырье. В процессе исследований решались следующие задачи: анализ отечественного и зарубежного опыта; определение оптимальных компонентов и сети отбора проб; определение комплекса аналитических методов; разработка геохимических критериев выявления и оценки высокоресурсных нефтегазоносных площадей и др. [10].

Геохимические методы поисков нефти и газа разрабатывались еще в 1930-е годы профессором В.А. Соколовым. Но история их применения в нашей стране характеризуется чередованием периодов широкого внедрения в производство и периодов почти полного сворачивания работ из-за неопределенности результатов. Последнее во многом связано с тем, что традиционно применяемые в нашей стране геохимические методы поисков месторождений нефти и газа основаны на исследованиях газов свободной формы. Они имеют ряд существенных недостатков: 1) результаты измерений зависят от внешних факторов (перепадов давления, температуры, влажности и др.), что затрудняет получение сопоставимых данных о газовом поле крупных регионов, изучаемых при региональных геохимических исследованиях; 2) сложна процедура отбора проб свободных газов и обеспечение их сохранности при транспортировке, особенно из удаленных районов; 3) необходимость оперативной доставки проб в лабораторные центры и др.

За рубежом, напротив, наблюдается устойчивая тенденция постоянного нарастания объемов геохимических исследований с целью поисков нефти и газа с широким применением элементных и почвенно-солевых съемок. Перед войной и в первые послевоенные десятилетия за рубежом геохимические методы применялись преимущественно для разбраковки выявленных сейсморазведкой локальных объектов перед постановкой на них глубокого бурения. В последние десятилетия в связи со значительным ростом стоимости сейсмо-



**Рис. 1.** Расположение объектов работ: 1 — границы нефтегазоносных провинций; 2 — границы нефтегазоносных областей; 3 — номера нефтегазоносных областей; 4–5 — объекты региональных геохимических работ: 4 — границы, 5 — номера

разведочных работ на многих территориях в США, Канаде и других странах геохимические исследования стали проводить перед постановкой сейсморазведки, которую затем осуществляют на перспективных участках, выделенных по геохимическим данным.

Региональные геохимические работы на нефть и газ, проводимые ФГУП «ИМГРЭ», базируются на комплексном изучении адсорбированных почвами углеводородных и неуглеводородных газов и развитых в них наложенных литохимических ореолов микроэлементов. Работы также оптимизирует то, что изучение газового и литохимического поля проводится на одних и тех же пробах, отобранных из почв с глубины 0,6–0,8 м и донных отложений.

Методика изучения адсорбированных почвами, донными отложениями, коренными породами углеводородных ( $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6$ ,  $\text{C}_3\text{H}_6$ ,  $\text{C}_3\text{H}_8$ ,  $\text{C}_4\text{H}_8$ ,  $i\text{C}_4\text{H}_{10}$ ,  $n\text{C}_4\text{H}_{10}$ ,  $i\text{C}_5\text{H}_{12}$ ,  $n\text{C}_5\text{H}_{12}$ ) и неуглеводородных ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{O}_2$ ,  $\text{N}_2$ ) газов для поисков месторождений нефти и газа разработана Л.С. Кондратовым и др. [8]. Метод является прямым, что определяет его преимущество перед методами, основанными на изучении минеральных новообразований и химических элементов.

Для изучения наложенных литохимических ореолов анализировались кислотные вытяжки из почв и донных осадков на широкий комплекс элементов методом ICP MS.

Проведенные ФГУП «ИМГРЭ» геохимические исследования позволили разработать комплекс основных критериев выявления высокоресурсных нефтегазовых площадей при региональных работах масштабов 1:1 000 000 — 1:200 000. Он включает: 1) повышенные значения коэффициента нефтидности ( $K_{\text{нф}}$ ); 2) положительные или отрицательные аномалии  $\text{CO}_2^{\text{alc}}$ ; 3) положительные аномалии  $\text{N}_2^{\text{alc}}$ ; 4) отрицательные аномалии  $\text{H}_2^{\text{alc}}$ ; 5) повышенные значения рН (пониженные значения Eh); 6) положительные аномалии микроэлементов (J, S, Ni, V, Zn, Mo и др.); 7) региональный характер аномальных геохимических полей.

**Повышенное значение коэффициента  $K_{\text{нф}}$ .** Для геохимических полей адсорбированных углеводородных газов ( $\text{УВГ}_{\text{alc}}$ ) нефтегазовых месторождений характерен специфический состав. Главной его особенностью является то, что спектр аномалий нефтидного типа отличается от аномалий другой природы утяжелением состава углеводородов. За пределами залежей на флангах доминируют легкие гомологи. Это явление отчетливо фиксируется даже при отсутствии явных аномальных накоплений  $\text{УВГ}_{\text{alc}}$  над месторождениями [9]. Обогащением легкими гомологами также характеризуются так называемые аномалии типа «разгрузки вод». Они могут иметь повышенное содержание газов, не связанное с залежами углеводородов. На фоновых территориях тенденция обогащения тяжелыми или легкими компонентами отсутствует [8].

Анализ результатов, проведенных нами региональных геохимических работ показал, что положительные и отрицательные аномалии  $\text{УВГ}_{\text{alc}}$  не обнаруживают устойчивой связи с нефтегазовыми площадями. Устойчиво проявляет себя закономерность обогащения

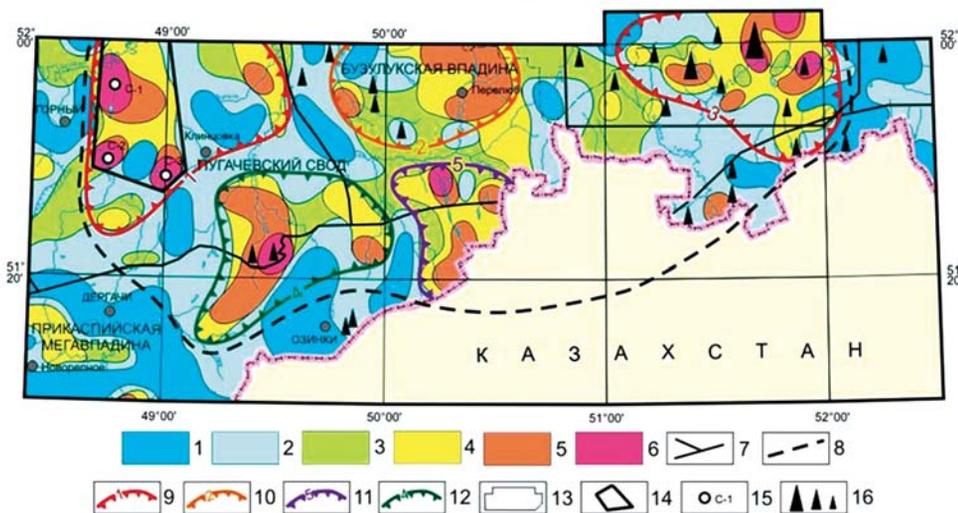
геохимического поля высокоресурсных площадей тяжелыми гомологами метана и доминированием на флангах легкими. На основе этой закономерности нами был разработан показатель нефтидности —  $K_{\text{нф}}$ , который определяется как отношение произведения коэффициентов аномальности пяти тяжелых  $\text{УВГ}_{\text{alc}}$  ( $\text{C}_4\text{H}_8$ ,  $i\text{C}_4\text{H}_{10}$ ,  $n\text{C}_4\text{H}_{10}$ ,  $i\text{C}_5\text{H}_{12}$ ,  $n\text{C}_5\text{H}_{12}$ ) к произведению коэффициентов аномальности пяти легких  $\text{УВГ}_{\text{alc}}$  ( $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6$ ,  $\text{C}_3\text{H}_6$ ,  $\text{C}_3\text{H}_8$ ).

По данным проведенных нами исследований во всех изученных регионах крупные нефтегазовые месторождения располагаются в пределах контрастных аномальных зон  $K_{\text{нф}}$  или в непосредственной близости от них. Малые месторождения нефти и газа, как правило, располагаются за пределами контрастных аномалий  $K_{\text{нф}}$ , в том числе в зонах пониженных значений  $K_{\text{нф}}$  и на фоновых площадях. В целом установлена закономерность — чем выше интенсивность аномалии  $K_{\text{нф}}$ , тем выше перспективность площади. Как правило, для высокоресурсных (высокоресурсных) площадей  $K_{\text{нф}} > 4,0$ ; средней перспективности —  $K_{\text{нф}} = 1,0–4,0$ ; низкой —  $K_{\text{нф}} < 1,0$ .

На рис. 2 показано распределение значений  $K_{\text{нф}}$  на территории Росташинской нефтегазоносной области (Волго-Уральская НГП). Изученная часть области располагается в основном на территориях Пугачевского свода и Бузулукской впадины. В ее пределах в Бузулукской впадине известен Росташинский нефтегазоносный район, где находится Росташинская группа нефтегазовых месторождений — крупное Росташинское, среднее Зайкинское и ряд малых. Геологическая позиция месторождений определяется их приуроченностью к структурным ступеням северного борта Прикаспийской низменности. Продуктивные отложения — эфельско-франкий комплекс девона. Глубина залегания залежей углеводородов 4,0–5,0 км. Аномальное поле  $K_{\text{нф}}$  района характеризуется сложной морфологией. Его наиболее интенсивные аномалии фиксируют положение нефтегазовых залежей Зайкинского и Росташинского месторождений. Значение коэффициента  $K_{\text{нф}}$  для района в целом равно 2,83, размах его значений от 0,19 до 11,77. Результаты детализационно-заверочных работ на территории Росташинского района в масштабе 1:500 000 также подтвердили тесную связь аномалий  $K_{\text{нф}}$  с залежами Росташинского и Зайкинского месторождений.

**Положительные или отрицательные аномалии  $\text{CO}_2^{\text{alc}}$ .** Критерий неоднозначен. В Южно-Уральском (II) регионе на территориях высокоресурсных нефтегазовых районов развиты как положительные, так и отрицательные аномалии  $\text{CO}_2^{\text{alc}}$ . В Ухто-Ижемском (I) районе нефтяные залежи крупного Ярегского и других нефтегазовых месторождений фиксируются интенсивными отрицательными аномалиями  $\text{CO}_2^{\text{alc}}$ . На территории района выделено еще несколько аналогичных аномалий, в связи с которыми прогнозируется обнаружение новых залежей углеводородов.

**Положительные аномалии  $\text{N}_2^{\text{alc}}$  и отрицательные аномалии  $\text{H}_2^{\text{alc}}$ .** В Северо-Донецком (III) районе известные газовые месторождения располагаются исключительно в зонах повышенных значений  $\text{N}_2^{\text{alc}}$  и понижен-



**Рис. 2. Прогноз нефтегазоносности на листе М-39 (юг Волго-Уральской НГП):** 1–6 — значения  $K_{нф}$ : 1 — ( $<0,5$ ); 2 — ( $0,5-2,0$ ); 3 — ( $2,0-4,0$ ); 4 — ( $4,0-8,0$ ); 5 — ( $8,0-16,0$ ); 6 — ( $>16,0$ ); 7 — границы структурно-формационных блоков; 8 — граница Росташинской нефтегазоносной области; 9–12 — границы нефтегазоносных районов: 9 — высокой перспективности (1 — Клинцовский, 3 — Росташинский); 10 — средней перспективности (2 — Перелюбский); 11 — неясной перспективности (5 — Таловский); 12 — низкой перспективности (4 — Озинский); 13–14 — границы площадей: 13 — участка детализации м-ба 1:500 000; 14 — границы Клинцовской поисковой площади; 15 — рекомендуемые поисковые скважины; 16 — месторождения нефти и газа (крупные, средние и малые)

ных значений  $H_2^{alc}$ . Аналогичным образом эти критерии проявляют себя и в Южно-Уральском (II) регионе.

В Ухто-Ижемском (I) районе Тимано-Печорской НГП аномальные поля адсорбированные почвами азота и водорода проявлены значительно слабее. Но тенденция тяготения положительных аномалий азота и отрицательных аномалий водорода к нефтегазоносным площадям выражена отчетливо.

**Зоны повышенных значений рН (пониженных значений Eh).** Ассоциация аномалий повышенных значений показателя рН с нефтегазовыми месторождениями отражает смещение равновесия в сторону восстановительных условий под влиянием поднимающегося к поверхности углеводородного потока. Особенно хорошо этот критерий работает в северных регионах. Так, значения рН в почвах Ухта-Ижемского (I) района более 7,4; в отдельных точках достигает 9,2 при фоновом значении 6,0. Одна из таких аномалий приурочена к залежи Ярегского месторождения. Локальные аномалии повышенных значений рН отчетливо фиксируют нефтегазоносные площади на многих других изученных территориях. Но в южных регионах необходимо принимать во внимание природную повышенную щелочность геохимических ландшафтов.

**Положительные аномалии микроэлементов.** По данным О.К. Баженовой и др. [2] для нефтей характерно присутствие соединений, содержащих микроэлементы (металлы — V, Ni, Fe, Cu, Mn, Ti, Co и др. и неметаллы — Br, J, Cl, S и др.). Подавляющая их часть присутствует в смолах и асфальтенах. По доминирующим в нефтях и битумах элементам выделяются нефтеметаллогенетические провинции и области: ванадиевые и ванадиево-никелевые, никелевые и цинковые. Тимано-Печорская и Волго-Уральская нефтегазоносные провинции, объекты которых рассматриваются в статье,

относятся к провинциям ванадиевого и никель-ванадиевого типа. В обеих провинциях в Предуралье выделяются районы с нефтями цинкового типа [4].

По данным С.Г. Алексеева и др. [1] наложенные ореолы микроэлементов выявляются электрохимическими методами даже над сравнительно небольшими по размерам залежами УВ, залегающими на глубинах до 6 км. Таким образом, повышенные концентрации микроэлементов в нефтях должны открывать широкие возможности для выявления месторождений методами прикладной геохимии.

На изученных нами территориях наиболее устойчивую связь с высокоресурсными площадями из микроэлементов обнаруживает

йод. Его обширные аномальные поля ассоциируют с высокоресурсными площадями во всех изученных нефтегазоносных районах. В Южно-Уральском (II) регионе аномальные поля йода имеют широкое развитие не только в платформенной области, где известно много месторождений нефти и газа, но и в пределах Урала, где они могут быть признаками нефтегазоносности складчатой области. Следует отметить, что наиболее контрастные и обширные аномалии йода стабильно проявляются в донных отложениях. В почвах на тех же территориях его накопление выражено значительно слабее, но бывает и наоборот.

Существенное накопление Ni, V, Cu, CR, Zn, Mo и других элементов фиксируется в почвах Предуралья в Ишимбаевском нефтегазоносном районе.

В Росташинском нефтегазоносном районе на юге Волго-Уральской НГП (IV) ассоциация накопления валовых содержаний в почвах имеет следующий вид: S, P, As, Mo, Mn, Co, Ni, Sr. В почвах района также фиксируются контрастные локальные аномалии подвижных форм многих элементов, в том числе редкоземельных.

Наиболее яркое накопление подвижных форм микроэлементов (V, Ni, Co, Cu, U, Mn, Zn и др.) установлено в почвах и донных осадках Ухто-Ижемского нефтегазоносного района Тимано-Печорской НГП. Значительное по площади комплексное аномальное геохимическое поле приурочено к залежи Ярегского нефтегазового месторождения. Ассоциацию элементов с максимальным накоплением образуют характерные для нефтей региона Cd, Zn, Sr, Ni, V.

**Региональный характер аномальных геохимических полей.** Установлено, что на высокоресурсных территориях аномальные геохимические поля, рассмотренных выше критериев, имеют региональное развитие. В малоре-

сурсных районах они локальны и разобщены. Это отчетливо видно на примере аномальных полей  $K_{\text{нф}}$ . Практически повсеместное его развитие интенсивные аномалии имеют в Южно-Уральском (II) регионе, где известно несколько сот нефтегазовых месторождений, в том числе и крупные. Далее к западу в пределах Пугачевского свода в связи со снижением общей нефтегазонасности уменьшаются размеры аномальных полей. Они объединяются в обособленные, но в целом достаточно крупные области и зоны (рис. 2). Еще западнее, в Северо-Донецком (III) районе, где известны немногочисленные малые месторождения аномальные поля  $K_{\text{нф}}$  локальны, разобщены и столь крупных скоплений не образуют.

С использованием отмеченных выше критериев в изученных регионах выделено довольно большое количество площадей, перспективных на выявление крупных месторождений нефти и газа. Пример локализации такой площади в южной части Волго-Уральской НГП показан на рис. 2. Здесь, на юго-восточной периферии Пугачевского свода авторами выделен Клиновский нефтегазоносный район, а в пределах района высокоперспективная Клиновская площадь. По данным Государственной геологической карты... [5] продуктивными на углеводороды отложениями на Пугачевском своде являются средний девон — средний карбон. Глубина залегания залежей углеводородов известных месторождений на Пугачевском своде — 500–2000 м. Аномальное поле  $K_{\text{нф}}$  Клиновского района характеризуется высокими значениями коэффициента нафтичности особенно на западном фланге. Его среднее значение даже выше ( $K_{\text{нф}} = 3,38$ ), чем у аномального поля высококоресурсного Росташинского района ( $K_{\text{нф}} = 2,83$ ).

Почвы района в целом слабощелочные ( $\text{pH} = 8,66$ ) с вариацией значений  $\text{pH}$  от нейтральных ( $\text{pH} = 7,5$ ) до щелочных ( $\text{pH} = 9,2$ ). Они характеризуются повышенными валовыми содержаниями серы (от 0,5 до 14,3  $\text{C}_{\text{ф}}$ ), локальными аномалиями V, Cr, Co и других элементов. В подвижных формах в почвах и в поверхностных водах установлено аномальное накопление еще более широкого круга элементов (U, Th, Zn, Fe, TR и др.).

Региональные геохимические работы на данной территории проводились в 2013 г. По их результатам на территории Клиновской площади прогнозировалось нефтяное многопластовое крупное месторождение (прогнозные ресурсы кат. Д<sub>1</sub>) в отложениях среднего девона — среднего карбона на глубинах до 2000 м. Было рекомендовано провести геохимическую съемку по УВГ<sub>адс</sub> в масштабе 1:200 000 на площади 1600 км<sup>2</sup>, сейсморазведочные работы по линиям профилей через эпицентры геохимических аномалий и бурение поисковых скважин глубиной до 2 км. Но уже в годовом отчете Роснедр за 2013 г. было сообщено, что в Пугачевском районе Саратовской области вблизи села Клиновка нефтяной компанией «ГеоПромНефть» открыто Клиновское нефтяное месторождение. По информации Агентства извлекаемые запасы углеводородного сырья порядка 12 млн. т нефти, что сделало его крупнейшим по запасам из открытых в 2013 г. Данный результат является подтверждением высокой эффективности независимо проведенных геохимических

исследований. Следует отметить, что обнаруженное месторождение расположено в юго-восточной части Клиновской площади. По геохимическим данным более перспективной является северная часть площади, где и прогнозируется открытие крупного месторождения нефти.

Таким образом, технология поисков нефтегазовых месторождений на основе адсорбированных углеводородных газов и наложенных литохимических ореолов рассеяния является высокоэффективным инструментом локализации и оценки ресурсного потенциала нефтегазоносных площадей, причем в любых геологоструктурных обстановках: в подсолевых толщах, под тектоническими экранами, на шельфе морей и т.п.

Определяющее значение для локализации и оценки высококоресурсных нефтегазоносных площадей имеют положительные высококонтрастные аномалии  $K_{\text{нф}}$ .

Эффективность критериев, основанных на распределении содержаний адсорбированных неуглеводородных газов ( $\text{CO}_2\text{адс}$ ,  $\text{N}_2\text{адс}$ ,  $\text{H}_2\text{адс}$ ), показателей  $\text{pH}$  и Eh и микроэлементов (J, TR, S, Ni, V, Zn, Mo и др.) менее однозначна. На одних территориях нефтегазоносные площади фиксируются их положительными аномалиями, на других — отрицательными, а на третьих аномалии могут вообще не проявляться. Поэтому их применимость определяется условиями конкретных регионов.

Важным критерием прогнозирования площадей является региональный характер развития геохимических аномалий, что является признаком уникального минерагенического потенциала и, следовательно, возможность выявления крупных нефтегазовых месторождений.

На выделенных высокоперспективных площадях рекомендуется проводить комплекс геохимических, геофизических и буровых работ. Их последовательное применение позволит не только целенаправленно проводить поиски крупных месторождений углеводородов, но и понизить затраты на их обнаружение.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Алексеев С.Г., Вешев С.А., Ворошилов Н.А. и др. Геоэлектрохимические технологии прогноза и поисков рудных и нефтяных объектов // Прикладная геохимия. Прогноз и поиски. — 2002. — Вып. 3. — С. 365–382.
2. Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. Геология и геохимия нефти и газа: Учебник. — 2-е изд. — М.: МГУ, 2004. — 415 с.
3. Богоявленский В.И., Богоявленский И.В., Будагова Т.А. Экологическая безопасность и рациональное природопользование в Арктике и Мировом океане // Бурение и нефть. — 2013. — № 12. — С. 10–16.
4. Геологический атлас России. Масштаб 1:10 000 000. Раздел 3. Полезные ископаемые и закономерности их размещения / Отв. ред. А.А. Смыслов. — М. — СПб., 1996. — Объяснительная записка. — 202 с.
5. Государственная геологическая карта СССР. Масштаб 1:1 000 000 (новая серия). Лист (38), 39 — Уральск, Л., 1988. — 104 с. (Мин-во геол. СССР, ВСЕГЕИ, ПГО «Аэрогеология»).
6. Единые требования к составу, структуре и форматам представления в НРС Роснедра комплектов цифровых материалов листов Государственных геологических карт масштабов 1:1 000 000 и 1:200 000. Версия 1.2. — СПб., 2013. — 208 с.
7. Клещев К.А. Основные направления поисков нефти и газа в России // Геология нефти и газа. — № 2. — 2007. — С. 18–23.
8. Кондратов Л.С., Ершова М.В. Углеводородные газы горных пород в связи с использованием при поисках полезных ископаемых // Изв. вузов. Геология и разведка. МГРИ. — 1986. — № 7. — С. 17–24.
9. Кондратов Л.С., Старостин В.И., Воинков Д.М. и др. Газы литосферы и полезные ископаемые. Смирновский сборник-2009. Фонд им. акад. В.И. Смирнова. — М., 2009. — С. 75–103.

10. Криночкин Л.А., Головин А.А., Чуткерашвили С.Е., Прокофьева А.Ф. Методика и результаты прогнозирования нефтегазоносных объектов при региональных геохимических работах // Разведка и охрана недр. — 2013. — № 8. — С. 17 — 20.

11. Требования к геохимической основе Государственной геологической карты Российской Федерации масштаба 1:1 000 000. Новая редакция. — М.: ИМГРЭ, Роснедра, 2000. — 40 с.

12. Требования к производству и результатам многоцелевого геохимического картирования масштаба 1:1 000 000 (МГХК-1000). — М.: ИМГРЭ, 1999. — 191 с.

© Криночкин Л.А., 2015

Криночкин Лев Алексеевич // imgre@imgre.ru

УДК 550.84:09+235.46

Домчак В.В., Инговатов А.П. (АО «Александровская опытно-методическая экспедиция»)

#### ОПЫТ ПРАКТИЧЕСКОЙ РЕАЛИЗАЦИИ ПРИНЦИПА ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНЫХ ПРИБЛИЖЕНИЙ В СТРУКТУРЕ РЕГИОНАЛЬНЫХ ГЕОХИМИЧЕСКИХ РАБОТ (ОГХР-200)

*Рассматриваются апробированные пути реализации принципа последовательных приближений в структуре региональных геохимических работ (ОГХР-200) с целью повышения их геологической и экономической эффективности. **Ключевые слова:** региональные геохимические поиски, донные осадки, локализация рудоперспективных аномалий, таксономическое ранжирование, детализационно-заверочные работы, ретроспективная переоценка рудоперспективности.*

Domchak V.V., Ingovatov A.P. (AO ME)

EXPERIENCE OF PRACTICAL REALIZATION OF PRINCIPLE OF PROGRESSIVE APPROXIMATIONS IN STRUCTURE OF REGIONAL GEOCHEMICAL WORKS (OGHR-200)

*Is considered discusses ways to implement proven principle of successive approximations in the structure of regional geochemical (OGHR-200) in order to increase their geological and economic efficiency. **Key words:** regional geochemical prospecting, bottom sediments, localization rudoperspektivnyh anomalies taxonomic ranking detalizatsionnye-zaverochnye work retrospective reassessment rudoperspektivnosti.*

В связи с недооценкой геологической эффективности опережающих геохимических работ масштаба 1:200 000 представляется необходимым вернуться к обсуждению как возможностей этого вида работ, так и условий их эффективного применения.

Во-первых, название «Опережающие геохимические работы» представляется не совсем удачным термином, заменившим понятие «региональная геохимическая съемка», отражавшее сущность этих работ. В соответствии с масштабом работ такая съемка, осуществляющая равномерное опробование аллювия естественной дренажной сети, является, по сути, методом геохимического картирования обширных территорий. Интерпретация геохимического поля и его неоднородностей — это еще один критерий более объективного расчленения исследуемой территории, и в этом отношении он может быть отнесен к той же категории, что

и гравиметровая, магнитометрическая, топографическая съемки. К литохимической съемке, по аналогии с другими видами, нельзя предъявлять иных требований, кроме объективного освещения особенностей геохимического поля, что должно обеспечиваться использованием соответствующих технических средств и технологических приемов получения картируемых показателей и признаков.

Во-вторых, как и при других видах региональных работ, данные литохимической съемки отдельных листов должны быть увязаны между собой в пределах серий листов геологически однородных территорий. Такой подход предполагает соблюдение единых методических требований к качеству полевых, аналитических работ, изображению и интерпретации полученных данных. В идеальном случае такие региональные работы должны выполняться на обширной территории (сотни тысяч квадратных километров) с соблюдением единой методики и технологии (рис. 1) на единой лабораторно-аналитической базе. Они должны определяться единой долгосрочной программой, страхующей от финансовых, кадровых, организационных перемен.

В-третьих, геохимическое картирование регионального характера должно гарантированно отражать распределение максимально широкого круга элементов. Такие работы нецелесообразно низводить до картирования одного признака или признаков одного полезного ископаемого, а тем более оценивать геологическую эффективность работ по выявлению рудных объектов одного полезного ископаемого, даже если это единственное полезное ископаемое — рудное золото.

Таким образом, само по себе геохимическое картирование еще не гарантирует выявления месторождений рудных полезных ископаемых, а является только одним из приемов поискового прогнозирования.

Многолетний опыт таких региональных работ, выполненных на территории более 260 тыс. км<sup>2</sup>, дает основание предполагать отнесение к бесперспективной от 80 до 90 % исследованной территории, и только 10–20 % — к перспективной на обнаружение рудной минерализации (рис. 2). Более того, перспективные территории структурируются по типу ожидаемого оруденения и интенсивности его проявления. Исходя из приведенных выше данных, опережающий характер рассматриваемых работ не следует воспринимать как гарантию того, что вся исследованная территория обязательно будет подвергнута ГС-200 или ГДП-200. Наоборот, опережающие геохимические работы должны давать дополнительную возможность вычленивать из всей опробованной территории наиболее перспективные площади для постановки на них ГС-200 или ГДП-200. На основе ОГХР-200 и других видов региональных работ (геофизических, геологосъемочных) обосновывается прогноз нахождения крупных металлогенических таксонов уровня рудных районов и узлов, определяются их генетический тип и прогнозные ресурсы кат. Р<sub>3</sub>. Несмотря на объективность картируемых геохимических поисковых признаков, положенных в основу прогнозирования, оценить качество такого прогноза и обоснованность данных рекомендаций можно только после их реализации, которая не является