

Оперативное определение профиля притока в добывающих скважинах по химическому составу нефти и попутных вод (на примере одного из нефтяных месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции)

М.С. Шипаева^{1,2*}, К.Р. Талипова¹, В.А. Судаков¹, Д.К. Нургалиев¹, А.А. Шакиров²

¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

²ООО «Геоиндикатор», Казань, Россия

Актуальными проблемами на зрелых нефтяных месторождениях до сих пор остаются высокая обводненность продукции и учет раздельной добычи нефти и попутных вод из разных пластов. Для установления профиля притока в добывающих скважинах традиционно применяются геофизические методы, такие как спуск специального оборудования в скважину, что влечет за собой остановку добычи и трудозатраты. В дополнение к таким методам или в качестве альтернативного решения выступают геохимические методы: отбор проб прост и оперативен, что позволяет покрыть весь фонд скважин, а информация, получаемая в результате исследования, не требует остановки скважины. В этом случае используются показатели химического состава пластовых флюидов, добываемых с различных интервалов перфорации. В настоящей работе геохимические исследования проведены по устьевым пробам из более чем 100 скважин с отдельной перфорацией на карбонатный и терригенный коллекторы, некоторые скважины ведут совместную эксплуатацию данных пластов. Применен алгоритм по выявлению отличительных характеристик каждого пласта по составу добываемых рассолов и нефтей. Данные о химическом составе флюидов из разных объектов разработки позволили определить профили притока углеводородов и водной составляющей в разрезах скважин, совместно эксплуатирующих эти объекты. По результатам проведенных исследований девонская залежь рассматриваемого месторождения делится на две части: северную и южную, которые отличаются химическим составом пластовых флюидов. При анализе разработки отмечается то же деление залежей на две части: за последние 50 лет основная добыча нефти и попутной воды сосредоточена в южной части залежи, приуроченной к разлому, где предполагается активная работа водонапорного горизонта.

Ключевые слова: геохимия, геоиндикатор, разломы, терригенный и карбонатный коллекторы, анализ разработки, профиль притока

Для цитирования: Шипаева М.С., Талипова К.Р., Судаков В.А., Нургалиев Д.К., Шакиров А.А. (2023). Оперативное определение профиля притока в добывающих скважинах по химическому составу нефти и попутных вод (на примере одного из нефтяных месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции). *Георесурсы*, 25(4), с. 121–127. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.9>

Введение

Для достижения высоких коэффициентов нефтеотдачи необходимо исследовать и контролировать перемещение пластовых флюидов в объеме залежи. При этом зачастую результаты исследований межскважинного пространства, обладающего значительной неоднородностью, обусловленной как различной фациальной изменчивостью вмещающих пород, так и изменчивостью свойств пластовых флюидов, имеют высокую неопределенность. Поэтому уплотнение сетки скважин и доразведка запасов таких зон без учета характерных профилей притока в работающих скважинах могут иметь невысокую эффективность, особенно на старых месторождениях, находящихся на поздних стадиях разработки.

Актуальность настоящей работы продиктована существованием на зрелых месторождениях проблемы высокой обводненности и в связи с этим необходимостью установления источника воды. Повышение эффективности разработки таких месторождений становится возможным и на основе раздельного учета добычи воды и нефти из разных пластов с помощью методов разделения продукции.

Основы нефтепромысловых гидрогеохимических методов заложены в фундаментальных трудах (Сулин, 1948; Карцев, 1972; Матусевич, 1976; Шварцев, 1996; Гаттенбергер, 1971; Никаноров, 2001). В настоящее время эти методы продолжают активно развиваться (Абрамова и др., 2011; Закруткин и др., 2016; Киреева и др., 2012; Бешенцев и др., 2019; Shipaeva et al., 2022; McMahon et al., 2018; Simon et al., 2020). Для оценки продвижения нагнетаемой в пласт воды традиционно используются трассерные исследования, которые сопоставляются с геохимическими исследованиями добываемой продукции (Shipaeva et al., 2019).

* Ответственный автор: Мария Сергеевна Шипаева
e-mail: mariasipaeva@gmail.com

© 2023 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

При совместной разработке нескольких пластов, различающихся как типом коллектора, так и свойствами пластового флюида, необходимо учитывать вклад каждого пласта в работу скважины. Применение традиционных геофизических методов определения профиля притока требует остановки скважины, что, в свою очередь, ведет к потере добычи нефти, а иногда проведение такого рода исследований невозможно по технологическим причинам. В связи с этим в рамках настоящей работы рассматриваются геохимические методы исследования как альтернативные, имеющие ряд существенных преимуществ перед традиционными геофизическими, когда используются расходомеры, датчики контроля температуры, шумомеры (Chowdhury et al., 2019).

Применение геохимических методов обеспечивает оперативное получение информации без глушения и остановки скважины, без спуска в скважину специального оборудования, а также снижение влияния человеческого фактора, масштабируемость, экономичность, возможность покрытия исследованиями всего фонда скважин без ограничений на конструкции скважины. Кроме того, можно использовать эти методы как самостоятельно, так и совместно с другими методами (в частности, при анализе разработки отдельных участков залежей, подборе геолого-технических мероприятий), адаптации гидродинамических моделей и повышения их качества.

Цель настоящей работы – апробация современных методов геохимических исследований на площади многопластового месторождения для решения нефтепромысловых задач на примере изучения микроэлементного состава рассолов и нефтей двух стратиграфических систем: каменноугольной (верейский горизонт и башкирский ярус) и девонской (кыновский горизонт) одного из нефтяных месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Для этого были рассмотрены следующие задачи: определение параметров по составу добываемого флюида, которые позволят установить различия залежей; распределение добычи жидкости в случае совместной разработки пластов, установление причин обводнения добывающих скважин;

Методы исследования

Геохимическое исследование нефти и гидрогеохимическое исследование воды на одном из нефтяных месторождений проводились в шесть этапов.

1. На первом этапе подбирались скважины-кандидаты для проведения исследований – это скважины с перфорацией на один горизонт и скважины с работой на несколько горизонтов (рис. 1, скв. 1, 2, 3). Скважины с перфорацией на один горизонт называются опорными скважинами, то есть скважинами, которые характеризуют конкретный горизонт на данном этапе разработки: верейский горизонт, башкирский ярус и кыновский горизонт. Такие скважины выбираются по следующим критериям: стабильная работа скважины в течение 6 месяцев, отсутствие выявленных нарушений в конструкции и заколонной циркуляции, отсутствие работ по гидроразрыву пласта. Было отобрано 7 опорных скважин для верейского горизонта, 31 для башкирского яруса и 28 для кыновского горизонта.

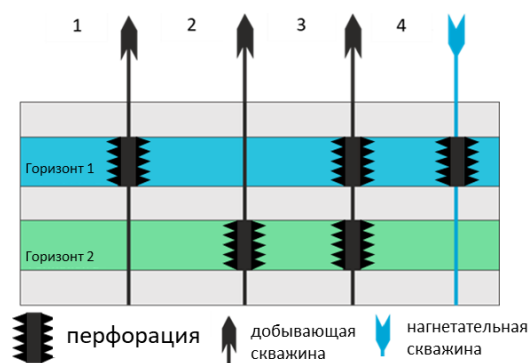


Рис. 1. Типы скважин для отбора проб: 1 – скважина с перфорацией на 1-й горизонт, опорная скважина; 2 – скважина с перфорацией на 2-й горизонт, опорная скважина; 3 – скважина с совместной перфорацией на два горизонта (одновременная-раздельная эксплуатация или общий фильтр); 4 – нагнетательная скважины

Количество скважин для определения профиля притока составило 37 скважин по верей-башкирским отложениям и 22 скважины, совместно работающие на кыновский горизонт и башкирский ярус.

2. Далее отбирались пробы и проводился лабораторный анализ этих проб. Исследовался микроэлементный состав воды и нефти: определялись щелочные и щелочноземельные металлы. Для определения микроэлементного состава флюида необходимо по 15 мл каждой фазы, а на измерение требуется немного времени. Поэтому данный вид анализа является более предпочтительным, чем стандартные анионно-катионные исследования, при этом он, конечно, не заменяет их, а только дополняет.

3. Данные лабораторного анализа обрабатывались с помощью методов математической статистики для установления уникальных характеристик разных горизонтов. Обработка проводилась путем кластеризации, а именно подбирались такие параметры состава и их комбинации, чтобы составы флюида из скважин с определенного горизонта были схожи друг с другом, чем составы из других горизонтов, с использованием геохимических критериев, а именно геохимического маркера, или геомаркера, который определяется по химическим элементам. Были определены геомаркеры для верейского горизонта, башкирского яруса и кыновского горизонта по каждому типу флюида (для воды геомаркер М1 и для нефти геомаркер М2), которые представляют собой комплексный параметр по различному соотношению всех выявленных металлов и их сумм, имеющих наибольшую статистическую важность.

4. Затем строились графики и карты по распределению выявленных геомаркеров в пределах каждого горизонта.

5. Следующий этап состоял в разделении продукции добывающих скважин по различным интервалам геологического разреза, определялись профили притока (скв. 3, рис. 1). Расчет проводился на основе медианных значений по опорным скважинам и анализа соответствия «случайной» пробы этим медианам.

6. И наконец, строилась карта по найденным значениям геомаркера М1 по воде в пределах кыновского горизонта.

Объект исследования

Геохимический мониторинг продукции скважин проведен нами на всем фонде скважин рассматриваемого месторождения, эксплуатирующих залежи карбонатных верейских и башкирских пластов, а также терригенного кыновского горизонта. На рис. 2 представлена структурная карта кыновского горизонта как основного объекта разработки, где показаны точки отбора проб. Видно, что месторождение имеет активную систему поддержания пластового давления по девонскому объекту. Тектоническое строение исследуемого месторождения характеризуется расположением нефтегазоносной структуры вдоль крупного субмеридионально направленного разлома, а также наличием широтно-ориентированных разломов, секущих структуру поперек. Субширотный геологический профиль (I–I') по этому объекту представлен на рис. 3, где показаны наличие разлома и его амплитуда смещения. В этой же зоне сосредоточены скважины с максимальной накопленной добычей (рис. 2).

Результаты и обсуждение

1. Отличие флюида разновозрастных отложений по составу

В результате проведенной кластеризации (этапы 1–3) установлены такие параметры, указывающие на различие составов воды (M2) и нефти (M1) башкирского яруса и кыновского горизонта (рис. 4).

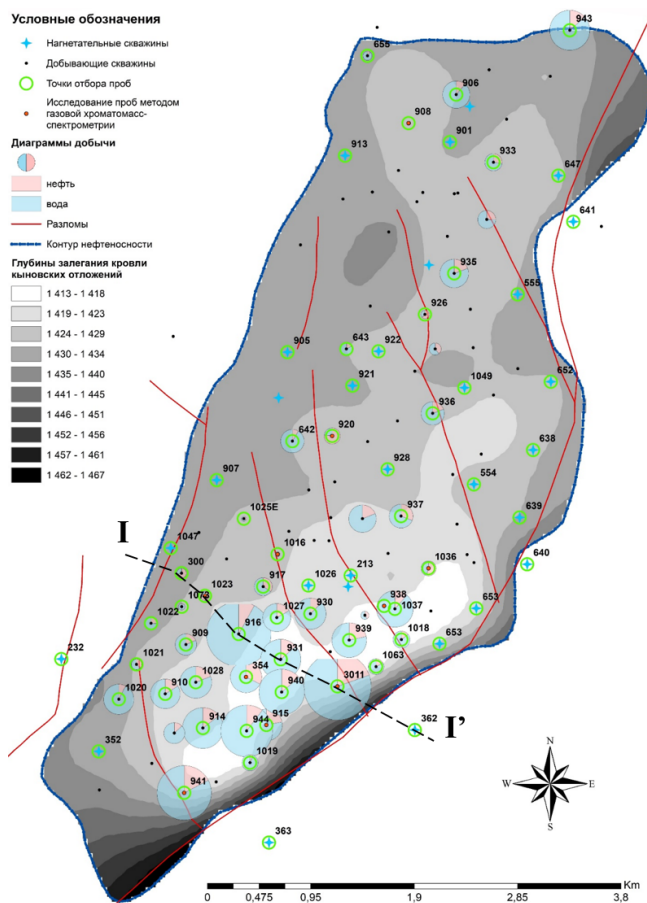


Рис. 2. Структурная карта по кровле кыновского горизонта с указанными данными по накопленной добыче и точками отбора проб

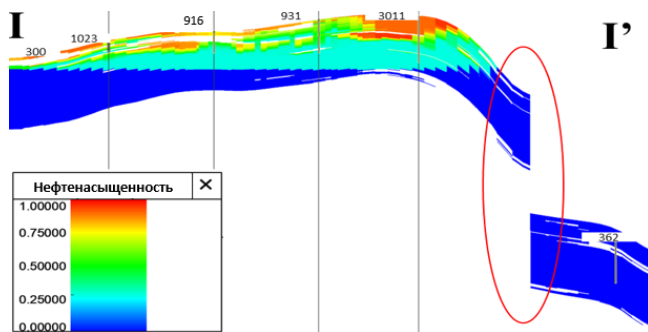


Рис. 3. Геологический профиль по линии скважин I–I' девонского резервуара

На рис. 5, 6 представлены указанные геомаркеры в порядке залегания пластов в виде отдельных графиков: геомаркер M1 для воды и геомаркер M2 для нефти. На рисунках разными цветами отмечены горизонты, с которых отобраны пробы: для башкирских и верейских отложений – серый цвет, для девонских отложений – коричневый цвет. Ось абсцисс (x) соответствует содержанию маркера M1 в пластовой воде, по оси ординат (y) отмечен порядковый номер образца в зависимости от стратиграфической приуроченности.

Наблюдается отличие в составе рассолов башкирских отложений и девона. Значения геохимического маркера M1 в пластовой воде:

- для отложений башкирского яруса изменяются от 300 до 500,
- для девонских отложений варьируются в пределах от 800 до 1350 (рис. 5).

Для скважин с совместной эксплуатацией двух объектов (D₃kn + C₂bsh, обозначено оранжевым цветом на рис. 5) содержание маркера M1 преимущественно приурочено к области девонских отложений. Исключения составляют некоторые скважины – по ним основной вклад в обводнение вносят отложения среднего карбона. Это 3 скважины, выделенные красным кругом, которые располагаются в пределах значения M1, равного 600–700, вместо медианы по девону в 1100, а значит по ним больший вклад в обводнение вносит башкирский ярус).

В результате исследования нефти из верейских, башкирских пластов и кыновского горизонта построен график распределения геомаркера M2 (рис. 6) По образцам нефти со скважин среднего карбона наблюдается различие по составу близко залегающих верейских и башкирских отложений. Хорошо различаются по составу горизонты среднего карбона и девона. Таким образом:

- для отложений верейского горизонта характерен диапазон значений M2 от 98 до 112;
- для отложений башкирского яруса – от 74 до 94;
- для девонских отложений – от 12 до 61.

Полученные результаты могут быть использованы для решения других геохимических задач. Так, найденное отличие в составе нефти верейских и башкирских пластов позволяет распределить добычу в скважинах в случае совместной выработки данных пластов, чего не было ранее сделано другими исследователями.

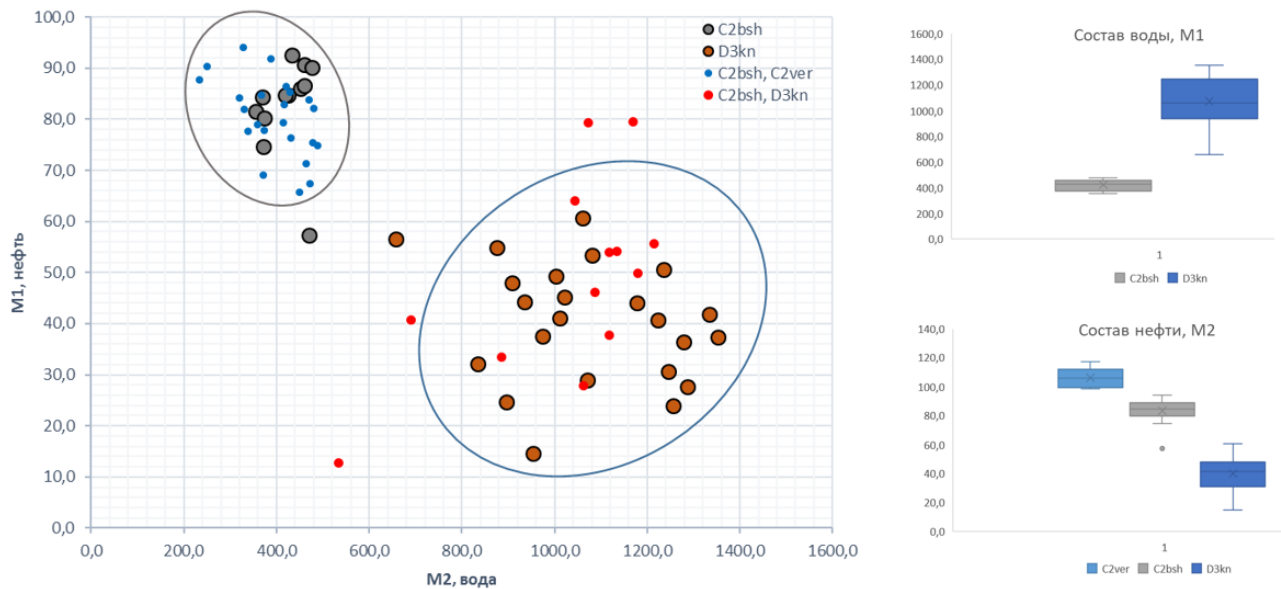


Рис. 4. Кластеризация данных и зависимость параметров M1 и M2

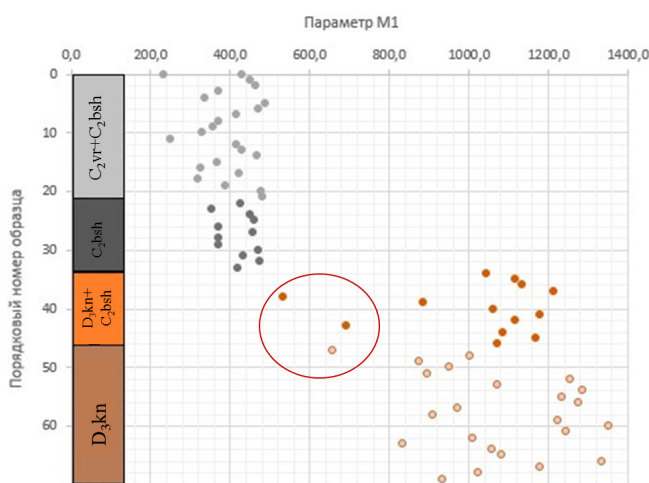


Рис. 5. Распределение гидрогеохимического маркера M1 в пробах воды из скважин с разной перфорацией: 1) C₂vr + C₂bsh; 2) C₂bsh; 3) D₃kn + C₂bsh; 4) D₃kn. Горизонтальная шкала соответствует содержанию маркера в пробах, на вертикальной шкале пробы расположены в зависимости от порядкового номера и стратиграфической приуроченности

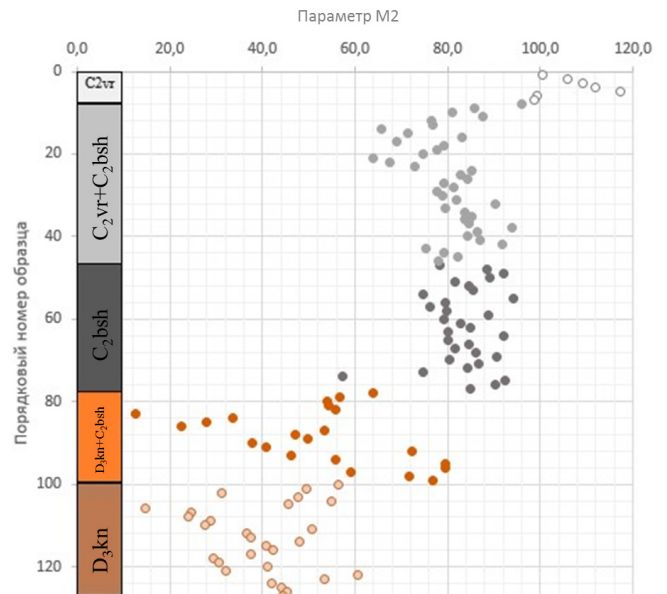


Рис. 6. Распределение геохимического маркера M2 в пробах нефти из скважин с разной перфорацией: 1) C₂vr+C₂bsh; 2) C₂bsh; 3) D₃kn + C₂bsh; 4) D₃kn. Горизонтальная шкала соответствует содержанию маркера в пробах, на вертикальной шкале пробы расположены в зависимости от порядкового номера и стратиграфической приуроченности

Определение профиля притока в добывающих скважинах

По составу воды и нефти каждого горизонта, установленному при анализе проб из опорных скважин, и их отличительным признакам, а именно диапазонам значений геомаркеров, можно оценить распределение добычи этих флюидов по конкретным залежам в скважинах с их совместной эксплуатацией.

По скважинам с совместной выработкой запасов нефти из залежей C₂vr и C₂bsh рассчитана доля добычи нефти с каждого из пластов путем расчета пропорций в смеси на основе значений с опорных скважин:

$$\text{Смесь} = Ax + By,$$

где A, B – искомые доли нефти каждого горизонта в смеси; x, y – средние значения геомаркера в опорных скважинах разных горизонтов.

По этой формуле рассчитаны доли добытой нефти из верейских и башкирских отложений в скважинах с совместной их перфорацией, данные представлены в табл. 1. Заметим, что нефть преимущественно поступает по башкирскому ярусу. Образцов воды с верейского горизонта получить не удалось, так как этот горизонт только вступил в разработку, поэтому весь приток воды в скважинах с совместной добычей C₂vr и C₂bsh происходит по башкирскому ярусу.

Результаты аналогично проведенных расчетов для девонской и каменноугольной залежей нефти показывают, что в скважинах с совместной выработкой продуктивных пластов D₃куп + C₂bsh основной приток нефти

№ п/п	Скважина	Вовлечение в добычу, %	
		C ₂ vr	C ₂ bsh
1	5249	0	100
2	5271	20,6	79,4
3	5233	0	100
4	5210	0	100
5	1065E	0	100
6	5261	0	100
7	5130	4,3	95,7
8	5242	0	100
9	5115	0	100
10	5178	0	100
11	5263	0	100
12	5217	0	100
13	5266	0	100
14	5268	0	100
15	5131	11,5	88,5
16	5132	5,5	94,5
17	5177	9,5	90,5
18	5123	0	100
19	5165	0,8	99,2
20	5269	0	100
21	5239	0	100
22	5176	1,9	98,1
23	5125	29,5	70,5
24	5204	0	100
25	5186	9,1	90,9
26	5295	13,1	86,9
27	5163	6,1	93,9
28	5122	11,1	88,9
29	5238	39,7	60,3
30	5174	18,4	81,6
31	5216	8	92
32	5214	17,4	82,6
33	5212	35,3	64,7
34	5267	0	100
35	5274	0	100
36	5277	1,2	98,8
37	5296	0	100

Табл. 1. Распределение добычи нефти из верейских и башкирских отложений в скважинах с совместной их перфорацией

наблюдается преимущественно по девонским отложениям, но имеются скважины с ее добычей и с башкирских пластов (табл. 2).

2.Выявление аномальных зон и скважин

По величинам геомаркера М1 в пластовых рассолах девонских отложения построена карта, на которой отмечается широкий диапазон его значений от 650 до 1350 (рис. 7). Этому есть объяснения. Из рисунка видно, что пробы со скважин, приуроченных к южной части девонской залежи в районе интенсивного отбора флюидов, в отличие от общего фона по залежи, характеризуются повышенным содержанием М1, приближенным к 1350, это может быть свойственно для глубоких пластовых рассолов и активного аквифера, по нашему предположению. Возможно, здесь происходит активный приток законтурной воды. В северной и центральной части месторождения наблюдается более равномерный геохимический состав по добывающим скважинам со средним значением М1, равным 900. Таким образом, наблюдается деление девонской залежи на 2 геохимические зоны.

№ п/п	Скважина	Вовлечение в добычу, %	
		C ₂ bsh	D ₃ kyn
1	939	53,7	46,3
2	1029	35,0	65,0
3	910	31,6	68,4
4	914	32,0	68,0
5	906	36,4	63,6
6	917	0	100
7	933	0	100
8	916/2	0	100
9	936/2	0	100
10	937/2	29,5	70,5
11	1019E/2	18,5	81,5
12	1037/2	22,1	77,9
13	300	0	100
14	643	5,4	94,6
15	1012E	71	29
16	1040	10,0	90,0
17	1069E	36	64
18	1041	85,3	14,7
19	456	84,6	15,4
20	1072E	41,3	58,7
21	1068E	69,1	30,9
22	1015E	78,9	21,1

Табл. 2. Распределение продукции добывающих скважин между девонской и каменноугольной залежами нефти

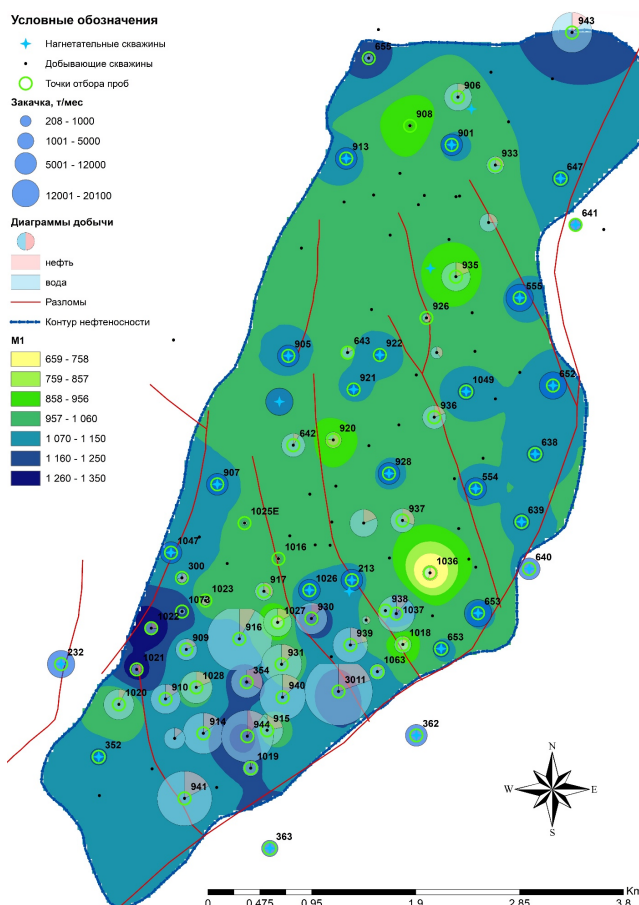


Рис. 7. Карта распределение значений маркера М1 в пробах воды кыновско-пашийских отложений

Заключение

На одном из нефтяных месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции применена технология геохимического мониторинга работы добывающих скважин. Проведен геохимический анализ пластовых флюидов из отложений среднего карбона и девона. Выявлены отличия по микроэлементному составу воды и нефти объектов разработки: кыновского горизонта девонской системы и башкирского яруса и верейского горизонта среднего карбона. Это позволило рассчитать доли извлекаемой продукции по каждому объекту разработки в скважинах с совместной эксплуатацией пластов. В большинстве случаев объектом добычи воды являются девонские пласты, но встречаются и обводненные башкирские интервалы. Выявлены также скважины с добычей жидкости не со своего пласта. По химическому составу наблюдается разделение нефтей среднего карбона и девона, а также разделение нефтей верейских и башкирских отложений между собой, что также может быть использовано для учета добычи при совместной эксплуатации скважин на данные горизонты и при работах по гидроразрыву пласта в случае распространения трещины в соседний горизонт.

В районе интенсивного отбора по девонским отложениям наблюдается несколько иной микроэлементный состав вод в отличие от общего фона по месторождению. Это, возможно, свидетельствует о притоке законтурной воды вдоль разлома и активности водонапорной системы в настоящее время, спустя 50 лет с момента ввода в разработку данного месторождения.

Финансирование

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-299 в рамках программы развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

Литература

- Абрамова О.П., Абукова Л.А., Попов С.Н. (2011). Проблемы повышения достоверности компьютерных моделей природного и техногенного засоления в геологической среде. *Современные проблемы науки и образования*, (4), с. 1–7.
- Бешенцев В.А., Семенова Т.В., Сабанина И.Г., Воробьева С.В. (2019). Характеристика подземных вод мезозойского гидрогеологического бассейна в пределах месторождений Ямало-ненецкого нефтегазодобывающего региона. *Известия вузов. Нефть и газ*, (4), с. 39–48. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2019-4-39-48>
- Гаттенбергер Ю.П. (1971). Гидрогеология и гидродинамика подземных вод. М.: Недра, 184 с.
- Закруткин В.Е., Гибков Е.В., Скляренко Г.Ю., Решетняк О.С. (2016). Сравнительная оценка качества поверхностных и подземных вод Восточного Донбасса по геохимическим показателям. *Известия высших учебных заведений. Северо-Кавказский регион. Естественные науки*, (2), с. 91–99.
- Карцев А.А. (1972). Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. М.: Недра, 280 с.
- Киреева Т.А., Гусева О.В., Судо Р.М. (2012). Влияние химического состава пластовых вод нефтегазовых месторождений западной Сибири на разработку залежей (на примере Средне-Хулымского месторождения). *Вестник Московского университета. Серия 4. Геология*, (2), с. 35–44.

- Матусевич В.М. (1976). Геохимия подземных вод Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. М.: Недра, 157 с.
- Никаноров А.М. (2001). Гидрохимия. СПб.: Гидрометеоздат, 444 с.
- Сулин В.А. (1948). Гидрогеология нефтяных месторождений. М.-Л.: Гостоптехиздат, 480 с.
- Шварцев С.Л. (1996). Общая гидрогеология. М.: Недра, 423 с.
- Chowdhury M.S., Tanjil H.A., Akter S., Amin M.A., Pal S.K. (2019). Production Logging and its Implementation: A Technical Review. *International Journal of Petroleum and Petrochemical Engineering*, 5(2), pp. 42–51. <http://dx.doi.org/10.20431/2454-7980.0502004>
- McMahon P.B., Kulongoski J.T., Vengosh A., Cozzarelli I.M., Landon M.K., Kharaka Y.K., Gillespie J.M., Davis T.A. (2018). Regional patterns in the geochemistry of oil-field water, southern San Joaquin Valley, California, USA. *Applied Geochemistry*, 98, pp. 127–140. <https://doi.org/10.1016/j.apgeochem.2018.09.015>
- Shipaeva M., Sudakov V., Khairtdinov R., Sattarov A. (2019). Analysis of flow distribution in fractured-cavernous carbonate reservoir basing on tracer tests and isotope survey. *International Multidisciplinary Scientific GeoConference-SGEM*, 19(1.2), pp. 635–642. <https://doi.org/10.5593/sgem2019/1.2/S06.080>
- Shipaeva M.S., Garifullina V.I., Fayzetdinova R.R., Sudakov V.A., Shakirov A.A., Nuriev I.A., Khuzin R.R., Salikhov D.A. (2022). Geochemical analysis of formation water as a tool for better understanding of water flooding. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 1087, 012069. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/1087/1/012069>
- Simon S., Ruwoldt J., Sjöblom J. (2020). A critical update of experimental techniques of bulk and interfacial components for fluid characterization with relevance to well fluid processing and transport. *Advances in Colloid and Interface Science*, 277, 102120. <https://doi.org/10.1016/j.cis.2020.102120>

Сведения об авторах

Мария Сергеевна Шипаева – младший научный сотрудник, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420111, Казань, ул. Большая Красная, д. 4
e-mail: mariasipaeva@gmail.com

Камиля Рустемовна Талипова – инженер, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420111, Казань, ул. Большая Красная, д. 4

Владислав Анатольевич Судаков – директор, НОЦ «Моделирование ТРИЗ», заместитель директора по инновационной деятельности, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

Данис Карлович Нургалиев – доктор геол.-минерал. наук, проректор по направлениям нефтегазовых технологий, природопользования и наук о Земле, директор Института геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420111, Казань, ул. Чернышевского, д. 7

Артур Альбертович Шакиров – генеральный директор, ООО «Геоиндикатор»; заместитель директора, НОЦ «Моделирование ТРИЗ», Казанский (Приволжский) федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Большая Красная, д. 4

Статья поступила в редакцию 15.09.2023;
Принята к публикации 23.11.2023; Опубликовано 30.12.2023

Flow Profile Estimating in production wells based on chemical composition of fluids (an example on Volga-Ural Petroleum and Gas Province)

M.S. Shipaeva^{1,2*}, K.R. Talipova¹, V.A. Sudakov¹, D.K. Nurgaliev¹, A.A. Shakirov²

¹Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

²Geoindicator LLC, Kazan, Russian Federation

*Corresponding author: Maria S. Shipaeva, e-mail: mariasipaeva@gmail.com

Abstract. Current problems in mature oil fields are high water cut and flow profile estimating of oil and associated brines from different layers. To establish the flow profile in production wells, geophysical research (Production Logging) is traditionally used by lowering special equipment into the well. Production Logging requires production stops and labor costs. Geochemical methods (Production Geochemistry) are used as an alternative solution: sampling is simple and efficient, which makes it possible to cover all the interesting area. Moreover, sampling does not require stopping the well. The geochemical method uses individual indicators of the composition of formation fluids produced from different perforation intervals. In this work, geochemical studies were carried out using wellhead samples from more than 100 wells, with single perforation for carbonate and terrigenous reservoirs. Some wells have joint exploitation of these formations. An automated algorithm was used to identify the distinctive characteristics of each formation based on the composition of the produced brines and oils. Data on the chemical composition of fluids from different development objects made it possible to determine the flow profiles in wells with joint production. Based on the results of the studies, the Devonian reservoir of the field under consideration is divided into 2 parts – northern and southern, which differ in the chemical composition of formation fluids. The same separation of the deposits into 2 parts is noted by field development analysis: over the past 50 years, the main production of oil and associated brines has been concentrated in the southern part of the deposit, confined to the fault, where the active work of the aquifer is assumed. It is recommended to use the obtained data for history matching of the reservoir simulation model.

Keywords: geochemistry, geoinicator, faults, terrigenous and carbonate reservoir, field development, flow profile

Recommended citation: Shipaeva M.S., Talipova K.R., Sudakov V.A., Nurgaliev D.K., Shakirov A.A. (2023). Flow Profile Estimating in production wells based on chemical composition of fluids (an example on Volga-Ural Petroleum and Gas Province). *Georesursy = Georesources*, 25(4), pp. 121–127. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.9>

Acknowledgements

This work was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement No. 075-15-2022-299 within the framework of the development program for a world-class Research Center “Efficient development of the global liquid hydrocarbon reserves”.

References

- Abramova O.P., Abukova L.A., Popov S.N. (2011). Problems of increasing the reliability of computer models of natural and technogenic salt deposition in the geological environment. *Sovremennye problemy nauki i obrazovaniya*, (4), pp. 1–7. (In Russ.)
- Beshentsev V.A., Semenova T.V., Sabanina I.G., Vorobjeva S.V. (2019). Characteristics of groundwater in the Mesozoic hydrogeological basin at the fields of the Yamalo-Nenets oil and gas producing region. *Izvestiya vuzov. Neft' i gaz = Oil and Gas Studies*, (4), pp. 39–48. (In Russ.) <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2019-4-39-48>
- Chowdhury M.S., Tanjil H.A., Akter S., Amin M.A., Pal S.K. (2019). Production Logging and its Implementation: A Technical Review. *International Journal of Petroleum and Petrochemical Engineering*, 5(2), pp. 42–51. <http://dx.doi.org/10.20431/2454-7980.0502004>

Gattenberger Yu.P. (1971). Hydrogeology and hydrodynamics of groundwater. Moscow: Nedra, 184 p. (In Russ.)

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

Kireeva T.A., Guseva O.V., Sudo R.M. (2012). The influence of the chemical composition of formation waters of oil and gas fields in Western Siberia on the development of deposits (using the example of the Sredne-Khulymskoye field). *Vestnik Moskovskogo universiteta. Seriya 4. Geologiya = Bulletin of Moscow University. Series 4. Geology*, (2), pp. 35–44. (In Russ.)

Matusevich V.M. (1976). Geochemistry of groundwater in the West Siberian oil and gas basin. Moscow: Nedra, 157 p. (In Russ.)

McMahon P.B., Kulongoski J.T., Vengosh A. et al. (2018). Regional patterns in the geochemistry of oil-field water, southern San Joaquin Valley, California, USA. *Applied Geochemistry*, 98, pp. 127–140. <https://doi.org/10.1016/j.apgeochem.2018.09.015>

Nikanorov A.M. (2001). Hydrochemistry. St.Petersburg: Gidrometeoizdat, 444 p. (In Russ.)

Shipaeva M., Sudakov V., Khairtdinov R., Sattarov A. (2019). Analysis of flow distribution in fractured-cavernous carbonate reservoir basing on tracer tests and isotope survey. *International Multidisciplinary Scientific GeoConference-SGEM*, 19(1.2), pp. 635–642. <https://doi.org/10.5593/sgem2019/1.2/S06.080>

Shipaeva M.S., Garifullina V.I., Fayztdinova R.R., Sudakov V.A., Shakirov A.A., Nuriev I.A., Khuzin R.R., Salikhov D.A. (2022). Geochemical analysis of formation water as a tool for better understanding of water flooding. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 1087, 012069. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/1087/1/012069>

Shvartsev S.L. (1996). General hydrogeology. Moscow: Nedra, 423 p. (In Russ.)

Simon S., Ruwoldt J., Sjöblom J. (2020). A critical update of experimental techniques of bulk and interfacial components for fluid characterization with relevance to well fluid processing and transport. *Advances in Colloid and Interface Science*, 277, 102120. <https://doi.org/10.1016/j.cis.2020.102120>

Sulin V.A. (1948). Hydrogeology of oil fields. Moscow – Leningrad: Gostoptekhizdat, 480 p. (In Russ.)

Zakrutkin V.E., Gibkov E.V., Sklyarenko G.Yu., Reshetnyak O.S. (2016). Comparative assessment of the quality of surface and groundwater in Eastern Donbass based on hydrochemical indicators. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Severo-Kavkazskii region. Estestvennyye nauki*, (2), pp. 91–99. (In Russ.)

About the Authors

Maria S. Shipaeva – Junior Researcher, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University
4 Bolshaya Krasnaya st., Kazan, 420111, Russian Federation
e-mail: mariasipaeva@gmail.com

Kamilya R. Talipova – Engineer, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University
4 Bolshaya Krasnaya st., Kazan, 420111, Russian Federation

Vladislav A. Sudakov – Deputy Director for Innovations, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University
4 Bolshaya Krasnaya st., Kazan, 420111, Russian Federation

Danis K. Nurgaliev – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Vice-Rector for Earth Sciences, Kazan Federal University
7 Chernyshevskogo st., Kazan, 420111, Russian Federation

Artur A. Shakirov – CEO, Geoindicator LLC
13 Lenina st., Almetyevsk, 423452, Russian Federation

Manuscript received 15 September 2023;

Accepted 23 November 2023; Published 30 December 2023