

И.С. Копылов

Пермский государственный национальный
исследовательский университет, г. Пермь

ГИДРОГАЗОГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТУНГУССКОГО БАССЕЙНА

Проведены гидрогазогеохимические нефтегазопоисковые исследования на западе Сибирской платформы в бассейне р. Подкаменной Тунгуски. Изучено 2,7 тыс. источников подземных вод и водотоков по водорастворенным газам. Основными информативными гидрогазогеохимическими показателями в Тунгусском бассейне в верхней гидродинамической зоне являются: метан и тяжелые углеводороды. Установлено 40 аномалий по метану и 48 – по тяжелым углеводородам, приуроченных в основном к геодинамическим активным зонам и локальным тектоническим структурам.

Ключевые слова: нефтегазопоисковая геохимия и гидрогеология, гидрогазогеохимические показатели, аномалии, Байкитская антеклиз, Тунгусский бассейн.

DOI: 10.17072/chirvinsky.2023.122

Введение. Гидрогазогеохимические показатели являются основными информативными геохимическими показателями перспектив нефтегазоносности и условий формирования нефти и газа на западе Сибирской платформы в верхней гидродинамической зоне. Они относятся к показателям ореольного рассеяния, включают показатели содержания компонентов мигрирующих от залежей углеводородов. Эти компоненты, генетически связанные с залежами, являются прямыми индикаторами на нефть и газ [1].

Геохимические поиски нефти и газа (ГПНГ) на Сибирской платформе проводятся с середины шестидесятых годов XX в., но основной их объем пришелся на 80-90 годы. Основной объем ГПНГ в комплексе со структурно-поисковыми работами на Байкитской антеклизе (БА) в Тунгусском бассейне (бассейны рек Енисея и Подкаменной Тунгуски) выполнен Северной партией ГПП «Енисейнефтегазгеология» (где автор был ответственным исполнителем гидрогеологических и геохимических работ), а также ОМЭ ВНИИЯГГ и Тунгусской ГПЭ. Эти работы позволили обосновать поисковое бурение в результате, которого были открыты Куюмбинское и Юрубчено-Тохомское месторождения нефти и газа и установлены многие перспективные участки.

Методика работ и условия изложены в работе [7]. Химические, микробиологические, битуминологические показатели охарактеризованы в работах [4-9].

Характеристика водорастворенных газов и их распространение по площади и на структурах Байкитской антеклизы. Газогеохимические показатели в природных водах Тунгусского бассейна изучены по 3466 анализам водорастворенного газа, характеризующих 2701 водопункт. Объектами опробования являлись подземные – грунтовые и пластовые воды родников и редких скважин, а также поверхностные воды (ручьи, реки) в меженный период.

Газонасыщенность вод в подземных водах по покровным горизонтам 16-70, в среднем 35 см³/л. Состав газов азотный, кислородно-азотный с примесью углекислоты, редко – углекисло-азотный; с незначительным содержанием водорода, гелия, углеводородных газов (УВГ).

Азот (N₂) среди водорастворенных газов является доминирующим, образуя провинции азотных газов. Основным источником азота в подземных водах считается органическое вещество (ОВ) пород (органический азот) и процесс метаморфизма осадочных пород, при котором выделяется молекулярный (связанный азот). Предельные величины захвата азота из воздуха изменяются от 3,0 до 16,3 см³/л [2]. Фактически его содержание на территории колеблется от 54,6 до 96,1 в среднем 76,7 %-об.

Кислород (O₂) в подземные воды попадает преимущественно из воздуха, но в результате химической активности быстро связывается и в глубоких горизонтах практически отсутствует. В пределах БА содержание кислорода (O₂) изменяется от 0,0 до 38,2 в среднем 19,1 %-об., примерно одинаково во всех группах вод.

Диоксид углерода (CO₂). Основным источником CO₂ в гидросфере является биогенное и абиогенное разложение ОВ осадочных пород, а также динамо- и термометаморфизм карбонатных и магматических пород. Максимальное количество CO₂, которое может быть поглощено водой из воздуха составляет 0,814 см³/л [2]. В природных водах БА содержание CO₂ в пределах 0,0-23,0 в среднем 2,8 %-об. Отмечается его увеличение в водах на участках тектонических нарушений, а также средних содержаний CO₂ в подземных водах наиболее древних средне- и нижнеэвенкийских отложений и водотоках смешенного питания.

Водород (H₂) образуется многими путями, основными из которых считаются: разложение воды под действием радиоактивных элементов, химические реакции воды с окислами металлов и разложение воды при высоких температурах на контакте с горными породами. Благодаря своей химической активности и миграционной способности, H₂ содержится

в водах в незначительных концентрациях. Содержание его в регионе от 0,0 до 2,0 в среднем 0,10 %-об. Характерно увеличение его в группах поверхностных вод и четвертичном водоносном комплексе.

Гелий (He) представляет значительный интерес при выяснении геохимических условий территории. Его основным источником является радиогенный распад и ядерные реакции в глубинах геосферы Земли. Поэтому, повышенные концентрации, сопровождающие аномалии УВГ могут косвенно свидетельствовать об эпигенетичности газов, формирующих данную аномалию [3]. Гелий из воздуха в подземные воды попадает в ничтожных количествах, максимально 0,000047 см³/л [2], что соответствует равновесному содержанию He в атмосфере 0,0005 %-об. В природных водах БА содержание He колеблется от 0,0000 до 0,3400 в среднем 0,00175 %-об. В скважине Тк-4, в верховье р. Лисучак установлено высокое содержание He – 8,83 %-об., стоящее в составе газа на втором месте после азота. Содержание гелия в исследованных водопунках распределяется следующим образом: 69 % водопунктов имеют значения ниже атмосферного, 13 % - выше атмосферного, но ниже среднего по территории БА и 18% превышают это среднее. Многие водопункты с повышенными концентрациями гелия имеют также аномальные характеристики по УВГ, что свидетельствует об эпигенетичности последних. Наиболее крупные аномалии гелия установлены в верховьях рек Манкуры, Тохомо, Тамбу, Лисучак, Еннгиды Вельминской, в среднем течении рек Светланы, Куромбы, Гурьевской, Апрельки, Майгунгны и др. и приурочены к локальным положительным структурам или узлам пересечения тектонических разломов.

Углеводородные газы (УВГ) являются прямыми показателями нефтегазоносности. В составе изученных водорастворенных газов БА они занимают подчиненное значение, имея концентрации в пределах 0,00002 – 0,3540 в среднем 0,00259 %-об., включая метан и его гомологи от этана до гексана, а также непредельные УВГ ряда этилена, пропилена, бутилена и изомеры C₄, C₃, C₆.

Метан (CH₄) является преобладающим компонентом в составе водорастворенных УВГ. Генетическая природа метана различная, наряду с поступлением из глубинного источника генерации ОВ, CH₄ образуется в современных осадках и входит в состав болотных и почвенных газов, поэтому генетическая диагностика метановых аномалий затруднена. Как считают О.В.Барташевич, Л.М.Зорькин, С.Л.Зубайраев и др. [1] данные по метану нельзя рассматривать в качестве надежного поискового показателя и при интерпретации их должен осуществляться комплексный подход с учетом других показателей. В природных водах БА

содержание метана изменяется от 0,00002 – 0,3540 %-об. При исключении значений с «ураганными» концентрациями метана в поверхностных водотоках (возникающих в результате болотного метанообразования и которые в целом имеют подчиненное значение), среднее значение концентрации CH_4 в природных водах площади составляет 0,00236 %-об. При этом, наибольшие средние концентрации CH_4 в подземных водах отмечаются в наиболее древних средне-верхнекембрийских отложениях. Это может косвенно свидетельствовать о преобладающей роли в них глубинного источника метана, о его эпигенетичности.

В результате статистической обработки гидрогазогеохимических данных на БА выделено 40 метановых аномалий, картируемых 4-42 аномальными точками ($> x+s$) с площадями 10-283 км². Для всех аномалий вычислены статистические параметры и проведена оценка надежности выделения аномалий по критерию Стьюдента с определением коэффициента гетерогенности [11]. При этом, t выч. $> t$ критич., коэффициент гетерогенности ϕ при $g = 0,05$ составляет 1,3-7,0 т.е. больше единицы, что определяет достоверность и надежность выделения аномалий. Контрастность аномальных полей относительно нормальных составляет 4,8-51,8.

В структурно-тектоническом отношении 20 аномалий имеют приуроченность к локальным положительным структурам: Сосновскому, Светланинскому поднятиям; Манкурскому, Юрубченскому, Нижнеюрубченскому, Судийскому, Малошумихинскому, Верхнеапелкинскому, Туколанинскому куполам; Верхнетохомской, Нирунгинской, Ядильской, Мадринской брахиантиклиналям, Черноостровской; Намакарской плакантиклинали; Зелингдуконскому горсту. Другие аномалии приурочены к ослабленным зонам осадочного чехла, выраженным в верхней части прогибанием и моноклинальным залеганием пород. Они обусловлены геодинамическими активными зонами, тектоническими нарушениями чехла, по которым происходят перетоки глубинных вод [10, 12].

Тяжелые углеводороды (ТУ) включают гомологи метана от C_2H_6 до C_6H_{14} . Основным их источником в гидросфере считается рассеянное и концентрированное ОВ осадочных пород. Вопрос о возможности образования ТУ в почвах и современных осадках дискуссионный. Однако большинство авторов [2] считают, что современные осадки не содержат УВГ от этана до пентана. В природных водах изученной территории ТУ обнаружены в 80 %, при этом процент встречаемости выше в центральной части БА (до 94 %), к северо-западу снижается до 70%, а к востоку – до 45 %. Содержание ТУ в пределах 0,00000-0,02676, в среднем

0,00019 %-об (при исключении «ураганных» значений). В своем составе ТУ содержат в основном этан, этилен, пропан, пропилен, бутан, бутилен, остальные ТУ встречаются реже. Углеводородный коэффициент $CH_4/ТУ$ в среднем равен 23,5. Концентрации нормальных ТУ превышают концентрации их изомеров. Изобутановый коэффициент iC_4/C_4 в среднем равен 0,64; коэффициент изомеров $\Sigma i / \Sigma n$ в среднем равен 0,1. Коэффициент предельности ТУ (C_2H_6 +высш./ C_2H_4 +высш.) изменяется от 0,0 до 394,3 в среднем равен 3,8. Распределение средних содержаний ТУ по группам вод характеризуется неравномерностью и увеличением их в группах водотоков смешанного питания, в подземных водах среднеэвенкийских и ордовикских отложений.

На территории БА по нашим данным установлено 48 аномалий по ΣTU , картируемых 3-37 аномальными точками ($> x+s$) с площадями 10-535 км². Достоверность их выделения подтверждена статистически, коэффициент гетерогенности ϕ при $g = 0,05$ составляет 1,3-7,2; контрастность аномалий относительно нормального поля составляет 2,4-72,1.

О миграционной природе ТУ в пределах аномалий могут свидетельствовать преобладание в составе ТУ предельных УВГ над непредельными, нормальных над изомерами, положительная корреляционная связь ТУ с гелием. Об эпигенетичности и возможной продуктивности недр в контурах аномалий свидетельствуют генетические коэффициенты CH_4/Cl и C_2H_6/Cl , средние значения которых по аномалиям равны соответственно $7,9 \times 10^{-4}$ %-об/мг и $4,1 \times 10^{-6}$ %-об/мг (превышают аналогичные значения в контурах известных залежей).

В структурно-тектоническом отношении 23 аномалии по ΣTU имеют приуроченность к локальным положительным структурам: Сосновскому, Светланинскому поднятиям; Гурьевскому, Биракчанскому, Манкурскому, Юрубченскому, Нижнеюрубченскому, Правокамовскому, Судийскому куполам; Черноостровской, Верхнетохомской, Нирунгнинской, Ядильской, Мадринской, Терянской брахиантиклиналям; Намакарской, Типинской плакантиклиналям; Чапинскому структурному носу; Зелингдуконскому горсту. Другие аномалии приурочены к ослабленным зонам прогибов и моноклиналей.

Заключение.

1. Распределение неуглеводородных газов в верхней гидросфере согласуется с общим представлением их распределений в зоне активного водогазообмена, что косвенно свидетельствует о хорошей закрытости недр.

2. В распределении УВГ данные свидетельствуют о их смешанном диффузионно-фильтрационном массопереносе с глубины (с

преобладанием диффузии) и эпигенетичности в пределах аномалий.

3. Перспективными участками по УВГ могут считаться в центральной части БА: бассейны рек – Тохомо, Камо (от устья р. Кривотанга до устья р. Ниж.Мадры), Куюмба, Юрубчен, Манкура, Оморо, Правое Камо, Сыгаро, Нирунгна, Ядуль, Вэдрише, Судия, Луча, Чавичина (среднее и нижнее течение), Тарыдак (в устье); в западной и северо-западной части Байкитской антиклизы: бассейны рек – Еннигда Вельминская (в верховье), Сосновка, Куромба (верховье), Светлана (верховье), Комнэ, Оленчимо, Гурьевская, Майгунгна и др.

4. Наиболее перспективными по УВГ локальными положительными структурами за пределами известных залежей нефти и газа являются объекты, выделенные структурно-геологической съемкой: Сосновское поднятие, Нирунгнинская брахиантиклиналь, Гурьевский купол; аномалии в их пределах постоянны во времени, подтверждены гидрогазогеохимическим мониторингом. Они рекомендуются к постановке глубокого поискового бурения.

Библиографический список

1. Геохимические методы поисков нефтяных и газовых месторождений / О.В.Барташевич, Л.М.Зорькин, С.Л.Зубайраев и др. М.: Недра. 1984. 300 с.
2. Зорькин Л.М., Старобинец И.С., Стадник Е.В. Геохимия природных газов нефтегазоносных бассейнов. М.: Недра, 1984. 248 с.
3. Инструктивные указания по проведению газобиохимических поисковых работ на нефть и газ / Г.А. Могилевский, В.М. Богданова, З.П. Телегина и др. М.: ОНТИ ВНИИЯГ, 1974.
4. Копылов И.С. Биогеохимические показатели, аномалии и их нефтегеологическое значение (Тунгусский бассейн) // Проблемы минералогии, петрографии и металлогении. Научные чтения памяти П.Н. Чирвинского. 2021. № 24. С. 106-112.
5. Копылов И.С. Битуминологические показатели перспектив нефтегазоносности на западе Сибирской платформы // Проблемы минералогии, петрографии и металлогении. Научные чтения памяти П.Н. Чирвинского. 2022. № 25. С. 133-140.
6. Копылов И.С. Геохимические критерии нефтегазоносности на западе Сибирской платформы // Геология и полезные ископаемые Западного Урала. 2017. № 17. С. 91-96.
7. Копылов И.С. Геоэкология нефтегазоносных районов юго-запада Сибирской платформы. Пермь: Перм. гос. нац. иссл. ун-т. 2013. 166 с.
8. Копылов И.С. Гидрогеохимические показатели зоны гипергенеза Тунгусского бассейна и их нефтегеологическое значение // Проблемы минералогии, петрографии и металлогении. Научные чтения памяти П.Н. Чирвинского. 2022. № 25. С. 141-147.
9. Копылов И.С. Структурно-гидрогеологический анализ Камовского свода Сибирской платформы // Проблемы минералогии, петрографии и металлогении. Научные чтения памяти П.Н. Чирвинского. 2018. № 21. С. 395-401.
10. Копылов И.С., Козлов С.В. Неотектоническая модель нафтидогенеза и минералогическая роль геодинамических активных зон // Вестник Пермского университета. Геология. 2014. № 1 (22). С. 78-88.
11. Методические рекомендации по геохимическим методам поисков месторождений нефти и газа / Л.М.Зорькин, Н.В.Лопатин, О.В.Барташевич и др. М.: ОНТИ ВНИИЯГ, 1975. 285 с.

12. Тихонов А.И., Копылов И.С. Явление поступления глубинных вод из земных недр и их роль в развитии Земли. Вестник Пермского университета. Геология. 2014. № 4 (25). С. 43-55.

HYDROGAS GEOCHEMICAL INDICATORS OF THE OIL AND GAS POTENTIALITY OF THE TUNGUSKA BASIN

I.S. Kopylov

georif@yandex.ru

Hydro-gas-geochemical oil and gas prospecting studies were carried out in the west of the Siberian platform in the basin of the river. Podkamennaya Tunguska. 2.7 thousand sources of groundwater and watercourses were studied in terms of water-dissolved gases. The main informative hydro-gas geochemical indicators in the Tunguska basin in the upper hydrodynamic zone are: methane and heavy hydrocarbons. 40 methane anomalies and 48 heavy hydrocarbons anomalies have been identified, mainly associated with geodynamic active zones and local tectonic structures.

Keywords: oil and gas prospecting geochemistry and hydrogeology, hydrogas geochemical indicators, anomalies, Baikite antecline, Tunguska basin.