

ОСОБЕННОСТИ МИКРОБИОЛОГИЧЕСКОГО СОСТАВА ПРИРОДНЫХ ВОД РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НОВОСИБИРСКОЙ ОБЛАСТИ

Нина Григорьевна Наливайко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 634050, Россия, г. Томск, проспект Ленина, 30, к.г.-м.н., инженер, e-mail: unrc_voda@mail.ru

Ирина Алексеевна Гостева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 634050, Россия, г. Томск, проспект Ленина, 30, к.г.-м.н., заведующий лабораторией, e-mail: unrc_voda@mail.ru

Дмитрий Анатольевич Новиков

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга 3/6, к.г.-м.н., зав. лабораторией, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru; Новосибирский государственный университет, 630090, Россия, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2, доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа и кафедры общей и региональной геологии

Анатолий Витальевич Черных

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, 630090, Россия, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3/6, научный сотрудник, e-mail: ChernykhAV@ipgg.sbras.ru

Альбина Анатольевна Хващевская

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 634034, Россия, г. Томск, проспект Ленина, 2/5, к.г.-м.н., заведующий лабораторией, e-mail: hvashevskaya@tpu.ru

Светлана Александровна Павлова

АО «Новосибирскнефтегаз», Россия, 630004, г. Новосибирск, ул. Ленина, 21/1, к. 2, Главный специалист по геологии, e-mail: PavlovaSA@novng.ru

В работе представлены первые результаты по изучению микробиологического состава подземных вод разрабатываемых нефтяных месторождений Новосибирской области. В изученных водах установлены микроорганизмы, участвующие в круговороте азота, серы, железа и углерода. Продуктами жизнедеятельности нитрифицирующих, тионовых и сульфатвосстанавливающих бактерий являются азотная, серная кислота и сероводород. Совместная деятельность этих групп микроорганизмов создает опасность развития коррозионных процессов на нефтедобывающем оборудовании в больших масштабах.

Ключевые слова: гидрогеохимия, микробиология, разработка нефтяных месторождений, Западная Сибирь

FEATURES OF THE MICROBIOLOGICAL COMPOSITION OF NATURAL WATERS OF PRODUCED OIL FIELDS OF THE NOVOSIBIRSK REGION

Nina G. Nalivaiko

National Research Tomsk Polytechnic University, 634050, Russia, Tomsk, 30, Lenin Ave., Ph.D., engineer, e-mail: unpc_voda@mail.ru

Irina A. Gosteva

National Research Tomsk Polytechnic University, 634050, Russia, Tomsk, 30, Lenin Ave., Ph.D., head of the laboratory, e-mail: unpc_voda@mail.ru

Dmitry A. Novikov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3/6, Akademika Koptyuga Ave., PhD, head of the laboratory, e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru; Novosibirsk State University, 630090, Russia, Novosibirsk, Pirogova st. 2, associate professor.

Anatoliy V. Chernykh

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 630090, Russia, Novosibirsk, 3/6, Akademika Koptyuga Ave., Researcher, e-mail: ChernykhAV@ipgg.sbras.ru

Albina A. Khvashchevskaya

Tomsk Polytechnic University, 634034, Russia, Tomsk, Lenina St., 2/5, PhD, head of the laboratory, e-mail: hvashevskaya@tpu.ru

Svetlana A. Pavlova

JSC Novosibirskneftegaz, Russia, 630004, Novosibirsk, 21/1 (2), Lenina St., Chief Specialist in Geology, e-mail: PavlovaSA@novng.ru

The article presents the first results of the microbiological composition of groundwater in the developed oil fields of the Novosibirsk region. The studied waters contain microorganisms participating in the cycle of nitrogen, sulfur, iron and carbon. The waste products of nitrifying, thionic and sulfate-reducing bacteria are nitric, sulfuric acid and hydrogen sulfide. The joint activity of groups of microorganisms creates the danger of the development of corrosion processes on oil production equipment on a large scale.

Keywords: hydrogeochemistry, microbiology, development of oil fields, Western Siberia

Нефтяные месторождения являются уникальными подземными экосистемами. Важность их микробиологических исследований обуславливается ключевым значением нефти для экономики, для наработки технологий, позволяющих увеличить добычу нефти из уже эксплуатирующихся месторождений. Наиболее перспективными по увеличению нефтеотдачи пластов считаются биологические методы. Они основаны на способности микроорганизмов образовывать в процессе жизнедеятельности различные метаболиты, способствующие вытеснению нефти из вмещающих пород [1].

На ряду с этим микроорганизмы создают опасность развития коррозионных процессов в области контакта нефтедобывающего оборудования с водной средой и породой. В этой связи актуально изучение экологии, биоразнообразия и геохимической деятельности микроорганизмов в нефтеносных горизонтах для поиска

активных продуцентов нефтевытесняющих соединений и их коррозионную активность [2].

В настоящей работе представлены первые результаты изучения микробиологического состава природных вод разрабатываемых нефтяных месторождений Новосибирской области. Работы по изучению особенностей геохимии подземных вод различного изотопно-геохимического облика (41 проба) проводились в полевые сезоны 2018-2021 гг. Лабораторное изучение химического состава методами титриметрии, ионной хроматографии, масс-спектрометрии с индуктивно связанной плазмой проводилось в ПНИЛ гидрогеохимии ИШПР ТПУ. Микробиологический анализ (7 проб) производили после отбора проб без стадии хранения также в ПНИЛ гидрогеохимии ИШПР ТПУ. Для выявления микроорганизмов использовали жидкие и твердые селективные питательные среды. Методика определения и количественного учета бактерий исследуемых групп представлена в [3-4].

В настоящее время на территории Новосибирской области в разработке находятся три нефтяных месторождения: Верх-Тарское, Восточно-Тарское и Малоичское. На Верх-Тарском и Восточно-Тарском месторождениях (минерализация вод от 21,7 до 48,0 г/дм³) эксплуатируются залежи горизонта Ю₁ верхнеюрского возраста, а на Малоичском (минерализация вод от 58,0 до 71,1 г/дм³) – внутрипалеозойская залежь. Также на Верх-Тарском промысле в разработке находится залежь горизонта НГГЗК (по Е. Е. Даненбергу и А. Э. Конторовичу зона контакта отложений палеозоя и мезозоя или разновозрастный нефтегазоносный горизонт зоны контакта [5-6]).

Горизонт Ю₁ оксфордского регионального резервуара является основным продуктивным пластом и объектом разработки в исследуемом районе. Залежи разрабатываемых месторождений к настоящему времени практически полностью разбурены сеткой эксплуатационных скважин. Так, общий фонд скважин залежи пластов Ю₁¹ и Ю₁² Верх-Тарского нефтяного месторождения по состоянию на январь 2019 г. составляет 175 единиц, из них 134 действующих [7]. По состоянию на 01.01.2018 г. ее запасы нефти составляют: по категориям А+В1 (геологические/извлекаемые) – 39,980/10,898 млн. т, по категории В2 – 1,180/0,489 млн. т [8]. Последние результаты детальных геотермических, гидродинамических и гидрогеохимических исследований нефтегазоносных отложений изучаемого региона отражены в работах [9-13]. При этом отметим, что пластовые воды разрабатываемых нефтяных залежей относятся к нейтральным с величиной рН изменяющейся в интервале от 6,9 до 7,4; характеризуются Cl-Na составом с величиной общей минерализации от 21,7 до 71,1 г/дм³ и содержанием (мг/дм³): Si (13,0-22,4), NH₄ (29,8-86,0), I (5,7-14,0), Br (53,4-178,0), B (11,3-22,4) и Sr (153,9-396,4) [14].

В рамках настоящей работы рассмотрены бактерии, характерные для подземных природных вод. Они все осуществляют круговорот различных элементов – азота, железа, серы. Являясь непременным компонентом природных вод, бактерии формируют и изменяют химический и газовый состав вод. [15].

Комплекс изученных микроорганизмов включает автотрофные и гетеротрофные бактерии (табл. 1). Первые для процессов своей жизнедеятельности используют минеральное вещество - углекислый газ, образуя из него органическое вещество, идущее на построение органелл клеток и получение энергии. Вторые для процессов метаболизма (жизнедеятельности) потребляют готовое органическое вещество, присутствующее в воде, которое представлено большим разнообразием – нефтепродукты, нефть, целлюлоза, аминокислоты, жирные кислоты, карбоновые кислоты и пр. [16].

Гетеротрофы и автотрофы могут осуществлять процесс метаболизма, как в присутствии кислорода, так и в его отсутствии, соответственно разделяясь на аэробы и анаэробы. Каждая из представленных групп организмов выполняет свою функцию в местах их обитания в зависимости от физиологических потребностей. Микроорганизмы в окружающей среде осуществляют свои жизненные процессы в сообществах, формируя биоценозы, различной сложности. Поэтому при выполнении исследований состава вод и условий их формирования, оценки экологического состояния природных объектов, выявления коррозионных процессов и прочих задач необходимо изучение как можно более широкого комплекса микроорганизмов. Одной из важных групп микроорганизмов, изученных в данных водах, являются *сапрофиты*. Для процессов своей жизнедеятельности они используют преимущественно белковую органику. Являясь копиотрофами, они обитают в местах с большим количеством органического вещества. Конечным продуктом их метаболизма являются различные органические кислоты, а также аммиак, углекислота и др. [1]. Кроме того, они являются основными участниками процессов самоочищения водных экосистем [16].

В исследуемых водах *сапрофиты* пользуются повсеместным распространением. Их количество колеблется от 270 до 11500 КОЕ/мл. Наибольшая численность бактерий данной группы отмечена для Малоичского нефтяного месторождения в водах водозаборной скважины 94/4. В тоже время в водах водозаборной скважины №3 Верх-Тарского месторождения количество сапрофитов в 40 раз меньше, а в скв. 1В Восточно-Тарского нефтяного месторождения они практически отсутствуют. Различие в количестве бактерий этой группы определяется условиями среды их обитания – температура, рН, соленость, окислительно-восстановительный потенциал, наличие органического вещества. Весьма значительна роль сапрофитов в качестве индикаторов экологического состояния водных объектов. Учитывая классификацию вод по количеству сапрофитов [2] можно оценить наличие загрязнения и его степень. Так в водах скважины 94/4 Малоичского месторождения обнаружено более 11 тысяч клеток в 1 мл воды сапрофитных бактерий, соответственно, воды этой скважины характеризуется как «очень грязные». В тоже время в водах скважины №3 Верх-Тарского месторождения количество сапрофитов в 1000 раз меньше и воды можно отнести к категории «чистые».

Таблица 1

Характеристика микробиологического состава вод нефтяных месторождений
Новосибирской области (2021 г.)

№ п/п	Место отбора	Количество микроорганизмов, КОЕ/мл										
		Гетеротрофные группы бактерий									Автотрофные группы бактерий	
		Аэробные							Анаэробные	Аэробные		
		Сапрофиты (ОМЧ)	Олиготрофы	ИО	Аммонифицирующие*	Денитрифицирующие*	ЖБ		Нефтеокисляющие	СВБ (баллы)	Тионовые*	Нитрифицирующие
Жидкая среда	Агар											
Верх-Тарское нефтяное месторождение												
1	Подготоварная вода, центральный пункт сбора нефти, на насосе	360	70	0,2	102	10 ²	101	0	0	10 ¹ (9)	0	105
2	Скв. №327	670	70	0,1	10 ⁰	10 ⁰	100	0	2400	10 ³ (6)	0	101
3	Водозабор, скв. №3	270	270	1	0	10 ³	103	160	1100	10 ¹ (5)	10 ⁵	105
Восточно-Тарское нефтяное месторождение												
4	Водозабор, скв. №1В	20*	0	-*	0	10 ⁰	105	0	730	0 (0)	0	105
Малоичское нефтяное месторождение												
5	Скв. №115, на водоводе	1700	30	0,02	100	10 ⁰	0	0	0	10 ⁴ (5)	10 ¹	102
6	Установка подготовки нефти, на насосе	680	0	-	100	102	100	0	110	10 ⁰ (15)	10 ⁴	105
7	Водозабор, скв. №94/4	11500	5900	0,51	10 ²	103	104	130	3000	10 ⁴ (8)	10 ³	105

ИО - Индекс олиготрофности; ЖБ – железобактерии; СВБ – сульфатовосстанавливающие бактерии

* - При обнаружении карликовых форм колоний и размере клеток менее 0,001 мм подсчет микроорганизмов не проводится.

Олиготрофы традиционно считаются автохтонной микрофлорой природных вод. По количественному соотношению олиготрофов и сапрофитов судят о наличии процессов самоочищения в водном объекте. Это соотношение представляет «индекс олиготрофности» (ИО). Процессы самоочищения осуществляются, если олиготрофы численно преобладают над сапрофитами, т.е. ИО больше, или равен единице [2]. Если индекс <1 , то процесс самоочищения отсутствует и происходит загрязнение вод органическим веществом. В водах изученных месторождений олиготрофные бактерии были обнаружены в 5 объектах, но только в одном из них (водозаборная скважина №3) происходят процессы самоочищения (ИО = 1). Вместе с тем олиготрофы выступают как показатель степени минерализации органического вещества [16].

Аммонифицирующие бактерии по типу питания являются гетеротрофами. Они осуществляют процессы разложения белка и других органических соединений азота с образованием аммиака. Большинство аммонификаторов – политрофы, которые могут использовать огромное количество самых разнообразных органических соединений, в том числе сахаров, органических кислот и др. Процесс аммонификации может происходить как в аэробных, так и анаэробных условиях. Форм, приспособленных к использованию только белков, немного. Процесс разложения весьма сложный, многоступенчатый, приводит сначала к образованию аминокислот. Последние в аэробных условиях могут быть полностью разрушены до CO_2 , H_2O и NH_3 , а в анаэробных разрушаются частично. Продуктом, во всех случаях присутствующим, является NH_3 . В водах изучаемых месторождений аммонифицирующие микроорганизмы обнаружены в 5 объектах из 7 в незначительном количестве – от 1 до 100 кл/мл. Присутствие аммонифицирующих бактерий в водах месторождений имеет большое практическое значение для повышения нефтеотдачи пластов [17].

В изучаемых месторождениях повсеместно, кроме Верх-Тарского, присутствуют *денитрифицирующие бактерии*. Они являются гетеротрофами и факультативными анаэробами. В качестве органического вещества используют большой набор органических веществ. В процессе своей жизнедеятельности они восстанавливают нитраты до свободного азота, причём источником энергии являются органические соединения нефти. Интенсивное развитие денитрификаторов приводит к адсорбции их биомассы в поровом пространстве коллектора, в результате чего снижается приёмистость, пористость, ухудшается профиль приёмистости скважин. В целом, количество этих бактерий на данном этапе эксплуатации незначительно и составляет от 1 до 1000 кл/мл [18].

Гетеротрофные железобактерии в исследуемых водах присутствуют в небольшом количестве от единиц до нескольких тысяч в 1мл воды. Максимальное количество их обнаружено в скв. 1В Восточно-Тарского месторождения – 100000 кл/мл. Следует заметить, что наибольшее содержание желе-

зобактерий наблюдается в водах водозаборных скважин Верх-Тарского и Малоичского нефтяных месторождений. Железобактерии поглощают железо в ионном состоянии и выделяют его в виде нерастворимого соединения в окружающую среду. Неравномерное отложение этих соединений приводит к тому, что значения их потенциалов становятся неодинаковыми. Так возникает электрохимическая гетерогенность поверхности, которая инициирует, а затем и усиливает коррозию. Железобактерии развиваются в интервале рН от 4 до 10. Колонии хорошо фиксируются визуально по их охристому цвету [19].

Нефтеокисляющие микроорганизмы, учитывая их территориальную принадлежность к нефтяным месторождениям, могут рассматриваться в качестве аборигенной микрофлоры [16]. С этой позиции их количество в воде изученных скважин весьма незначительное, за исключением скважины 94/4 Малоичского месторождения. Такая ситуация может быть обусловлена отсутствием доступных источников питания углеводородного характера, в том числе и нефти, скорее всего загрязнение нефтепродуктами отсутствует. В водах изучаемых месторождений нефтеокисляющие бактерии были обнаружены в 5 объектах из 7 в количестве от 110 до 3000 кл/мл. Микроорганизмы этой группы выявляли посевом вод скважин на нефтяной агар. Инкубировали посеvy при 22°C в течение двух недель и затем подсчитывали число выросших колоний, обращая внимание на их морфологию. При относительно высокой численности на нефтяном агаре преобладали мелкие 1.5-2 мм в диаметре выпуклые колонии бежевого цвета с фестончатым краем. На втором плане по численности были такие же по размеру белые, гладкие, выпуклые колонии с ровным краем. В глубине агара просматривались карликовые колонии олиготрофных бактерий. В соответствии с методикой их не подсчитывали. Такой пейзаж был характерен для воды всех изучаемых скважин. Размеры колоний свидетельствуют о недостатке подходящего органического питания.

Еще одна из важных групп гетеротрофов, обнаруженных в данных водах являются *сульфатвосстанавливающие бактерии* (СВБ) [3]. Их жизнедеятельность оказывает большое влияние на химический состав подземных вод и тесно связана с наличием органического вещества и сульфатов. Источниками органики для этой группы может служить значительный круг веществ, в том числе и дериваты нефти. В присутствии СВБ в подземных водах протекают инициированные ими сопряженные окислительно - восстановительные процессы, сопровождающиеся окислением органического вещества и восстановлением сульфатов. При этом сульфаты могут быть восстановлены до сульфидов или свободного сероводорода. Сероводород, являясь сильным восстановителем, способствует созданию среды с высокой коррозионной активностью. По этой причине деятельности СВБ в нефтяном пласте придается большое значение. Размножение этих бактерий в определяющей степени зависит от условий окружающей среды: величины окислительно - восстановительного потенциала, температуры, органического вещества. Кислород для них губителен [20]. Изученные месторождения отличаются по количеству и активности сульфатвосстанавливающих бактерий. Так, в водах водозаборной скважины 94/4 и скважине 115 на водоводе Малоичского

месторождения наблюдалась самая высокая численность сульфатвосстанавливающих бактерий, но самая низкая их активность. В то же время в воде установки подготовки нефти на насосе того же месторождения содержатся единичные клетки, но с максимальной активностью – 15 баллов. В водах Верх-Тарского месторождения количество бактерий на порядок ниже чем в предыдущем случае при сравнительно одинаковой их активности. Неприятностей, связанных с деятельностью сульфатвосстанавливающих бактерий, при такой ситуации следует ожидать на Малоичском месторождении. Это будет связано с загрязнением пластовых вод сероводородом.

Нельзя забывать о коррозионной активности этих бактерий. Их количество невелико, но их свойства позволяют им обозначать свою роль в пространстве за счет создания анаэробных условий и сероводорода. Эти бактерии весьма приспособляемы, проявляют устойчивость к бактерицидам. Присутствие в воде даже нескольких десятков клеток могут за короткий промежуток времени превратиться в сотни тысяч. Одним из опасных свойств сульфатвосстанавливающих бактерий является их феноменальная способность к образованию биопленок. Во избежание такой ситуации необходимо постоянное наблюдение, как за количеством сульфатвосстанавливающих бактерий, так и их активностью.

Еще одним участником круговорота серы являются *тионовые бактерии* (ТБ). Они являются автотрофами, использующие углекислый газ для реконструкции своих клеток. К тому же ТБ еще и аэробы, окисляющие серу до серной кислоты, формируя тем самым кислую агрессивную среду. Они обнаружены во всех точках наблюдения только в водах Малоичского нефтяного месторождения в количестве от 10 до 10000 кл на мл, а также в водах водозаборной скважины Верх-Тарского месторождения и достигли 100000 кл/мл. Их деятельность локализуется в водах водозаборных скважин, т.к. там имеется достаточное количество кислорода для их развития и есть вероятность зарождения очагов коррозии [4].

Повсеместно в изучаемых водах были обнаружены *нитрифицирующие бактерии*. Причем их количество наиболее высокое по сравнению с бактериями других изученных групп, достигающее 100000 кл/мл. Жизнедеятельность данной группы создает условия для накопления азотной кислоты и резкого снижения величины рН вод. Это происходит в процессе превращения аммиака в нитраты. Данный момент весьма существенен, так как вода приобретает коррозионную способность, обусловленную микроорганизмами [4].

Микробное население подземных вод нефтяных месторождений играет важную роль в значительной степени определяя качество вод и усиливая процессы коррозии. Эти процессы усиливаются под влиянием техногенной нагрузки, глубины залегания подземных вод, изменении их химического состава, температуры и других факторов. Изучение микробиоты подземных вод месторождения важно и с позиции их как биодеструкторов, деятельность которых может на десятки лет сокращать расчетные сроки жизни подземных сооружений и конструкций [21] При этом затраты на поддержание и ремонт подобных сооружений крайне велики. На сегодняшний день биокоррозия считается ключевым процессом в разрушении сооружений и конструкций, находящихся в подземном

пространстве [21]. Для предупреждения развития коррозионных процессов важно оценить степень их опасности. В результате многолетних наблюдений установлено, что микроорганизмы в количестве 10^2 кл/мл могут спланиваться и образовывать бактериальные сообщества, которые проявляются в виде пленки или осадка, или хлопьев на стенках сосудов. Это сообщество способно противостоять значительным внешним физическим воздействиям. По этой причине возрастает опасность развития коррозионных процессов в области контакта вод с различными поверхностями. На основе практических данных по распространенности и активности бактерий выделены критерии оценки развития коррозионной опасности (впервые Наливайко Н.Г., Хвощевская А.А.), представленные в табл. 2.

Таблица 2

Критерии коррозионной опасности по содержанию микроорганизмов в природных подземных водах

Количество микроорганизмов, кл/мл	Степень коррозионной опасности водной среды
0 – 10^1	Опасность отсутствует
10^1 – 10^2	Начальные признаки опасности
10^3 – 10^4	Опасная
10^5 и более	Очень опасная

Учитывая данные критерии и проведя ранжирование вод изученных месторождений по степени коррозионной опасности водной среды и возможности развития в них этих процессов установили, что из всех исследованных групп микроорганизмов наибольшая опасность исходит от деятельности нитрифицирующих бактерий и это характерно для вод всех скважин.

Таким образом, исходя из полученных результатов, можно сделать следующие выводы. В исследуемых водах всех месторождений наблюдается присутствие микроорганизмов, участвующих в круговороте азота, серы, железа и углерода. Их жизнедеятельность указывает на вероятность развития коррозионных процессов в водопроводящих системах. Негативные действия могут проявляться в виде появления на металлическом оборудовании ржавых участков и каверн, образованием в водопроводящих системах биопленок, затрудняющих скорость движения воды, что приводит к ухудшению качества воды (появление неприятного запаха, привкуса, увеличение мутности), изменению ее химического состава и выходу из строя оборудования.

Отмеченные особенности указывают на необходимость мониторинга за микробиологическим и химическим составом вод данных месторождений.

Исследование выполнено при финансовой поддержке проекта ФНИ № 0331-2019-0025, РФФИ и Правительства Новосибирской области в рамках гранта № 19-45-540006 и Государственного Задания РФ «Наука» в рамках проекта № FSWW-0022-2020.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Иванов М.В, Горленко В.М. Изучение микробиологического образования H₂S в месторождениях с применением S3504- // Микробиология. – 1966. – Т.35. – №1. – С. 146-149.
2. Иванов М.В, Беляев С.С., Лауринавичус К.С., Образцова А.Я., Горлатов С.Р. Распространение и геохимическая деятельность микроорганизмов в заводняемом нефтяном месторождении // Микробиология. – 1982. – Т.51. – Вып.2. – С. 336-341.
3. Розанова Е.П., Назина Т.Н. Современные представления о сульфатовосстанавливающих бактериях // Хемосинтез. – М.: «Наука», 1989. – С.199-227.
4. Крамаренко Л.Е. Геохимическое и поисковое значение микроорганизмов подземных вод. – Ленинград: «Недра», 1983. – 179 с.
5. Биджаков В.И., Даненберг Е.Е., Иванов И.А., Тищенко Г.И. Нефтегазоносность верхней части палеозоя юго-востока Западно-Сибирской плиты // Нефтегазоносность Сибири и Дальнего Востока. – Новосибирск: СО РАН, 1981. – С. 116-121.
6. Конторович А.Э., Иванов И.А., Ковешников А.Е., Краснов В.И., Перозио Г.Н. Геологические условия нефтегазоносности верхней части палеозойского разреза Западной Сибири (на примере Межовского срединного массива) // Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа. – Новосибирск: СО РАН, 1991. – С. 152-171.
7. Novikov D.A., Pavlova S.A., Yu Kuznetsov D., Ryzhkova S.V., Chernikov A.A. Contemporary development state of reservoir Yu1, the Verkh-Tarskoe oilfield (south of Western Siberia) // Journal of Physics: Conference Series. – 2020. – V. 1451(1). – № 012008.
8. Месторождения (разрабатываемые) [Электронный ресурс]. URL: <https://www.novng.ru/production/deposits/> (дата обращения 10.08.2020).
9. Новиков Д.А., Рыжкова С.В., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В. О геотермической зональности нефтегазоносных отложений северо-западных районов Новосибирской области // Известия Вузов. Нефть и газ. – 2018. – № 5. – С. 69–76.
10. Новиков Д.А., Рыжкова С.В., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В., Сесь К.В., Ефимцев Н.А., Шохин А.Е. Нефтегазовая гидрогеохимия доюрских комплексов южных районов Обь-Иртышского междуречья // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 12. – С. 39–54.
11. Новиков Д.А., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В., Рыжкова С.В. Гидродинамические особенности нефтегазоносных отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья // Георесурсы. – 2019. – Т. 21. – № 4. – С. 85–94.
12. Новиков Д.А., Шохин А.Е., Черников А.А., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В. Геохимия водорастворенных газов нефтегазоносных отложений южных районов Обь-Иртышского междуречья // Известия Вузов. Нефть и газ. – 2019. – № 4 (136). – С. 70–81.
13. Садыкова Я.В., Фомин М.А., Рыжкова С.В., Новиков Д.А., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В. Прогноз нефтегазоносности юрских и палеозойских отложений южных районов Западно-Сибирского бассейна // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 9. – С. 114–127.
14. Новиков Д.А., Пыряев А.Н., Черных А.В., Дульцев Ф.Ф., Рыжкова С.В. Первые данные по изотопному составу пластовых вод разрабатываемых нефтяных месторождений Новосибирской области // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 2. – С. 59-72.
15. Шварцев С.Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза. 2-е изд., исправл. и доп. – М.: Недра, 1998. – 366 с.
16. Розанова Е.П. Кузнецов С.И. Микрофлора нефтяных месторождений. – М.: Наука, 1974. – 198 с.
17. Беляев С.С., Иванов В.М. Современная геохимическая деятельность микроорганизмов в разрабатываемом нефтяном месторождении и возможность ее регуляции // Геохимия. – 1990. – №11. – С. 1618-1625.

18. Назина Т.Н. Анаэробная микрофлора терригенных нефтяных пластов. // Дис. к.б.н. – М. 1983. – 202 с.
19. Назина Т.Н., Иванова А.Е., Голубева О.В., Иббатулин Р.Р., Беляев С.С., Иванов М.В. Распространение сульфат- и железоредуцирующих бактерий в пластовых водах Ромашкинского месторождения // Микробиология. – 1995. – Т.64. – №5. – Вып. 2. – С 245-251.
20. Заварзин Г.А. Литотрофные микроорганизмы. М.: Наука, 1972. 323 с.
21. Дашко Р.Э., Власов Д.Ю., Шидловская А.В. Геотехника и подземная микробиота: Институт «ПИ Геореконструкция» - СПб, 2014. – 279 с.

REFERENCES

1. Ivanov M.V, Gorlenko V.M. Izuchenie mikrobiologicheskogo obrazovaniya H₂S v mestorozhdeniyah s primeneniem S3504- // Mikrobiologiya. – 1966. – Т.35. – №1. – S. 146-149.
2. Ivanov M.V, Belyaev S.S., Laurinavichus K.S., Obrazcova A.YA., Gorlatov S.R. Rasprostranenie i geohimicheskaya deyatelnost' mikroorganizmov v zavodnyayem neftyanom mestorozhdenii // Mikrobiologiya. – 1982. – Т.51. – Вып. 2. – S. 336-341.
3. Rozanova E.P., Nazina T.N. Sovremennye predstavleniya o sul'fatvosstanavlivayushchih bakteriyah // Hemosintez. – М.: «Наука», 1989. – S.199-227.
4. Kramarenko L.E. Geohimicheskoe i poiskovoe znachenie mikroorganizmov podzemnyh vod. – Leningrad: «Nedra», 1983. – 179 s.
5. Bidzhakov V.I., Danenberg E.E., Ivanov I.A., Tishchenko G.I. Neftegazonosnost' verhney chasti paleozoya yugo-vostoka Zapadno-Sibirskoy plity // Neftegazonosnost' Sibiri i Dal'nego Vostoka. – Novosibirsk: SO RAN, 1981. – S. 116-121.
6. Kontorovich A.E., Ivanov I.A., Koveshnikov A.E., Krasnov V.I., Perozio G.N. Geologicheskie usloviya neftegazonosnosti verhney chasti paleozojskogo razreza Zapadnoj Sibiri (na primere Mezhevskogo sredinnogo massiva) // Teoreticheskie i regional'nye problemy geologii nefti i gaza. – Novosibirsk: SO RAN, 1991. – S. 152-171.
7. Novikov D.A., Pavlova S.A., Yu Kuznetsov D., Ryzhkova S.V., Chernikov A.A. Contemporary development state of reservoir Yu1, the Verkh-Tarskoe oilfield (south of Western Siberia) // Journal of Physics: Conference Series. – 2020. – V. 1451(1). – № 012008.
8. Mestorozhdeniya (razrabatyvaemye) [Elektronnyj resurs]. URL: <https://www.novng.ru/production/deposits/> (data obrashcheniya 10.08.2020).
9. Novikov D.A., Ryzhkova S.V., Dul'cev F.F., CHernyh A.V. O geotermicheskoy zonal'nosti neftegazonosnyh otlozhenij severo-zapadnyh rajonov Novosibirskoy oblasti // Izvestiya Vuzov. Neft' i gaz. – 2018. – № 5. – S. 69–76.
10. Novikov D.A., Ryzhkova S.V., Dul'cev F.F., CHernyh A.V., Ses' K.V., Efimcev N.A., SHohin A.E. Neftegazovaya gidrogeohimiya doyrskih kompleksov yuzhnyh rajonov Ob'-Irtyskского mezhdurech'ya // Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov. – 2018. – Т. 329. – № 12. – S. 39–54.
11. Novikov D.A., Dul'cev F.F., CHernyh A.V., Ryzhkova S.V. Gidrodinamicheskie osobennosti neftegazonosnyh otlozhenij yuzhnyh rajonov Ob'-Irtyskского mezhdurech'ya // Georesursy. – 2019. – Т. 21. – № 4. – S. 85–94.
12. Novikov D.A., SHohin A.E., CHernikov A.A., Dul'cev F.F., CHernyh A.V. Geohimiya vodorastvorennyh gazov neftegazonosnyh otlozhenij yuzhnyh rajonov Ob'-Irtyskского mezhdurech'ya // Izvestiya Vuzov. Neft' i gaz. – 2019. – № 4 (136). – S. 70–81.
13. Sadykova YA.V., Fomin M.A., Ryzhkova S.V., Novikov D.A., Dul'cev F.F., CHernyh A.V. Prognoz neftegazonosnosti yurskih i paleozojskih otlozhenij yuzhnyh rajonov Zapadno-Sibirskogo bassejna // Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov. – 2019. – Т. 330. – № 9. – S. 114–127.
14. Novikov D.A., Pyryaev A.N., CHernyh A.V., Dul'cev F.F., Ryzhkova S.V. Pervye dannye po izotopnomu sostavu plastovyh vod razrabatyvaemyh neftyanyh mestorozhdenij Novosibirskoy ob-

- lasti // Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov. – 2021. – T. 332. – № 2. – S. 59-72.
15. SHvarcev S.L. Hidrogeohimiya zony gipergeneza. 2-e izd., ispravl. i dop. – M.: Nedra, 1998. – 366 s.
16. Rozanova E.P. Kuznecov S.I. Mikroflora neftyanyh mestorozhdenij. – M.: Nauka, 1974. – 198 s.
17. Belyaev S.S., Ivanov V.M. Sovremennaya geohimicheskaya deyatel'nost' mikroorganizmov v razrabatyvaemom neftyanom mestorozhdenii i vozmozhnost' ee regulyacii // Geohimiya. – 1990. – №11. – S. 1618-1625.
18. Nazina T.N. Anaerobnaya mikroflora terrigennyh neftyanyh plastov // Dis. k.b.n. – M., 1983. – 202 s.
19. Nazina T.N., Ivanova A.E., Golubeva O.V., Ibbatulin R.R., Belyaev S.S., Ivanov M.V. Rasprostranenie sul'fat- i zhelezoreduciruyushchih bakterij v plastovyh vodah Romashkinskogo mestorozhdeniya // Mikrobiologiya. – 1995. – T.64. – №5. – Vyp. 2. – S 245-251.
20. Zavarzin G.A. Litotrofnye mikroorganizmy. – M.: Nauka, 1972. – 323 s.
21. Dashko R.E., Vlasov D.YU., Shidlovskaya A.V. Geotekhnika i podzemnaya mikrobiota: Institut «PI Georekonstruktsiya» - SPB, 2014. – 279 s.

© Н. Г. Наливайко, И. А. Гостева, Д. А. Новиков,
А. В. Черных, А. А. Хващевская, С. А. Павлова, 2021