

*Д. А. Новиков<sup>1,2\*</sup>, В. А. Каширцев<sup>1</sup>, Е. В. Борисов<sup>1</sup>, И. И. Юрчик<sup>1,2</sup>, А. В. Черных<sup>1,2</sup>,  
С. В. Рыжкова<sup>1</sup>, Л. Г. Вакуленко<sup>1,2</sup>, Ф. Ф. Дульцев<sup>1,2</sup>, П. А. Ян<sup>1</sup>*

## **Гидрогеохимические особенности нефтегазоносных бассейнов Арктики в связи с оценкой ресурсной базы гидроминерального сырья**

<sup>1</sup>Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН, г. Новосибирск, Российская Федерация

<sup>2</sup>Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Российская Федерация

\* e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

**Аннотация.** Анализ опубликованных данных по гидрогеохимии нефтегазоносных бассейнов Арктики показал, что они заключают в себе различные по составу и генезису воды: от пресных до сверхкрепких рассолов, что ранее ускользало от взгляда исследователей. Нефтегазоносные бассейны Арктики представляют большой интерес, как регион с огромными потенциальными ресурсами гидроминерального сырья. Их уникальность заключается в том, что водоносные комплексы с наличием подземных вод с промышленными концентрациями лития, рубидия, стронция, йода, брома и бора охватывает стратиграфический диапазон от древних докембрийских отложений до четвертичных. Распределение содержаний промышленных микрокомпонентов в водах носит сложный характер, поскольку величина их общей минерализации изменяется от солоноватых до сверхкрепких рассолов. Содержания достигают (мг/дм<sup>3</sup>): лития до 550; рубидия до 65; стронция до 7000; йода до 90; брома до 9000 и бора до 220. Среди изученных структур Арктики в наибольшей степени обогащены промышленными микрокомпонентами рассолы Тунгусского, Суханского нефтегазоносных бассейнов и южного склона Анабарского щита.

**Ключевые слова:** гидрогеохимия, гидроминеральное сырье, нефтегазоносные бассейны, степень метаморфизации (катагенетических изменений), Арктика

*D. A. Novikov<sup>1,2\*</sup>, V. A. Kashirtsev<sup>1</sup>, E. V. Borisov<sup>1</sup>, I. I. Yurchik<sup>1,2</sup>, A. V. Chernykh<sup>1,2</sup>,  
S. V. Ryzhkova<sup>1</sup>, L. G. Vakulenko<sup>1,2</sup>, F. F. Dultsev<sup>1,2</sup>, P. A. Yan<sup>1,2</sup>*

## **Hydrogeochemical features of the Arctic oil and gas bearing basins in relation to appraisal of the hydromineral resource base**

<sup>1</sup>Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russian Federation

<sup>2</sup>Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russian Federation

\* e-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru

**Abstract.** Analysis of the data published on the geochemistry of Arctic oil and gas bearing basins shows that they enclose waters differing from each other in composition and origin: from fresh groundwaters to extra-strong brines, which previously escaped researchers' notice. Oil and gas bearing basins in the Arctic deserve substantial attention because this is the region with vast potential hydromineral resources. Their uniqueness is provided by the fact that aquifer systems with groundwaters containing commercial concentrations of lithium, rubidium, strontium, iodine, bromine, and boron embrace the stratigraphic range from ancient Precambrian to Quaternary sediments. The trace components of industrial significance are distributed in the waters in a complex manner, as the content

of total dissolved solids varies from brackish water to extra-strong brines. The concentrations of elements reach (mg/dm<sup>3</sup>): lithium up to 550, rubidium up to 65, strontium up to 7000, iodine up to 90, bromine up to 9000, and boron up to 220. Among the studied structures in the Arctic, the brines most enriched with trace components are those from the Tungus, Sukhan oil and gas bearing basins, and the southern slope of the Anabar shield.

**Keywords:** hydrogeochemistry, hydromineral resources, oil and gas bearing basins, degree of metamorphism (catagenetic alteration), the Arctic

### *Введение*

Актуальная задача настоящего времени для России - расширение границ использования минеральных ресурсов как путем повышения полноты и комплексности их извлечения из недр, так и за счет освоения нетрадиционных видов полезных ископаемых. Современные технологии позволяют извлекать из подземных вод и рассолов серу, соду, медь, цинк, некоторые урановые соли, значительную часть лития, борной кислоты и глауберовой соли, иногда извлекаются магний, вольфрам, уран, радий. В ряде стран (США, Японии, Италии, ФРГ и др.) достигнуты определенные успехи в использовании гидроминерального сырья, добыча редких элементов и минеральных солей. Пока удерживает первое место в мире по производству из гидроминерального сырья: США – лития (около 16 тыс. т/год карбоната), брома (до 190 тыс. т/год), оксида магния (до 750 тыс. т/год), поваренной соли (около 16 000 тыс. т/год); Япония – йода (до 7,5 тыс. т/год); Италия – боратов (около 35 тыс. т/год) и т.д.

Осадочные бассейны Арктики представляют огромный интерес – как регион с уникальными потенциальными ресурсами гидроминерального сырья. Степень гидрогеологической изученности и освещенности гидрогеохимическими данными в научной литературе нефтегазоносных бассейнов (НГБ) Арктики сильно различается. Оказалось, что наиболее изучены российские арктические бассейны: Западно-Сибирский, Енисей-Хатангский, Тимано-Печорский, Тунгусский, Лено-Анабарский и Суханский. Среди зарубежных бассейнов следует упомянуть – Бофорт-Маккензи и Свердруп. К сожалению, в научной литературе отсутствуют гидрогеохимические материалы по Западно-, Восточно-Гренландскому и Баренцевоморскому нефтегазоносным бассейнам.

Гидрогеологическое строение нефтегазоносных бассейнов Арктики весьма сложное. На их гидрогеохимию оказывают влияние шесть ключевых факторов: 1) время осадочного выполнения бассейна, определяющее стадию взаимодействия в системе вода – порода – газ – органическое вещество; 2) наличие эвапоритов, к которым приурочены рассолы разной степени катагенетических изменений; 3) процессы магматизма и сопряженная с ними гидротермальная деятельность, оказывающие влияние на осадочные породы и заключенные в них воды; 4) гидродинамический и геотермический режимы недр, контролирующее протекание элизионных процессов и геохимию поровых вод; 5) процессы преобразования органического вещества, нефтегазообразования, миграции, аккумуляции и дегградации залежей УВ; 6) наличие в разрезе многолетнемерзлых пород (ММП).

Независимо от того, как произошло зарождение гидросферы на Земле, возникшая вода включилась в разнообразные круговороты, которые привели к формированию разных генетических типов подземных вод, некоторые из которых сопровождают процессы нефтегазообразования в осадочных бассейнах. К таким можно отнести седиментогенные, конденсатогенные и литогенные воды. Обобщения имеющихся фактических материалов по гидрогеохимии нефтегазоносных бассейнов Арктики ранее никогда не проводилось. Поэтому в настоящей работе сделана первая попытка представления этих данных на единой методической основе.

### *Методы и материалы*

В пределах арктического сегмента Земли выявлено 18 нефтегазоносных бассейнов, которые содержат или могут быть перспективными для поисков гидроминерального сырья (рис. 1.). Помимо нефтегазоносных бассейнов в пределах изучаемого региона установлено три континентальных щита: Канадский, Фенноскандинавский и Анабарский. Их гидрогеологическая и гидрогеохимическая характеристика приводится в настоящей работе для создания единой систематики геохимических типов подземных вод Арктики. Гидрогеохимические материалы, послужившие основой для настоящей работы, были получены за длительный период времени. Электронная база данных включает результаты изучения более 4000 скважин, основные публикации где рассмотрен этот материал сведены в таблице 1.

Выделение химических типов подземных вод было проведено по классификации С.А. Щукарева, предложенной в 1934 году и основанной на формуле М.Г. Курлова. Из шести главных ионов, группируя их по два, три, четыре, пять и шесть, С.А. Щукарев получил 49 возможных классов природных вод [29]. Расчет отношений  $rNa/rCl$ ,  $Cl/Br$ ,  $Ca/Cl$ ,  $r(HCO_3+CO_3)/r(Ca+Mg)$ ,  $B/Br$ ,  $Br/Cl \cdot 10^{-3}$ ,  $Sr/Cl \cdot 10^{-3}$  и других позволил выявить особенности генезиса подземных вод. Степень метаморфизации (катагенетических изменений) подземных вод определялась по отношениям  $Ca/Cl$ ,  $Br/Cl \cdot 10^{-3}$ ,  $Sr/Cl \cdot 10^{-3}$ , поскольку эти процессы наиболее ярко проявляются в увеличении содержаний  $Ca$ ,  $Sr$  и  $Br$  за счет взаимодействия с вмещающими горными породами после их захоронения. При описании геохимических особенностей рассолов были также использованы коэффициенты  $rNa/rCl$  и  $Cl/Br$ .

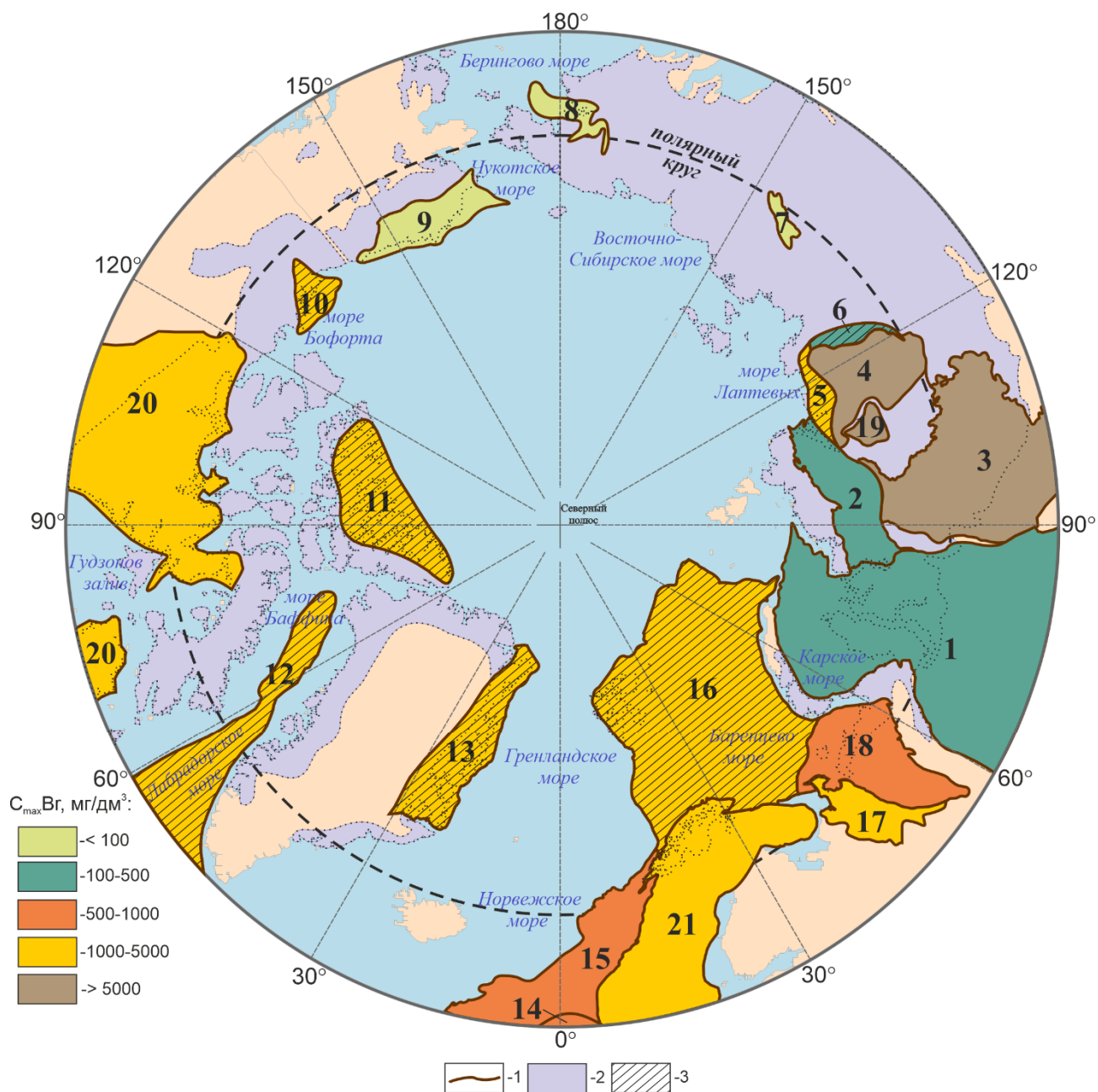


Рис. 1. Местоположение нефтегазоносных бассейнов Арктики (по [50, 53, 54]) и распределение в подземных водах брома (согласно работам в табл. 1). 1 – границы: бассейнов: 1 – Западно-Сибирский, 2 – Енисей-Хатангский, 3 – Тунгусский, 4 – Суханский, 5 – Лено-Анабарский, 6 – Предверхоанский, 7 – Индигиро-Зырянский, 8 – Анадырский, 9 – Северо-Аляскинский, 10 – Бофорт-Маккензи, 11 – Свердруп, 12 – Западно-Гренландский, 13 – Восточно-Гренландский, 14 – Североморский, 15 – Норвежский, 16 – Баренцевоморский, 17 – Мезенский, 18 – Тимано-Печорский; AR-PR щитов: 19 – Анабарский (южный склон), 20 – Канадский, 21 – Фенноскандинавский. 2 – потенциальные области развития криопэггов (по [38]). 3 – структуры с прогнозными концентрациями брома,  $\text{мг/дм}^3$ .

## Характеристика нефтегазоносных бассейнов Арктики

Бассейны	Возраст отложений	Возраст эвапоритов	Мощность ММП, м	Интервал изучения, м	Доминирующий химический тип воды	М*, г/дм <sup>3</sup>	Источник
Западно-Сибирский	Pz-Q	-	500	1005-4567	Cl Na, Cl-HCO <sub>3</sub> Na, HCO <sub>3</sub> -Cl Ca-Na	1,2-123,4	[20, 31, 34, 49, 48, 27]
Енисей-Хатангский	Pz-Q	-	700	180-3957	Cl Na, Cl-HCO <sub>3</sub> Na	1,0-180,0	[9, 19, 25]
Тунгусский	Rf-T	Є <sub>1-2</sub>	800	115-3727	Cl Ca, Cl Ca-Na	50,2-469,6	[2, 5, 33, 4, 30]
Суханский	Pr-Є	Є <sub>1</sub>	1000	120-2702	Cl Ca, Cl Ca-Mg	4,5-439,3	[24, 7, 14, 1, 18, 27]
Лено-Анабарский	Ar-K	D <sub>1</sub>	650	87-3500	Cl Na, Cl Na-Ca	0,1-333,0	[17, 16, 28, 32]
Предверхоанский	Rf-K	-	800	1222-1616	Cl Na-Ca	17,5-48,4	Дело скв. Джарджанская 1 (опорная)
Индигино-Зырянский	J-N	-	300	0-450	Cl Na, HCO <sub>3</sub> Na	0,3-6,9	[10]
Анадырский	D-Q	-	220	0-3000	Cl Na, Cl-HCO <sub>3</sub> Na, HCO <sub>3</sub> Na	0,6-96,0	[13, 12, 10, 11]
Северо-Аляскинский	D-Q	-	400	503-2804	Cl Na	0,8-27,2	[55, 46, 45]
Бофорт-Маккензи	Є-Q	-	600	460,2-4444	Cl-HCO <sub>3</sub> Na	0,1-30,0	[44, 37, 43]
Свердруп	S-Ne	C <sub>3</sub>	550	318-3512	Cl Na, Cl Na-Ca	0,9-233,0	[37, 40]
Североморский	C-Q	P-T	нет	1579-4365	Cl Na, Cl Na-Ca	9,8-168,4	[35, 36]
Норвежский	C-Q	C <sub>2</sub> -P <sub>1</sub>	нет	1576-4403	Cl Na, Cl Na-Ca	18,2-290,1	[47, 39]
Мезенский	Rf-P	C <sub>2</sub> -P <sub>1</sub>	120	155-4900	Cl Na, Cl Na-Ca	0,3-284,0	[8, 23, 22, 3]
Тимано-Печорский	Є-K	P <sub>1</sub>	500	78,5-4241	Cl Na, Cl Na-Ca	7,2-209,5	[21, 15]
Анабарский щит	Ar-O	-	1100	120-1728	Cl Ca-Na	0,1-404,3	[6]
Канадский щит	Ar-D	-	500	50-1800	Cl Ca-Na	0,2-325,0	[41, 42, 52]
Фенноскандинавский щит	Ar-Pz <sub>1</sub>	-	200	0-1420	Cl Ca, Cl Ca-Na	0,6-166,2	[51, 52]

Примечание: М\* - величина общей минерализации.

### Результаты и обсуждение

При сравнительном анализе гидрогеологических особенностей нефтегазоносных бассейнов Арктики и подземных вод, развитых в их пределах установлено три гидрогеохимические группы (табл. 2). Первая представлена солоноватыми, солеными водами и слабыми рассолами пестрого состава с величиной об-

щей минерализации до 60-70 г/дм<sup>3</sup> (рис. 2а). Они имеют преимущественно HCO<sub>3</sub>-Cl Na, Cl-HCO<sub>3</sub> Na, Cl Na, иногда Cl Na-Ca состав. Они отличаются низкими отношениями Ca/Cl до 0,05 и Br/Cl·10<sup>3</sup> до 8, высокими коэффициентами rNa/rCl в интервале 0,9-2,0 и Cl/Br – 150-850 (рис. 2б, 3). Эти воды повсеместно распространены в водоносных горизонтах молодых мезозойско-кайнозойских осадочных бассейнов с отсутствием эвапоритов. Они доминируют в пределах молодых бассейнов: Западно-Сибирского, Енисей-Хатангского, Бофорт-Маккензи и северного склона Аляски. В эту группу входят: 1) древние инфильтрационные воды, проникшие в ВК при регрессии моря или при инфильтрации в краевых частях бассейнов; 2) слабоизмененные за счет процессов взаимодействия с вмещающими горными породами реликтовые седиментогенные воды; 3) литогенные воды, попавшие в ВГ при термодегидратации глинистых минералов в условиях элизионного водообмена; 4) конденсатогенные воды, сформированные одновременно с залежами УВ, локализованные в приконтурных зонах на уровне газодяных контактов.

Вторая группа включает в себя рассолы осадочных бассейнов с эвапоритами, сформированными во временном интервале от девона до перми, с величиной общей минерализации до 300-320 г/дм<sup>3</sup> (стадии садки галита). Рассолы имеют преимущественно Cl Na и Cl Na-Ca состав. Величины основных генетических коэффициентов варьируют в следующих интервалах: Ca/Cl от 0,05 до 0,2, Br/Cl·10<sup>3</sup> от 8 до 10, rNa/rCl от 0,6 до 0,9 и Cl/Br от 120 до 800 (рис. 2б, 3). На этом фоне инфильтрационные рассолы выщелачивания каменной соли, развитые в пределах солянокупольных структур Лено-Анабарского бассейна, отличаются наиболее низким Ca/Cl отношением, которое составляет ниже 0,01.

Эти рассолы распространены в пределах соленосных толщ Лено-Анабарского, Свердруп, Североморского, Норвежского, Мезенского и Тимано-Печорского бассейнов. В генетическом плане они представлены: древними инфильтрационными рассолами выщелачивания каменной соли и седиментогенными рассолами эвапоритовых толщ. Минерализация рассолов третьей гидрогеохимической группы достигает 450-470 г/дм<sup>3</sup> и представлена рассолами древних осадочных бассейнов с кембрийскими эвапоритами и кристаллических щитов архей-протерозойского возраста (рис. 2а). По химическому составу рассолы относятся к Cl-Na, Cl-Na-Ca, Cl-Ca-Na, Cl-Ca-Mg и Cl-Ca, при доминировании смешанных Cl-Ca-Na и Cl-Na-Ca типов. Они характеризуются высокими отношениями Ca/Cl от 0,2 до 0,6 и Br/Cl·10<sup>3</sup> от 10 до 28, низкими коэффициентами rNa/rCl в интервале 0,1-0,6 и Cl/Br – 50-150 (рис. 2б, 3).

Таблица 2

Генетическая характеристика подземных вод нефтегазоносных бассейнов  
Арктики

Бассейны	rNa/rCl	Ca/Cl	(Br/Cl)·10 <sup>3</sup>	Cl/Br	V/Br
I группа (молодых осадочных бассейнов с отсутствием эвапоритов)					
Западно-Сибирский	0,7 - 2,00 (0,97)	0,001 - 0,145 (0,048)	1,03 - 6,32 (3,59)	135,3 - 553,1 (281,7)	0,011-15,27 (0,67)
Енисей-Хатангский	0,88 - 2,01 (1,24)	0,001 - 0,055 (0,030)	0,41 - 8,76 (4,23)	83,3 - 563,8 (217,9)	0,0002-100 (2,46)
Северо-Аляскинский	0,97 - 1,11 (1,06)	0,003 - 0,021 (0,015)	3,46 - 5,25 (4,62)	190,3 - 288,9 (220,8)	0,4-2,9 (1,7)
Индигино-Зырянский	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.
Анадырский	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	2,76
II группа (осадочных бассейнов с эвапоритами (от девона до перми))					
Свердруп	0,32 - 1,06 (0,84)	0,007 - 0,380 (0,071)	н.д.	н.д.	н.д.
Североморский	0,58 - 1,13 (0,90)	0,003 - 0,196 (0,057)	3,57 - 6,29 (4,71)	139,4 - 280,0 (209,9)	0,09-1,29 (0,57)
Норвежский	0,59 - 1,08 (0,88)	0,003 - 0,186 (0,055)	3,89 - 7,18 (5,04)	139,2 - 257,3 (199,1)	н.д.
Тимано-Печорский	0,53 - 1,02 (0,75)	0,017 - 0,230 (0,112)	0,27 - 8,99 (3,88)	111,2 - 657,8 (276,0)	0,02-4,66 (0,33)
Мезенский	0,47 - 1,05 (0,77)	0,004 - 0,279 (0,110)	0,90 - 8,81 (3,85)	113,5 - 720,0 (322,2)	н.д.
Лено-Анабарский	0,93 - 1,01 (0,98)	0,004 - 0,019 (0,012)	н.д.	н.д.	н.д.
Бофорт-Маккензи	0,88 - 1,90 (1,21)	0,0002 - 0,082 (0,016)	н.д.	н.д.	н.д.
III группа (древних осадочных бассейнов с кембрийскими эвапоритами и кристаллических щитов архей-протерозойского возраста)					
Тунгусский	0,20 - 0,50 (0,36)	0,180 - 0,355 (0,275)	13,70 - 22,80 (19,23)	31,3 - 92,8 (53,5)	0,0003-1,56 (0,14)
Суханский	0,05 - 0,34 (0,18)	0,249 - 0,470 (0,353)	9,95 - 27,7 (19,99)	34,1 - 100,5 (51,9)	0,0001-0,059 (0,163)
Предверхоанский	0,51 - 0,56 (0,54)	0,249 - 0,277 (0,262)	0,82 - 1,99 (1,47)	441,7 - 695,9 (547,1)	0,0009-0,06 (0,034)
Анабарский щит	0,09 - 0,34 (0,23)	0,297 - 0,388 (0,341)	16,02 - 23,30 (19,41)	38,1 - 62,4 (49,7)	0,01-0,06 (0,03)
Канадский щит	0,07 - 0,67 (0,35)	0,181 - 0,611 (0,362)	3,65 - 15,25 (9,51)	70,6 - 190,9 (116,1)	н.д.
Фенноскандинавский щит	0,17 - 0,7 (0,47)	0,175 - 0,492 (0,305)	0,05 - 0,70 (0,53)	94,0 - 252,2 (143,7)	н.д.

Примечание: минимум - максимум (среднее), н.д. – нет данных.

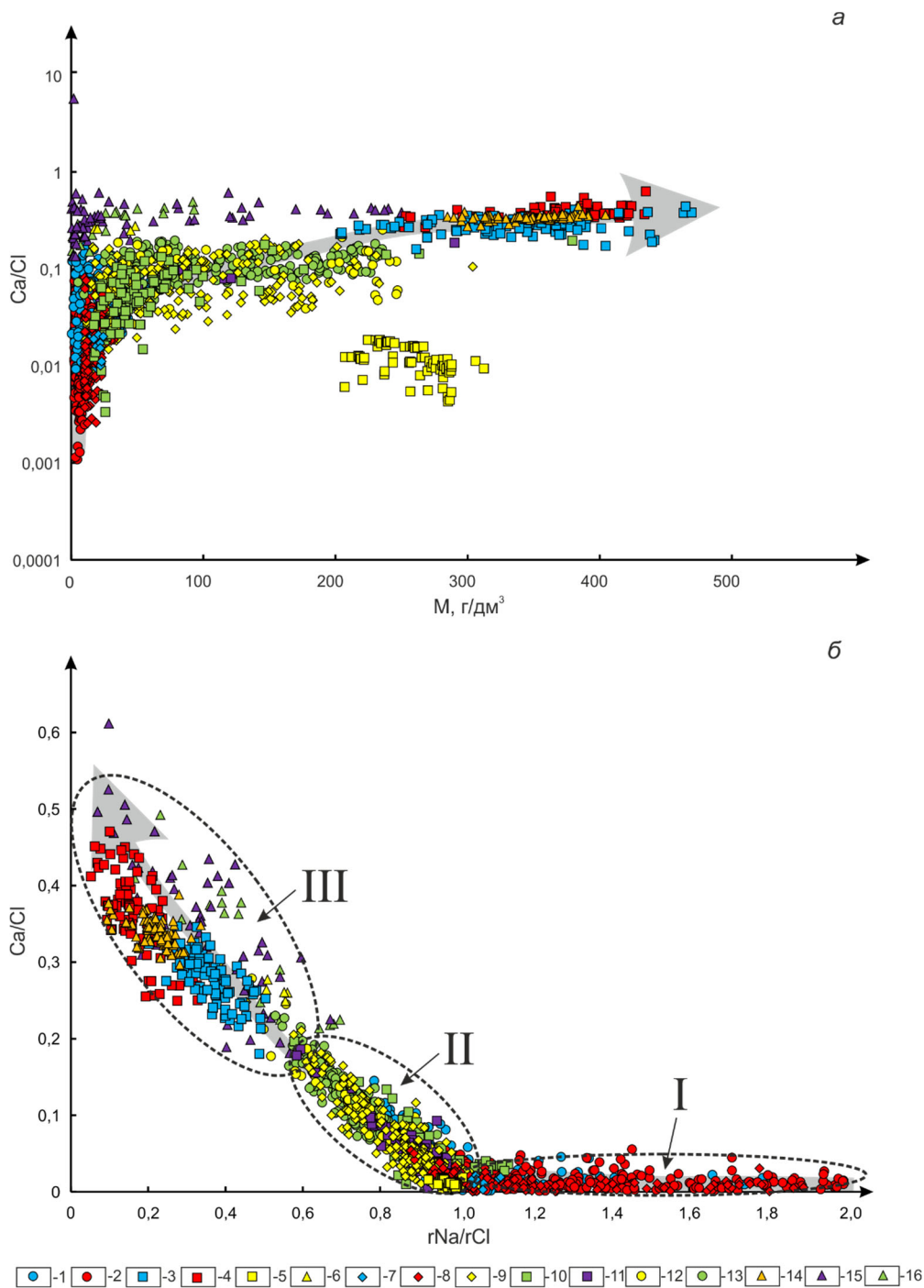


Рис. 2. Зависимость Ca/Cl отношения от величины общей минерализации подземных вод нефтегазоносных бассейнов Арктики (а) и коэффициента  $rNa/rCl$  (б).

Гидрогеохимические области: I – молодых осадочных бассейнов с отсутствием эвапоритов, II – осадочных бассейнов с эвапоритами (от девона до перми), III – древних осадочных бассейнов с кембрийскими эвапоритами и кристаллических щитов архей-протерозойского возраста. Бассейны: 1 – Западно-Сибирский, 2 – Енисей-Хатангский, 3 – Тунгусский, 4 – Суханский, 5 – Лено-Анабарский, 6 – Предверхооянский, 7 – Северо-Аляскинский, 8 – Бофорт-Маккензи, 9 – Свердруп, 10 – Североморский, 11 – Норвежский, 12 – Мезенский, 13 – Тимано-Пе-



чорский. Кристаллические щиты: 14 – Анабарский; 15 – Канадский; 16 – Фенноскандинавский. Стрелкой показано направление метаморфизации (катагенетических изменений) состава подземных вод.

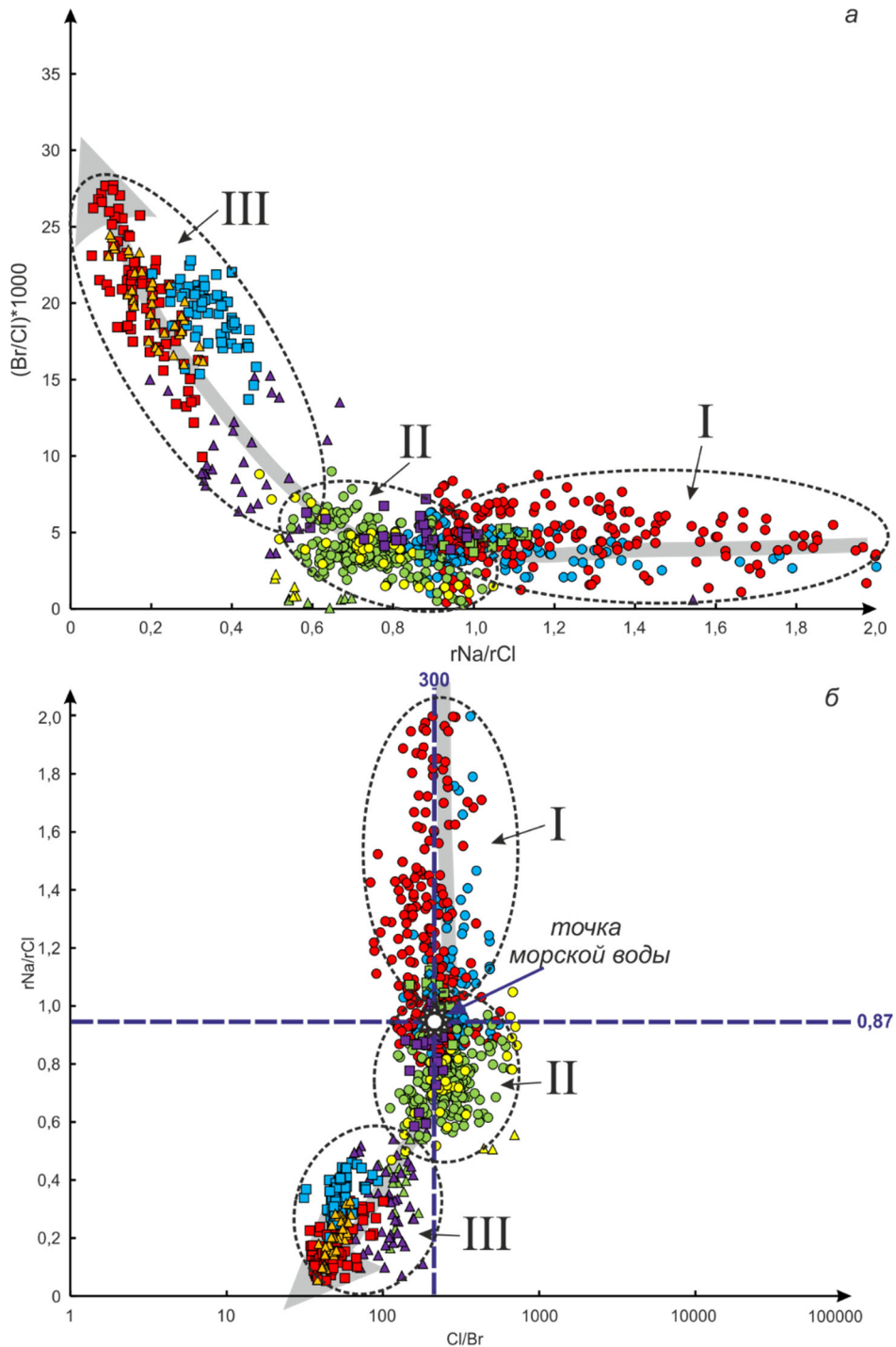


Рис. 3. Зависимость отношения  $Br/Cl \cdot 10^3$  от коэффициента  $rNa/rCl$  (а) и коэффициента  $rNa/rCl$  от  $Cl/Br$  отношения (б) в подземных водах нефтегазоносных бассейнов Арктики.

Условные обозначения см. на рис. 2.

Рассолы этой гидрогеохимической группы установлены в пределах нефтегазоносных отложений Тунгусского и Суханского бассейнов, а также в границах Анабарского, Канадского и Фенноскандинавского кристаллических щитов. В эту группу входят: 1) седиментогенно-инфильтрогенные рассолы межсолевых горизонтов и 2) инфильтрогенные рассолы щитов, подвергшиеся процессам геологически длительного взаимодействия в системе вода – порода. В геохимическом плане наибольшую загадку представляют широко распространенные в пределах ММП рассолы, возникшие благодаря процессам криогенного метаморфизма. Это крайне малоизученные полигенетические криопэги с величиной общей минерализации до 400 г/дм<sup>3</sup>.

Таким образом, выстраивается геохимический ряд по степени катагенетических изменений подземных вод, распространённых в нефтегазоносных бассейнах Арктики. На самой начальной стадии находятся воды пестрого химического состава молодых осадочных бассейнов с отсутствием эвапоритов. Затем идут рассолы осадочных бассейнов с галогенными формациями от девона до перми. Заключительным звеном в этой цепи с максимальной степенью метаморфизации химического состава выступают сверхкрепкие рассолы древних осадочных бассейнов с кембрийскими соленосными толщами и кристаллических щитов архей-протерозойского возраста (рис. 2, 3).

В этой закономерности промышленные микрокомпоненты не являются исключением. При огромном разнообразии факторов, контролирующих их концентрации в водах определяющим будет степень их катагенетических изменений после захоронения при взаимодействии в системе вода-порода. Так, ряды распределения в обобщенном виде приведены на рисунке 4. Видно, что в большинстве геохимических совокупностей рекомендуемые минимальные промышленные концентрации попутных компонентов значительно превышены, мг/дм<sup>3</sup> (йод > 10; бром > 200; окись бора > 250; литий > 10; рубидий > 3; стронций > 300 и т.д.).

К сожалению, в настоящее время в Российской Федерации отсутствует нормативная база, регламентирующая добычу и постановку на Государственный баланс гидроминерального сырья. Одним из сдерживающих факторов по ее развитию является отсутствие на оцениваемых объектах длительных и дорогостоящих гидродинамических исследований. Ведь факт наличия высоких концентраций промышленных компонентов не делает изучаемый объект неоспоримо интересным для постановки на государственный учет, т.к. ресурсы его могут быть крайне ограничены и при его разработке не будут рентабельны. Поэтому первоочередными объектами оценки должны выступать подтоварные воды месторождений углеводородов и дренажные воды карьеров и шахтных выработок.

### ***Заключение***

Резюмируя вышесказанное отметим, что в рамках настоящей работы впервые проведено обобщение опубликованных гидрогеохимических материалов по нефтегазоносным бассейнам и кристаллическим щитам архей-протерозойского возраста арктической зоны Земли. Детальный анализ гидрогеологических материалов позволил сформулировать следующие выводы:

В нефтегазоносных бассейнах Арктики распространены подземные воды от пресных до сверхкрепких рассолов с величиной общей минерализации от первых единиц до 469,6 г/дм<sup>3</sup>. Химический состав закономерно меняется по мере роста общей минерализации от HCO<sub>3</sub>-Cl Na, Cl-HCO<sub>3</sub> Na до Cl Na, Cl Na-Ca, Cl Ca-Na, Cl Ca-Mg и Cl Ca типов.

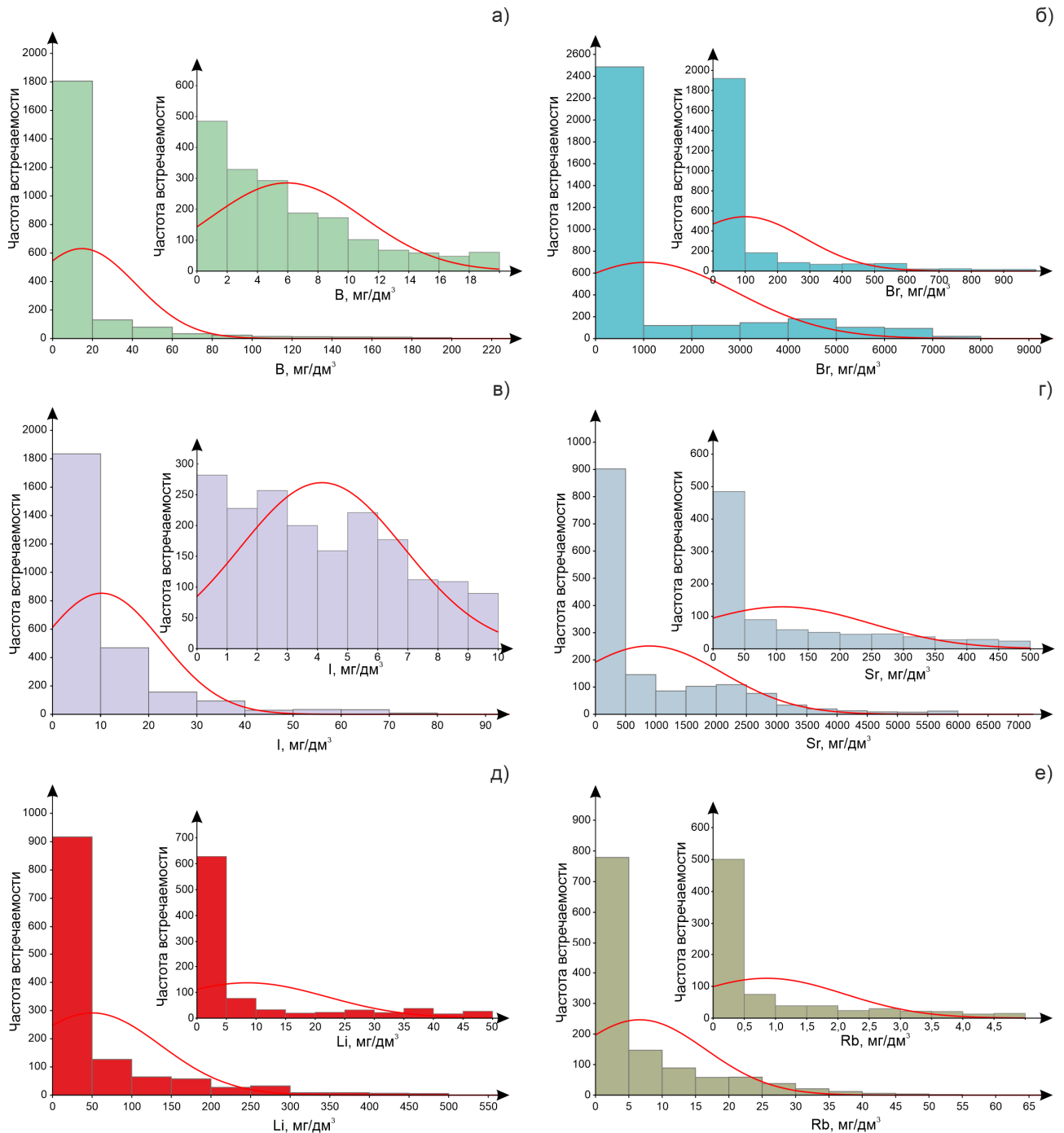


Рис. 4. Распределение промышленных микрокомпонентов в подземных водах нефтегазоносных бассейнов Арктики.

Установлено три гидрогеохимические группы подземных вод. Первая объединяет солоноватые, соленые воды и слабые рассолы с величиной общей минерализации до 60-70 г/дм<sup>3</sup> HCO<sub>3</sub>-Cl Na, Cl-HCO<sub>3</sub> Na, Cl Na, иногда Cl Na-Ca состава, развитые в пределах молодых мезозойско-кайнозойских осадочных бассейнов с отсутствием эвапоритов (Западно-Сибирский, Енисей-Хатангский, Бофорт-Маккензи и Северо-Аляскинский). Вторая группа включает в себя рассолы осадочных бассейнов с эвапоритами (от девона до перми), с величиной общей минерализации до 300-320 г/дм<sup>3</sup> преимущественно Cl Na и Cl Na-Ca состава. Они распространены в нефтегазоносных отложениях Лено-Анабарского, Свердруп, Североморского, Норвежского, Мезенского и Тимано-Печорского бассейнов. Минерализация рассолов третьей гидрогеохимической группы достигает 450-470 г/дм<sup>3</sup> и представлена рассолами древних осадочных бассейнов с кембрийскими эвапоритами и кристаллических щитов архей-протерозойского возраста. По химическому составу рассолы относятся к Cl-Na, Cl-Na-Ca, Cl-Ca-Na, Cl-Ca-Mg и Cl-Ca, при доминировании смешанных Cl-Ca-Na и Cl-Na-Ca типов. Эти рассолы установлены в пределах нефтегазоносных отложений Тунгусского и Суханского бассейнов, а также в границах Анабарского, Канадского и Фенноскандинавского кристаллических щитов.

Выявлена единая схема химических и генетических типов подземных вод, распространённых в нефтегазоносных бассейнах Арктики. На самой начальной стадии метаморфизации (катагенетических изменений) находятся воды пестрого химического состава молодых осадочных бассейнов с отсутствием эвапоритов. Затем следуют рассолы осадочных бассейнов с галогенными формациями от девона до перми. Заключительным звеном в этой цепи с максимальной степенью метаморфизации химического состава выступают сверхкрепкие рассолы древних осадочных бассейнов с кембрийскими соленосными толщами и кристаллических щитов архей-протерозойского возраста. Видно, что в большинстве геохимических совокупностей рекомендуемые минимальные промышленные концентрации I, V, Br, Li, Rb и Sr значительно превышены. Среди изученных структур Арктики в наибольшей степени обогащены промышленными микрокомпонентами рассолы Тунгусского, Суханского нефтегазоносных бассейнов и южного склона Анабарского щита (см. рис. 1), которые можно по праву называть жидкими рудами.

### ***Благодарности***

Исследование выполнено при финансовой поддержке проекта Министерства науки и высшего образования РФ № FWZZ-2022-0014.

### **БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК**

1. Алексеева Л. П., Алексеев С. В. Геохимия подземных льдов, соленых вод и рассолов криоартезианских бассейнов северо-востока Сибирской платформы // Геология и геофизика. – 2018. – Т. 59. – № 2. – С. 183–197.
2. Анциферов А. С., Артеменко А. С., Зехова О. В. Гидрогеология Иркутского нефтегазоносного бассейна. – Иркутск: Вост-СибНИИГГиМС, 1971. – 124 с.

3. Аплонов С. В., Лебедев Б. А., Тимошенкова Н. В. Новые данные о строении и перспективах нефтегазоносности Мезенского бассейна // Доклады Академии Наук. – 2004. – Т. 396. – № 1. – С. 71–16.
4. Букаты М. Б. Гидрогеологическое строение западной части Сибирской платформы (в связи с поисками, разведкой и разработкой месторождений нефти и газа) // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 11. – С. 1201–1217.
5. Вожов В. И. Гидрогеологические условия месторождений нефти и газа Сибирской платформы. – М.: Недра, 1987. – 204 с.
6. Геология, гидрогеология и геохимия нефти и газа южного склона Анабарской антеклизы // Е. И. Бодунов, В. Л. Белецкий, Г. С. Фрадкин, В. С. Ситников, В. И. Федоров, А. Н. Маршалова, В. А. Павлов, А. И. Крючков, М. Ф. Кремнинская, А. П. Лазебник, М. Н. Васильева, Т. С. Кутузова, М. Е. Ляхова, А. А. Потуроев, И. Н. Зуева, А. А. Попов, Н. А. Уткина, В. И. Скутин, Матвеев В. Д., В. П. Шабалин, О. В. Барташевич, В. Н. Литвинова, Г. С. Суховеева, В. М. Мудренко, Р. В. Быков, В. И. Краевский, А. В. Огиенко, С. С. Красинец, Ю. Я. Шабанов, А. В. Дроздов. – Якутск: Изд. ЯФ СО АН СССР, 1986. – 176 с.
7. Геология, гидрогеология и геохимия нефти и газа южного склона Анабарской антеклизы / Ред. Е. И. Бодунов. – Якутск, Изд-во ЯФ СО АН СССР, 1986. – 176 с.
8. Гидрогеология СССР, Т. 44, Архангельская и Вологодская области / Под ред. А. В. Сидоренко. – Москва: Недра, 1969. – 300 с.
9. Гинсбург Г. Д., Иванова Г. А. Некоторые характерные черты геохимической зональности подземных вод в юго-западной части Енисей-Хатангского прогиба // Геология и нефтегазоносность мезозойских прогибов севера Сибирской платформы. – Л.: НИИГА, 1977. – С. 70–82.
10. Глотов В. Е. Гидрогеология осадочных бассейнов северо-востока России и особенности формирования подземных вод // Вестник СВНЦ ДВО РАН. – 2008. – № 1. – С. 12–32.
11. Глотов В. Е., Глотова Л. П. Гидрогеологические зональности осадочных бассейнов северо-восточного фланга Корякского орогенного пояса // Вестник СВНЦ ДВО РАН. – 2015. – № 4. – С. 49–59.
12. Глотова Л. П., Глотов В. Е. Особенности распространения бальнеологических ресурсов Северо-Востока России // Вестник ДВО РАН. – 2007. – № 6. – С. 79–94.
13. Гончаров В. И., Глотов В. Е., Гревцев А. В. Топливо-энергетический потенциал северо-востока России // Тихоокеанская геология. – 2001. – Т. 20. – № 4. – С. 35–46.
14. Дроздов А. В., Мельников А. И. Прогноз нефтегазоопасных зон на руднике «Удачный» (Якутия) с использованием геосистемного подхода // Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле РАЕН. – 2015. – № 4 (53). – С. 37–49.
15. Зытнер Ю. И., Чибисова В. С. Гидрогеологические критерии прогноза нефтегазоносности северных районов Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т. 8. – № 3. – 15 с.
16. Калинин М. К. История геологического развития и перспективы нефтегазоносности Хатангской впадины. – Л.: Гостоптехиздат, 1959. – 360 с.
17. Калинин М. К., Сиденко П. Д. Геологическое строение и нефтеносность Анабаро-Хатангского междуречья. Книга 1. НИИ геологии Арктики. – Ленинград, 1955. – 200 с.
18. Каширцев В. А., Парфенова Т. М., Моисеев С. А., Черных А. В., Новиков Д. А., Бурштейн Л. М., Долженко К. В., Рогов В. И., Мельник Д. С., Зуева И. Н., Чалая О. Н. Прямые признаки нефтегазоносности и нефтематеринские отложения Суханского осадочного бассейна Сибирской платформы // Геология и геофизика. – 2019. – Т. 60. – № 10. – С. 1472–1487.
19. Кох А. А. Палеогидрогеологические реконструкции юрско-меловых отложений западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба // Отечественная геология. – 2014. – № 2. – С. 77–86.

20. Кругликов Н. М., Нелюбин В. В., Яковлев О. Н. Гидрогеология Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и особенности формирования залежей углеводородов. – Л.: Недра, 1985. – 279 с.
21. Ланина Т. Д., Литвиненко В. И., Варфоломеев Б. Г. Процессы переработки пластовых вод месторождений углеводородов. – Ухта: УГТУ, 2006. – 175 с.
22. Малов А. И. Взаимодействие вода-порода в песчано-глинистых отложениях венда Мезенской синеклизы // Литология и полезные ископаемые. – 2002. – № 4. – С. 410–413.
23. Малов А. И. Формирование рассолов в Мезенской синеклизе // Водные ресурсы. – 2001. – Т. 28. – № 6. – С. 677–683.
24. Мерзлотно-гидрогеологические условия Восточной Сибири / Под ред. П.И. Мельникова. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1984. – 192 с.
25. Новиков Д. А., Борисов Е. В. Прогноз нефтегазоносности юрских резервуаров зоны сочленения Енисей-Хатангского и Западно-Сибирского бассейнов // Геология и геофизика. – 2021. – Т. 62. – № 2. – С. 216–237.
26. Новиков Д. А., Дульцев Ф. Ф., Черных А. В., Хилько В. А., Юрчик И. И., Сухорукова А. Ф. Гидрогеохимия доюрских комплексов Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2020. – Т. 61. – № 11. – С. 1561-1576. (а)
27. Новиков Д. А., Ильин А. В., Каширцев В. А., Черных А. В., Пыряев А. Н., Дульцев Ф. Ф., Максимова А. А., Зуева И. Н., Чалая О. Н. Геохимия рассолов и нефтепроявлений кимберлитовой трубки Удачная (Сибирская платформа) // Геология и геофизика. – 2020. DOI: 10.15372/GiG2020205 (б)
28. Новиков Д. А., Сухорукова А. Ф. Высокоминерализованные воды полуострова Юрюнг-Тумус // Сборник материалов VIII международного научного конгресса «ГЕО-Сибирь-2012». Том. 1. – Новосибирск: СГГА, 2012. – С.109–113.
29. Самарина В. С. Гидрогеохимия. – Л.: Изд.-во Ленингр. Ун-та, 1977. – 360 с.
30. Сидкина Е. С. Геохимия подземных рассолов Тунгусского и Оленекского артезианских бассейнов (Сибирская платформа) // Литология и полезные ископаемые. – 2018. – Т. 53. – № 1. – С. 252–262.
31. Ставицкий Б. П., Курчиков А. Р., Конторович А. Э., Плавник А. Г. Гидрохимическая зональность юрских и меловых отложений Западно-Сибирского бассейна // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45. – № 7. – С. 826–832.
32. Черных А. В., Новиков Д. А. Палеогидрогеохимия нефтегазоносных отложений Анабаро-Хатангского бассейна // Отечественная геология. –2020. – № 2. – С. 81–96.
33. Шварцев С. Л. Химический состав и изотопы стронция рассолов Тунгусского бассейна в связи с проблемой их формирования // Геохимия. –2000. – № 11. – С. 1170–1184.
34. Шварцев С. Л., Новиков Д. А. Природа вертикальной гидрогеохимической зональности нефтегазоносных отложений (на примере Надым-Тазовского междуречья, Западная Сибирь) // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45. – № 8. – С. 1008–1020.
35. Barth T. Organic acids and inorganic ions in waters from petroleum reservoirs, Norwegian continental shelf: a multivariate statistical analysis and comparison with American reservoir formation waters // Applied Geochemistry. – 1991. – V. 6. – P. 1–15.
36. Bjørlykke K. Clay mineral diagenesis in sedimentary basins – a key to the prediction of rock properties. Examples from the North Sea Basin // ClayMinerals. – 1998. – V. 33. – P. 15–34.
37. Chen Z., Osadetz K.G., Issler D., Grasby S. Pore pressure patterns in Tertiary aquifers and hydrodynamic implications, Beaufort Sea and Mackenzie Delta Basin, Canada // Bulletin of Canadian Petroleum Geology. – 2010. – V. 58. – No. 1. – P. 3–16.
38. Circum-Arctic map of permafrost and ground-ice conditions. Scale 1:00000000 / eds. J. Brown, Jr. O. J. Ferrians, J. A. Heginbottom, E. S. Melnikov. U.S. – Geological Survey, 1997.

39. Egeberg K. P., Aagaard P. Origin and evolution of formation waters from oil fields on the Norwegian shelf // *Applied Geochemistry*. – 1989. – V. 4. – P. 131–142.
40. Embry A., Beauchamp B. Sverdrup basin // *The sedimentary basins of the United States and Canada*. Second edition. Ed. by Andrew D. Miall. – 2019. – Elsevier. – P. 559–592. <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-63895-3.00014-0>.
41. Frape S. K., Fritz P. Geochemical trends for groundwaters from the Canadian Shield. In *Saline Water and Gases in Crystalline Rocks* // *Geol. Assoc. Can. Spec. Pap.* – 1987. – V. 33. – P. 19–38.
42. Frape S.K., Blyth A., Blomqvist R., McNutt R. H., Gascoyne M. Deep Fluids in the Continents: II. Crystalline Rocks // *Surface and Ground Water, Weathering, and Soils*. – 2004. – V. 5. – P. 541–580.
43. Grasby S.E., Chen Z., Issler D., Stasiuk L. Evidence for deep anaerobic biodegradation associated with rapid sedimentation and burial in the Beaufort–Mackenzie basin, Canada // *Applied Geochemistry*. – 2009. – V. 24. – P. 536–542.
44. Hitchon B., Underschultz J. R., Bachu S., Sauveplane C. M. Hydrogeology, geopressures and hydrocarbon occurrences, Beaufort-Mackenzie Basin // *Bull. Can. Petrol. Geol.* – 1990. – V. 38. – P. 215–235.
45. Kane D. L., Yoshikawa K., McNamara J. P. Regional groundwater flow in an area mapped as continuous permafrost, NE Alaska (USA) // *Hydrogeology Journal*. – 2013. – V. 21. – P. 41–52.
46. Kharaka Y. K., Carothers W. W. Chapter 22. Geochemistry of oil-field water from the North Slope // *Geology and Exploration of the National Petroleum Reserve in Alaska, US*. Geological Survey professional paper. – 1988. – V. 1399. – P. 551–563.
47. Kharaka Y. K., Maest A. S., Carpenter W. W., Law L. M., Lamother R. J., Fries T. L. Geochemistry of metal-rich brines from central Mississippi Salt Dome Basin U.S.A. // *Applied Geochemistry*. – 1987. – V. 2. – P. 543–561.
48. Novikov D. A. Hydrogeochemistry of authigenic mineral formation in Upper Jurassic sediments (the Nadym-Taz interfluvial area, Arctic regions of Western Siberia) // *Applied Geochemistry*. – 2020. – V. 122. – No. 104704.
49. Novikov D. A. Hydrogeochemistry of the Arctic areas of Siberian petroleum basins // *Petroleum Exploration and Development*. – 2017. – V. 44. – No. 5. – P. 780–786.
50. Spencer A. M., Embry A. F., Gautier D. L., Stoupakova A. V., Sørensen, K. Arctic Petroleum Geology // *Geological Society Memoirs*. – 2011. – No. 35. – 14 p.
51. Starinsky A., Katz A. The formation of natural cryogenic brines // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 2003. – V. 67. – № 8. – P. 1475–1484.
52. Stotler R. L., Frape S. K., Ruskeeniemi T., Pitkanen P., Blowes D. W. The interglacial–glacial cycle and geochemical evolution of Canadian and Fennoscandian Shield groundwaters // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. – 2012. – V. 76. – P. 45–67.
53. Tectonic Map of the Arctic Scale 1:10000000 –first edition / eds. O. V. Petrov, M. Pubellier. (VSEGEI/CGMW). – Saint Petersburg: VSEGEI, 2018.
54. *The Sedimentary Basins of the United States and Canada*. 2nd edition / Ed. A. D. Miall. – Netherlands: Elsevier, 2019. – 823 p.
55. Williams J. R. Ground Water in the Permafrost Regions of Alaska // *Geological Survey professional paper*. – 1970. – V. 696. – 83 p.

© Д. А. Новиков, В. А. Каширцев, Е. В. Борисов, И. И. Юрчик, А. В. Черных,  
С. В. Рыжкова, Л. Г. Вакуленко, Ф. Ф. Дульцев, П. А. Ян, 2024