

УДК 556.314

DOI: 10.18799/24131830/2025/11/5040

Шифр специальности ВАК: 1.6.6, 1.6.21, 1.4.12

Научная статья



Полициклические ароматические углеводороды в подземных водах нефтегазодобывающих территорий Западной Сибири (на примере Ханты-Мансийского автономного округа)

Ю.В. Колубаева¹✉, Н.А. Мухортина¹, И.С. Король¹, Д.И. Чуйкина¹, Р.И. Тимшанов²

¹ Томский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Россия, г. Томск

² Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Россия, г. Тюмень

✉ kolubaeva@inbox.ru

Аннотация. Актуальность. При оценке эколого-геохимического состояния природных вод учитывается целый ряд физико-химических показателей, регламентируемых нормативными документами. В их числе органолептические, обобщенные показатели качества вод, санитарно-микробиологические, вещества макро- и микрокомпонентного состава вод и др. Однако существуют вещества (полициклические ароматические углеводороды), которые являются токсичными, обладают канцерогенными и мутагенными свойствами, в повышенных содержаниях оказывают негативное влияние на природные экосистемы, но при этом для большинства из них не разработаны нормативы, утвержденные СанПиН, за исключением нафталина и бенз(а)пирена. Данные соединения широко распространены в природе, выделяются в атмосферу во время пожаров, используются человеком в производственной деятельности, а также являются компонентами нефти, добыча которой, как известно, активно ведется на территории Ханты-Мансийского автономного округа. **Цель.** Изучение индивидуального состава и оценка количественного содержания и особенностей распределения полициклических ароматических углеводородов в подземных водах территории исследования. **Методы.** Физико-химические параметры подземных вод определены классическими методами аналитической химии по аттестованным методикам, ионный состав – методом капиллярного электрофореза, содержание и индивидуальный состав полициклических ароматических углеводородов в воде – методом высокоэффективной жидкостной хроматографии в лабораториях Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН. **Результаты и выводы.** Установлено наличие в подземных водах полициклических ароматических углеводородов с интервалом суммарных содержаний от 333 до 944 нг/л, минимальная концентрация отмечена в пресных водах атлым-новомихайловского водоносного горизонта. Показано, что среди низкомолекулярных полициклических ароматических углеводородов преобладающим является фенантрен, среди высокомолекулярных – флуорантен и дибенз(а,һ)антрацен. Превышение относительно установленных нормативов выявлено для бенза(а)пирена только в одном случае – в пробе с максимальным суммарным содержанием полициклических ароматических углеводородов. Результаты парного корреляционного анализа показали высокую отрицательную линейную связь между величиной общей минерализации и значением соотношения суммы низкомолекулярных к сумме высокомолекулярных соединений. Предположительно в исследуемых пресных подземных водах региона преобладают низкомолекулярные, а в более минерализованных водах – высокомолекулярные соединения. Полученные данные вносят вклад в представления о составе растворенного органического вещества подземных вод и требуют дальнейшего изучения и систематизации.

Ключевые слова: подземные воды, химический состав, полициклические ароматические углеводороды, суммарное содержание, индивидуальные соединения, загрязнение

Благодарности: Исследование выполнено в рамках проекта фундаментальных научных исследований Российской академии наук № 0266-2022-0016.

Для цитирования: Полициклические ароматические углеводороды в подземных водах нефтегазодобывающих территорий Западной Сибири (на примере Ханты-Мансийского автономного округа) / Ю.В. Колубаева, Н.А. Мухортина, И.С. Король, Д.И. Чуйкина, Р.И. Тимшанов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 11. – С. 76–88. DOI: 10.18799/24131830/2025/11/5040

UDC 556.314
DOI: 10.18799/24131830/2025/11/5040
Scientific paper



Polycyclic aromatic hydrocarbons in groundwater of oil and gas producing areas in the Western Siberia (Khanty-Mansiysk Autonomous Area)

Yu.V. Kolubaeva¹✉, N.A. Mukhortina¹, I.S. Korol¹, D.I. Chuykina¹, R.I. Timshanov²

¹ Tomsk Branch of the Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of SB RAS,
Tomsk, Russian Federation

² West Siberian Branch of the Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of SB RAS,
Tyumen, Russian Federation

✉kolubaeva@inbox.ru

Abstract. Relevance. A number of physical and chemical indicators are taken into account for assessing ecological and geochemical state of natural waters in accordance with regulatory documents. These indicators include organoleptic, general water quality indicators, sanitary and microbiological, macro- and trace elements in water composition, etc. However, there are indicators that are toxic, have carcinogenic and mutagenic properties, and elevated concentrations have a negative impact on natural ecosystems, but are not standardized. Those are polycyclic aromatic hydrocarbons, which are components of oil production that particularly actively carried out in the Khanty-Mansiysk Autonomous Area. **Aim.** To study the individual composition, assess the quantitative content and distribution features of polycyclic aromatic hydrocarbons in groundwater of the study area. **Methods.** The physical-chemical parameters of groundwater were determined by classical methods of analytical chemistry. The ionic composition was determined by capillary electrophoresis. The content and individual composition of polycyclic aromatic hydrocarbons in water were determined using the high-performance liquid chromatography method. The analytics were carried out in the laboratories of physicochemical studies of core and formation fluids of the Tomsk branch (Tomsk) and physicochemical research methods of the West Siberian branch (Tyumen) of the A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS. **Results and conclusions.** It was obtained, the concentrations of polycyclic aromatic hydrocarbons in groundwater are in range from 333 to 944 ng/l. The minimum content was registered in fresh waters of the Atlym-Novomikhaylovsky aquifer. It is shown that phenanthrene is predominant among low-molecular polycyclic aromatic hydrocarbons, while fluoranthene and dibenz(a,h)anthracene are predominant among high-molecular ones. According to established standards, the only elevation of benzo(a)pyrene was found in the sample with the maximum total content of polycyclic aromatic hydrocarbons. The results of paired correlation analysis showed a high negative linear correlation between total mineralization and the ratio of low-molecular compounds to high-molecular compounds. Presumably, low-molecular compounds predominate in fresh groundwater, which can be explained by their high solubility. The high-molecular compounds are accumulated in more mineralized waters. The obtained data contribute to our understanding of the dissolved organic matter composition in groundwater and require further study and systematization.

Keywords: groundwaters, chemical composition, polycyclic aromatic hydrocarbons, total content, individual compounds, pollution

Acknowledgments: The study was supported by the Fundamental Scientific Research Projects of the Russian Academy of Sciences, project no. 0266-2022-0016.

For citation: Kolubaeva Yu.V., Mukhortina N.A., Korol I.S., Chuykina D.I., Timshanov R.I. Polycyclic aromatic hydrocarbons in groundwater of oil and gas producing areas in the Western Siberia (Khanty-Mansiysk Autonomous Area). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 11, pp. 76–88. DOI: 10.18799/24131830/2025/11/5040

Введение

Известно, что на территории Западной Сибири сосредоточены богатейшие запасы полезных ископаемых, освоение которых является одним из приоритетных направлений развития экономики нашей страны. В настоящее время Ханты-Мансийский автономный округ является основным нефтегазоносным регионом России и одним из крупнейших нефтедобывающих регионов мира. Добыча углеводородов (УВ), сосредоточенных на территории исследования,

занимает лидирующее положение в отраслевой структуре промышленности региона [1]. Эксплуатация и разработка месторождений УВ может служить причиной нефтяных загрязнений природных сред, в том числе подземных вод, несмотря на их кажущуюся защищенность. Наиболее важные очаги загрязнения подземных вод нефтью и нефтепродуктами отмечаются непосредственно в нефтедобывающих районах, на территориях нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий, топливохранилищ,

автозаправочных станций, вдоль трасс магистральных нефтепроводов, железных и автомобильных дорог [2]. В этой связи изучение особенностей химического состава вод и количественная оценка его характеристик, регламентируемых СанПиН, приобретают особый интерес и значимость.

Оценка эколого-геохимического состояния природных вод подразумевает использование целого ряда физико-химических параметров, показателей и компонентов, таких как: органолептические, обобщенные показатели качества вод, санитарно-микробиологические, компоненты макро- и микрокомпонентного состава вод и др. При этом для качественного и количественного контроля за растворенным органическим веществом (РОВ) для вод различного происхождения, в том числе и подземных, используют такие наиболее распространенные характеристики, как биохимическое потребление кислорода (БПК), химическое потребление кислорода (ХПК), перманганатная окисляемость (ПО), концентрация органического углерода (Сорг). При этом неглубокозалегающие подземные воды в меньшей степени обогащены органическим веществом, чем глубокие воды нефтегазоносных областей, для которых концентрации РОВ по Сорг могут возрастать до сотен мг/л [2]. Решающее влияние на состав, содержание и распределение в подземных водах РОВ оказывают геолого-гидрогеологические и физико-географические условия. Как правило, РОВ подземных вод (фенолы, углеводороды или гумусовые соединения) относится к группе биологически и энергетически стойких веществ. Но в такой сложной природной системе, как подземные воды, где физико-химические и биохимические превращения протекают постоянно, возможно образование и других органических структур, типа кислот и эфиров. На концентрирование РОВ влияют: химический состав вод, минерализация, величина рН, пластовые давления, повышенные температуры, восстановительная или окислительная среда, затрудненный водообмен, наличие залежей нефти, а также исходная насыщенность пород органическим веществом и ряд других факторов. Кроме того, органические соединения в воде могут претерпевать аэробное биохимическое окисление в результате жизнедеятельности бактерий. Так, при наличии окислителей или соответствующих условий среды возможны процессы гидролиза жиров с образованием глицерина и жирных кислот, гидролиза белков – с образованием аминокислот, гидролиза сложных эфиров, приводящие к появлению в системе фенолов, спиртов, органических кислот. Процессы декарбонирования карбоновых кислот приводят к получению углеводородов различного состава – от высокомолекулярных до низших метановых.

Таким образом, качественный состав органических веществ подземных вод очень сложен. Среди ароматических УВ в подземных водах нефтегазоносных бассейнов Западной Сибири достаточно подробно изучены вопросы содержания бензолов и толуолов [3]. Недостаточно данных по составу и концентрациям в подземных водах таких групп соединений, как: карбонильные (эфиры, спирты), азотсодержащие вещества (амины, аминокислоты), высокомолекулярные соединения (масла, смолы, гуминовые и фульвокислоты), а также полициклические ароматические углеводороды (ПАУ) [4]. ПАУ – большая группа органических соединений, структуру которых образуют два и более ароматических кольца. Данные соединения часто встречаются в природе, присутствуют в земной коре в виде нефтеносных пластов, залежей каменного и бурого угля и используются человеком в производственной деятельности – главным образом в энергетике и других термических процессах. Кроме того, ПАУ выделяются в атмосферу вместе с дымом во время техногенных и лесных пожаров, при переработке мусора и сгорании древесины, обнаруживаются в выхлопных газах автомобилей, табачном дыме и пищевых продуктах. ПАУ характеризуются высокой миграционной активностью, являются токсичными и устойчивыми к химической и биологической трансформации, некоторые индивидуальные ПАУ, а также продукты их деградации и биотрансформации обладают канцерогенными и мутагенными свойствами, оказывающими негативное влияние на природные экосистемы [5–12]. При этом их содержание не регламентируется российским законодательством, за исключением бенз(а)пирена и нафталина [13].

Исследования о роли ПАУ в качестве эффективных индикаторов природных и техногенных процессов в подземной гидросфере ведутся уже на протяжении 40 лет, но по сей день информации о них в отечественной литературе недостаточно [2]. Вместе с тем нельзя не отметить, что получение данных о содержании и составе ПАУ в подземных водах, а тем более на добывающих территориях нефтяных месторождений, сопряжено с достаточно трудоемким аналитическим процессом, а иногда с невозможностью их выделения из-за низких концентраций, многокомпонентности и сложности изучаемого объекта. При этом не возникает сомнения, что изучение данных соединений является весьма перспективным направлением в области гидрогеохимии и геоэкологии. Все вышеперечисленное определяет актуальность проводимого исследования, целью которого стало изучение индивидуального состава, оценка количественного содержания и особенностей распределения ПАУ в подземных водах территории нефтегазодобывающего региона Западной Сибири – Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО).

Объекты и методы исследования

В основу работы были положены данные по химическому составу подземных вод, отобранных из шести скважин (табл. 1, рис. 1) на территории нефтяных месторождений ХМАО. Это воды атлым-новомихайловского водоносного горизонта (ВГ) и апт-альб-сеноманского водоносного комплекса (ВК).

Физико-химические параметры подземных вод определялись по методикам, включенным в федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений, в лаборатории физико-химических методов исследований Западно-Сибирского филиала (г. Тюмень) Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН. На базе лаборатории физико-химических исследований керна и пластовых флюидов Томского филиала (г. Томск) Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН методом капиллярного электрофореза с использованием прибора «Капель-205» (Люмэкс, Россия) были определены содержания: основных макрокомпонентов (SO_4^{2-} , Cl^- , Ca^{2+} , Mg^{2+} , Na^+ , K^+), биогенных элементов (NH_4^+ , NO_2^- , NO_3^- , PO_4^{3-} , F^-), а также содержания ПАУ. Определение содержания ПАУ в образцах подземных вод проводили по методике, описанной в [14], одностадийной экстракцией *n*-гексаном. Содержание индивидуальных полиароматических УВ в экстрактах определяли методом высокоэффективной жидкостной хроматографии (ВЭЖХ) (аналитик Н.А. Мухортина) на приборе Shimadzu LC-20 (Япония). Условия проведения эксперимента: 1) детекторы: диодный и флуоресцентный (для количественного определения индивидуальных соединений на длине волны 254 нм); 2) обращенно-фазная колонка 150×4,6 мм SupelcoSil LC-PAH, фаза C_{18} , размер частиц 5 мкм; 3) время анализа – 50 минут; 4) градиентное элюирование: с 1 по 25 минуту анализа ацетонитрил/вода=(50:50), с 25 по 50 минуту – 100 % ацетонитрил; 5) скорость потока растворителя – 1 мл/мин.; 6) объем пробы – 20 мкл; 7) рабочая температура колонки – 40 °С; 8) спектры сняты в диапазоне 190–500 нм. Идентификацию и расчет концентраций ПАУ в исследуемых образцах проводили с помощью программного обеспечения LC Solution. Калибровку прибора проводили с использованием государственных стандартных образцов индивидуальных ПАУ («Экросхим») и их смесей. Чувствительность прибора достигает 10^{-9} , погрешность анализа составляет 3–5 %. В пробах подземных вод были количественно определены (в нг/л) приоритетные индивидуальные соединения: нафталин (Naph), 2-метилнафталин (2-MeNaph), флуорен (Flu), фенантрен (Phen), антрацен (Antr), флуорантен (Flt), пирен (Pyr), бенз(а)антрацен (BaA), хри-

зен (Chr), бенз(б)флуорантен (BbF), бенз(к)флуорантен (BkF), бенз(а)пирен (BaP), дибенз(а,һ)антрацен (DBA). К группе низкомолекулярных соединений (НМ) были отнесены нафталин, 2-метилнафталин, флуорен, фенантрен и антрацен; остальные ПАУ – к высокомолекулярным (ВМ).

Таблица 1. Краткие сведения по опробованным водопунктам

Table 1. Brief information on the tested water points

Номер пробы Sample number	Год опробования Year of sampling	Месторождение Field	Водоносный горизонт (ВГ), водоносный комплекс (ВК) Aquifer (AH), aquifer complex (AC)	Глубина скважины, м Well depth, m
1	2024	В.Н. Виноградова V.N. Vinogradova	Апт-альб-сеноманский ВК Aptian-Albian-Cenomanian AC	1128
2	2024	Грибное/Gribnoe		1584
3	2024	Грибное/Gribnoe		1515
4	2022	Унтыгейское Untygeyskoe	Атлым-новомихайловский ВГ Atlym-Novomikhailovsky AH	96
5	2022	Западно-Малобалыкское Zapadno-Malobalykskoe	Апт-альб-сеноманский ВК Aptian-Albian-Cenomanian AC	1283
6	2022	Федоровское Fedorovskoe		1009

Наименование химического типа воды дано с учётом содержания макрокомпонентов более 25 мг-экв. % в порядке убывания их концентрации. При оценке содержания в воде компонентов использовали гигиенические нормативы, утвержденные [13].



Рис. 1. Схема отбора проб подземных вод на территории исследований

Fig. 1. Scheme of groundwater sampling in the study area

Краткие сведения о районе исследования

Территория ХМАО входит в состав Тюменской области и занимает центральную часть Западно-Сибирской равнины. Это основной нефтегазоносный регион России и один из крупнейших нефтедобывающих регионов мира. Территория автономного округа представляет собой обширную слабо расчленённую равнину с абсолютными отметками высот, редко достигающими 200 м над уровнем моря. В среднем 45 % территории, а в северной части на плоских водоразделах до 80 %, занято болотами. Округ находится в зоне северной и средней тайги, лесистость – 52 %. Местная растительность представляет собой хвойные и смешанные леса, заливные луга, болота, горные тундры и водоемы. Значительная часть территории округа занимает хорошо заболоченная тайга.

Основные реки – Обь и её левый приток Иртыш, а также 12 их притоков (Северная Сосьва, Конда, Вах, Юган, Казым и др.) и множество мелких рек. Реки имеют три основных источника питания: талые воды сезонных снегов, жидкие осадки и подземные воды. В течение года удельное значение типов питания в водном балансе значительно колеблется, с чем связаны существенные изменения в минерализации и химическом составе речных вод. Многочисленные озёра (более 1500) образуют целые системы. К категории больших озёр (площадью свыше 100 кв. км) относятся – Кондинский Сор, Леушинский Туман, Вандэмтор и Тромэмтор.

Климат округа континентальный, характеризующийся быстрой сменой погодных условий, особенно в переходные периоды – от осени к зиме и от весны к лету. На формирование климата существенное влияние оказывают защищённость территории с запада Уральским хребтом и открытость территории с севера, способствующая проникновению холодных арктических масс. Зима холодная и продолжительная, с устойчивым снежным покровом; лето сравнительно тёплое и довольно короткое. Годовое количество осадков – 400–620 мм. На растительность северных районов влияет распространённая на их территории многолетняя мерзлота [1].

Недра округа содержат запасы подземных вод, которые заключены в двух гидрогеологических этажах Западно-Сибирского сложного артезианского бассейна пластовых безнапорных и напорных вод. Гидрогеологические этажи разделены региональным водоупором и различаются по литологическому составу водовмещающих пород, условиям залегания, формирования и режиму подземных вод, химическому и газовому составам, минерализации, температуре, содержанию микроэлементов и другим параметрам.

Пресные подземные воды приурочены здесь к сложно переслаивающейся песчано-глинистой

толще континентального генезиса олигоцен-четвертичного возраста, объединяющей водоносные горизонты (ВГ) зоны свободного водообмена [15]. Основные ресурсы и запасы пресных (до 1 г/л) гидрокарбонатных вод со смешанным катионным составом [16, 17] сосредоточены в атлым-новомихайловском водоносном горизонте олигоценовых отложений. Он имеет практически площадное распространение, представляя собой в разрезе межпластовую напорную водоносную толщу глубиной залегания от 90 до 280 м [16]. Целевые эксплуатируемые интервалы представлены средне- и мелкозернистыми песчаными отложениями. Эксплуатируемые водоносные пласты не выходят на поверхность земли и непосредственной связи с поверхностными водами не имеют. Сверху горизонт перекрывается отложениями четвертичного возраста, в его кровле залегают глинистые отложения, являющиеся верхним водоупором. Нижним водоупором служат глины тавдинского горизонта, которые, наряду с глинисто-кремнистыми осадками нижнего палеогена и мела, отделяют продуктивные водоносные пласты от залегающих ниже водоносных горизонтов с минерализованными водами.

В нижней гидродинамической зоне основным водным объектом, содержащим минерализованные подземные воды, ресурсы которых имеют промышленное значение для их использования в нефтедобыче для поддержания пластового давления (ППД), а также в бальнеологии, является аптальб-сеноманский водоносный комплекс. Последний регионально распространён на преобладающей части территории ХМАО и представляет собой сложнослоистую толщу неравномерно переслаивающихся песков, песчаников, алевролитов и глин суммарной мощностью от 800 до 900 м. Коллекторские водовмещающие пласты при этом разделяются друг от друга слоями глин, алевролитов и аргиллитов с очень низкими фильтрационными свойствами, причём разделяющие слои в целом имеют в 3–4 раза большую мощность, чем суммарная мощность пластов-коллекторов. Глинистые разности при этом составляют от 50 до 80 % мощности. В целом водоносный комплекс на рассматриваемой территории содержит умеренно солончатые и слабосоленые хлоридные натриевые воды с минерализацией до 30 г/л [18].

Результаты исследования и их обсуждение

Результаты химического анализа изученных вод приведены в табл. 2. Из шести опробованных водопунктов один (под номером 4) относится к пресным водам атлым-новомихайловского ВГ, отобраным на Унтыгейском месторождении (рис. 1). Подземные воды водопункта № 4 (табл. 2) имеют минерализацию 0,4 г/л, являются гидрокарбонат-

ными натриевыми по составу (доля HCO_3^- в анионном составе составляет порядка 88 экв. %, доля Na^+ в катионном составе – 90 экв. %), нейтральными (рН 7,5) с величиной общей жесткости 0,5 мг-экв/л и повышенным относительно норматива [13] содержанием железа общего (1,4 мг/л).

Таблица 2. Основные физико-химические показатели состава подземных вод

Table 2. The main physical-chemical parameters of groundwater composition

Компонент, ед. изм. Component, units	Номер пробы/Sample number					
	1	2	3	4	5	6
рН, ед./pH, unit	7,2	7,0	7,0	7,5	6,9	7,4
CO_3^{2-} , мг/л/mg/L	–	–	–	<6	<2	<2
HCO_3^- , мг/л/mg/L	268	671	610	284	217	180
SO_4^{2-} , мг/л/mg/L	32	н/о/n/d		<0,5	<2	<2
Cl^- , г/л /g/L	10	14	15	0,02	11	12
Ca^{2+} , мг/л/mg/L	367	521	505	5	340	406
Mg^{2+} , мг/л/mg/L	102	122	138	3	84	101
Na^+ , г/л/g/L	6	8	9	0,1	7	8
K^+ , мг/л/mg/L	49	61	68	1	66	40
NO_2^- , мг/л/mg/L	н/о/n/d			0,1	0,02	0,02
NO_3^- , мг/л/mg/L	н/о/n/d			<0,5	<12,5	<12,5
NH_4^+ , мг/л/mg/L	32	43	40	<0,5	13	21
PO_4^{3-} , мг/л/mg/L	н/о/n/d			3	<12,5	<12,5
Fe общее/total, мг/л/mg/L	–	–	–	1,4	12	6
J, мг/л/mg/L	–	–	–	–	17	18
Bг, мг/л/mg/L	–	–	–	–	<25	<25
Li, мг/л/mg/L	н/о/n/d			–	0,1	0,04
Ba, мг/л/mg/L	14	37	43	–	–	–
Sr, мг/л /mg/L	23	98	121	–	–	–
M, г/л/g/L	17	24	25	0,4	18	20

Примечание: M – общая минерализация; «–» нет данных; н/о – не обнаружено при химическом анализе.

Note: M – total mineralization; «–» no data; n/d – not detected during chemical analysis.

Остальные воды (водопункты 1–3, 5, 6), отобранные с месторождений В.Н. Виноградова, Грибное, Федоровское и Западно-Малобалькское (рис. 1), относятся к водам апт-альб-сеноманского водоносного комплекса. По результатам проведенного химического анализа опробованные воды по величине общей минерализации являются слабосолеными (от 17 до 25 г/л), по химическому составу – хлоридными натриевыми (с долей Cl^- в анионном составе более 95 экв. %, долей Na^+ в катионном составе – более 90 экв. %), имеют нейтральную реакцию среды и общую жесткость более 20 мг-экв/л. Содержание железа общего, определенного в скважинах 5 и 6, многократно превышает нормативное значение [13].

Результаты проведенных аналитических исследований по изучению индивидуального состава ПАУ и их концентраций в подземных водах (табл. 3) показали, что общее содержание ПАУ варьирует в небольшом диапазоне от 333 до 944 нг/л, при этом минимум отмечен в пресных водах атлым-новомихайловского

ВГ (проба № 4). Также в этой же пробе определено наименьшее суммарное содержание ВМ ПАУ – 105 нг/л. К ВМ ПАУ обычно относят вещества с молекулярной массой более 200 а.е.м., содержащие от 4 до 6 или более конденсированных колец. По сравнению с низкомолекулярными (НМ) ПАУ (с количеством ядер от 2 до 3) они обладают наибольшей канцерогенной и мутагенной активностью и другими токсичными свойствами [19–22], представляя наибольшую опасность для водных экосистем, их наличие считается показателем техногенного загрязнения [23]. От молекулярной массы и физико-химических свойств ПАУ зависит их содержание в водной среде. ПАУ растворимы во многих органических растворителях, но их растворимость в воде очень низкая и уменьшается с возрастанием веса молекулы. Тем не менее детергенты и соединения, входящие в состав водных эмульсий, а также ПАУ, абсорбированные взвешенными частицами, могут вызвать увеличение содержания ПАУ в сточных водах и в природной воде. Известно, что НМ ПАУ обладают более высокой растворимостью в ультрапресных и пресных водах, которая повышается при увеличении температуры [24, 25]. В опробованных пресных водах (проба № 4) суммарное содержание НМ ПАУ составляет 228 нг/л, что в два раза превышает суммарное содержание ВМ ПАУ. При этом преобладающим индивидуальным соединением среди НМ ПАУ в пробе № 4 является фенантрен (рис. 2), происхождение которого может быть связано с высшей наземной растительностью. Концентрация его в исследованных пресных водах достигает 134,6 нг/л, что составляет 40 % от суммарного содержания всех индивидуальных соединений, определенных в пробе. Среди ВМ ПАУ в пресных водах пробы № 4 наибольшую концентрацию имеет флуорантен (47 нг/л, 14 % от общего количества ПАУ) (рис. 2). По данным литературы, касающейся изучения вопросов воздействия некоторых ПАУ на организм, канцерогенного действия фенантрена и флуорантена выявлено не было. К числу чрезвычайно токсичных соединений, обладающих сильнейшей канцерогенной активностью, относится нормируемый ВМ ПАУ – бенз(а)пирен (ПДК – 10 нг/л) [13], но в изученных пресных водах он обнаружен не был. Также к числу нормируемых относится НМ ПАУ – нафталин (ПДК – 10 мкг/л), как показывают результаты, приведенные в табл. 3, содержание последнего в опробованных подземных водах всех шести проб не превышает допустимый предел.

Однако превышение относительно нормативного значения все же было обнаружено для бенз(а)пирена, но только в одном случае – для слабосоленых вод апт-альб-сеноманского ВК, отобранных на месторождении Федоровском (проба № 6), его концентрация в воде составила 24 нг/л, что более чем в два раза превышает установленную норму.

Таблица 3. Содержание индивидуальных ПАУ в подземных водах (нг/л) и их соотношения
Table 3. Content of individual PAHs in groundwater (ng/L) and their ratios

Индивидуальные соединения и их соотношения Individual compounds and their ratios	Номер пробы/Sample number					
	1	2	3	4	5	6
Naph	45,1	35,8	38,8	35,4	21,4	49,1
2-MeNaph	33,4	65,4	50,5	14,2	14,3	69,9
Flu	35,0	н/о/n/d		42,6	61,2	106,6
Phen	103,2	22,1	30,1	134,6	126,1	135,4
Antr	3,3	н/о/n/d		1,2	4,1	21,2
∑НМ ПАУ/∑LMW PAHs	220,1	123,3	119,5	228,0	227,2	382,2
Flt	27,9	31,9	172,5	46,9	47,6	68,3
Pyг	16,7	12,2	16,6	19,5	22,5	31,2
BaA	9,4	31,7	42,3	12,6	32,2	38,6
Chr	9,8	н/о/n/d		14,4	26,3	51,0
BbF	13,1	3,6	16,0	н/о/n/d	3,9	93,0
BkF	3,9	4,2	11,7	н/о/n/d		76,6
BaP	н/о/n/d				3,4	24,0
DBA	85,9	169,5	268,7	11,4	26,9	179,2
∑ВМ ПАУ/∑HMW PAHs	166,6	253,0	527,7	104,9	162,8	561,9
∑ПАУ/Total PAHs	386,7	376,3	647,2	332,9	390,0	944,1
∑НМ/∑ВМ/∑LMW/∑HMW	1,32	0,49	0,23	2,17	1,40	0,68

Примечание: н/о – не обнаружено при химическом анализе.
 Note: n/d – not detected during chemical analysis.

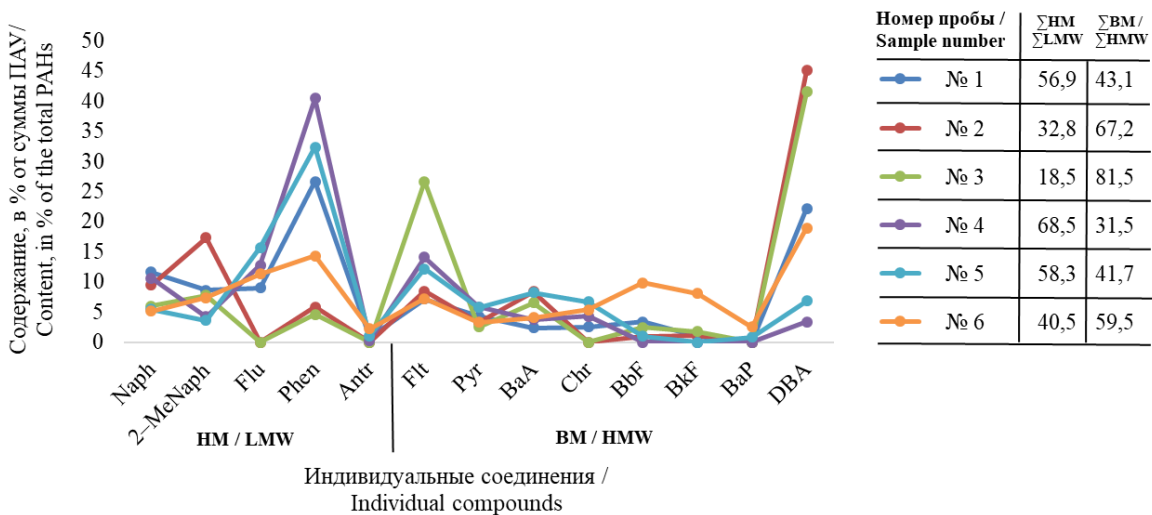


Рис. 2. Распределение индивидуальных ПАУ в подземных водах территории исследований
Fig. 2. Distribution of individual PAHs in groundwater of the study area

Наличие бенз(а)пирена в природных объектах связывают с антропогенным воздействием, хотя не всегда обнаружение ПАУ в повышенных концентрациях в объектах окружающей среды является прямым свидетельством загрязнения. Присутствие бенз(а)пирена в исследованных подземных водах, наряду с привносом загрязнений с поверхности, может быть обусловлено процессами миграции ПАУ и эксплуатацией скважин. Кроме того, в пробе № 6 отмечены самые высокие суммарные содержания ПАУ – ∑НМ, ∑ВМ, ∑ПАУ (табл. 3). При этом сумма ВМ ПАУ составляет около 60 % от суммы всех индивидуальных соединений, обнаруженных при анализе (рис. 2). Среди ВМ ПАУ наибольшая концентрация отмечена для ди-

бенз(а,һ)антрацена, являющегося канцерогеном, – 179 нг/л (19 % от суммы всех ПАУ), среди НМ ПАУ – для фенантрена (135 нг/л) и флуорена (107 нг/л), что составляет 14 и 11 % соответственно от суммарного содержания ПАУ (рис. 2). Максимальная концентрация дибенз(а,һ)антрацена (около 269 нг/л, 41 % от суммы всех ПАУ) определена в подземных водах с самой высокой соленостью (общая минерализация – 25 г/л) в пробе № 3 (месторождение Грибное). Для нее определено и самое высокое содержание флуорантена (172,5 нг/л), что составляет порядка 27 % от ∑ПАУ (рис. 2). ∑ВМ ПАУ в этой пробе превалирует над ∑НМ ПАУ более чем в 4 раза; ∑ПАУ составляет 647 нг/л, что превышает ∑ПАУ в остальных изученных водах

(пробы № 1, 2, 5) апт-альб-сеноманского ВК примерно в два раза, за исключением пробы № 6 с самым высоким суммарным показателем ПАУ. Диаграммы распределения индивидуальных соединений в изученных подземных водах (рис. 2) наглядно иллюстрируют преобладание среди НМ ПАУ – фенантрена, среди ВМ ПАУ – флуорантена и дибенз(а,һ)антрацена. Дибенз(а,һ)антрацен, обладающий высокой канцерогенной активностью, способен растворяться как в пресной, так и в соленой воде. Известно, что чем больше нефти и нефтепродуктов находится в водной фазе, тем больше токсичных и канцерогенных ПАУ может находиться в воде в растворенном состоянии. Наличие дибенз(а,һ)антрацена в подземных водах связывают также с эндогенными геологическими процессами, происходящими внутри Земли за счет энергии, выделяемой в процессе преобразования вещества [19]. Важно отметить, что флуорантен обладает не только высокой стабильностью, но и является одним из самых распространенных ПАУ в природных объектах наряду с бенз(а)пиреном и фенантреном. Флуорантен является преобладающим компонентом систем, связанных с пиролизом органического вещества и приоритетным углеводородом при анализе не только природных вод, но и атмосферного воздуха. Наличие флуорантена в образцах подземных вод может быть связано с процессами превращения углеводородного сырья под воздействием температур, с дальнейшим контактом с водами и миграцией его по разрезу [19]. Что касается фенантрена, его растворимость в воде достаточно высокая, он обнаружен практически во всех марках добываемых нефтей (углей) и поэтому его содержание в подземных нефтяных (и угольных) водах, вероятно, связано не только с растворимостью в подземных водах, но и с диффузией потока органических веществ из нефтегазовой (или угольной) залежи [26]. Кроме фенантрена среди низкомолекулярных ПАУ в исследуемых водах также наиболее представлены соединения с двумя ароматическими кольцами: нафталин и 2-метилнафталин, которые присутствуют во всех образцах. З.Р. Исмагиловым с соавторами изучено влияние и концентрации нафталина как индикатора загрязнения природных вод нефтью [27]. По критерию растворимости в воде биароматических соединений природные воды можно классифицировать с учетом антропогенной нагрузки от чистых до загрязненных.

Для выявления взаимосвязи между переменными химического состава изучаемых вод был проведен корреляционный анализ полученных результатов. Наибольший интерес вызвала парная корреляционная связь между величиной общей минерализации (М) и суммарными величинами индивидуальных соединений (Σ ПАУ, Σ НМ, Σ ВМ), а также

их соотношением Σ НМ/ Σ ВМ. По силе связи между перечисленными переменными были получены разные результаты: так, между М и Σ НМ была выявлена очень слабая отрицательная корреляция (коэффициент корреляции $r = -0,2$); между М и Σ ПАУ – слабая положительная корреляция ($r = 0,4$); М и Σ ВМ – средняя положительная корреляция ($r = 0,6$) и высокая отрицательная линейная корреляция ($r = -0,9$) между М и Σ НМ/ Σ ВМ (рис. 3). Установлено, что с ростом общей минерализации соотношение Σ НМ/ Σ ВМ снижается. Самое высокое значение соотношения Σ НМ/ Σ ВМ (2,17) было получено для пресных вод атлым-новомихайловского ВГ, следовательно, наблюдается преобладание низкомолекулярных структур над высокомолекулярными. И, напротив, самое низкое значение соотношения Σ НМ/ Σ ВМ (0,23) отмечено в водах с самой высокой минерализацией (25 г/л), что свидетельствует о том, что в изучаемых водах высокомолекулярные структуры преобладают над низкомолекулярными. Известно, что наибольшую опасность для водных экосистем представляют 4–6-ядерные ВМ ПАУ [23], наличие которых считается показателем техногенного загрязнения. Большая часть ВМ ПАУ способствует развитию мутагенных и тератогенных процессов в живых организмах. Таким образом, можно предположить, что в пресных подземных водах преобладают НМ соединения, а ВМ накапливаются в более минерализованных водах. К сожалению, в виду небольшого количества исследуемых образцов приведенных результатов недостаточно для формулировки окончательных выводов. Для систематизации данных, построения достоверных зависимостей, установления закономерностей пространственного распределения индивидуальных соединений и обобщений необходимо большее количество информации.

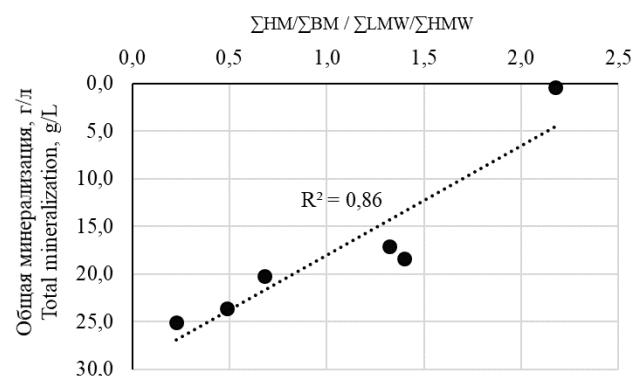


Рис. 3. Парная корреляционная связь между величиной общей минерализации и соотношением суммарных содержаний НМ и ВМ ПАУ в подземных водах территории исследований

Fig. 3. Paired correlation between the total mineralization and the ratio of the total contents of LMW and HMW PAHs in groundwater of the study area

Полиароматические углеводороды можно использовать в качестве геохимических маркеров загрязнения окружающей среды. Проблема идентификации источника поступления ПАУ осложняется их распространенностью, поскольку они формируются во многих природных и техногенных процессах. С точки зрения генезиса все ПАУ условно делят на биогенные, пирогенные и петрогенные [28]. Биогенные (диагенетические) образуются в результате биохимической трансформации органического сырья (например, нефтяного происхождения) и не связаны с горением. Источниками петрогенных (нафтидогенных) являются ископаемые нефть и нефтепродукты, уголь, газ, которые сформировались или образуются в процессе трансформации органического вещества при умеренной температуре в течение длительного периода времени. Как правило, они состоят из НМ ПАУ (2–3 ароматических кольца) и образуются в результате многих геохимических процессов с участием углеводородов; сопутствуют нефтяному и угольному загрязнению. Пирогенные ПАУ являются продуктами горения от естественных и антропогенных источников (например, бытовых отходов). Формируются при более высоких температурах (выше 500 °С) в условиях недостатка кислорода в процессе неполного сгорания органического вещества (биомассы, топлива); обогащены ВМ ПАУ (4–6 ароматических колец).

Для установления источников образования ПАУ применяются индикаторные соотношения [28–31], для которых определены границы между пирогенными и петрогенными процессами. Установлено, что конкретным источникам загрязнения присущ свой набор индивидуальных соединений и их количественное соотношение. При этом для расчетов традиционно применяют отношения концентраций кинетических и термодинамических изомеров ПАУ одной молекулярной массы; отношения сумм концентраций НМ ПАУ к ВМ ПАУ; доли концентраций ПАУ, характеризующих конкретные техногенные процессы (в частности типы производств) [30].

Наиболее распространенными и достоверными соотношениями являются: $Antr/(Antr+Phen)$, $Flt/(Flt+Pyg)$, $BaA/(BaA+Chr)$. Кроме того, между показателями $Antr/(Antr+Phen) > 0,1$ и $Flt/(Flt+Pyg) > 0,4$ прослеживается строгая взаимосвязь [32], характерная для территорий, подверженных сильному антропогенному влиянию. Значения для соотношений $Antr/(Antr+Phen) > 0,1$ и $Flt/(Flt+Pyg) > 0,4$ были рассчитаны для пробы № 6 с максимальным суммарным содержанием ПАУ. Однако результаты расчета индекса «техногенности» (или соотношения $(BaP+Pyg)/(Phen+Chr)$), позволяющего оценить степень антропогенного изменения объектов окружающей среды под воздействием

ПАУ, не выявили преобладания антропогенных ПАУ (значение соотношения в пробе < 1). Таким образом, диагностические соотношения нужно использовать как инструмент для вероятностной идентификации происхождения ПАУ в объектах природной среды и проводить дополнительные уточняющие исследования. Также распространенным способом для выявления генезиса ПАУ является использование графиков взаимного сопоставления индикаторных соотношений, наиболее наглядно демонстрирующих распределение проб в их плоскости с выделением соответствующих областей пирогенной и петрогенной природы. Для применения такого подхода, надежности и достоверности исследования необходимо привлечение большего количества образцов.

Заключение

Результаты проведенных исследований показали наличие в подземных водах ХМАО ПАУ с интервалом суммарных содержаний от 332,9 до 944,1 нг/л, наименьшее из которых было отмечено в пресных водах атлым-новомихайловского ВГ. Было показано, что среди НМ ПАУ преобладающим является фенантрен, среди ВМ ПАУ – флуорантен и дибенз(а,һ)антрацен. Превышение относительно установленных нормативов было выявлено для бенза(а)пирена только в одном случае – в пробе с максимальным определенным суммарным содержанием ПАУ (месторождение Федоровское). Парный корреляционный анализ выявил высокую отрицательную линейную связь между величиной общей минерализации и значением соотношения $\Sigma NM / \Sigma VM$, равную $r = -0,9$. В исследованных пресных подземных водах установлено преобладание НМ ПАУ, в более минерализованных водах нефтедобывающих территорий ХМАО – преобладание ВМ ПАУ. Расчет наиболее распространенных индикаторных соотношений ПАУ, применяемых для идентификации природы загрязнений, ввиду недостаточного количества исследуемых образцов не показал значимого результата.

Подземные воды нефтегазодобывающих территорий служат информативной площадкой для изучения индивидуального состава ПАУ, являющихся предметом научных исследований последних лет [33, 34] коллектива авторов данной работы, а представленные в ней результаты расширяют представления о накоплении и распределении ПАУ в объектах окружающей среды. Для систематизации данных, построения достоверных зависимостей, установления закономерностей пространственного распределения, обобщений, расчета статистических характеристик требуется дальнейшее изучение, что станет предстоящей работой авторов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ханты-Мансийский автономный округ – Югра. Википедия. Свободная энциклопедия. URL: [https://ru.wikipedia.org/wiki/Ханты-Мансийский автономный округ – Югра](https://ru.wikipedia.org/wiki/Ханты-Мансийский_автономный_округ_–_Югра) (дата обращения 04.02.2025).
2. Крайнов С.Р., Рыженко Б.Н., Швец В.М. Геохимия подземных вод. Теоретические, прикладные и экологические аспекты. 2-е изд., доп. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2012. – 672 с.
3. Гузняева М.Ю., Туров Ю.П. Органические примеси в подземных и питьевых водах г. Сургута Ханты-Мансийского автономного округа // Успехи современного естествознания. – 2019. – № 10. – С. 45–51.
4. Швец В.М. Водорастворенные органические вещества и оценка их влияния на качество питьевых подземных вод // Геоэкология. Инженерная геология, гидрогеология, геокриология. – 2016. – № 1. – С. 43–49.
5. Yu H. Environmental carcinogenic polycyclic hydrocarbons: photochemistry and phototoxicity // Journal of Environmental Science and Health, Part C: Toxicology and Carcinogenesis. – 2002. – Vol. 20 (2). – P. 149–183. DOI: 10.1081/GNC-120016203.
6. Polycyclic Aromatic Hydrocarbons (PAHs) in the dissolved phase, particulate matter, and sediment of the Sele River, Southern Italy: a focus on distribution, risk assessment, and sources / P. Montuori, E. de Rosa, F. di Duca, B. de Simone, S. Scipra, I. Russo, P. Sarnacchiaro, M. Triassi // Toxics. – 2022. – Vol. 10. – 401. DOI: 10.3390/toxics10070401.
7. PAHs in the surface water and sediments of the middle and lower reaches of the Han River, China: occurrence, source, and probabilistic risk assessment / L. Dong, L. Lin, J. He, X. Pan, X. Wu, Y. Yang, Z. Jing, S. Zhang, G. Yin // Process Safety and Environmental Protection. – 2022. – Vol. 164. – P. 208–218. DOI: 10.1016/j.psep.2022.06.009.
8. Polycyclic aromatic hydrocarbons in water and bottom sediments of a shallow, lowland dammed reservoir (on the example of the reservoir Blachownia, South Poland) / A. Pohl, M. Kostecki, I. Jureczko, M. Czaplicka, B. Łozowski // Archives of Environmental Protection. – 2018. – Vol. 44. – P. 10–23. DOI: 10.24425/118177.
9. Assessment of ecological risk and identification sources of polycyclic aromatic hydrocarbons at coastal sediments: a case study in Bushehr Province, Iran / G. Nourian, N. Jaafarzadeh Haghghi Fard, A.R. Pazira, E. Kohgardi // Environmental Health Engineering and Management Journal. – 2021. – Vol. 8 (4). – P. 257–266. DOI: 10.34172/EHEM.2021.29.
10. Source identification and ecological risks of parent and substituted polycyclic aromatic hydrocarbons in river surface sediment-pore water systems: effects of multiple factors / Y. Liu, Y. He, Y. Liu, H.J. Liu, S. Tao, W.X. Liu // Science of The Total Environment. – 2023. – Vol. 858. – P. 3. – 159921. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2022.159921.
11. Dissolved polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs-d) in response to hydrology variation and anthropogenic activities in the Yangtze River, China / N. Shang, C. Wang, J. Kong, H. Yu, J. Li, W. Hao, T. Huang, H. Yang, H. He, C. Huang // Journal of Environmental Management. – 2022. – Vol. 326. – P. A. – 116673. DOI: 10.1016/j.jenvman.2022.116673.
12. Effect of sorption properties on the content, ecotoxicity, and bioaccumulation of polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs) in bottom sediments / K. Skic, P. Boguta, A. Klimkowicz-Pawlas, A. Ukalska-Jaruga, A. Baran // Journal of Hazardous Materials. – 2023. – Vol. 442. – 130073. DOI: 10.1016/j.jhazmat.2022.130073.
13. Санитарные правила и нормы СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания. URL: <https://docs.cntd.ru/document/573500115> (дата обращения 22.01.2025).
14. ПНД Ф 14.1:2.4.70-96. Количественный химический анализ вод. Методика измерений массовых концентраций полициклических ароматических углеводородов в питьевых, природных и сточных водах методом высокоэффективной жидкостной хроматографии (издание 2012 г.). – М., 1999. – 27 с.
15. Смоленцев Ю.К., Кусковский В.С. Особенности формирования подземных вод зоны гипергенеза Западно-Сибирской плиты // Труды Института геологии и геофизики Сибирского отделения АН СССР: вып. 683. Подземные воды юга Западной Сибири (формирование и проблемы рационального использования). – Новосибирск: Наука, 1987. – С. 3–65.
16. Вашурин М.В., Русакова Ю.О., Храмова А.Л. Прогноз состояния пресных подземных вод в условиях интенсивного нефтяного освоения Западной Сибири // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 3. – С. 7–13. DOI: 10.31660/0445-0108-2018-3.
17. Вашурин М.В., Русакова Ю.О., Храмова А.Л. Химический состав пресных подземных вод в естественном и нарушенном состояниях на территории центральной части Вартовского нефтегазоносного района // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 4 (340). – С. 58–64. DOI: 10.30713/2413-5011-2020-4(340)-58-64.
18. Боровский Б.В., Ершов Г.Е., Палкин С.С. Концепция и методика региональной оценки эксплуатационных запасов минерализованных подземных вод апт-сеноманского водоносного комплекса на территории ХМАО. URL: https://www.hydrogeoecology.ru/index.php?id=81&option=com_content&view=article (дата обращения 05.02.2025).
19. Ровинский Ф.Я., Теплицкая Т.А., Алексеева Т.А. Фоновый мониторинг полициклических ароматических углеводородов. – Л.: Гидрометеиздат, 1988. – 224 с.
20. Toxicological profile for polycyclic aromatic hydrocarbons. – U.S.: Department of Health and Human Services, 1995. – 457 p.
21. IARC (International agency for Research on Cancer). IARC Monographs on the Evaluation of Carcinogenic Risks to Humans. Some Non-heterocyclic Polycyclic Aromatic Hydrocarbons and Some Related Exposures. – Lyon, France, 2010. – Vol. 92. – 853 p.
22. EPA (Environmental Protection Agency U.S.). Development of a relative potency factor (RPF) approach for polycyclic aromatic hydrocarbon (PAH) mixtures. – Washington, DC, 2010. – 622 p.
23. Никаноров А.М., Страдомская А.Г. Хроническое загрязнение пресноводных объектов по данным о накоплении пестицидов, нефтепродуктов и других токсичных веществ в донных отложениях // Водные ресурсы. – 2007. – Т. 34. – № 3. – С. 337–344.
24. Neff J.M. Polycyclic aromatic hydrocarbons in the ocean // Bioaccumulation in marine organisms. – Amsterdam: Elsevier Science, 2002. – P. 241–318.

25. Reza J., Trejo A., Vera-Avila L.E. Determination of the temperature dependence of water solubilities of polycyclic aromatic hydrocarbons by a generator column-on-line solid-phase extraction-liquid chromatographic method // *Chemosphere*. – 2002. – Vol. 47 (9). – P. 933–945. DOI: 10.1016/s0045-6535(02)00069-3.
26. Определение полиароматических углеводородов в углях методом высокоэффективной жидкостной хроматографии / Н.В. Журавлева, Р.Р. Потокина, З.Р. Исмагилов, Е.Р. Хабибулина // *Химия в интересах устойчивого развития*. – 2015. – Т. 23. – № 2. – С. 117–123. DOI: 10.15372/KhUR20150202.
27. Экологические проблемы Кузнецкого угольного бассейна. Научные подходы и технологии для снижения загрязнений окружающей среды / З.Р. Исмагилов, Н.В. Журавлева, М.А. Керженцев, С.А. Яшник, Е.В. Матус, О.Ю. Подъячева, С.Р. Хайрулин, Н.В. Шикина, И.З. Исмагилов, А.П. Козлов, В.Г. Смирнов // *Химия в интересах устойчивого развития*. – 2018. – Т. 26. – № 3. – С. 241–260. DOI: 10.15372/KhUR20180302.
28. Хаустов А.П., Редина М.М. Полициклические ароматические углеводороды как геохимические маркеры нефтяного загрязнения окружающей среды // *Экспозиция Нефть Газ*. – 2014. – № 4 (36). – С. 92–96.
29. Хаустов А.П., Редина М.М. Геохимические маркеры на основе соотношений концентраций ПАУ в нефти и нефтезагрязненных объектах // *Геохимия*. – 2017. – № 1. – С. 57–67. DOI: 10.7868/S0016752516120049.
30. Хаустов А.П., Редина М.М. Идентификация природных и техногенных процессов в подземной гидросфере на основе анализа полиаренов // *Науки о Земле и недропользование*. – 2021. – Т. 44. – № 2 (75). – С. 167–173. DOI: 10.21285/2686-9993-2021-44-2-167-173.
31. Халиков И.С. Идентификация источников загрязнения объектов природной среды полициклическими ароматическими углеводородами с использованием молекулярных соотношений // *Экологическая химия*. – 2018. – Т. 27. – № 2. – С. 76–85.
32. PAHs in the Fraser River basin: a critical appraisal of PAH ratios as indicators of PAH source and composition / M.B. Yunker, R.W. Macdonald, R. Vingarzan, R.H. Mitchell, D. Goyette, S. Sylvestre // *Organic Geochemistry*. – 2002. – Vol. 33. – P. 489–515. DOI: 10.1016/S0146-6380(02)00002-5.
33. Полиароматические углеводороды малых водоемов Томского района / Д.И. Чуйкина, И.С. Король, Н.А. Мухортина, Ю.В. Колубаева // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2024. – Т. – 335. – № 10. – С. 216–225. DOI: 10.18799/24131830/2024/10/4497.
34. Концентрации и источники полициклических ароматических углеводородов в воде и донных отложениях рек северных нефтедобывающих территорий Западной Сибири / Н.А. Волкова, И.С. Иванова, Д.А. Соколов, Ю.В. Колубаева, Д.И. Чуйкина // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2023. – Т. – 334. – № 4. – С. 135–148. DOI: 10.18799/24131830/2023/4/3924.

Информация об авторах

Юлия Викторовна Колубаева, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник лаборатории гидрогеохимии и геоэкологии Томского филиала Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, Россия, 634055, г. Томск, пр. Академический, 4; <https://orcid.org/0000-0001-7934-5172>; kolubaeva@inbox.ru

Наталья Андреевна Мухортина, кандидат химических наук, научный сотрудник лаборатории физико-химических исследований кернов и пластовых флюидов Томского филиала Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, Россия, 634055, г. Томск, пр. Академический, 4; <https://orcid.org/0000-0003-2625-8985>; volkovana@ipgg.sbras.ru

Ирина Степановна Король, кандидат химических наук, старший научный сотрудник лаборатории физико-химических исследований кернов и пластовых флюидов Томского филиала Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, Россия, 634055, г. Томск, пр. Академический, 4; <https://orcid.org/0000-0002-8022-9678>; irinakorol@yandex.ru

Дарья Ивановна Чуйкина, кандидат химических наук, старший научный сотрудник лаборатории физико-химических исследований кернов и пластовых флюидов Томского филиала Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, Россия, 634055, г. Томск, пр. Академический, 4; <https://orcid.org/0000-0002-5906-2148>; dichuikina@mail.ru

Тимшанов Рустам Ильясович, кандидат геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией физико-химических методов исследований Западно-Сибирского филиала Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, Россия, 625026, г. Тюмень, ул. Таймырская, 74; timshanovRI@ipgg.sbras.ru

Поступила в редакцию: 04.03.2025

Поступила после рецензирования: 30.06.2025

Принята к публикации: 16.09.2025

REFERENCES

1. *Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra*. Wikipedia. The Free Encyclopedia. Available at: https://ru.wikipedia.org/wiki/Khanty-Mansiyskiy_avtonomnyyokrug_-_Yugra (accessed 4 February 2025).
2. Kraynov S.R., Ryzhenko B.N., Shvets V.M. *Geochemistry of ground water. Theoretical, Applied and Environmental Aspects*. 2nd ed., supplemented. Moscow, CentrLitNefteGas Publ., 2012. 672 p. (In Russ.)
3. Guznyaeva M.Yu., Turov Yu.P. Organic impurities in underground and drinking waters of Surgut city of Khanty-Mansiysk autonomous okrug. *Advances in current natural sciences*, 2019, no. 10, pp. 45–51. (In Russ.)
4. Shvets V.M. Aqueous organic substances and the assessment of their impact on the quality of drinking groundwater. *Geoekologiya. Inzhenernayageologiya. Gidrogeologiya. Geokriologiya*, 2016, no. 1, pp. 43–49. (In Russ.)

5. Yu H. Environmental carcinogenic polycyclic hydrocarbons: photochemistry and phototoxicity. *Journal of Environmental Science and Health, Part C: Toxicology and Carcinogenesis*, 2002, vol. 20 (2), pp. 149–183. DOI: 10.1081/GNC-120016203.
6. Montuori P., De Rosa E., Di Duca F., De Simone B., Scippa S., Russo I., Sarnacchiaro P., Triassi M. Polycyclic Aromatic Hydrocarbons (PAHs) in the dissolved phase, particulate matter, and sediment of the Sele River, Southern Italy: a focus on distribution, risk assessment, and sources. *Toxics*, 2022, vol. 10, 401. DOI: 10.3390/toxics10070401.
7. Dong L., Lin L., He J., Pan X., Wu X., Yang Y., Jing Z., Zhang S., Yin G. / PAHs in the surface water and sediments of the middle and lower reaches of the Han River, China: occurrence, source, and probabilistic risk assessment. *Process Safety and Environmental Protection*, 2022, vol. 164, pp. 208–218. DOI: 10.1016/j.psep.2022.06.009.
8. Pohl A., Kostecki M., Jureczko I., Czaplicka M., Łozowski B. Polycyclic aromatic hydrocarbons in water and bottom sediments of a shallow, lowland dammed reservoir (on the example of the reservoir Blachownia, South Poland). *Archives of Environmental Protection*, 2018, vol. 44, pp. 10–23. DOI: 10.24425/118177.
9. Nourian G., Jaafarzadeh Haghighi Fard N., Pazira A.R., Kohgardi E. Assessment of ecological risk and identification sources of polycyclic aromatic hydrocarbons at coastal sediments: a case study in Bushehr Province, Iran. *Environmental Health Engineering and Management Journal*, 2021, vol. 8 (4), pp. 257–266. DOI: 10.34172/EHEM.2021.29.
10. Liu Y., He Y., Liu Y., Liu H.J., Tao S., Liu W.X. Source identification and ecological risks of parent and substituted polycyclic aromatic hydrocarbons in river surface sediment-pore water systems: Effects of multiple factors. *Science of The Total Environment*, 2023, vol. 858, Part 3, 159921. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2022.159921.
11. Shang N., Wang C., Kong J., Yu H., Li J., Hao W., Huang T., Yang H., He H., Huang C. Dissolved polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs-d) in response to hydrology variation and anthropogenic activities in the Yangtze River, China. *Journal of Environmental Management*, 2022, vol. 326, Part A, 116673. DOI: 10.1016/j.jenvman.2022.116673.
12. Skic K., Boguta P., Klimkiewicz-Pawlas A., Ukalska-Jaruga A., Baran A. Effect of sorption properties on the content, ecotoxicity, and bioaccumulation of polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs) in bottom sediments. *Journal of Hazardous Materials*, 2023, vol. 442, 130073. DOI: 10.1016/j.jhazmat.2022.130073.
13. *Sanitary rules and norms SanPiN 1.2.3685-21. Hygienic standards and requirements for ensuring the safety and (or) harmlessness of environmental factors for humans*. Available at: <https://docs.cntd.ru/document/573500115> (accessed 22 January 2025).
14. PND F 14.1:2:4.70-96. *Quantitative chemical analysis of waters. Methodology for measuring mass concentrations of polycyclic aromatic hydrocarbons in drinking, natural and waste waters by high performance liquid chromatography (edition 2012)*. Moscow, 1999. 27 p.
15. Smolentsev Yu.K., Kuskovskiy V.S. *Features of formation of underground waters of the hypergenesis zone of the West Siberian plate. Proc. of the Institute of Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the USSR Academy of Sciences: Iss. 683. Groundwater in the South of Western Siberia (Formation and Problems of Rational Use)*. Novosibirsk, Nauka Publ., 1987. pp. 3–65 (In Russ.)
16. Vashurina M.V., Rusakova Yu.O., Khramtsova A.L. Prognosis evaluation of fresh groundwater in conditions of intensive petroleum development of Western Siberia. *Oil and Gas Studies*, 2018, no. 3, pp. 7–13. (In Russ.) DOI: 10.31660/0445-0108-2018-3.
17. Vashurina M.V., Rusakova Yu.O., Khramtsova A.L. Chemical composition of fresh underground waters in natural and disturbed conditions in the territory of the central part of the Vartovsky oil- and gas-bearing area. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2020, no. 4 (340), pp. 58–64. (In Russ.) DOI: 10.30713/2413-5011-2020-4(340)-58-64.
18. Borevsky B.V., Ershov G.E., Palkin S.S. *Concept and methodology of regional assessment of exploitable reserves of mineralized groundwater of the Aptian-Cenomanian aquifer complex in the territory of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug*. Available at: https://www.hydrogeoecology.ru/index.php?id=81&option=com_content&view=article (accessed 5 February 2025).
19. Rovinsky F.Ya., Teplitskaya T.A., Alekseeva T.A. *Background monitoring of polycyclic aromatic hydrocarbons*. Leningrad, Gidrometeoizdat Publ., 1988. 224 p. (In Russ.)
20. *Toxicological Profile for Polycyclic Aromatic Hydrocarbons*. U.S., Department of Health and Human Services, 1995. 457 p.
21. IARC (International agency for Research on Cancer). *IARC Monographs on the Evaluation of Carcinogenic Risks to Humans. Some Non-heterocyclic Polycyclic Aromatic Hydrocarbons and Some Related Exposures*. Lyon, France, 2010. Vol. 92. 853 p.
22. EPA (Environmental Protection Agency U.S.). *Development of a relative potency factor (RPF) approach for polycyclic aromatic hydrocarbon (PAH) mixtures*. Washington, DC, 2010. 622 p.
23. Nikanorov A.M., Stradomskaya A.G. Chronic pollution of freshwater bodies: data on accumulation of pesticides, oil products, and other toxic substances in bottom deposits. *Water Resources*, 2007, vol. 34, no. 3, pp. 314–320.
24. Neff J.M. Polycyclic aromatic hydrocarbons in the ocean. *Bioaccumulation in marine organisms*. Amsterdam, Elsevier Science, 2002. pp. 241–318.
25. Reza J., Trejo A., Vera-Avila L.E. Determination of the temperature dependence of water solubilities of polycyclic aromatic hydrocarbons by a generator column-on-line solid-phase extraction-liquid chromatographic method. *Chemosphere*, 2002, vol. 47 (9), pp. 933–945. DOI: 10.1016/s0045-6535(02)00069-3.
26. Zhuravleva N.V., Potokina R.R., Ismagilov Z.R., Khabibulina E.R. Determination of polycyclic aromatic hydrocarbons in coal by means of high-performance liquid chromatography. *Chemistry for Sustainable Development*, 2015, vol. 23, no. 2, pp. 117–123. (In Russ.) DOI: 10.15372/KhUR20150202.
27. Ismagilov Z.R., Zhuravleva N.V., Kerzhentsev M.A., Yashnik S.A., Matus E.V., Podyacheva O.Yu., Khairulin S.R., Shikina N.V., Ismagilov I.Z., Kozlov A.P., Smirnov V.G. Environmental issues in Kuznetsk coal basin. Scientific approaches and technologies to reduce environmental pollution. *Chemistry for Sustainable Development*, 2018, vol. 26, no. 3, pp. 221–239. DOI: 10.15372/CSD20180302.
28. Khaustov A.P., Redina M.M. Polycyclic aromatic hydrocarbons as a geochemical marker for oil pollution of the environment. *Exposition Oil Gas*, 2014, no. 4 (36), pp. 92–96. (In Russ.)

29. Khaustov A.P., Redina M.M. Geochemical markers based on concentration ratios of PAH in oils and oil-polluted areas. *Geochemistry International*, 2017, vol. 55, no. 1, pp. 98–107. DOI: 10.1134/S0016702916120041.
30. Khaustov A.P., Redina M.M. Polyarene analysis-based identification of natural and technogenic processes in underground hydrosphere. *Earth sciences and subsoil use*, 2021, vol. 44, no. 2 (75), pp. 167–173. (In Russ.) DOI: 10.21285/2686-9993-2021-44-2-167-173.
31. Khalikov I.S. Identification of natural objects contamination by polycyclic aromatic hydrocarbons with the use of molecular relations. *Ecological Chemistry*, 2018, vol. 27, no. 2, pp. 76–85. (In Russ.)
32. Yunker M.B., Macdonald R.W., Vingarzan R., Mitchell R.H., Goyette D., Sylvestre S. PAHs in the Fraser River basin: a critical appraisal of PAH ratios as indicators of PAH source and composition. *Organic Geochemistry*, 2002, vol. 33, pp. 489–515. DOI: 10.1016/S0146-6380(02)00002-5.
33. Chuikina D.I., Korol I.S., Mukhortina N.A., Kolubaeva Yu.V. Polyaromatic hydrocarbons of small reservoirs of the Tomsk region. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2024, vol. 335, no. 10, pp. 216–225. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2024/10/4497.
34. Volkova N.A., Ivanova I.S., Sokolov D.A., Kolubaeva Yu.V., Chuikina D.I. Concentrations and sources of polycyclic aromatic hydrocarbons in water and sediments of rivers of northern oil and gas producing territories of Western Siberia. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 334, no. 4, pp. 135–148. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2023/4/3924.

Information about the authors

Yuliya V. Kolubaeva, Cand. Sc., Researcher, Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics of Siberian Branch Russian Academy Sciences, Tomsk Branch, 4, Akademicheskoy avenue, Tomsk, 634055, Russian Federation; kolubaeva@inbox.ru; <https://orcid.org/0000-0001-7934-5172>

Natalia A. Mukhortina, Cand. Sc., Researcher, Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics of Siberian Branch Russian Academy Sciences, Tomsk Branch, 4, Akademicheskoy avenue, Tomsk, 634055, Russian Federation; volkovana@ipgg.sbras.ru; <https://orcid.org/0000-0003-2625-8985>

Irina S. Korol, Cand. Sc., Senior Researcher, Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics of Siberian Branch Russian Academy Sciences, Tomsk Branch, 4, Akademicheskoy avenue, Tomsk, 634055, Russian Federation; irinakorol@yandex.ru; <https://orcid.org/0000-0002-8022-9678>

Daria I. Chuikina, Cand. Sc., Senior Researcher, Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics of Siberian Branch Russian Academy Sciences, Tomsk Branch, 4, Akademicheskoy avenue, Tomsk, 634055, Russian Federation; dichuikina@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0002-5906-2148>

Rustam I. Timshanov, Cand. Sc., Head of the Department, Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics of Siberian Branch Russian Academy Sciences, West Siberian Branch, 74, Taimyrskaya street, Tyumen, 625026, Russian Federation; timshanovRI@ipgg.sbras.ru;

Received: 04.03.2025

Revised: 30.06.2025

Accepted: 16.09.2025