

# Совершенствование эффективности отбора нефти и поиск источника обводнения на многопластовых залежах геохимическими методами исследований добываемого флюида

М.С. Шипаева<sup>1</sup>, И.А. Нуриев<sup>2</sup>, Н.В. Евсеев<sup>3</sup>, Т.Р. Мифтахов<sup>3</sup>, В.А. Судаков<sup>1\*</sup>, А.А. Шакиров<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Казанский федеральный университет, Казань, Россия

<sup>2</sup>ЗАО «Консалтинговый Центр», Альметьевск, Россия

<sup>3</sup>ЗАО «Алойл», Бавлы, Россия

Одной из ключевых задач при разработке многопластовых месторождений является установление источника поступления воды в продукцию скважины и, как следствие, его устранение с последующей оптимизацией выработки необводненных пластов. В статье предложен способ оценки степени обводненности пластов на основе количественных характеристик состава попутно добываемой воды. Исследование обширной коллекции пластовой воды позволило проследить изменение ее геохимического состава в зависимости от возраста формирования залежи в Волго-Уральском регионе. Проведены исследования микроэлементного и макроэлементного состава воды, а также изучен ее изотопный состав. Определены химические элементы, по которым отличается вода разновозрастных пластов. Методами математической статистики на 2-х пластовых объектах, эксплуатирующихся общим фильтром, произведено деление поступающей воды на доли в зависимости от геохимического состава. Выдано заключение, о характере и степени обводнения каждого из пластов. Целесообразность проведения данных исследований подтверждена путем перекрытия на одной из добывающих скважин, работающей на 2 пласта, наиболее обводненного по геохимическим исследованиям интервала, в результате чего обводненность продукции скважины снизилась с 75% до 4–20% и наблюдалась на низком уровне в течении нескольких месяцев, дебит нефти вырос с 1–2 т/сут до 2,5–3,0 т/сут и оставался на постоянном уровне.

**Ключевые слова:** химический состав воды; изотопные исследования; геохимия пластовых систем; совершенствование системы разработки; гидрогеология нефтяных месторождений

**Для цитирования:** Шипаева М.С., Нуриев И.А., Евсеев Н.В., Мифтахов Т.Р., Судаков В.А., Шакиров А.А. (2020). Совершенствование эффективности отбора нефти и поиск источника обводнения на многопластовых залежах геохимическими методами исследований добываемого флюида. *Георесурсы*, 22(4), с. 93–97 DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.4.93-97>

## Введение

Пластовые воды – неотъемлемые спутники нефтяных месторождений. Геохимическая характеристика пластовых вод важна для изучения диагенетической истории формирования осадочных бассейнов (Demir, 1995), а также при анализе коллекторов для применения более эффективных технологий добычи нефти (Порошин, Муляк, 2004; Федорова и др., 2011; и др.). Взаимодействуя с породой пласта-коллектора и с пластовыми флюидами, вода, как самая мобильная и чувствительная к изменениям система, несет косвенную информацию о внутрипластовых процессах – сорбции и десорбции, диффузии, ионном обмене, гидратации и дегидратации, растворении и выщелачивании, осадкообразовании солей, осмотических, фильтрационных и других скрытых от глаз физико-химических явлениях (Федорова, Шиц, 2011).

Большинство нефтяных месторождений Республики Татарстан являются многопластовыми, с залежами нефти, часто совпадающими в плане. Спецификой добычи нефти на таких месторождениях является группировка пластов со схожими характеристиками в единый объект разработки, эксплуатируемый общим фильтром.

При эксплуатации многопластовой залежи единой сеткой скважин с общим фильтром для обеспечения максимальной нефтеотдачи пласта наилучшим является одинаковый темп отбора нефти и равномерное продвижение контуров вытесняемой нефти по всем пластам. Но, в реальности, вследствие неоднородности пластов, отбор нефти по пластам производится неравномерно (Косарев, 2009).

Выявление с течением времени наиболее обводняющихся пластов, особенно в условиях сложнопостроенных месторождений, возможно на основе технологий (Порошин, Муляк, 2004), которые наряду с высокой эффективностью диагностирования являются простыми в применении и не дорогими по своей стоимости. Эффективность этих технологий и их достоверность определяются на базе данных изучения петрофизических и гидродинамических характеристик нефтяных пластов, представленных неоднородными по проницаемости многослойными коллекторами (Гильманова и др., 2012).

В данной работе представлена одна из современных технологий выявления обводняющихся пластов – геохимический мониторинг пластовых систем. Цель настоящих исследований состояла в том, чтобы выяснить основной источник поступления воды в продукцию скважин, то есть определить наиболее обводняющийся в процессе разработки объект. Для изучения сформировавшихся в залежи гидрохимических условий было отобрано 20 проб

\* Ответственный автор: Владислав Анатольевич Судаков  
E-mail: [sudakovav@gmail.com](mailto:sudakovav@gmail.com)

© 2020 Коллектив авторов

добываемых с нефтью попутных вод Алексеевского месторождения (Республика Татарстан), химический анализ которых был выполнен в лабораториях Казанского федерального университета. В статье представлена методика обработки полученных особенностей геохимического состава, охватывающая как этап выбора скважин для исследований, так и выбор методов математической статистики и разработку специальных алгоритмов.

Алексеевское месторождение (рис. 1) насчитывает по разрезу восемь продуктивных горизонтов, которые, в свою очередь, подразделяются на пласты и пропластки. Продуктивными отложениями являются терригенные и карбонатные пласты-коллекторы девона и нижнего карбона. В данной статье приводятся исследования состава воды бобриковского и пашийского терригенных, а также кизеловского и заволжского карбонатных горизонтов.

### Методы и методики исследования

Комплексные исследования образцов попутных вод проводились с помощью масс-спектрометров с индуктивно связанной плазмой: для определения изотопного состава водорода образцов воды использовался изотопный масс-спектрометр Delta V Plus (ThermoFisher Scientific, Германия) с приставкой GasBench II в режиме постоянного потока, а для определения элементного состава использовался масс-спектрометр с индуктивно связанной плазмой iCAP Qc (Thermo Fisher Scientific, Германия).

Масс-спектрометрические методы, являющиеся одновременно и высокопрецизионными, и высокочувствительными, позволяют анализировать как состав образца, так и состав примесей в нем, причем чувствительность масс-спектрометрии к примесям превышает возможности других аналитических методов (Галль, Курочкин, 2002).

Разработкой классификаций природных подземных вод занимались В.И. Вернадский, А.М. Жирмунский, А.А. Козырев, О.К. Ланге, А.Ф. Лебедев, Б.Л. Личков, О.Э. Мейнцер, Н.Н. Славянов и другие. Все предлагаемые классификации основаны на различных геохимических и гидродинамических критериях, условиях залегания и происхождении вод. Широко распространена классификация, предложенная В.А. Сулиным (Сулин, 1935). По этой классификации воды подразделяются на четыре типа: 1) сульфатно-натриевые; 2) гидрокарбонатно-натриевые; 3) хлоридно-магниевые; 4) хлоридно-кальциевые. Принадлежность воды к определенному типу устанавливается лабораторным анализом соотношения количеств в миллиграмм-эквивалентах отдельных ионов. Однако по данным параметрам не всегда удается разделить воду разных пластов.

Способы, в основу которых положено изучение химического состава воды, имеют недостаток, заключающийся в том, что природу воды определяют по содержанию в ней определенных химических соединений (анионы, катионы). Минерализация или насыщение подземных вод различными солями и элементами происходит в процессе их взаимодействия с горными породами, нефтью и газом при воздействии высоких температур, каталитических свойств пород и микробиологических процессов (Справочник по геологии). Изотопия воды интересна тем, что кроме водорода с атомным весом 1 (протия) и кислорода с атомным весом 16 в состав природных молекул воды входят водород с атомным весом 2 (дейтерий, D) и кислород с



Рис. 1. Обзорная карта расположения Алексеевского месторождения

атомным весом 18 и 17 (Карцев, 1972). В изотопном составе природных вод имеются определённые различия, зависящие от генезиса и источника поступающей воды.

Методика предлагаемого в данной работе геохимического метода для определения источника обводнения продукции скважины сводится к следующему:

- 1) Исследуются скважины, работающие отдельно на 1 горизонт, без нарушений в колонне и без межпластовых заколонных перетоков, являющиеся опорными для отбора «чистых» проб попутно добываемой воды.
- 2) Проводится развернутый анализ состава добываемой попутной воды и их привязка к разрабатываемым пластам по свойствам в зависимости от возраста.
- 3) Определяются характеристические признаки пластовых вод объектов разработки (если возможно, вплоть до пластов).
- 4) Исследуются скважины, работающие на 2 объекта.
- 5) Полученные в ходе исследований результаты обрабатываются методами математической статистики, производится разработка специальных алгоритмов в зависимости от месторождения и целей исследования. С помощью расчета долей поступления воды определяется более обводненный при двухпластовом объекте разработки пласт.

### Результаты

В результате изучения проб из 17 опорных скважин выявлены отличительные особенности в изотопном и элементном составе воды разных пластов (табл. 1). На рис. 1–2 приводятся некоторые примеры, по которым однозначно разделяются воды по содержанию Марганца (рис. 2) и по Дейтерию (рис. 3). Эти 2 параметра выбраны основными маркерами позволяющими отделить воды указанных возрастов на изучаемом месторождении.

В целом, образцы воды анализируются на содержание порядка 50 элементов. Обработка такого массива данных методами математической статистики позволяет выбрать уникальные элементы-маркеры, по которым отличается вода разных пластов.

### Построение статистической модели

Предполагается, что распределение каждой из проб облучающей выборки совпадает с распределением тестовой пробы X, Y, и каждая проба независима в вероятностном

смысле от остальных. Для характеристики  $m$  при чистой концентрации компоненты  $k$  предполагается нормальное распределение со средним  $b_{m,k}$  и дисперсией  $\sigma_m^2$ :

$$x_m|y_k = 1 \sim N(b_{m,k}, \sigma_m^2), \quad (1)$$

то есть условное распределение  $x_m$  при фиксированном векторе  $Y$ , у которого  $k$ -ая компонента равна единице (следовательно, все остальные равны нулю). Далее, все элементы вектора  $X$  предполагаются независимыми между собой.

Естественно предположить, что при смешении компонент наблюдаемая характеристика  $x_m$  имеет нормальное распределение с пропорционально смешанными средними каждой из компонент:

$$x_m|Y \sim N(\sum_{k=1}^K b_{m,k}y_k, \sigma_m^2). \quad (2)$$

Если ввести обозначения:

$$B = \begin{bmatrix} b_{1,1} & \dots & b_{1,K} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ b_{M,1} & \dots & b_{M,K} \end{bmatrix}, \quad S = \begin{bmatrix} \sigma_1^2 & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \dots & \sigma_M^2 \end{bmatrix}, \quad (3)$$

то вектор  $X$  при условии, что известно содержание компонент  $Y$ , будет иметь многомерное нормальное распределение:

$$X|Y \sim N(BY, S). \quad (4)$$

Чтобы проверить, присутствует ли смесь в очередной скважине, ставится статистическая задача проверки соответствующей гипотезы. В случае принятия решения о наличии смеси, можно оценить ее пропорцию на основе метода максимального правдоподобия.

### Результаты применения

В таблице 2 приведены оценки для коэффициентов  $B$  и  $S$ , полученных по имеющимся данным. Столбец «Среднее» содержит матрицу  $B$ , столбец «Стандартное отклонение» содержит величины  $\sigma_1 \dots \sigma_M$ . Приведены только те характеристики, что использовались для анализа. Остальные характеристики отброшены по одной из следующих причин: большое количество пропущенных данных (средние для некоторых классов не могут быть оценены вследствие неполноты ранга матрицы объясняющих переменных), ненормальность данных (при слишком

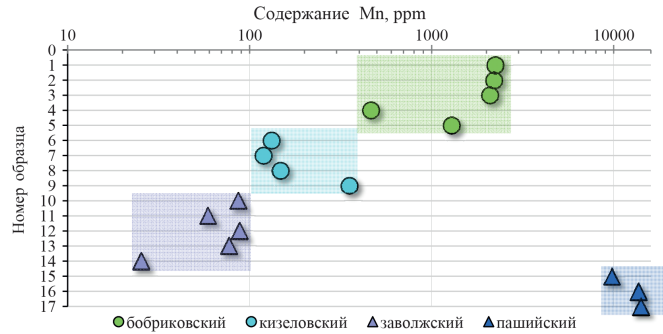


Рис. 2. Содержание марганца в опорных скважинах

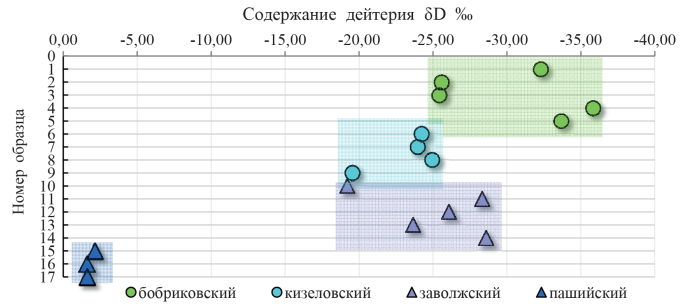


Рис. 3. Содержание дейтерия в опорных скважинах

слабом правдоподобии преобразований Бокса-Кокса).

Обучение алгоритма и расчет долей позволили выявить следующее распределение жидкости по пластам (табл. 3):

- 1) скв. 6526: 44% воды с бобриковских пластов, 56% с заволжских;
- 2) скв. 22: 33% воды с кизеловских пластов, 67% с заволжских;
- 3) скв. 234: 72% воды с бобриковских пластов, 28% с кизеловских.

Таким образом, выяснены источники обводнения по 3-м скважинам. Далее было принято решение провести подтверждение полученных расчетов и отключить наиболее обводненные заволжские отложения на скв. №6526, характеризующиеся средней обводненностью порядка 75%.

№ п/п	Пласт	Кол-во опорных скв.	Ср.знач., Mn, ppm	Ср.знач., δD ‰	Ср. знач., Fe, ppm
1	Бобриковский C1bb	5	1657.9	-30.57	2210.3
2	Кизеловский C1kz	4	188.2	-23.16	58.8
3	Заволжский D3zv	5	67.3	-25.16	0
4	Пашийский D3psh	3	12532.1	-1.81	166181.8

Табл. 1. Особенности состава воды опорных скважин

Характеристика	Среднее				Стандарт. отклонение	Важность
	C1bb	C1kz	D3zv	D3psh		
δ18O.(VSMOW), ‰	-5.95	-6.162	-5.476	-9.33	1.572	2.498
δD.(VSMOW), ‰	-32.31	-24.037	-26.069	-1.808	4.126	20.801
Li	6063.08	8750.227	8469.246	5890.519	1212.699	3.167
Na	1E+08	94221489	90250000	86796559	5974269	1.837
Mg	5154141	5690341	4796676	4796676	1172667	0.259
Al	2704.816	1223.043	3633.776	3331.83	2296.753	0.436
K	1427690	1837801	1591735	1263645	153440.7	5.096
Ca	726977.7	902092.6	894762.5	1704409	103695.2	35.859
Mn	1294.766	-261.953	139.248	5037.828	4028.572	0.719
Rb	721.327	969.756	928.604	1170.38	123.714	4.429
Sr	299640.2	353482.8	299690.4	385818.5	94326.33	0.406
Cs	12.218	13.946	19.639	38.514	4.223	16.275
Ba	4606.002	589.597	-270.756	42010.76	47712.4	0.362
Щелочные металлы	1.01E+08	96069023.93	91851152.49	88067303.41	6319098	1.499
Щелочноземельные металлы	6185364.902	6946505.997	5990858.144	6928914.26	1171331	0.428

Табл. 2. Результаты выбора средних для воды по горизонтам

Номер образца	Горизонт	C1bb	C1kz	D3zv	D3psh
1	C1bb	1	0	0	0
2	C1bb	1	0	0	0
3	C1bb	1	0	0	0
4	C1bb	1	0	0	0
5	C1bb	1	0	0	0
6	C1kz	0	1	0	0
7	C1kz	0	1	0	0
8	C1kz	0	1	0	0
9	C1kz	0	1	0	0
10	D3zv	0	0	1	0
11	D3zv	0	0	1	0
12	D3zv	0	0	1	0
13	D3zv	0	0	1	0
14	D3zv	0	0	1	0
15	D3psh	0	0	0	1
16	D3psh	0	0	0	1
17	D3psh	0	0	0	1
6526	C1kz+D3zv	0	0.44	0.56	0
22	C1kz+D3zv	0	0.33	0.67	0
234	C1bb+C1kz	0.72	0.28	0	0

Табл. 3. Результаты работы алгоритма

В результате отключения Заволжского горизонта средний дебит по нефти вырос и сохранился на стабильном ровном уровне (рис. 4), а обводненность продукции значительно снизилась – до значений меньше 10%, и осталась на таком уровне на протяжении нескольких месяцев (рис. 5).

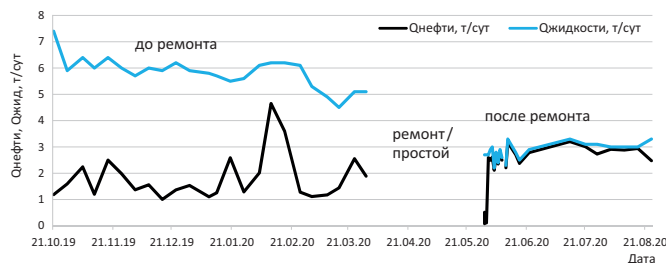


Рис. 4. Динамика добычи жидкости по скв. 6526 до/после отключения от Заволжского горизонта согласно заключению геохимического анализа флюидов

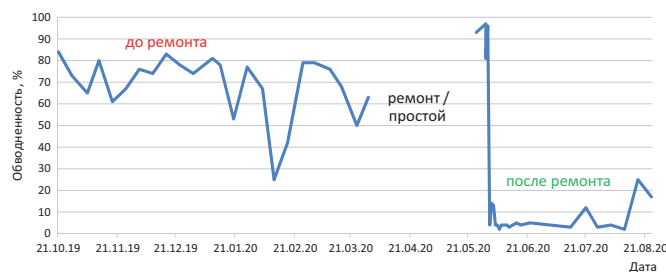


Рис. 5. Динамика обводненности по скв. 6526 до/после отключения от Заволжского горизонта согласно заключению геохимического анализа флюидов

## Заключение

В результате проведенных исследований компонентного состава попутно добываемой воды установлены характерные маркеры бобриковских, кизеловских, заволжских и пашийских вод как по изотопии, так и по микрокомпонентному составу.

Воды отличаются между собой по составу. К тому же пашийский горизонт является уникальным и обладает особым составом воды (обогащен тяжелым изотопом

водорода и содержит повышенное содержание марганца).

Установив характеристические признаки каждого из пластов, представляется возможным определить относительные дебиты по воде у скважин, эксплуатирующих сразу два разновозрастных пласта. При этом применяются методы математической статистики, где учитываются все замеренные компоненты в составе воды и выбираются наиболее яркие и представительные образцы, на основе которых и происходит разделение.

Методика геохимического мониторинга успешно подтверждена отключением наиболее обводнившегося пласта. Это привело к значительному снижению процента воды в скважине и увеличению дебита по нефти: обводненность снизилась с 75% до 4–20%, дебит нефти вырос с 1–2 т/сут до 2,5–3,0 т/сут.

Предлагаемый подход может быть использован при разработке других многопластовых нефтяных месторождений. Особенностью подхода является его невысокая стоимость, возможность проведения исследований без остановки скважины, а также возможность оперативного принятия решений по обводнившимся пластам.

## Финансирование/Благодарности

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования РФ в соответствии с Соглашением № 075-11-2019-032 от 26.11.2019 г.

Авторы выражают благодарность рецензентам за проделанную работу, высказанные замечания и рекомендации, которые позволили улучшить статью.

## Литература

- Галь Я.Н., Курочкин В.Е. (2002) Масс-спектрометрические приборы для «приоритетных направлений науки, технологий и техники РФ». *Научное приборостроение*, 12(2), с. 3–9.
- Гильманова Р.Х., Егоров А.Ф., Кротов С.А., Зиятдинов Р.Р. (2012). Влияние литологии на сопротивление нефтенасыщенных карбонатных коллекторов в переходной зоне и их разработка. *Нефтепромысловое дело*, 1, с. 84–89.
- Карцев А.А. (1972). *Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений*. М.: Недра, 280 с.
- Косарев В.Е. (2009). *Контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений*. Казань: КГУ, 145 с.
- Порошин В.Д., Муляк В.В. (2004). *Методы обработки и интерпретации геохимических данных при контроле разработки нефтяных месторождений*. М.: Недра, 220 с.
- Справочник по геологии. <http://www.geolib.net/oilgasgeology/plastovye-vody-neftnyah-gazovyh-mestorozhdeniy.html>
- Сулин В.А. (1935). *Воды нефтяных месторождений СССР*. М.-Л.: ОНТИ НКТП СССР, 366 с.
- Федорова А.Ф., Шниц Е.Ю. (2011). Методический комплекс по исследованию химической совместимости пластовых вод с высокоминерализованными агентами вытеснения нефти. *Георесурсы, геоэнергетика, геополитика*.
- Demir I. (1995). *Formation Water Chemistry and Modeling of Fluid-Rock Interaction for Improved Oil Recovery in Aux Vases and Cypress Formations, Illinois Basin*.

## Сведения об авторах

Мария Сергеевна Шипаева – младший научный сотрудник НОЦ «Моделирование ТРИЗ», Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский федеральный университет  
Россия, 420111, Казань, ул. Большая Красная, д. 4

Илья Ахматгалиевич Нуриев – канд. тех. наук, заместитель генерального директора по экспертизе геолого-технических мероприятий – начальник отдела экспертизы геолого-технических мероприятий, АО «Консалтинговый Центр»

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Гагарина, д. 10

*Николай Витальевич Евсеев* – начальник отдела разработки нефтяных и газовых месторождений, ЗАО «Алойл»  
Россия, 423930, Бавлы, ул. Энгельса, д. 63

*Тимур Раисович Мифтахов* – геолог отдела разработки нефтяных и газовых месторождений, ЗАО «Алойл»  
Россия, 423930, Бавлы, ул. Энгельса, д. 63

*Владислав Анатольевич Судаков* – заместитель директора по инновационной деятельности НОЦ «Моделирование ТРИЗ», Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский федеральный университет  
Россия, 420111, Казань, ул. Большая Красная, д. 4

*Артур Альбертович Шакиров* – заместитель директора НОЦ «Моделирование ТРИЗ», Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский федеральный университет  
Россия, 420111, Казань, ул. Большая Красная, д. 4

Статья поступила в редакцию 26.10.2020;  
Принята к публикации 20.11.2020; Опубликована 11.12.2020

IN ENGLISH

## Improving efficiency of oil recovery and finding a source of watering in multi-zone deposits by geochemical methods of research

*M.S. Shipaeva<sup>1</sup>, I.A. Nuriev<sup>2</sup>, N.V. Evseev<sup>3</sup>, T.R. Miftahov<sup>3</sup>, V.A. Sudakov<sup>1</sup>, A.A. Shakirov<sup>1</sup>*

<sup>1</sup>Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

<sup>2</sup>JSC «Konsaltingovy Tsentr», Almet'yevsk, Russian Federation

<sup>3</sup>CJSC «Aloil», Bavlly, Russian Federation

\*Corresponding author: Vladislav A. Sudakov, e-mail: sudakovav@gmail.com

**Abstract.** One of the strategic ways in the development of multilayer fields is to identify the source of water inflow into the well production and, as a result, to eliminate it with subsequent optimization of the production of non-watered formations. A method for assessing the degree of water cut in formations based on the quantitative characteristics of the composition of the produced water is proposed in this article. The study of a wide collection of produced water samples made it possible to trace the change in its geochemical composition depending on the age of formation of the reservoir in the Volga-Ural region. The microelements and macro element composition of water, as well as its isotopic composition were investigated. The water of different layers differs in some of the elements, which are called «key elements». Using the methods of mathematical statistics at 2 reservoir objects operated by a common filter, the incoming water was divided into fractions depending on the geochemical composition. It is shown which of the layers has more water out. The feasibility of carrying out these geochemical studies was confirmed by blocking one of the production wells operating in 2 layers, the most watered interval according to geochemical studies, as a result of which the water cut of the well production decreased from an average of 75% to 4% and is observed for several months, the oil production rate increased from 1–2 t/day to 2.5–3 t/day and remains at a constant level.

**Keywords:** chemical composition of water; isotope study; geochemistry of formation systems; improvement of oil field development; hydrogeology of petroleum engineering

**Recommended citation:** Shipaeva M.S., Nuriev I.A., Evseev N.V., Miftahov T.R., Sudakov V.A., Shakirov A.A. (2020). Improving efficiency of oil recovery and finding a source of watering in multi-zone deposits by geochemical methods of research. *Georesursy = Georesources*, 22(4), pp. 93–97. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.4.93-97>

### Acknowledgments

The work was carried out with financial support from the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation in accordance with Agreement No. 075-11-2019-032 of 26.11.2019.

The authors are grateful to the reviewers for the work done, comments and recommendations made, which enabled to improve the article.

### References

- Fedorova A.F., Shits E.Yu. (2011) Methodological complex for studying the chemical compatibility of formation waters with highly mineralized oil displacement agents. *Georesursy, geoenergetika, geopolitika*. (In Russ.)
- Gall L.N., Kurochkin V.E. (2002). Mass spectrometric devices for

“priority areas of science, technology and technology of the Russian Federation. *Nauchnoe priborostroenie*, 12(2), pp. 3–9. (In Russ.)

Gilmanova R.Kh., Egorov A.F., Krotov S.A., Ziyatdinov R.R. (2012). Influence of lithology on the resistance of oil-saturated carbonate reservoirs in the transition zone and their development. *Neftepromyslovoe delo*, 1, pp. 84–89. (In Russ.)

Demir I. (1995). Formation Water Chemistry and Modeling of Fluid-Rock Interaction for Improved Oil Recovery in Aux Vases and Cypress Formations, Illinois Basin.

Geology Reference Manual. <http://www.geolib.net/oilgasgeology/plastovye-vody-neftyanyh-gazovyh-mestorozhdeniy>. (In Russ.)

Kartsev A.A. (1972). Hydrogeology of oil and gas fields. Moscow: Nedra, 280 p. (In Russ.)

Kosarev V.E. (2009). Control over the development of oil and gas fields. Kazan: Kazan State University, 145 p. (In Russ.)

Poroshin V.D., Mulyak V.V. (2004). Methods for processing and interpreting hydrochemical data when monitoring the development of oil fields. Moscow: Nedra, 220 p. (In Russ.)

Sulin V.A. (1935). Waters of oil fields of the USSR. Moscow-Leningrad: ONTI NKTP SSSR, 366 p. (In Russ.)

### About the Authors

*Maria S. Shipaeva* – Junior researcher, “Hard-to-Recover Reserves Simulation” Research and Educational Center, Kazan Federal University

4, Bolshaya Krasnaya st., Kazan, 420111, Russian Federation

*Ilyas A. Nuriev* – Cand. Sci. (Engineering), Deputy General Director of Workover Planning expertise – Workover Planning Department Head, JSC «Konsaltingovy Tsentr»

10, Gagarin st., Almet'yevsk, 423450, Russian Federation

*Nikolay V. Evseev* – Head of the Oil and Gas Development Department, CJSC “Aloil”

63, Engels st., Bavlly, 423930, Russian Federation

*Timur R. Miftahov* – geologist of the Oil and Gas Development Department, CJSC “Aloil”

63, Engels st., Bavlly, 423930, Russian Federation

*Vladislav A. Sudakov* – Deputy Director for Innovations of “Hard-to-Recover Reserves Simulation” Research and Educational Center, Kazan Federal University

4, Bolshaya Krasnaya st., Kazan, 420111, Russian Federation

*Artur A. Shakirov* – Deputy Director of “Hard-to-Recover Reserves Simulation” Research and Educational Center, Kazan Federal University

4, Bolshaya Krasnaya st., Kazan, 420111, Russian Federation

Manuscript received 26 October 2020;  
Accepted 20 November 2020; Published 11 December 2020