

УДК 550.845

DOI 10.31087/0016-7894-2022-6-19-27

## Гидрогеохимические особенности девонского терригенного нефтегазоносного комплекса на территории Среднего Приуралья

© 2022 г. | Ю.А. Яковлев, Е.Е. Кожевникова, С.Е. Башкова

ФГАОУ ВО «Пермский государственный национальный исследовательский университет», Пермь, Россия;  
yyakovlev@yandex.ru; eekozhevnikova@bk.ru; sbashkova@mail.ru

Поступила 17.08.2022 г.

Доработана 22.09.2022 г.

Принята к печати 26.09.2022 г.

**Ключевые слова:** *терригенные отложения девона; нефтегазоносный комплекс; пластовые воды; рассолы; минерализация; метаморфизация; сульфатность; гидрогеохимические зоны; формирование нефтегазоносности.*

**Аннотация:** Рассмотрены гидрогеохимические условия девонского терригенного нефтегазоносного комплекса — одного из основных нефтегазоносных комплексов Среднего Приуралья. Охарактеризовано его геофильтрационное строение, выделены седиментационно-трещинный и седиментационно-поровый типы геофильтрационных сред. Показано распределение геофильтрационных условий по изучаемой территории. На основе 195 представительных проб пластовых рассолов установлены диапазоны гидрохимических показателей. В качестве наиболее информативных характеристик использованы минерализация, метаморфизация, содержание кальция и брома, коэффициенты сульфатности и закрытости недр. Представлены гидрогеохимические карты, отражающие основные закономерности пространственного распределения показателей. На основе кластерного анализа в палеозойском разрезе для девонского терригенного комплекса установлена особая гидрохимическая группа — «реликтовые рассолы высокой метаморфизации», которая образует обширный ареал в южной части региона. Северная часть характеризуется преимущественно «фоновыми платформенными рассолами». В итоге выделены две гидрогеохимические зоны — южная и северная. Южная зона соответствует условиям изолированного бассейна с низкой латеральной водопроницаемостью. Она содержит высокометаморфизированные рассолы с высокими содержаниями кальция и брома, а также низкой сульфатностью и четко соответствует современному ареалу нефтегазоносности. Северная зона рассматривается как менее перспективная, поскольку здесь существовали условия более активного водообмена.

Для цитирования: Яковлев Ю.А., Кожевникова Е.Е., Башкова С.Е. Гидрогеохимические особенности девонского терригенного нефтегазоносного комплекса на территории Среднего Приуралья // Геология нефти и газа. – 2022. – № 6. – С. 19–27. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-6-19-27.

## Hydrogeochemical features of terrigenous Devonian Play in Middle Urals

© 2022 | Yu.A. Yakovlev, E.E. Kozhevnikova, S.E. Bashkova

Perm State National Research University, Perm, Russia; yyakovlev@yandex.ru; eekozhevnikova@bk.ru; sbashkova@mail.ru

Received 17.08.2022

Revised 22.09.2022

Accepted for publication 26.09.2022

**Key words:** *terrigenous Devonian deposits; play; formation water; brine; salinity; metamorphization; sulphate content; hydrogeochemical zone; formation of petroleum potential.*

**Abstract:** The authors discuss hydrogeochemical features of terrigenous Devonian Play in Middle Urals, which is the main play of the Middle Urals. Characteristics of its geofiltration structure are presented, fractured-sedimentary and porous-sedimentary types of geofiltration media are identified. Distribution of geofiltration settings in the study area is demonstrated. Ranges of hydrochemical indicators are determined using 195 representative samples of formation brines. Salinity, metamorphization, calcium and bromine content, sulphate content and subsurface isolation are used as the most significant characteristics. The paper presents the hydrogeochemical maps illustrative of main common factors of spatial distribution of the indicators. Cluster analysis was used to reveal the special hydrochemical group in terrigenous Devonian series of Palaeozoic section, namely, “highly metamorphized connate brines” that form a vast areal in the southern part of the region. The northern part mainly contains the “background platform-type brines”. As a result of the work, two hydrogeochemical zones (southern and northern) are delineated. The southern zone corresponds to the environment of the separate basin with poor lateral water transmissibility. This zone contains highly metamorphized brines with high calcium and bromine content and low sulphate content; the zone clearly conforms with the present-day areal of oil and gas occurrence. The northern zone is considered to be a less promising since conditions for more active water exchange existed here.

For citation: Yakovlev Yu.A., Kozhevnikova E.E., Bashkova S.E. Hydrogeochemical features of terrigenous Devonian Play in Middle Urals. *Geologiya nefi i gaza*. 2022;(6):19–27. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-6-19-27. In Russ.

## Введение

Девонский терригенный (эмско-нижефранский) нефтегазоносный (газонефтеводоносный) комплекс на территории Среднего Приуралья (Пермский край) представлен отложениями эмского, эйфельского и раннефранского возраста и объединяет интервал разреза от кровли вендских отложений до кровли терригенной части тиманского горизонта. Следует отметить повышенный в последние годы интерес к изучению комплекса как одного из приоритетных направлений геолого-разведочных работ [1, 2].

Промышленная нефтеносность комплекса связана с проницаемыми пластами тиманского, пашийского и муллинского горизонтов. Большинство выявленных залежей комплекса находится в южных районах. Комплекс содержит около 5,1 % начальных суммарных ресурсов (НСР) нефти Пермского края, около 5 % растворенного газа [3]. Плотность начальных прогнозных ресурсов нефти (НСР геологических) изменяется от 10 до 11,5 тыс. т/км<sup>2</sup>.

Изученность комплекса по площади и разрезу неравномерная: наибольшая плотность опробования приходится на районы установленной нефтегазоносности девонских терригенных отложений и добычи промышленных подземных вод (Краснокамское месторождение). В данной статье авторы использовали 195 достоверных определений химического состава для интерпретации рассолов комплекса.

## Геοфильтрационные особенности строения

Зоны развития пластовых вод определенного состава, содержащихся в продуктивных комплексах, являются важнейшим индикатором истории водообмена и особенностей нефтегазонакопления. Условия водообмена и формирования химического состава подземных вод комплекса определяются прежде всего геοфильтрационным строением девонских терригенных отложений.

Для комплекса характерны седиментационно-трещинный и седиментационно-поровый типы геοфильтрационных сред [4]. Проницаемые пласты представлены хорошо отсортированными песчаниками и алевролитами, а в пашийском и тиманском горизонтах — также мелкозернистыми разностями алевролитистых песчаников. Наиболее обширные проницаемые (проводящие) зоны коллекторов расположены на севере и западе территории, главным образом в Краснокамско-Чусовской палеовпадине (рис. 1), где суммарная эффективная толщина достигает 60 м и прогнозные значения латеральной водопроницаемости соответствуют диапазону 3–6 м<sup>2</sup>/сут. Здесь же получены максимальные водопритоки при опробовании скважин.

Совершенно иные геοфильтрационные условия характерны для южных платформенных районов Среднего Приуралья. Для комплекса здесь типично пятнистое, линзовидное и рукавообразное строение коллекторов, небольшая мощность

пластов, обуславливающая высокую геοфильтрационную неоднородность разреза с резким преобладанием низкопроницаемых элементов. В этих условиях латеральная водопроницаемость комплекса имеет крайне низкие значения. Дебиты скважин не превышают нескольких кубических метров в сутки при понижениях уровней 300–500 м. Такие же геοфильтрационные параметры характерны и для восточных разрезов комплекса вследствие уплотнения отложений на больших глубинах, небольших суммарных толщин и окварцевания песчаников.

Особым геοфильтрационным элементом комплекса является тиманский региональный флюидоупор, представленный алевролитово-аргиллитовым подтипом разреза. Флюидоупор развит практически повсеместно, его толщина изменяется от нескольких до 30 м. По соотношению суммарной мощности слабопроницаемых пород (аргиллитов, алевролитов и известняков) и мощности алевролитово-песчаных разностей разреза (литосочетание  $K$  — комбинации литологических разностей пород) М.М. Балашова и А.П. Салай [5] установили 3 типа тиманской покрывки: первый тип ( $K = 5$ ) распространен в юго-западной части региона; второй тип ( $K = 5-2,1$ ) характерен для центральных районов; третий тип ( $K < 2$ ) установлен в восточной части, где в пласте  $D_0$  уже содержатся залежи нефти. Гидродинамическая эффективность тиманского флюидоупора не доказана, поскольку современные пластовые давления в девонском терригенном комплексе соответствуют нормальным гидростатическим. Сохранность сингенетичных осадконакоплению рассолов в комплексе на протяжении не менее четырех постдевонских гидрогеологических циклов водообмена [6] обеспечивалась исключительно низкой латеральной водопроницаемостью. В качестве покрывки залежей УВ, особенно в южных районах Среднего Приуралья, эффективность флюидоупора вполне очевидна.

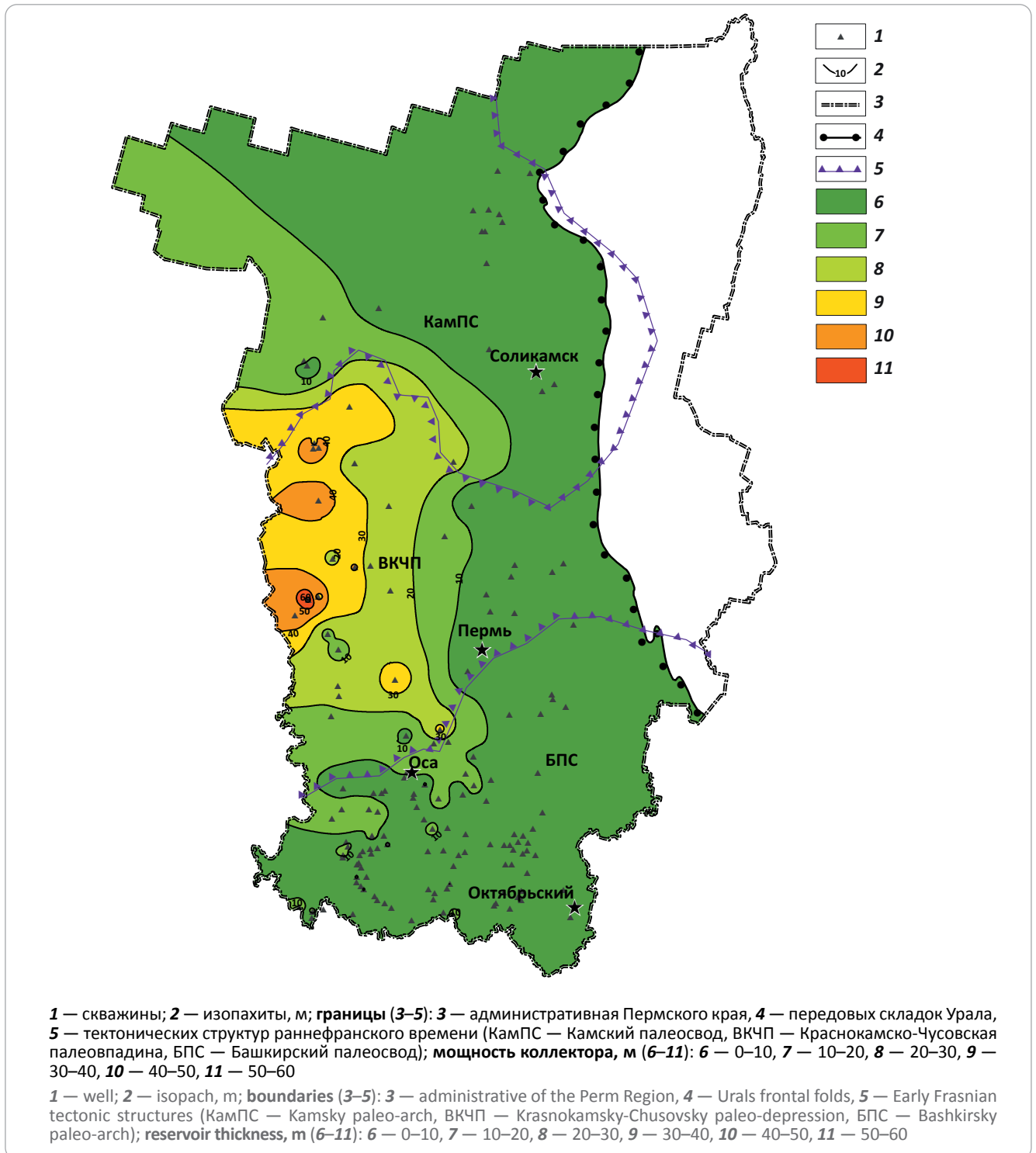
## Результаты исследований

По химическому составу подземные воды терригенной толщи девона относятся к высокоминерализованным и высокометаморфизованным рассолам хлоркальциевого типа, что указывает на благоприятную обстановку для сохранности залежей нефти. Общие гидрогеохимические показатели пластовых вод представлены в табл. 1, 2.

Анализ исходных данных, выполненный авторами статьи, показал, что главные гидрогеохимические особенности пространственного распространения основных типов рассолов комплекса наиболее полно отражают показатели минерализации, метаморфизации, коэффициента сульфатности, а также содержания Са и Вг.

Минерализация подземных вод изменяется от 212 до 287 г/л. Увеличение минерализации отмечается с севера на юг в соответствии с ухудшением коллекторских свойств пород и увеличением глубины их залегания (рис. 2 А).

**Рис. 1.** Схема изменения суммарной мощности коллектора эмско-нижнефранского комплекса  
**Fig. 1.** Map of total reservoir thickness of the Emsian-Lower Frasnian series



В распределении метаморфизации рассолов комплекса отражаются те же тенденции: наибольшая метаморфизация (0,5–0,65) установлена для восточной части Верхнекамской впадины, Бабкинской седловины и Башкирского свода (см. рис. 2 В). В северном направлении степень метаморфизации рассолов снижается до 0,65–0,78.

В южном ареале распространения рассолов содержание Са достигает наибольших региональных

значений — от 23 000 до 43 000 мг/дм<sup>3</sup> и более. Максимальные значения соответствуют территории восточных районов Верхнекамской впадины и особенно Башкирского свода (см. рис. 2 С). В северной зоне фоновые содержания Са снижаются до 13 000–20 000 мг/дм<sup>3</sup>.

Пространственное распределение содержания Вг соответствует вышеуказанным тенденциям: максимальные концентрации (1500–2000 мг/дм<sup>3</sup>)



Табл. 1. Состав пластовых вод девонского терригенного нефтегазоносного комплекса  
Tab. 1. Composition of formation water of terrigenous Devonian play

Тектонический регион	Число определений	Минерализация, г/дм <sup>3</sup>	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Макрокомпоненты, г/дм <sup>3</sup>					
				Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sup>3-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>
Камский свод	7	235–242	1,156–1,165	143–146	0,73–0,79	0,04–0,05	15,2–18,7	2,4–3,2	65–76
Верхнекамская впадина	36	254–280	1,175–1,194	157–178	0,16–0,48	до 0,22	30–36,6	3,6–5	60–70
Висимская моноклираль	4	220–234	1,151–1,162	137–154	0,63–0,77	0,001–0,04	17,9–18,6	2,6–4,8	60–68
Пермский свод	35	242–268	1,17–1,18	152–163	0,16–0,5	0,003–0,06	17,5–24,2	3,3–4,9	64–75
Бымско-Кунгурская моноклираль	32	231–287	1,161–1,195	141–176	0,01–0,43	0,01–0,1	25–33	3,3–5	62–69
Башкирский свод	58	232–240	1,16–1,17	137–150	0,15–0,49	0,01–0,1	27–30	3,3–5,5	55–60
Соликамская депрессия	23	212–235	1,145–1,157	128–143	0,63–1,2	0,01–0,1	15–21	3,1–3,5	61–70

Табл. 2. Микрокомпонентный состав и параметры пластовых вод девонского терригенного нефтегазоносного комплекса  
Tab. 2. Microcomponent analysis and formation water parameters of terrigenous Devonian play

Тектонический регион	Микрокомпоненты, мг/дм <sup>3</sup>					rNa/ rCl	Насыщение SO <sub>4</sub> по Чистовскому, %
	NH <sub>4</sub>	J	Br	B	Sr		
Камский свод	11–43	10,6–11,4	634–671	2,4–3,7	225	0,71–0,74	110–122
Верхнекамская впадина	50–99	7,5–9,5	1140–1776	2,3–12	295–406	0,55–0,6	36–109
Висимская моноклираль	58	8,5	619–658	5,6–8,2	–	0,73	11–98
Пермский свод	50–96	10,2–12	659–1120	5,2–10,6	399–696	0,66–0,75	24–110
Бымско-Кунгурская моноклираль	50–100	10,1–14,9	865–1483	4,4–12	479–689	0,60–0,65	2,6–95
Башкирский свод	51–95	7–10	1042–1984	3,4–12	500–580	0,51–0,59	30–144
Соликамская депрессия	36–140	5–10	1032–1859	4,5–7,4	537–594	0,56–0,59	11–134

характерны для юго-западных районов Верхнекамской впадины, Бабкинской седловины и Башкирского свода, причем зона высоких концентраций брома прослеживается и южнее, на территории Республики Башкортостан [7–9]. Для южной зоны типичны и наиболее высокие значения коэффициента закрытости недр ( $Br \times 100/H$ ). Такие показатели характерны для Башкирского свода, востока Верхнекамской впадины, Бымско-Кунгурской моноклинали и Пермского свода (рис. 3 А). В северной гидрохимической зоне содержание брома снижается до 500–900 мг/дм<sup>3</sup> (см. рис. 2 D).

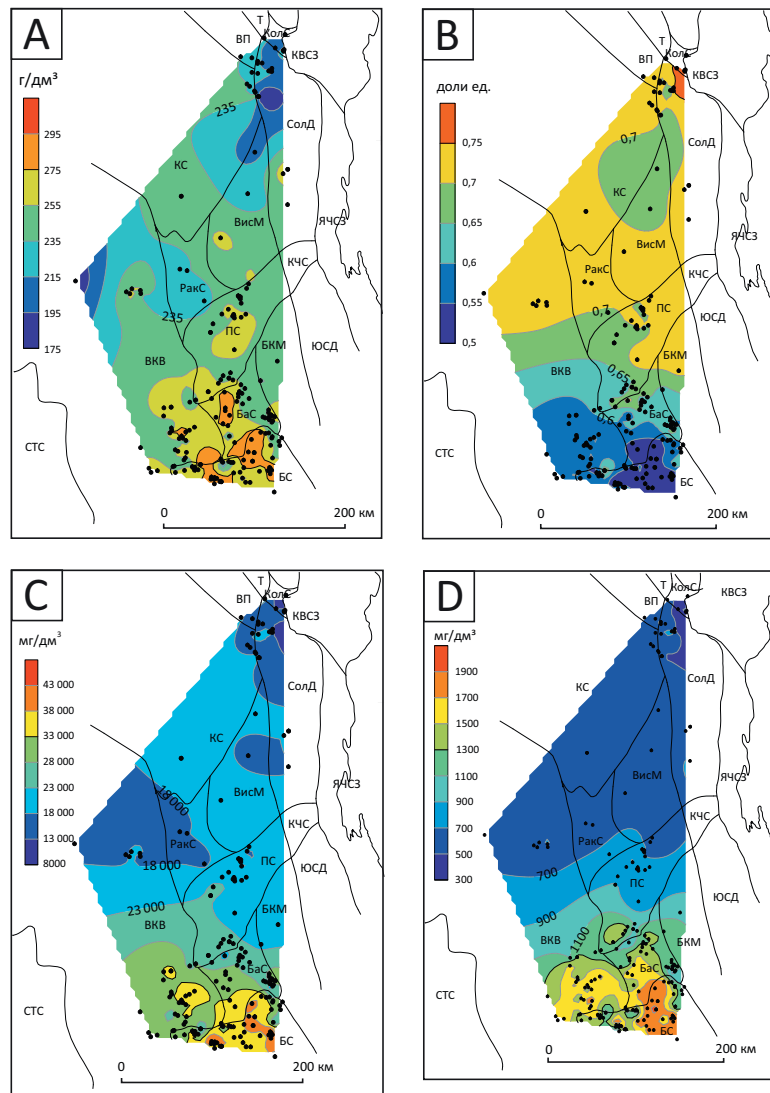
Источником Br в рассолах является главным образом ОВ тонких фракций иловых отложений, обладающих повышенными поглотительными свойствами по отношению к иону брома [10, 11]. Пути геохимической миграции Ca и Br взаимосвязаны в процессе отжима поровых растворов, содержащих биогенный Br, и последующего концентрирования и метаморфизма пластовых вод за счет обменных реакций при наличии ОВ в породах комплекса. Между химическими компонентами (Br, Cl и Ca), растворенными в пластовых водах комплекса, установлены линейные зависимости  $Br = 0,02155 \times Cl - 2264$  и  $Br = 0,04998 \times Ca - 182,5$  с коэффициентами корреляции в пределах от 0,68 до 0,88, что рассматривается как общность их путей формирования.

Важнейшим показателем благоприятных условий нефтегазоносности комплекса являются низкие значения коэффициента сульфатности рассолов. В пределах Среднего Приуралья значение этого параметра изменяется от 0,01 до 0,8, а содержание в водах сульфатного иона — от 5 до 730 г/л. Наиболее благоприятные показатели четко установлены для южных геоструктурных элементов — Башкирского свода, Бымско-Кунгурской моноклинали, юго-восточных районов Верхнекамской впадины и Пермского свода (см. рис. 3 B).

Для вод девонского терригенного комплекса характерным является низкое содержание бора, концентрация которого не превышает 12 мг/дм<sup>3</sup> (см. табл. 2). Содержание аммония в рассолах комплекса обычно не превышает 100 мг/дм<sup>3</sup>. Некоторое его увеличение отмечается в Соликамской депрессии, где концентрации возрастают до 140 мг/дм<sup>3</sup>. Источником поступления аммония в подземные воды является рассеянное ОВ.

На основе кластерного анализа в палеозойском разрезе для девонского терригенного комплекса установлена особая гидрохимическая группа (кластер, фация) [12]. Рассолы данного кластера образуют обширный ареал в южной части региона и идентифицируются как «реликтовые рассолы высо-

**Рис. 2.** Схематические гидрогеохимические карты девонского терригенного нефтегазоносного комплекса  
**Fig. 2.** Schematic hydrogeochemical maps of terrigenous Devonian play



A — минерализация, B — метаморфизация, C — содержание Ca, D — содержание Br.

**Геоструктурные элементы:** Т — Тиман, КолС — Колвинская седловина, ВП — Вычегодский прогиб, КС — Камский свод, СолД — Соликамская депрессия, КЧС — Косвинско-Чусовская седловина, ЮСД — Юрюзано-Сылвенская депрессия, ВисМ — Висимская моноклираль, РакС — Ракшинская седловина, ПС — Пермский свод, ВКВ — Верхнекамская впадина, БКМ — Бымско-Кунгурская моноклираль, БС — Башкирский свод

A — salinity, B — metamorphization, C — Ca content, D — Br content.

**Geostructural elements:** Т — Timan, КолС — Kolvinsky saddle, ВП — Vychegodsky trough, КС — Kamsky arch, СолД — Solikamsky depression, КЧС — Kos'vinsky-Chusovsky saddle, ЮСД — Yuryuzano-Sylvensky Depression, ВисМ — Visimsky monocline, РакС — Rakshinsky saddle, ПС — Permsky arch, ВКВ — Verkhnekamsky depression, БКМ — Bymsky-Kungursky monocline, БС — Bashkirsky arch

кой метаморфизации», сохранившиеся в условиях высокой литологической неоднородности и низких латеральных геофильтрационных характеристик разреза, исключающих возможность движения подземных вод по отдельным пластам на значительные расстояния. Этой же зоне соответствуют ареалы:

- современной нефтегазоносности с максимальной плотностью НСР;
- содержаний  $C_{орг} > 0,3\%$  [1];

- особого геохимического типа газов (III тип) [13];
- гидрогеохимического сходства с водами нижележащей рифей-вендской серии [14].

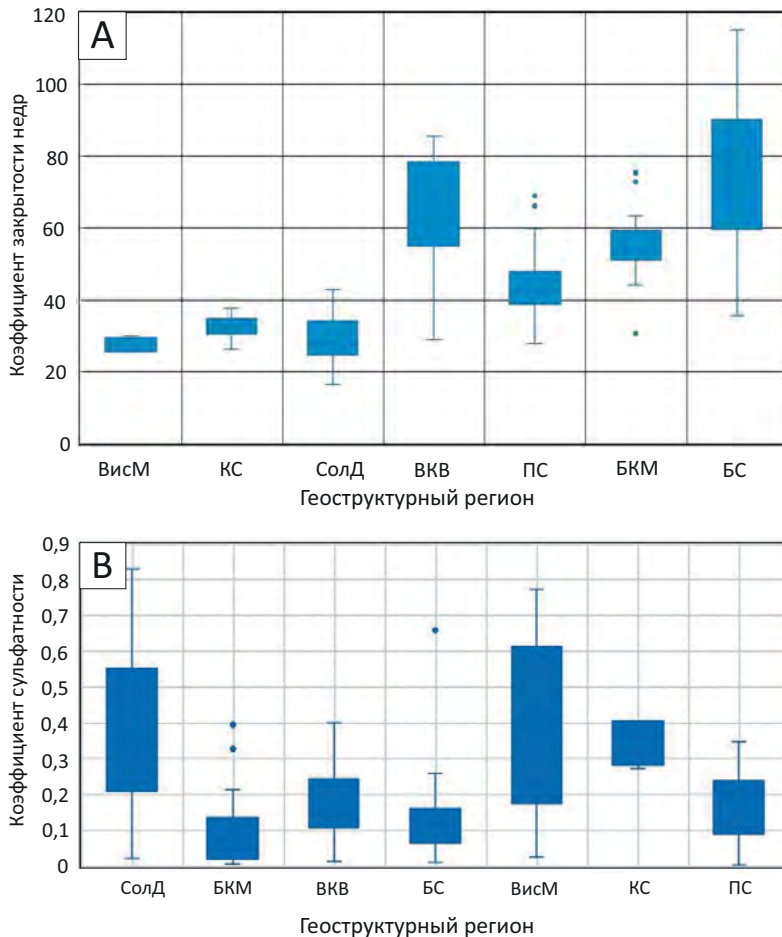
Формирование нефтегазоносности в этой зоне возможно за счет элизионного поступления нефтяных УВ из вышележащих отложений на этапе позднепермь-триасовой интенсивной перестройки структурного плана региона. Возможность такого механизма отмечается в работах [15–18]. Как следствие инъекций флюидов в девонские терригенные





**Рис. 3.** Распределение коэффициентов закрытости недр  $Br \times 100/H$  (A) и сульфатности  $rSO_4 \times 100/rCl$  (B) по геоструктурным регионам

**Fig. 3.** Distribution of subsurface hydrogeological isolation coefficients  $Br \times 100/H$  (A) and sulphate content  $rSO_4 \times 100/rCl$  (B) in geostuctural regions



Усл. обозначения см. на рис. 2

For Legend see Fig. 2

отложения могут рассматриваться нефтегазопроявления в различной форме, в то время как следы относительно небольших объемов инъекционных вод в емкой системе рассолов комплекса, по-видимому, не сохранились.

В северном направлении зона «реликтовых» вод замещается «фоновыми платформенными рассолами», что вполне закономерно в связи с высокой проводимостью разреза в Краснокамско-Чусовской палеовпадине, где обеспечивались геофильтрационные условия для масштабного латерального и межкомплексного водообмена и, как следствие, конвективно-диффузионное «выравнивание» химического состава девонских терригенных и вышележащих отложений и, возможно, разрушение ранее существовавших залежей УВ. Весьма вероятно, что низкий современный потенциал нефтегазоносности комплекса на северных территориях связан с высокой «промытостью» девонского терригенного комплекса.

Исследованиями КО ВНИГНИ (КамНИИКИГС) установлены основные закономерности газонасыщения пластовых рассолов девонского терригенного комплекса на изучаемой территории [19–21]. В пределах западной окраины Предуральяского прогиба, в восточных частях Пермского и Башкирского сводов, установлены водорастворенные газы азотно-метанового состава с содержанием метана от 42 до 56 % с тенденцией увеличения по направлению к Предуральяскому прогибу. Метаново-азотные водорастворенные газы распространены на территории, прилегающей к зоне азотно-метановых газов. Содержание водорастворенного метана изменяется от 25 до 42 %, азота — от 53 до 73 %. Газы указанного типа встречаются в пределах Верхнекамской впадины, а также на территории Пермского и Башкирского сводов. Водорастворенные газы азотного типа наиболее распространены в пределах Камской моноклинали, Верхнекамской впадины, Пермского свода. Концентрация водорастворенного метана изменяется от менее 1 до 10,5 % без видимых за-

кономерностей. Концентрация водорастворенного азота в большей части проб превышает 90 %.

Газонасыщенность пластовых вод изменяется от 140 до 583 см<sup>3</sup>/дм<sup>3</sup>. Общая упругость водорастворенных газов в пластовых рассолах изменяется от 3,6 до 13,4 МПа, что в сопоставлении со значениями пластовых давлений в водоносных отложениях свидетельствует о значительной недонасыщенности вод газом. Коэффициент газонасыщенности изменяется в диапазоне от 0,15 до 0,5. Вопрос дегазации пластовых рассолов комплекса в настоящее время не решен.

### Заключение

На основании изложенных в статье материалов можно сделать следующие выводы.

1. Подземные воды терригенной толщи девона представлены двумя гидрогеохимическими группами — «реликтовыми рассолами» в южных районах и «фоновыми платформенными рассолами» в северной части.

2. Для южных районов региона характерны высокоминерализованные и высокометаморфизованные рассолы с низкой сульфатностью и повышенным содержанием Са и Вг. Ареал развития

реликтовых рассолов рассматривается как зона с низкой латеральной проводимостью, обеспечивающая как ареал реликтовых вод, так и благоприятные гидрогеологические условия сохранности залежей нефти в терригенных отложениях девона на юге Пермского края.

3. Формирование «фоновых рассолов» в северной зоне связано с конвективным выравниванием состава подземных вод девонского терригенного нефтегазонасного комплекса и вышележащих комплексов за счет реализации условий латерального и вертикального водообмена. Такая «промытая» зона имеет менее благоприятные гидрогеологические условия для сохранности залежей УВ.

4. Повышенная минерализация и метаморфизация, низкая сульфатность и высокие содержания Са и Вг пластовых рассолов рассматриваются как основные благоприятные гидрогеохимические показатели нефтегазонасности девонского терригенного комплекса.

5. Исходя из геолого-экономических соображений и меньших рисков, основные направления геолого-поисковых работ в девонском терригенном нефтегазонасном комплексе следует продолжать реализовывать в южной гидрогеохимической зоне.

### Литература

1. Карасева Т.В., Кожевникова Е.Е. Девонский терригенный нефтегазонасный комплекс южных районов Пермского края. Новые представления о геологическом строении и формировании нефтегазонасности. — Пермь : Изд-во Пермс. гос. нац. исслед. ун-та, 2019. — 144 с.
2. Путилов И.С., Винокурова Е.Е., Пулина А.С. и др. Региональная оценка нефтегазонасности девонских терригенных отложений на юге Пермского края // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2020. — № 8. — С. 34–43. DOI: 10.30713/2413-5011-2020-8(344)-34-43.
3. Лядова Н.А., Яковлев Ю.А., Воеводкин В.Л. Сырьевая база Пермского края: состояние и перспективы развития // Нефтяное хозяйство. — 2009. — № 4. — С. 18–22.
4. Всеволожский В.А. Подземный сток и водный баланс платформенных структур. — М. : Недра, 1983. — 167 с.
5. Балашова М.М., Салай А.П. Влияние литологического фактора на размещение нефтяных залежей в терригенной толще девона Прикамья // Научное обоснование направлений и методики поисковых и разведочных работ на нефть и газ в Пермском Прикамье: Тр. ВНИГНИ, вып. 117. — Пермь : Пермское книжное изд-во, 1971. — С. 57–64.
6. Шестов И.Н., Тюрина И.М., Шувалов В.М. Влияние палеогидрогеологических условий на формирование нефтегазонасных месторождений Пермского Прикамья // Вестник Пермского университета. Сер.: Геология. — 2008. — № 10. — С. 16–19.
7. Гидрогеологические условия формирования и размещения нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской области / Под ред. Е.А. Барс, М.И. Зайдельсона. — М. : Недра, 1973. — 279 с.
8. Егорова Н.П., Халимов Э.М., Озолин Б.В. и др. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области. Т. IV. Башкирская АССР. — М. : Недра, 1973. — 293 с.
9. Попов В.Г. Гидрогеохимия и гидродинамика Предуралья. — М. : Наука, 1985. — 278 с.
10. Козин А.Н. Новое в геохимии брома на примере хлоридных вод // Гидрохимические материалы. — 1979. — Т. 76. — С. 86–93.
11. Кононов В.И., Назаров А.Д., Перельман А.И., Пиннекер Е.В., Рассказов Н.М., Удодов П.А., Шварцев С.Л., Швеиц В.М. Основы гидрогеологии. Гидрогеохимия. — Новосибирск : Наука, 1982. — 286 с.
12. Яковлев Ю.А. Гидрогеохимические кластеры продуктивных комплексов северо-восточной части Волго-Уральской нефтегазонасной провинции // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2014. — № 7. — С. 60–64.
13. Титова Г.И., Белецкая Г.П. Типизация газов северо-востока Волго-Уральской провинции // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2012. — № 7. — С. 50–54.
14. Яковлев Ю.А., Башкова С.Е. Гидрогеологические условия додевонских отложений в северо-восточных районах Волго-Уральской нефтегазонасной провинции и сопредельных территориях // Нефть Газ Экспозиция. — 2018. — Т. 62. — № 2. — С. 11–16.
15. Яковлев Ю.И., Семашев Р.Г. Роль нисходящей фильтрации углеводородов при формировании месторождений Восточной Сибири // Доклады АН СССР. — 1984. — Т. 275. — № 2. — С. 476–478.
16. Абукова Л.А. Модели и механизмы нисходящей миграции УВ из осадочного чехла в приподнятые блоки фундамента // Нефтегазовая гидрогеология на современном этапе (теоретические проблемы, региональные модели, практические вопросы): сб. науч. ст. — М. : ГЕОС, 2007. — С. 191–209.

17. Шестов И.Н., Бачурин Б.А. Закономерности насыщения пластовых вод газами и их роль при оценке перспектив нефтегазоносности в условиях Прикамья // Водорастворенные газы нефтегазоносных бассейнов: сб. науч. тр. – М. : Наука, 1981. – С. 61–64.
18. Шестов И.Н., Бачурин Б.А. Нефтепоисковые гидрогеохимические критерии Прикамья // Тр. ВНИГНИ. Вып. 243. – М. : ВНИГНИ, 1982. – С. 69–75.
19. Шестов И.Н., Шилиева З.А. Нефтепоисковое значение газового состава вод // Проблемы гидрогеологии и карста : тез. докл. науч.-техн. семинара (Пермь, 27–28 ноября 1984 г.). Ч. 1. – Пермь, 1984. – С. 46–47.
20. Putman P.E., Ward G.S. The relation between stratigraphic elements, pressure regime and hydrocarbons in the Alberta Deep Basin (With emphasis on select Mesozoic units) // AAPG Bulletin. – 2001. – Т. 85. – № 4.– С. 691–714.
21. Muggerige A., Abacioglu Y., England W., Stalley G. The rate of pressure dissipation from abnormally pressures compartments // AAPG Bulletin. – 2005. – Т. 89. – № 1. – С. 61–80. DOI: 10.1306/07300403002.

## References

1. Karaseva T.V., Kozhevnikova E.E. Devonskii terrigenyi neftegazonosnyi kompleks yuzhnykh raionov Permskogo kraya. Novye predstavleniya o geologicheskom stroenii i formirovanii neftegazonosnosti [Devonian terrigenous oil and gas complex of the southern regions of Perm Krai. New ideas about the geological structure and formation of oil and gas potential]. Perm: Perm State National Research University; 2019. 144 p. In Russ.
2. Putilov I.S., Vinokurova E.E., Pulina A.S. et al. Regional assessment of oil and gas potential of the Devonian terrigenous deposits in the South of Perm territory. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2020;(8):34–43. DOI: 10.30713/2413-5011-2020-8(344)-34-43. In Russ.
3. Lyadova N.A., Yakovlev Yu.A., Voevodkin V.L. The resource base of Perm Region: condition and prospects of development. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2009;(4):18–22. In Russ.
4. Vsevolozhsky V.A. Podzemnyi stok i vodnyi balans platformnykh struktur [Underground runoff and water balance of platform structures]. Moscow: Nedra; 1983. 167 p. In Russ.
5. Balashova M.M., Salai A.P. Vliyaniye litologicheskogo faktora na razmeshcheniye neftyanykh zalezhei v terrigennoi tolshche devona Prikam'ya [The influence of the lithological factor on the placement of oil deposits in the terrigenous column of the Kama Devonian]. In: Nauchnoe obosnovaniye napravlenii i metodiki poiskovykh i razvedochnykh rabot na nef't' i gaz v Permskom Prikam'e. Tr. VNIГNI, issue 117. Perm: Permskoe knizhnoe izdatel'stvo; 1971. pp. 57–64. In Russ.
6. Shestov I.N., Tyurina I.M., Shuvalov V.M. Infuence of the paleohydrogeological conditions on the formation of the oil and gas deposits of the perm prikamye. *Bulletin of Perm University. Geology*. 2008;(10):16–19. In Russ.
7. Hydrogeological conditions of formation and placement of oil and gas fields of the Volga-Ural region. In: E.A. Bars, M.I. Seidelson, eds. Moscow: Nedra, 1973. 279 p. In Russ.
8. Egorova N.P., Khalimov Eh.M., Ozolin B.V. et al. Zakonomernosti razmeshcheniya i usloviya formirovaniya zalezhei nef'ti i gaza Volgo-Ural'skoi oblasti [Regularities of placement and conditions of formation of oil and gas deposits in the Volga-Ural region. V. IV. Bashkir ASSR]. Moscow: Nedra, 1973. 293 p. In Russ.
9. Popov V.G. Gidrogeokhimiya i gidrodinamika Predural'ya [Hydrogeochemistry and hydrodynamics of the Urals]. Moscow: Nauka, 1985. 278 p. In Russ.
10. Kozin A.N. Novoe v geokhimii broma na primere khloridnykh vod [New in the geochemistry of bromine on the example of chloride waters]. In: Gidrokhimicheskie materialy. 1979. V. 76. pp. 86–93. In Russ.
11. Kononov V.I., Nazarov A.D., Perel'man A.I., Pinneker E.V., Rasskazov N.M., Udodov P.A., Shvartsev S.L., Shvets V.M. Osnovy gidrogeologii. Gidrogeokhimiya [Fundamentals of hydrogeology. Hydrogeochemistry]. Novosibirsk: Nauka, 1982. 286 p. In Russ.
12. Yakovlev Yu.A. Hydrogeochemical clusters of productive complexes in the north-eastern part of the Volga-Ural petroleum province. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2014;(7):60–64. In Russ.
13. Titova G.I., Beletskaya G.P. Gases typification in the north-eastern part of Volga-Ural province. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2012;(7): 50–54. In Russ.
14. Yakovlev Yu.A., Bashkova S.E. Hydrogeology of the Pre-Devonian deposits in the north-eastern parts of the Volga-Ural Oil and Gas Province and the adjacent areas. *Oil and Gas Exposition*. 2018;62(2): 11–16. In Russ.
15. Yakovlev Yu.I., Semashev R.G. Rol' nishkodyashchei fil'tratsii uglevodorodov pri formirovanii mestorozhdenii Vostochnoi Sibiri [The role of downward filtration of hydrocarbons in formation of deposits in Eastern Siberia]. *Doklady AN USSR*. 1984;275(2):476–478. In Russ.
16. Abukova L.A. Modeli i mekhanizmy nishkodyashchei migratsii UV iz osadochnogo chekhla v pripodnyatye bloki fundamenta [Models and mechanisms of downward migration of hydrocarbons from the sedimentary cover to the raised foundation blocks]. In: Neftegazovaya gidrogeologiya na sovremennom eh'tape (teoreticheskie problemy, regional'nye modeli, prakticheskie voprosy). Moscow: GEOS; 2007. pp. 191–209. In Russ.
17. Shestov I.N., Bachurin B.A. Zakonomernosti nasyshcheniya plastovykh vod gazami i ikh rol' pri otsenke perspektiv neftegazonosnosti v usloviyakh Prikam'ya [Regularities of saturation of reservoir waters with gases and their role in assessing the prospects of oil and gas potential in the Kama region]. In: Vodorastvorennyye gazy neftegazonosnykh basseinov. Moscow: Nauka; 1981. pp. 61–64. In Russ.
18. Shestov I.N., Bachurin B.A. Neftepoiskovyye gidrogeokhimicheskiye kriterii Prikam'ya [Oil-prospecting hydrogeochemical criteria of the Kama region]. Trudy VNIГNI, issue 243. Moscow; 1982. pp. 69–75. In Russ.
19. Shestov I.N., Shilyaeva Z.A. Neftepoiskovoye znachenie gazovogo sostava vod [Oil-prospecting significance of the gas composition of waters]. In: Problemy gidrogeologii i karsta: tez. docl. nauch.-tekhn. seminar (Perm, 27–28 November 1984). Ch. 1. Perm, 1984. pp. 46–47. In Russ.
20. Putman P.E., Ward G.S. The Relation between Stratigraphic Elements, Pressure Regime and Hydrocarbons in the Alberta Deep Basin (with Emphasis on Select Mesozoic Units). *AAPG Bulletin*. 2001;85(4):691–714.
21. Muggerige A., Abacioglu Y., England W., Stalley G. The rate of pressure dissipation from abnormally pressures compartments. *AAPG Bulletin*. 2005;89(1):61–80. DOI: 10.1306/07300403002.



### Информация об авторах

#### **Яковлев Юрий Александрович**

Кандидат геолого-минералогических наук,  
доцент

ФГАОУ ВО «Пермский государственный  
национальный исследовательский университет»,  
614068 Пермь, ул. Букирева, д. 15  
e-mail: yyakovlev@yandex.ru  
ORCID ID: 0000-0002-4111-0471

#### **Кожевникова Елена Евгеньевна**

Кандидат геолого-минералогических наук,  
доцент, заведующий кафедрой

ФГАОУ ВО «Пермский государственный  
национальный исследовательский университет»,  
614068 Пермь, ул. Букирева, д. 15  
e-mail: eekozhevnikova@bk.ru  
ORCID ID: 0000-0002-5846-8197

#### **Башкова Светлана Евгеньевна**

Кандидат геолого-минералогических наук,  
доцент

ФГАОУ ВО «Пермский государственный  
национальный исследовательский университет»,  
614068 Пермь, ул. Букирева, д. 15  
e-mail: sbashkova@mail.ru  
ORCID ID: 0000-0002-9025-229X

### Information about authors

#### **Yurii A. Yakovlev**

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,  
Associate Professor

Perm State  
National Research University,  
15, ul. Bukireva, Perm, 614068, Russia  
e-mail: yyakovlev@yandex.ru  
ORCID ID: 0000-0002-4111-0471

#### **Elena E. Kozhevnikova**

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,  
Associate Professor, Head of Chair

Perm State  
National Research University,  
15, ul. Bukireva, Perm, 614068, Russia  
e-mail: eekozhevnikova@bk.ru  
ORCID ID: 0000-0002-5846-8197

#### **Svetlana E. Bashkova**

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,  
Associate Professor

Perm State  
National Research University,  
15, ul. Bukireva, Perm, 614068, Russia  
e-mail: sbashkova@mail.ru  
ORCID ID: 0000-0002-9025-229X