Оригинальная статья / Original article
УДК (551.243.4:551.248.1)553:98.(571.5-12)
DOI: http://dx.doi.org/10.21285/2541-9455-2019-42-1-15-26

Прогноз нефтегазоперспективных объектов в бассейне реки Виви (Сибирская платформа) по комплексу геолого-гидрогеохимических методов

© И.В. Литвинова, Т.И. Ларионова
Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья,
г. Новосибирск, Российская Федерация

Резюме: В западной части Сибирской платформы (Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции) сосредоточены крупные по величине начальные прогнозные ресурсы и запасы углеводородного сырья, но основная разведанная доля приходится на Байкитскую и Катангскую антеклизы. Севернее этих территорий расположена слабоизученная геолого-геофизическими методами территория Курейской синеклизы. Прогноз и поиски нефти и газа на обширных малоизученных территориях опережающими геохимическими методами в комплексе с традиционными геолого-геофизическими остается актуальной задачей геологоразведочных работ. Оценка перспектив нефтегазоносности проведена путем комплексирования геолого-геофизических и геохимических методов. Это методы тектонического прогноза погребенных поднятий и оценка их нефтегазоносности опережающими гидрогазогеохимическими методами (геохимические методы разведки, предназначенные для обнаружения присутствия углеводородов в приповерхностных водах и придонных слоях). На территории центральной части Курейской синеклизы погребенные поднятия рассматриваются как потенциальные ловушки для углеводородов, которые аккумулируют нефть и газ, поступающий из отложений рифея и палеозоя. Анализ гидрогазогеохимических проб, отобранных над погребенными поднятиями, свидетельствует, что в бассейне р. Виви осуществляется скрытая разгрузка преимущественно хлоридно-кальциевых (натриево-кальциевых) подземных рассолов. Очаги и зоны разгрузки флюидов приурочены к разрывным нарушениям. В составе проб природных вод и газов обнаружены следующие нефтегазопоисковые показатели: водорастворенные ароматические углеводороды, тяжелые углеводороды, которые могут указывать на возможное углеводородное насыщение. Полученные результаты согласуются с известными представлениями о широком развитии в центральной части Тунгусского артезианского бассейна восходящей разгрузки высокометаморфизованных хлоридно-кальциевых рассолов. Разгрузка на дне рек является кратчайшим и наиболее легким путем выхода глубинных вод, поэтому русла крупных рек считаются дренами для поступающих снизу глубинных вод. Особенно интенсивный подток наблюдается вдоль крупных р. Нижняя и Подкаменная Тунгуска, Таймура, Тутончана, Кочечум, Ейка и т. д. Практически всегда поверхностные аномалии контролируются зонами разломов и могут нести информацию о наличии нефтегазовых углеводородных скоплений в осадочном чехле.

Ключевые слова: Сибирская платформа, Курейская синеклиза, Логанчинская структура, гидрогазогеохимическое опробование, погребенное поднятие, нефтегазоносность

Информация о статье: Дата поступления 23 декабря 2018 г.; дата принятия к печати 5 марта 2019 г.; дата онлайн-размещения 28 марта 2019 г.

Для цитирования: Литвинова И.В., Ларионова Т.И. Прогноз нефтегазоперспективных объектов в бассейне реки Виви (Сибирская платформа) по комплексу геолого-гидрогеохимических методов. *Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле Российской академии естественных наук. Геология, разведка и разработка месторождений полезных ископаемых.* 2019. Т. 42, № 1. С. 15–26. DOI: 10.21285/2541-9455-2019-42-1-15-26.

Forecasting the oil and gas potential of the sites in the Vivi river basin (Siberian platform) using a complex of geological and hydrogeochemical methods

© Irina V. Litvinova, Tatiana I. Larionova
Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources,
Novosibirsk, Russian Federation

Abstract: Large forecast resources and hydrocarbon reserves are concentrated in the Western part of the Siberian platform (Lena-Tunguska oil and gas province). But most of the explored resources of oil and gas are located in the Baikitskaya and Katanga anteclises. The understudied by geological and geophysical methods Kureya syneclise is located to the north of the territories of the Baikitskaya and Katanga oil and gas areas. The forecast and search for oil and gas in the vast poorly investigated areas by the advanced geochemical methods in combination with traditional geological and geophysical ones remain a relevant task of exploration. The oil and gas potential is estimated using a complex of geological and hydrogeochemical methods. These are the methods of tectonic forecast of buried uplifts and estimation of their oil and gas potential by the advanced hydrogasgeochemical methods (geochemical exploration methods designed for detecting the presence of hydrocarbons in surface waters and bottom layers). The buried uplifts located on the territory of the Central part of the Kureya syneclise are considered as potential hydrocarbon traps that accumulate oil and gas coming from the Riphean and Paleozoic sediments. The analysis of the hydrogasgeochemical samples taken above the buried uplifts shows that there is a latent discharge of mainly calcium chloride (sodium-calcium) underground brines in the basin of the Vivi river. The centers and discharge zones of fluids are associated with faults. The following oil and gas exploration indicators have been found in the composition of natural water and gas samples: water-soluble aromatic hydrocarbons, heavy hydrocarbons, which may indicate possible hydrocarbon saturation. The results obtained are consistent with the known ideas about the wide development of the ascending discharge of highly metamorphosed calcium chloride brines in the central part of the Tunguska artesian basin. Discharge at the bottom of rivers is the shortest and easiest way out of deep waters, therefore the beds of large rivers are considered drains for the deep waters coming from below. Especially intense flow is observed along the large rivers Lower and Podkamennaya Tunguska, Taimur, Tutonchan, Kochechum, Eika, etc. Fault zones almost always control surface anomalies, which can indicate the presence of oil and gas hydrocarbon accumulations in the sedimentary cover.

Keywords: Siberian platform, Kureya syneclise, Loganchinskaya structure, hydrogasgeochemical sampling, buried uplift, oil and gas potential

Information about the article: Received December 23, 2018; accepted for publication March 5, 2019; available online March 28, 2019.

For citation: Litvinova I.V., Larionova T.I. Forecasting the oil and gas potential of the sites in the Vivi river basin (Siberian platform) using a complex of geological and hydrogeochemical methods. *Izvestiya Sibirskogo otdeleniya Sektsii nauk o Zemle Rossiiskoi akademii estestvennykh nauk. Geologiya, razvedka i razrabotka mestorozhdenii poleznykh iskopaemykh = Proceedings of the Siberian Department of the Section of Earth Sciences of the Russian Academy of Natural Sciences. Geology, Exploration and Development of Mineral Deposits*, 2019, vol. 42, no. 1, pp. 15–26. (In Russ.) DOI: 10.21285/2541-9455-2019-42-1-15-26.

Введение

В тектоническом отношении Курейская синеклиза как единая депрессия четко выражена лишь по нижне- и среднепалеозойским горизонтам. Доминируют на большей ее части венд-ордовикские отложения [1], суммарная мощность которых изменяется от 3 км на юге до 5 км на северо-западе [2]. Верхнепалеозойские и мезозойские образования входят уже в состав наложенной Тунгусской синеклизы и распространены на юге широко за контурами Курейской синеклизы (рис. 1).

Тунгусская синеклиза является одним из крупнейших осадочных бассейнов на Сибирской платформе. Мощность осадочного чехла варьирует в разных ее частях от 1 до 3 км и более. Это самая крупная отрицательная структура Сибирской платформы с площадью более 1,2 млн км^2, центральная часть которой до сих пор имеет крайне низкую степень изученности [1].

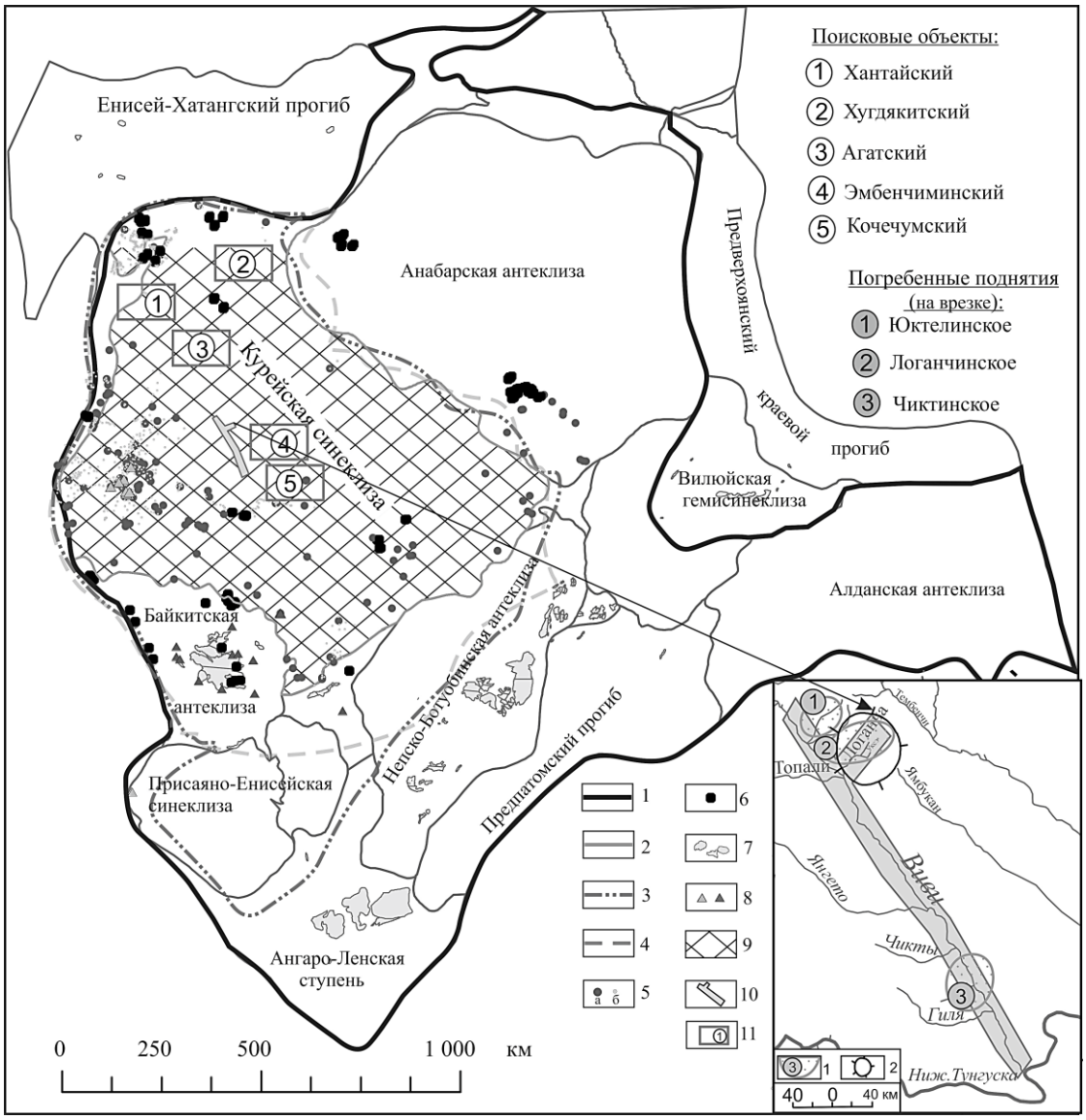

Рис. 1. Обзорная карта района исследований:

1 – границы Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции; 2 – границы надпорядковых структур; 3 – тектонические границы наложенной Тунгусской синеклизы по В.С. Старосельцеву [1]; 4 – границы Тунгусского артезианского бассейна[1]; 5 – скважины: а – глубокие, б – колонковые; 6 – битумопроявления в верхней части разреза; 7 – месторождения нефти и газа; 8 – нефте- и газопроявления в глубоких скважинах; 9 – район исследования, 10 – участок отбора проб, 11 – поисковые объекты

На врезке: 1 – погребенные поднятия, выделенные по результатам обработки линеаментной сети, 2016 г.; 2 – Логанчинское поднятие

Fig. 1. Areal map of the area under investigation:

1 – boundaries of the Lena-Tunguska oil and gas province; 2 – boundaries of superorder structures; 3 – tectonic boundaries of the imposed Tunguska syneclise according to V.S. Staroseltsev [1]; 4 – boundaries of the Tunguska artesian basin[1]; 5 – wells: a – deep wells, b – core wells; 6 – bitumen occurrences in the upper part of the section; 7 – oil and gas fields; 8 – oil and gas ingress in deep wells; 9 – area under investigation; 10 – sampling site; 11 – prospects Inset map displays: 1 – buried uplifts identified according to the results of lineament network processing, 2016; 2 – Loganchinskoe uplift

[1]Атлас гидрогеологических и инженерно-геологических карт СССР. М., 1983. / Atlas of hydrogeological and engineering-geological maps of the USSR. Moscow, 1983.

Геологическое описание района. Река Виви протекает в центральной части Тунгусской синеклизы в поле сплошного распространения триасовых туфогенно-эффузивных образований. На размытой поверхности терригенных угленосных отложений верхней перми залегают следующие свиты (снизу вверх): тутончанская (100–120 м), корвунчанская (400–550 м), нидымская (500–620 м), кочечумская (200–300 м), ямбуканская (150–200 м). Район работ покрыт мощной толщей базальтовых покровов, в которых выделяются маркирующие горизонты, обладающие определенными структурно-текстурными характеристиками. На исследуемой территории выделяются следующие маркирующие покровы (снизу вверх): делочинский, калтаминский, ямбуканский [1]. В верхнем течении левого притока р. Виви – р. Логанча – в рельефе выделяется округлая Логанчинская котловина диаметром 20 км и глубиной до 500 м (см. рис. 1). С Логанчинской котловиной отождествляется одноименная положительная структура, заложенная в пермо-триасовых породах траппповой формации. Предыдущими исследователями эта структура рассматривалась в разных формах: как брахиантиклиналь, горст, астроблема [3], как соляной диапир, перспективный в отношении нефтегазоносности [4].

Гидрогеологические особенности района. Район работ находится в пределах Тунгусского артезианского бассейна. Представления о его гидрогеологическом строении сформировались по работам В.И. Вожова и других исследователей [5–10]. Согласно схеме гидрогеологического районирования, территория Курейской синеклизы и перекрывающая ее Тунгусская синеклиза размещаются в пределах одной артезианской структуры первого порядка – в Тунгусском артезианском бассейне (см. рис. 1)[2]. Тунгусский артезианский бассейн – сложно построенная гидрогеологическая структура, не имеющая аналогов [11]. Особенности его строения обусловлены:

– наличием соленосных толщ нижнего кембрия и среднего девона;

– преобладанием пластовых интрузий и базальтовых покровов;

– интенсивной разрывной тектоникой;

– неоднородностью неотектонических движений;

– высокими пластовыми давлениями на глубинах до 3 км, что вызывает фонтанирование и самоизливы при вскрытии скважинами водоносных горизонтов на разных глубинах;

– практически повсеместным распространением толщи многолетнемерзлых пород с узкими таликовыми окнами.

В комплексе толща многолетнемерзлых пород и триасовых туфогенно-эффузивных образований на междуречных пространствах представляет собой верхний региональный флюидоупор на пути восходящих флюидов. Все эти особенности находят отражение в химическом составе подземных и поверхностных вод.

Цель данного исследования – прогноз нефтегазоносности палеозойских отложений центральной части Курейской синеклизы. Поисковые работы на территории исследования по комплексу геохимических, тектонических методов с традиционными геолого-геофизическими позволят прирастить ресурсы углеводородов и подготовить новые участки для недропользования.

Материалы и методы исследования

При проведении поисков нефти и газа на малоизученных территориях Сибирской платформы положительно

[2]Атлас гидрогеологических и инженерно-геологических карт СССР. М., 1983. / Atlas of hydrogeological and engineering-geological maps of the USSR. Moscow, 1983.

ISSN print 2541-9455
ISSN online 2541-9463

зарекомендовал себя разработанный В.С. Старосельцевым (Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья) метод прогноза погребенных палеозойских поднятий, перекрытых туфогенно-эффузивной толщей триаса. Сопоставление результатов статистического анализа протяженности и ориентировки разрывных нарушений осадочного чехла в комплексе с поверхностными гидрогеохимическими исследованиями позволяет прогнозировать нефтегазоносность погребенных структур [12, 13].

Методика выделения погребенных поднятий базируется на анализе совокупности независимых статистических показателей линеаментной сети, построенной путем дешифрирования аэрофотоснимков. Один из этих показателей отражает механизм формирования разрывов в результате объединения первичных трещин, чему способствует наличие на глубине более древних разрывных нарушений, к которым в платформенных условиях часто приурочены границы блоков. Дифференцированные вертикальные перемещения по этим разрывам обусловливают появление положительных и отрицательных структур. В результате над границами погребенных структур в поверхностных горизонтах образуются более протяженные разрывы. Другой статистический показатель линеаментной сети отражает аномалии геологической слоистой среды, влияющие на реализацию в поверхностных условиях полей тектонических напряжений. Погребенные поднятия вызывают отклонение линеаментов от направлений, типичных для каждого конкретного района.

Пространственное совмещение минимальных значений первого из этих показателей в окружении относительных его максимумов с максимальными значениями второго из них в окружении относительных минимумов свидетельствует о наличии на этом участке поднятия. Отсутствие последнего в поверхностных горизонтах позволяет с высокой вероятностью ожидать существование положительной структуры на глубине [1].

Теоретической основой газогидрогеохимической оценки нефтегазоносности служит явление диффузии и миграции углеводородных флюидов из залежей углеводородов к поверхности [14]. На территории западной части Сибирской платформы установлена восходящая разгрузка подземных вод, зоны и очаги которой совмещаются с разрывными нарушениями и таликами [8]. Выявлена пространственно-генетическая связь зон современной и палеоразгрузки подземных вод [6]. По таким зонам многократно реализовалась миграция подземных вод и нафтидов, совместное размещение которых – вблизи разрывных нарушений, и это послужило основанием для прогноза нефтегазоносности на Непском, Камовском и Сурингдаконском сводах, где в пределах температурных и гидрогеохимических аномалий впоследствии были открыты месторождения нефти и газа [7].

Геохимические поиски нефти и газа, согласно Методическим рекомендациям Всесоюзного научно-исследовательского института ядерной геофизики и геохимии[3], выполняются на двух последовательных стадиях поискового этапа геологоразведочных работ: прогнозно-рекогносцировочной (региональной) и поисково-оценочной (детальной).

Геохимические методы подразделяют на газогеохимические, гидрогеохимические, литогеохимические, микробиологические и фитогеохимические.

[3]Методические рекомендации по геохимическим методам поисков месторождений нефти и газа / сост. Л.М. Зорькин, Н.В. Лопатин, О.В. Барташевич [и др.]. М., 1975. 285 с. / Methodical recommendations on geochemical methods of oil and gas field prospecting / L.M. Zorkin, N.V. Lopatin, O.V. Bartashevich [et al.]. Moscow, 1975. 285 p.

Применяемый комплекс ландшафтных геохимических методов для территории Курейской синеклизы:

– гидрогеохимический метод (отбор проб вод из источников и поверхностных водоемов);

– газогеохимический метод (отбор проб газа, сорбированного донными отложениями водоемов («газы ворошения»), и спонтанно выделяющихся субаквальных газов).

В пунктах опробования поверхностных водоемов осуществлялся отбор придонных проб воды, отбор проб субаквальных газов методом ворошения донных осадков. Пробы «газов ворошения» отбирались на слабо промытых (застойных) участках речного русла, в протоках и озерах.

В пробах газа изучено содержание азота, кислорода, диоксида углерода, водорода, гелия и углеводородов (в объемных процентах). В линии углеводородов определены метан и его гомологи до C_6 и выше: изомеры и нормальные разности предельного и непредельного ряда. Для оценки доли метана глубинной генерации и отделения сингенетичного вмещающим донным осадкам «болотного» газа выполнен изотопный анализ углерода ($\delta^{13}C$) метана и углекислого газа.

В пробах воды изучено: содержание катионов K^+, Na^+, Ca^{2+}, Mg^{2+} и анионов Cl^-, HCO_3^-, SO_4^{2-}, а также минерализации и сухого остатка; водорастворенные органические вещества (бензол, толуол), водорастворенный гелий. Общее количество проб на различные виды анализов составило 160 шт., дополнительно были привлечены данные по химическому составу вод рек и источников Нижней и Подкаменной Тунгуски, Таймуры, Тутончаны, Кочечума, Ейки.

Для выделения гидрохимических аномалий выполнена процедура стандартизации массива спектральных данных с расчетом коэффициентов аномальности металлов в единицах стандартного отклонения. Расчет выполнен по формуле:

$$K_a = \frac{x_i - x_{\text{ср.}}}{\delta},$$

где x_i – индивидуальное содержание компонента; $x_{\text{ср.}}$ – среднее содержание в выборке (фон); δ – стандартное отклонение.

Комплекс геолого-гидрогеохимических методов был апробирован ранее на территории развития туфолавовых покровов на поисковых участках, расположенных рядом с районом исследования: Верхнехудякитском, Хантайском, Эмбенчиминском, Кочечумском, Агатском (см. рис. 1) [12]. Эти поднятия считаются ловушками для углеводородов, поступающих из нефтегазогенерирующих толщ рифей-палеозойских отложений [15]. Глубоким бурением данные поднятия еще не проверены. После 2020 г. планируется бурение параметрической скважины на Хантайской площади за счет федерального бюджета.

Результаты

В результате поиска новых нефтегазоперспективных объектов методом прогноза погребенных поднятий сотрудниками института в 2016 г. были выделены локальные структуры в центральной части Курейской синеклизы: Юктелинское, Логанчинское, Чиктинское (см. рис. 1). Для оценки нефтегазоносности выделенных структур проведено маршрутное гидрогеохимическое опробование.

Результаты гидрогазогеохимического опробования по р. Логанча и ее правому притоку р. Уксэ показали, что аномальные изменения значимых газогидрогеохимических компонентов приурочены к центральной части Логанчинского поднятия, наиболее затронутой разрывными нарушениями.

В среднем течении р. Уксэ отмечена гидрогеохимическая аномалия: по водорастворенным ароматическим соединениям нефтяного ряда (бензолу и толуолу) (рис. 2, *В*) и по водорастворен-

ISSN print 2541-9455
ISSN online 2541-9463

ному гелию; по газовым показателям по сумме тяжелых гомологов метана (тяжелых углеводородов), этану, углекислому газу превышение над фоном составляет до 2,5 единиц стандартного отклонения (рис. 2, *A*). За фон принято среднее арифметическое значение показателя по пробам, отобранным в долине р. Логанча. Гидрохимическая аномалия интерпретируется авторами как проявление восходящей разгрузки подземных вод, но изотопные методы не подтвердили глубинность ее генезиса. Скорее всего, это объясняется промытостью поверхностных отложений сезонными паводковыми водами, которые вымывают диффузионные газы, сорбированные в верхних слоях за зимний период.

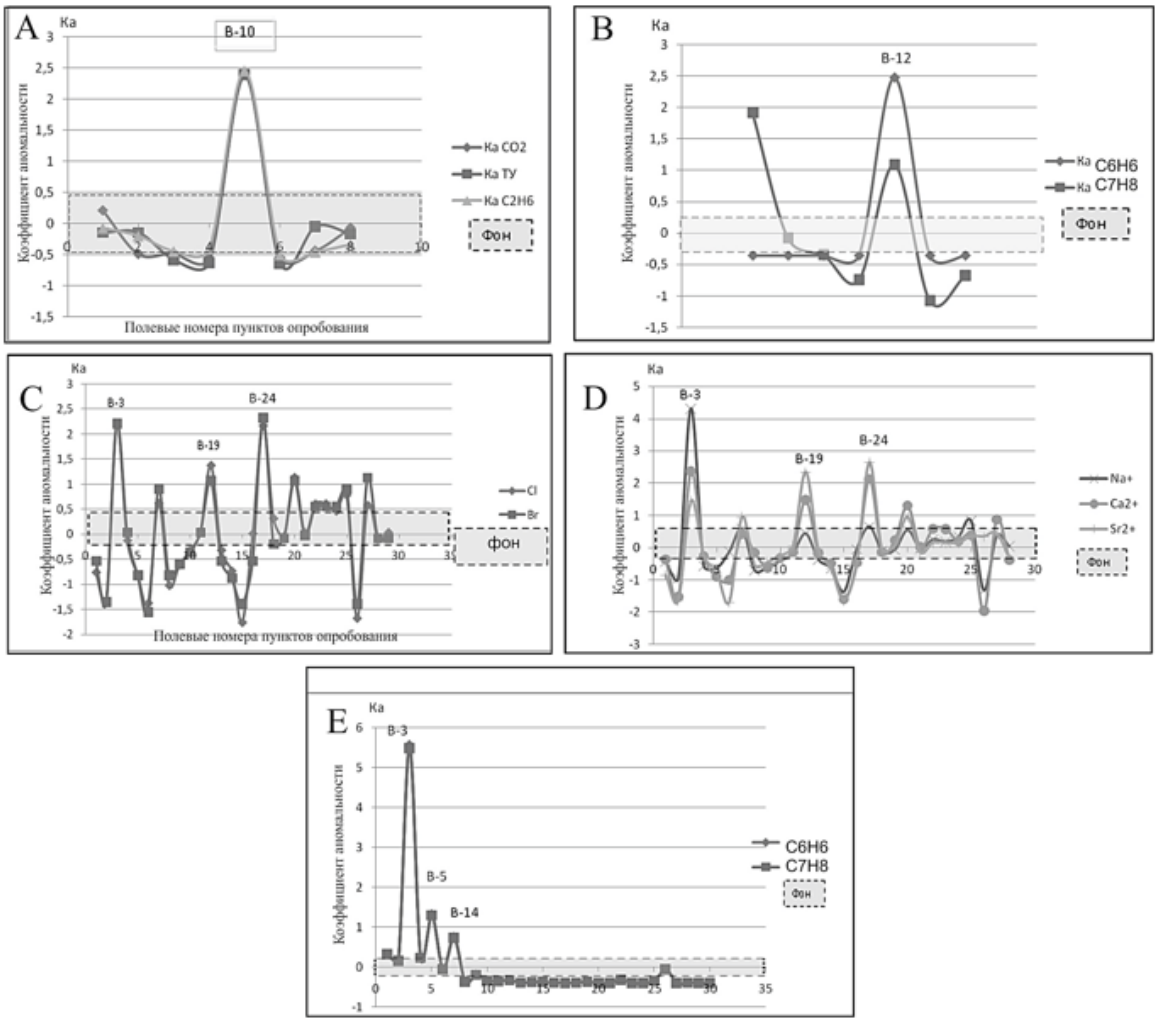

Рис. 2. Графики результатов гидрогеохимического опробования:
A – изменение компонентов газового состава по р. Логанча и Уксэ; B – аномальные проявление водорастворенных органических веществ (бензола и толуола) по р. Логанча и Уксэ; C – аномальные содержания хлора и брома в водах р. Виви; D – аномальные содержания катионов в водах р. Виви; E – аномальные проявления водорастворенных ароматических углеводородов (бензола и толуола)

Fig. 2. Diagrams of the results of hydrogeochemical sampling:
A – variation of gas composition components in the Logancha and Ukse rivers; B – abnormal manifestation of water-soluble organic substances (benzene and toluene) in the rivers Logancha and Ukse; C – abnormal content of chlorine and bromine in the waters of the river Vivi; D – abnormal content of cations in the waters of the river Vivi; E – abnormal occurrences of water-soluble aromatic hydrocarbons (benzene and toluene)

Гидрогеохимическое опробование, проведенное в долине р. Виви, показало, что состав вод преимущественно гидрокарбонатно-хлоридный натриево-кальциевый (Ca > Na) с минерализацией до 285 мг/л. Реже встречены воды хлоридно-гидрокарбонатного натриево-кальциевого состава с минерализацией до 127 мг/л. Доля хлора в анионном составе вод колеблется в пределах 30–40 %-экв. На левобережье р. Виви выше устья р. Долгонах обнаружен источник соленых подземных вод гидрокарбонатно-хлоридного натриево-кальциевого состава с минерализацией 4,5 г/л.

При статистической обработке аналитических данных поверхностных вод воды соленого источника были удалены из массива для получения объективной оценки гидрогеохимического фона и выявления других аномалий. В 10 км выше устья р. Янгето и в 10 км выше устья р. Чикта отобрана проба с наибольшим процентным содержанием хлора – свыше 70 %-экв. (рис. 2, *C*). По своему генезису это воды смешанного состава: разубоженных нижнепалеозойских хлоридных кальциевых рассолов и поверхностных гидрокарбонатных вод. Показателями глубинности в данном случае выступает повышенное по сравнению с фоновым содержание катиона Ca^{2+}, Sr^{2+}, Br^- (рис. 2, *D*). Хлоридный состав поверхностных вод р. Виви указывает на современный процесс восходящей разгрузки подземных вод хлоридного кальциевого состава в Тунгусском бассейне. Разгрузка осуществляется в днищах речных долин через таликовые зоны. С таликовыми зонами, выделенными по данным электроразведки, ассоциируются гидрохимические аномалии в долине р. Виви в устье р. Верхняя Камда, в 2 км ниже устья р. Моокчен, в 10 км выше устья р. Янгето.

Отмечаются аномальные проявления водорастворенных ароматических компонентов (бензола и толуола). Превышение над фоном составляет до 5 единиц стандартного отклонения. За фон принято среднее арифметическое значение показателя по пробам в долине р. Виви. Сопоставление пространственных проявлений водорастворенного бензола и паров бензола в субаквальных газах показало их хорошую сходимость (рис. 2, *E*). Поверхностные проявления бензола / толуола размещаются закономерно над проекциями разломов.

Глубинность генезиса гидрохимической аномалии в 4,5 км выше устья р. Виви дополнительно может быть подтверждена изотопным составом газов, отобранных в зоне аномалии. Здесь на дневной поверхности среди туфогенно-осадочных пород выходят как интрузивные, так и эффузивные породы. Глубина дна реки возле места отбора пробы достигает 90 м. Для оценки доли метана глубинной генерации и отделения сингенетичного вмещающим донным осадкам «болотного» газа выполнен изотопный анализ углерода ($\delta^{13}C$) метана и углекислого газа. Важно, что в приустьевой части р. Виви получена проба газа с изотопным составом углерода метана $\delta^{13}C$ = -39,8 ‰, что указывает на глубинный – миграционный – генезис полученного газа и дает нам свидетельства возможного присутствия залежей углеводородов в глубоких частях разреза выбранной территории. Аналогичный изотопный состав получен в газовых пробах на месторождениях Катангской седловины.

Общий состав газов в долине р. Виви, сорбированных донными отложениями, азотный, с небольшими содержаниями метана (до 23 %) и углекислого газа (до 3 %). Составленный по результатам опробования газовый профиль показывает, что пробы газов с высокими перспективными на углеводородное насыщение показателями (тяжелые углеводороды, метан, бензол, предельные углеводороды и парообразные углеводороды) сгруппировались на трех участках над таликовыми зонами (рис. 3, *A*). Проведенное

ISSN print
2541-9455
ISSN online
2541-9463

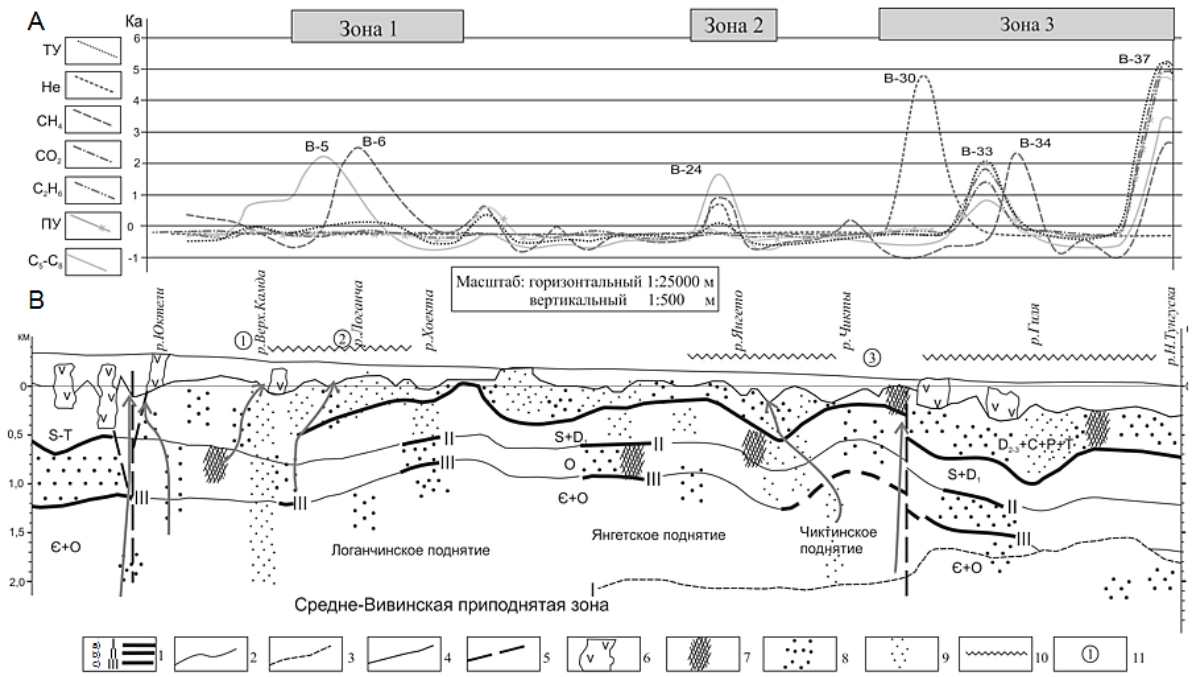

Рис. 3. Совмещение геолого-геофизических данных (В)
с результатами газогидрогеохимических исследований (А):
А – линии коэффициентов аномальности: ТУ – тяжелых углеводородов;
He – гелия; CO_2 – углекислого газа; CH_4 – метана; C_2H_6 – бензола;
ПУ – предельных углеводородов; C_5-C_8 – парообразных углеводородов
В – геолого-геофизический профиль вдоль р. Виви (составил В.М. Бубнов, 1982 [10]):
1 – границы зондирования становлением поля в ближней зоне, связываемые: а – с кровлей карбонатных пород нижнего девона силура, b – с кровлей горизонта коллекторов в ордовике, с – с подошвой горизонта коллекторов в ордовике); 2 – подошва поверхностного высокоомного слоя (криолитозона, опресненные воды, интрузии); 3 – отражающие границы; 4 – предполагаемые геологические границы; 5 – разрывы, предполагаемые по данным зондирования становлением поля в ближней зоне; 6 – интрузии; 7–9 – породы, насыщенные минерализованными водами: 7 – высокопористые или дробленые (ρ ≤ 1 Омм), 8 – с хорошими коллекторскими свойствами (1 ≤ ρ ≤ 5 Омм), 9 – с удовлетворительными коллекторскими свойствами (5 ≤ ρ ≤ 10 Омм); 10 – таликовые зоны (предполагаемые по результатам работ 2016 г.); 11 – погребенные поднятия, выделенные по результатам обработки линеаментной сети, 2016 г.

Fig. 3. Combining of geological-geophysical data (B)
and the results of gas-hydrogeochemical studies (A):
A – lines of the anomaly ratio: ТУ – heavy hydrocarbons; He – helium; CO_2 – carbon dioxide; CH_4 – methane; C_2H_6 – benzene; ПУ – saturated hydrocarbons; C_5-C_8 – vaporous hydrocarbons
B – geological and geophysical profile along the river Vivi (compiled by V.M. Bubnov, 1982 [10]):
1 – boundaries of near field transient EM sounding associated with: a – the roof of carbonate rocks of the Lower Devonian Silurian, b – the roof of the reservoir horizon in the Ordovician) c – the bottom of the reservoir horizon in the Ordovician; 2 – the bottom of the surface high-resistance layer (cryolithozone, desalinated water, intrusions); 3 – reflecting boundaries; 4 – estimated geological boundaries; 5 – fractures predicted by the data of the near field transient EM sounding; 6 – intrusions; 7–9 – rocks saturated with mineralized waters: 7 – highly porous or crushed (ρ ≤1 Ohmm), 8 – with good reservoir properties (1 ≤ ρ ≤ 5 Ohm), 9 – with satisfactory reservoir properties (5 ≤ ρ ≤ 10 Ohm); 10 – takil zones (estimated based on the results of work in 2016); 11 – buried uplifts, distinguished by the results of lineament network processing, 2016

газогидрогеохимическое опробование подтвердило три перспективных объекта: два – в верхнем течении р. Виви, включая Логанчинскую структуру, и один – в нижнем течении (см. рис. 1, 3).

Совмещение газового профиля, построенного по результатам опробования по р. Виви, с геолого-геофизическим, построенным по данным зондирования становлением поля в ближней зоне,

позволяет связать газовые аномалии на поверхности с краевыми частями погребенных поднятий, а наличие таликовых зон – с выходами минерализованных вод (см. рис. 3).

Выводы

На основе интерпретации комплекса материалов бурения колонковых скважин, испытания параметрической скважины, данных электроразведочного профилирования (зондирование становлением поля в ближней зоне / магнитотеллурическое зондирование), сейсмических работ по речному профилю «Нижняя Тунгуска», статистической обработки линеаментной сети и поверхностного гидрогеохимического опробования выделяется перспективная территория. Данная территория ограничена контрастными речными долинами, которые приурочены к ослабленным проницаемым тектоническим зонам, контролирующим восходящую разгрузку глубинных флюидов в виде рассольных источников, газовых эманаций и битумного насыщения пород. Как уже неоднократно указывалось в опубликованных источниках [5, 6], очаги и зоны разгрузки флюидов всегда приурочены к разрывным нарушениям.

Изученные проявления свидетельствуют о возможном присутствии залежей углеводородов в глубоких частях разреза выбранной территории. Междуречные пространства, ограниченные проводящими разломами, представляют собой стабильные тектонические блоки с благоприятными условиями накопления и сохранности предполагаемых залежей углеводородов в резервуарах верхнего палеозоя. Дополнительным фактором сохранности является сплошное бронирование данной территории с поверхности траппами мощностью до 500 м и туфовым экраном.

Библиографический список

1. Старосельцев В.С. Тектоника базальтовых плато и нефтегазоносность подстилающих отложений. М.: Недра, 1989. 259 с.

2. Филипцов Ю.А., Старосельцев В.С. Рифейские прогибы – основные источники нефти и газа в западной части Сибирской платформы // Геология нефти и газа. 2009. № 6. С. 40–56.

3. Вишневский С.А. Логанчинский импактный кратер // Геология и геофизика. 1985. № 5. С. 43–51.

4. Лебедев В.М., Мигурский А.В., Старосельцев В.С. Новые данные о строении Логанчинского поднятия // Тектоника нефтегазоносных областей Сибири. Вып. 217. Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 1975. С. 88–94.

5. Вожов В.И. Подземные воды Тунгусского бассейна. М.: Недра, 1977. 80 с.

6. Вожов В.И. Возможности применения газогидрогеохимических поисков нефтегазовых залежей на Сибирской платформе // Литология и геохимия нефтегазоносных областей Сибири. Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 1974. С. 79–82.

7. Вожов В.И. Гидрогеологические условия месторождений нефти и газа Сибирской платформы. М.: Недра, 1987. 204 с.

8. Вожов В.И., Кащенко С.А. Зоны разгрузки флюидов в Тунгусском бассейне // Геология нефтегазоносных регионов Сибири. Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 1971. С. 137–141.

9. Толстихин О.Н., Шепелев В.В., Никитина Н.М. [и др.]. Мерзлотно-гидрогеологические условия Восточной Сибири / отв. ред. П.И. Мельников. Новосибирск: Наука, 1984. 191 с.

10. Бубнов В.М. Распределение подземных рассолов в Тунгусской синеклизе по данным электрометрии // Гидрогеология нефтегазоносных областей Сибирской платформы. Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 1982. С. 44–54.

11. Геология нефти и газа Сибирской платформы / под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. М.: Недра, 1981. 550 с.

12. Старосельцев В.С., Вожов В.И., Дивина Т.А. Прогноз нефтегазоперспективных объектов на севере Эвенкийского автономного округа по комплексу геолого-гидрогеохимических методов // Проблемы недропользования на территории Эвенкийского автономного округа: докл. II регион. конф. Красноярск, 1999. С. 17–24.

13. Старосельцев В.С. О выделении погребенных поднятий Тунгусской синеклизы на основе анализа разрывов базальтовых покровов // Проблемные вопросы тектоники нефтегазоносных областей Сибири: избр. тр. Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 2006. С. 25–28.

14. Соколов В.А. Геохимия природных газов. М.: Недра, 1971. 336 с.

ISSN print
2541-9455
ISSN online
2541-9463

15. Старосельцев В.С., Дивина Т.А. Сравнительный анализ перспектив формирования крупных скоплений углеводородов на севере Тунгусской синеклизы // Геология и геофизика. 2001. Т. 42, № 11-12. С. 1918–1926.

References

1. Starosel'tsev V.S. *Tektonika bazal'tovykh plato i neftegazonosnost' podstila-yushchikh otlozhenii* [Tectonics of basaltic plateau and oil and gas content of underlying sediments]. Moscow: Nedra Publ., 1989, 259 p. (In Russ.).

2. Filiptsov Yu.A., Starosel'tsev V.S. Riphean depressions as main sources of oil and gas in the western part of the Siberian platform. *Geologiya nefti i gaza* [Oil and Gas Geology], 2009, no. 6, pp. 40–56. (In Russ.).

3. Vishnevskii S.A. Logachinsky impact crater. *Geologiya i geofizika* [Russian Geology and Geophysics], 1985, no. 5, pp. 43–51. (In Russ.).

4. Lebedev V.M., Migurskii A.V., Starosel'tsev V.S. *Novye dannye o stroenii Loganchinskogo podnyatiya* [New data on the structure Loganchinsky uplift]. *Tektonika neftegazonosnykh oblastei Sibiri* [Tectonics of oil and gas fields of Siberia]. Iss. 217. Novosibirsk: Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources Publ., 1975, pp. 88–94. (In Russ.).

5. Vozhov V.I. *Podzemnye vody Tunguskogo basseina* [Groundwater of the Tunguska basin]. Moscow: Nedra Publ., 1977, 80 p. (In Russ.).

6. Vozhov V.I. *Vozmozhnosti primeneniya gazogidrogeokhimicheskikh poiskov neftegazovykh zalezhei na Sibirskoi platforme* [Application possibilities of gas hydrogeochemical prospecting of oil and gas deposits on the Siberian platform]. *Litologiya i geokhimiya neftegazonosnykh oblastei Sibiri* [Lithology and geochemistry of oil and gas fields of Siberia]. Novosibirsk: Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources Publ., 1974, pp. 79–82. (In Russ.).

7. Vozhov V.I. *Gidrogeologicheskie usloviya mestorozhdenii nefti i gaza Sibirskoi platform* [Hydrogeological conditions of oil and gas fields on the Siberian platform]. Moscow: Nedra Publ., 1987, 204 p. (In Russ.).

8. Vozhov V.I., Kashchenko S.A. *Zony razgruzki flyuidov v Tungusskom basseine* [Zone of fluid discharge in the Tunguska basin]. *Geologiya neftegazonosnykh regionov Sibiri* [Geology of oil and gas regions of Siberia]. Novosibirsk: Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources Publ., 1971, pp. 137–141. (In Russ.).

9. Tolstikhin O.N., Shepelev V.V., Nikitina N.M. *Merzlotno-gidrogeologicheskie usloviya Vostochnoi Sibiri* [Permafrost hydrogeological conditions of Eastern Siberia]. Novosibirsk: Nauka Publ., 1984, 191 p. (In Russ.).

10. Bubnov V.M. *Raspredelenie podzemnykh rassolov v Tungusskoi sineklize po dannym elektrometrii* [Distribution of underground brines in the Tunguska syneclise according to electrometry data]. *Gidrogeologiya neftegazonosnykh oblastei Sibirskoi platformy* [Hydrogeology of oil and gas regions of the Siberian platform]. Novosibirsk: Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources Publ., 1982, pp. 44–54. (In Russ.).

11. Kontorovich A.E., Surkov B.C., Trofimuk A.A. *Geologiya nefti i gaza Sibirskoi platformy* [Geology of oil and gas of the Siberian platform]. Moscow: Nedra Publ., 1981, 550 p. (In Russ.).

12. Starosel'tsev V.S., Vozhov V.I., Divina T.A. *Prognoz neftegazoperspektivnykh ob"ektov na severe Evenkiiskogo avtonomnogo okruga po kompleksu geologo-gidrogeokhimicheskikh metodov* [Prediction of oil and gas promising areas in the North of the Evenky Autonomous District by the complex of geological and hydrogeochemical methods]. *Dokl. II region. konf. "Problemy nedropol'zovaniya na territorii Evenkiiskogo avtonomnogo okruga"* [Reports of the second regional conference "Problems of Subsoil Resource Management in the Evenky Autonomous District"]. Krasnoyarsk, 1999, pp. 17–24. (In Russ.).

13. Starosel'tsev V.S. *O vydelenii pogrebennykh podnyatii Tungusskoi sineklizy na osnove analiza razryvov bazal'tovykh pokrovov* [On distinguishing of Tunguska syneclise buried uplifts based on the basalt cover fracture analysis]. *Problemnye voprosy tektoniki neftegazonosnykh oblastei Sibiri* [Problematic issues of oil and gas region tectonics in Siberia]. Novosibirsk: Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources Publ., 2006, pp. 25–28. (In Russ.).

14. Sokolov V.A. *Geokhimiya prirodnykh gazov* [Geochemistry of natural gases]. Moscow: Nedra Publ., 1971, 336 p. (In Russ.).

15. Starosel'tsev V.S., Divina T.A. Comparative analysis of the formation prospects of large hydrocarbon accumulations in the North of the Tunguska syneclise. *Geologiya i geofizika* [Russian Geology and Geophysics], 2001, vol. 42, no. 11-12, pp. 1918–1926. (In Russ.).

Критерии авторства

Литвинова И.В., Ларионова Т.И. написали статью, имеют равные авторские права и несут одинаковую ответственность за плагиат.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Информация об авторах

Литвинова Ирина Валерьевна, заведующая группой Сибирского научно-исследовательского института геологии, геофизики и минерального сырья, г. Новосибирск, Российская Федерация; *e-mail: litvinova@sniiggims.ru*

Ларионова Татьяна Ивановна, кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник Сибирского научно-исследовательского института геологии, геофизики и минерального сырья, г. Новосибирск, Российская Федерация; *e-mail: larionova@sniiggims.ru*

Authorship criteria

Irina V. Litvinova, Tatiana I. Larionova have written the article, have equal author's rights and bear equal responsibility for plagiarism.

Conflict of interests

The authors declare that there is no conflict of interests regarding the publication of this article.

Information about the authors

Irina V. Litvinova, Head of the Group of the Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, Novosibirsk, Russian Federation; *e-mail: litvinova@sniiggims.ru*

Tatiana I. Larionova, Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher of the Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, Novosibirsk, Russian Federation; *e-mail: larionova@sniiggims.ru*

ISSN print
2541-9455
ISSN online
2541-9463