

НАУКИ О ЗЕМЛЕ
SCIENCE OF EARTH

УДК 556.36:553.98

DOI 10.23683/0321-3005-2017-4-1-93-103

**ГЕОХИМИЯ ПЛАСТОВЫХ ВОД МЕСТОРОЖДЕНИЙ
УГЛЕВОДОРОДОВ СЕВЕРНОГО И СРЕДНЕГО КАСПИЯ**

© 2017 г. Л.А. Абукова¹, О.П. Абрамова¹, Л.А. Анисимов²,
Э.С. Сианисян³, И.В. Воронцова², Г.Ю. Исаева¹

¹Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, Москва, Россия,

²Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть», Волгоград, Россия,

³Южный федеральный университет, Ростов-на-Дону, Россия

**FORMATION WATERS GEOCHEMISTRY OF THE HYDROCARBONS
FIELDS OF THE NORTH AND CENTRAL CASPIAN**

*L.A. Abukova¹, O.P. Abramova¹, L.A. Anisimov²,
E.S. Sianisyan³, I.V. Vorontsova², G.U. Isaeva¹*

¹Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia,

²JSC "LUKOIL-Engineering", Branch "VolgogradNIPImorneft", Volgograd, Russia,

³Southern Federal University, Rostov-on-Don, Russia

Абукова Лейла Азретовна – доктор геолого-минералогических наук, профессор, директор, Институт проблем нефти и газа РАН, ул. Губкина, 3, г. Москва, 119333, Россия, e-mail: abukovaa@ipng.ru

Leila A. Abukova - Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, Director, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Gubkina St., 3, Moscow, 119333, Russia, e-mail: abukovaa@ipng.ru

Абрамова Ольга Петровна – кандидат геолого-минералогических наук, заведующая сектором нефтегазовой гидрогеологии, Институт проблем нефти и газа РАН, ул. Губкина, 3, г. Москва, 119333, Россия, e-mail: abramova_olga@bk.ru

Olga P. Abramova - Candidate of Geology and Mineralogy, Head of the Sector of Oil and Gas Hydrogeology, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Gubkina St., 3, Moscow, 119333, Russia, e-mail: abramova_olga@bk.ru

Анисимов Леонид Алексеевич – доктор геолого-минералогических наук, профессор, ведущий научный сотрудник, лаборатория интерпретации индикаторных исследований, Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть», ул. Советская, 10, г. Волгоград, 400131, Россия, e-mail: lanisimov@lukoilmn.ru

Leonid A. Anisimov - Doctor of Geology and Mineralogy, Researcher, Laboratory of Interpretation of Indicator Researches, Branch "VolgogradNIPImorneft" in Volgograd, JSC "LUKOIL-Engineering", Sovetskaya St., 10, Volgograd, 400131, Russia, e-mail: lanisimov@lukoilmn.ru

Сианисян Эдуард Саркисович – доктор геолого-минералогических наук, профессор, кафедра геологии нефти и газа, Институт наук о Земле, Южный федеральный университет, ул. Зорге, 40, г. Ростов-на-Дону, 344090, Россия, e-mail: edward@sfedu.ru

Eduard S. Sianisyan - Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, Department of Oil and Gas Geology, Institute of Earth Sciences, Southern Federal University, Zorge St., 40, Rostov-on-Don, 344090, Russia, e-mail: edward@sfedu.ru

Воронцова Ирина Владимировна – кандидат геолого-минералогических наук, заведующая лабораторией интерпретации индикаторных исследований, Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть», ул. Советская, 10, г. Волгоград, 400131, Россия

Irina V. Vorontsova - Candidate of Geology and Mineralogy, Head of the Laboratory of Interpretation of Indicator Researches, Branch "VolgogradNIPImorneft" in Volgograd, JSC "LUKOIL-Engineering", Sovetskaya St., 10, Volgograd, 400131, Russia

Исаева Гюльнара Юсуповна – кандидат технических наук, научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, ул. Губкина, 3, г. Москва, 119333, Россия, e-mail: gelia08@yandex.ru

Gujlnara U. Isaeva - Candidate of Technical Sciences, Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Gubkina St., 3, Moscow, 119333, Russia, e-mail: gelia08@yandex.ru

Развитие поисково-разведочных работ на нефть и газ в акватории Каспия предполагает детальное изучение всех пластовых характеристик разреза, включая и гидрогеологические. В статье на основе анализа полученных данных уточняются гидрохимические условия месторождений Северного и Среднего Каспия, оценивается степень техногенного воздействия нефтедобычи на подземную гидросферу по стадиям нарушения геохимического равновесия в пластовой системе. Для этих целей предложен комплекс гидрохимических показателей, позволяющих дать количественную оценку сдвига геохимического равновесия в системе «вода – порода», в том числе по насыщенности пластовых вод малорастворимыми минеральными солями, проявлению агрессивности конденсационных вод, выпадению солей в процессе смешения вод разного генезиса. На конкретных примерах показана возможность диагностики генетического профиля попутных вод, добываемых совместно с углеводородами, идентификация долевого участия пластовых, конденсационных и технических вод в смесях жидкостей, поступающих в скважины. Определены характерные значения гидрохимических критериев для водонапорных комплексов рассматриваемых месторождений. Установлено, что пластовые воды Хвалынского-Сарматской зоны поднятий и средней части акватории Каспия отличаются от Ракушечно-Широтной зоны более высокой минерализацией и метаморфизацией, повышенным содержанием микроэлементов, но в целом по всем выделенным водонапорным комплексам наблюдается нормальная вертикальная гидрохимическая зональность.

Ключевые слова: химический состав пластовых вод, карбонатное равновесие, гидрохимические показатели, генезис вод.

Oil-and-gas prospecting and exploration operations development in the Caspian aquatory is intend to study in detail all reservoir-type characteristics of cross-section including the hydrogeological characteristics. Based on the analysis of the obtained data in this article the hydrochemical conditions of the North and Central Caspian fields are redetermined, the human impact of oil production to the undersurface hydrosphere are estimated under geochemical unbalance stages in the strata system. For these purposes, the suite of hydrochemical metrics is recommended. These metrics allow quantifying of geochemical equal balance change in the “water-rock” system, as of formation waters saturation of low-solubility mineral salts, as a demonstration of condensate waters aggressivity, as a salting-up in the process of different genesis waters mixture. The possibility of genetic profile diagnostic of the associated waters which produced combined with hydrocarbons and the identification of participating stake of the formation, condensate and technical waters in the liquids mixture entering into the wells are showed on the particular cases. The representative values of the hydrochemical criteria for the water-drive systems of considered fields are determined. It was determined that the formation waters of Hvalinsko-Sarmatskoy uplift zone and formation waters of the middle part of Caspian aquatory are differ than formation waters of Rakushechnaya-Shirotnaya zone by the higher mineralization and metamorphization, high concentration of trace elements. But in general, the normal geochemical vertical zonation is observed for all allocated water-drive complexes.

Keywords: chemical composition of the formation waters, carbonaceous equal balance, hydrochemical metrics, water genesis.

Введение

Разворот геолого-поисковых и разведочных работ на Северном и Среднем Каспии требует полного учета всех составляющих геологического анализа нефтегазоносности недр, в том числе детального изучения гидрогеологических условий месторождений и перспективных площадей. Район Северного Каспия интересен тем, что на близлежащих структурах одновременно ведутся как поисково-разведочные, так и геолого-промысловые работы. Это позволяет по гидрогеологическим данным оценивать не только перспективность локальных поисковых объектов, но и влияние техногенного фактора на гидрогеологические условия месторождений углеводородов (УВ).

В статье детализируются представления о гидрохимических условиях основных водонапорных комплексов (ВК), оцениваются изменения, происходящие в пластовой системе при бурении и эксплуатации добывающих скважин (выщелачивание пород, выпадение малорастворимых солей, смешение вод различного состава и генезиса и др.).

Теоретические основы и методы исследований

В последние десятилетия достаточно активно развиваются гидрогеохимические методы решения различных научно-практических задач в области геологического картирования, экологии, прогноза размещения полезных ископаемых, оценки техногенных воздействий на геологическую среду [1, 2].

Развитие гидрогеохимических методов прогноза нефтегазоносности заложено в трудах В.А. Сулина [3], А.А. Карцева [4], В.М. Матусевича [5], С.Л. Шварцева [6], Ю.П. Гаттенбергера [7], А.М. Никанорова [8] и др. Практика показала высокую информативность таких гидрогеологических критериев, как хлор-бромный, натрий-хлорный, сульфат-хлорный, кальций-натриевый и другие коэффициенты [9–11]. Ведущим направлением в изучении механизмов физико-химического взаимодействия природных и техногенных вод с вмещающей средой в последнее десятилетие стало термодинамическое моделирование в системе «вода – порода» [11–13]. В нефтегазопромысловых и промысловых практиках этот метод эффективно применяется для оценки насыщенности вод малорастворимыми карбонатными и сульфатными солями кальция, бария, стронция и др. Теоретические основы методов заложены в трудах Р.М. Гаррелса и Ч.Л. Крайста [14], Дж. Дривера [15], J.E. Oddo и M.V. Tompson [16], В.Е. Кашавцева [17]. Результаты сводятся к расчету индекса насыщения вод кальцитом, гипсом, целестином и др. для прогноза солеотложений на забое и в стволах нагнетательных, добывающих скважин, нефтепромысловом оборудовании [17–19].

В связи с тем, что процесс выпадения минеральных солей обусловлен влиянием техногенных факторов (изменение термобарических условий, внедрение технических растворов и др.) этот критерий был использован для оценки степени нарушения геохимического равновесия в водах нефтегазовых месторождений Северного и Среднего Каспия.

Расчеты выполнены в соответствии с методикой Дебая – Хюккеля [20–22]. По коэффициенту насыщенности вод карбонатом кальция (Sk) выделены (применительно к месторождениям рассматриваемой территории и с учетом особенностей смещения вод различного генезиса – пластовых, конденсационных, технических) следующие стадии нарушения геохимического равновесия в системе «вода – порода».

I стадия – равновесная: $Sk = (0,0) \div (+0,5)$ или $Sk = (0,0) \div (-0,5)$. Пластовая вода находится в геохимическом равновесии с вмещающими породами, возможны незначительные примеси вод иного генезиса (менее 0,5 %), не оказывающие влияния на исходный состав пластовых вод.

II стадия – начальная: $Sk = (+0,5) \div (+1,0)$ или $Sk = (-0,5) \div (-1,0)$. Пластовые воды образуют смеси с техногенными, конденсационными (солюционными), долевого участия которых в новообразованных смесях варьирует от 0,5 до 30 %.

III стадия – переходная: $Sk = (+1,0) \div (+1,5)$ или $Sk = (-1,0) \div (-1,5)$. В новообразованных смесях вод

доля техногенных, конденсационных (солюционных) вод возрастает от 30 до 70 % с соответствующим снижением доли пластовых вод.

IV стадия – конечная: $Sk = > (+1,5)$ или $Sk < (-1,5)$. Технические жидкости, конденсационные (солюционные) воды замещают пластовые воды на 70 % и более.

Для детализации выделенных стадий, уточнения генезиса и долевого участия пластовых вод и других жидкостей в составе смесей, поступающих в скважину, были привлечены общеизвестные гидрохимические параметры и некоторые другие: коэффициент щелочности – Alk/H , где $Alk = r(\text{HCO}_3^- + \text{CO}_3^{2-})$, $H = r(\text{Ca}^{2+} + \text{Mg}^{2+})$, а также коэффициенты $r\text{Ca}^{2+}/r\text{Na}^+$ и $r\text{Ca}^{2+}/r\text{Mg}^{2+}$; они показали хорошую информативность присутствия технических растворов щелочного и кислого характера.

Предложенная система ранжирования позволила подробно охарактеризовать гидрохимические условия поисковых и промысловых объектов в пределах Северного и Среднего Каспия (Ракушечно-Широтный вал, Хвалынского-Сарматская зона поднятий, Средне-Каспийский свод).

Гидрогеологические условия нефтегазоносных объектов акватории Северного и Среднего Каспия

Средне-Каспийский нефтегазоносный бассейн в гидрогеологическом отношении представляет самостоятельную водонапорную систему, по периферии которой расположены зоны создания инфильтрационного напора (со стороны Кавказского и Кубадаг-Большебалханского горных сооружений, раннемезозойских поднятий Южного Мангышлака и позднепалеозойских образований кряжа Карпинского).

Палеоген-верхнемеловой ВК ($P_{1\text{эоцен}}-K_2$) представлен однородными пластами известняков с прослоями мергелей толщиной 500–600 м. Воды верхнемеловых отложений не опробованы, но испытания, проведенные на структуре Широкая, показали наличие хорошо проницаемого резервуара в верхнемеловых отложениях Ракушечно-Широтного вала [23].

В составе ВК выделяют эоценовый водоносный горизонт, представляющий основной интерес с точки зрения нефтегазоносности. Горизонт опробован скв. G-1 на месторождении им. Ю. Корчагина (структура Широкая). Скважина бурилась с использованием бурового раствора на высокоминерализованной щелочной основе, что повлекло нарушение геохимического равновесия в системе «вода – порода»: полученные пробы воды имели разную минерализацию (47,7–65,34 г/дм³) и химический состав (табл. 1, скв. G-1). Анализ распределения ос-

новых гидрохимических параметров позволил выделить две группы вод. В первую вошли воды, отобранные с глубины 765 м, с минерализацией 64,9–65,3 г/дм³. Коэффициент насыщенности карбонатными солями кальция (Sk) имеет высокое значение (+5,08), соответствующее конечной, IV стадии сдвига геохимического равновесия с угрозой выпадения солей. Воды характеризуются высокой щелочной реакцией, отсутствием микроэлементов; все

остальные гидрохимические параметры, в том числе хлоридно-магниевый тип (по В.А. Сулину), свидетельствуют об их техногенном генезисе. Доля технических вод достигает 75 %. Вторая группа вод (глубина отбора 769 м) хлоридно-кальциевого типа (по В.А. Сулину) с минерализацией 47,6–47,7 г/дм³ по сравнению с первой группой характеризуется почти по всем гидрохимическим показателям более высокой степенью метаморфизации.

Таблица 1

Характеристика показателей химического состава вод, полученных при опробовании палеогенового (эоценового) и нижнемелового водоносных комплексов в пределах Ракушечно-Широтного вала / The characteristics of the waters chemical composition indicators which obtained from the Paleogene (Eocene) and Lower Cretaceous water-drive complexes testing within the Rakushechno-Shirotniy bar

Гидрохимические параметры	Месторождение, площадь, № скважины, глубина, м (интервал отбора), геологический возраст						
	им. Ю. Корчагина		Широтная		Ракушечное		
	G-1		2-III		1-P	4-P	6-P
	765 P ₂ (эоцен)	769 P ₂ (эоцен)	в-1588–1610 н-1546–1562 K ₁	г-1501–1536 K ₁	1414–1423 K _{1br}	1215–1264 K ₁	1485–1486 K ₁
Минерализация, г/дм ³	64,9	47,7	76,0	63,8	96,7	73,3	107,0
pH	9,9	8,5	6,6	7,9	6,8	6,8	6,3
Br	3,33	85,9	199,9	0,0	253,0	80,0	279,0
J	0,0	13,9	4,3	0,0	6,9	0,0	9,9
rNa ⁺ /rCl ⁻	0,96	0,83	0,81	1,03	0,82	0,74	0,82
Cl/Br	>1000	338	231	>1000	253	552	242
(rSO ₄ ²⁻ /rCl ⁻)·100	2,07	0,29	1,94	3,95	0,53	1,30	0,57
rCa ²⁺ /rNa ⁺	0,08	0,13	0,21	0,02	0,18	0,32	0,20
rCa ²⁺ /rMg ²⁺	1,94	1,34	3,39	1,19	2,99	5,71	3,44
rAlk/H	0,49	0,04	0,01	0,49	0,01	0,03	0,01
Sk	+5,08	+2,45	-0,46;	+0,60	0,0	+0,70	-0,12
Тип воды	ХМ	ХК	ХК	СН	ХК	ХК	ХК
Доля вод различного генезиса, %	T(75)+П	T(70)+П	П(100)	К(70)+Т	П (100)	П+ К(30)	П(100)

Примечание. П – пластовые воды; Т – технические воды; К – конденсационные воды. Типы вод по В.А. Сулину: СН – сульфатно-натриевый; ХМ – хлоридно-магниевый; ХК – хлоридно-кальциевый. В таблице приведены сведения по результатам химических анализов наиболее характерных проб воды.

Но величина Sk в этих водах, хотя и меньше, чем в вышеописанных смесях, все же имеет повышенное значение, характеризующее не равновесие, а IV, конечную стадию геохимической трансформации системы «вода – порода» с долей технических вод до 70 %. Влияние последних проявляется также повышенной величиной pH и коэффициентом щелочности, превышающим средние значения в пластовых водах рассматриваемого региона. Кальций-натриевый и кальций-магниевый коэффициенты указывают на незначительное содержание ионов кальция, что нехарактерно для седиментогенных вод и связано с воздействием калиевого технического раствора. Но, учитывая повышенное содержание микроэлементов (йода и брома), допустимо отнести эти воды с большой долей условности к пластовым.

Нижнемеловой ВК содержит нижнеальбский, апт-готерив-барремский водоносные горизонты;

сложен терригенными песчано-глинистыми породами. Толщина комплекса изменяется по площади: в пределах Ракушечно-Широтной зоны – 250 м; к востоку (Тюб-Караган) и югу (Хвалынско-Сарматская зона) его толщина увеличивается до 500–600 м. Нефтегазонасность комплекса связана с коллекторами неокома, апта и частично нижнего альба [23–25].

На месторождении им. Ю. Корчагина (Широтная) нижнемеловой ВК охарактеризован по результатам химических анализов вод, полученных при опробовании нефтеносной, газоносной и водоносной зон продуктивного пласта (табл. 1, скв. 2-III). Из водоносной (в-1588–1610 м) и нефтеносной (н-1546,0–1562,5 м) зон получено несколько проб воды идентичного состава с минерализацией 73,7–76,9 г/дм³ хлоридно-кальциевого типа (по В.А. Су-

лину). По степени насыщенности карбонатными солями воды соответствуют I стадии равновесного состояния с вмещающими породами. Коэффициент Sk характеризуется близкими к нулю отрицательными значениями, что, возможно, связано с опресняющим влиянием конденсационных (солюционных) вод вблизи водонефтяного контакта. Признаки вмещаательства техногенного воздействия отсутствуют. По всем гидрохимическим показателям, кроме коэффициента сульфатности (1,92–1,94), эти воды относятся к седиментогенным пластовым водам высокой метаморфизации. Повышенная сульфатность могла возникнуть за счет окисления серосодержащих компонентов в процессе отбора проб на водонефтяном контакте.

При испытании газоносной части пласта (г-1501–1536 м) в скважине получен интенсивный фонтанный приток газа и конденсата с незначительным количеством воды. Отобранные в этом интервале пробы воды, несмотря на разную минерализацию (39,6–63,8 г/дм³), весьма схожи по химическому составу, характеризуются сульфатно-натриевым типом (по В.А. Сулину) и по величине Sk воды соответствуют II стадии сдвига геохимического равновесия, созданного преимущественно конденсационными водами в смесях с техническими (до 30 %). Об этом свидетельствуют повышенный коэффициент щелочности, полное отсутствие йода, брома и все другие рассчитанные гидрохимические показатели. На месторождении Ракушечное нижнемеловой ВК опробован при открытии крупного многопластового месторождения нефти и газа в коллекторах неокома, апта и нижнего альба [23]. Это месторождение так же, как и месторождение им. Ю. Корчагина, входит в блок Ракушечно-Широтной зоны поднятий северной части российского шельфа Каспия; приурочено к складчатому поднятию субширотного простирания площадью 35×40 м, высотой 20 м (по кровле альба), осложненному разрывными нарушениями. Воды нижнемеловой ВК охарактеризованы по результатам опробования водоносных горизонтов в ряде скважин, из которых были получены воды с минерализацией от 73,3 до 107,0 г/дм³ хлоридно-кальциевого типа (по В.А. Сулину). Диагностика генетического статуса пластовых вод определялась в соответствии с выделенными количественными гидрохимическими критериями (табл. 1, скв. 1-Р, 4-Р, 6-Р). Так, из скв. 4-Р (1215–1264 м) получена вода с минерализацией 73,3 г/дм³. Коэффициент насыщенности вод карбонатом кальция указывает на II степень сдвига геохимического равновесия, что связано с влиянием технических вод. Это подтверждается и другими показателями: хлор-бромный коэффициент намного превышает 300, повышены сульфатность и щелочность вод, понижено содержание

микроэлементов. Вода представляет собой смесь пластовых вод с конденсационными, рассчитанная доля которых составляет около 30 %. Совершенно иначе гидрохимические показатели характеризуют воды из скв. 6-Р в интервале опробования 1485–1486, с минерализацией от 92,0 до 107,0 г/дм³. Величина Sk свидетельствует о равновесном состоянии с окружающими породами, седиментогенный характер вод подтверждается повышенным содержанием микроэлементов, пониженной щелочностью и всеми соответствующими критериями, характерными для высокой степени метаморфизации, что позволяет отнести эти воды к пластовым. Надо отметить, что в большинстве проб, отобранных из нижнемеловой ВК, минерализация вод составляла 95–100 г/дм³, например, при опробовании баремского горизонта в скв. 1-Р (1414–1423 м) тоже была получена пластовая вода с минерализацией 96,7 г/дм³ и аналогичным химическим составом. В некоторых пробах более высокая минерализация (107,5 г/дм³) дает основание предположить поступление пластовых вод из нижележащего верхнеюрского ВК, так как глинистые алевролиты готеривских отложений с резким несогласием залегают на карбонатных высокопроницаемых коллекторах верхней юры, воды которых могут служить источником восполнения пластовой энергии нефтяных залежей неокома.

В пределах Хвалынского-Сарматской зоны поднятий разрез отложений нижнемеловой ВК представлен терригенными песчано-глинистыми породами. На месторождении Хвалынское при испытании альбских коллекторов получен приток воды с большой долей технических жидкостей, отмечалось повышение плотности вод от 1,107 в альбском горизонте до 1,132 г/см³ в водах нижезалегающего неокомского комплекса.

В средней части акватории Каспия воды нижнемеловых отложений опробованы на структурах Центральная и Ялама-Самур. Эти структуры приурочены к зоне южного замыкания Терско-Каспийского краевого прогиба. Нефтегазоносность на площади Центральная связана с нижнемеловыми и верхнеюрскими отложениями; на структуре Ялама-Самур – пока не выявлена. Воды нижнемеловых отложений, полученные из скв. 1-Ц и 1-Я, имеют заметные отличия (табл. 2, скв. 1-Ц, 1-Я).

На месторождении Центральная (скв. 1-Ц, 1985 м) из аптских отложений получена проба воды, характеризующаяся высоким значением Sk , что указывает на IV, конечную стадию сдвига геохимического равновесия, обусловленную внедрением технических вод, доля которых здесь составляет 75 %. О преимущественно техногенной природе отобранной жидкости говорят нетипичные для пластовых

нижнемеловых вод повышенные значения хлор-бромного коэффициента и сульфатности, а также почти 10-кратное снижение (по сравнению с пластовыми водами) коэффициента rCa^{2+}/rNa^{+} .

Вода из скв. 1 Ялама-Самур (1822–1950, K_{1a}) характеризуется показателями равновесного состояния с вмещающими породами: коэффициент Sk имеет близкое к нулю отрицательное значение, а значит, отсутствие влияния техногенных факторов. Высокое содержание микроэлементов, низкая сульфатность и щелочность, натрий-хлорный и хлор-бромный коэффициенты – все показатели соответствуют высокой метаморфизации и дают основание отнести эту воду к седиментогенной пластовой.

Верхнеюрский ВК опробован в скважинах, вскрывших волжский, кимериджский и оксфордский ярусы; представлен терригенно-карбонатными породами, доломитизированными известняками толщиной от 120 м в пределах Ракушечно-Широтного вала до 500 м на Хвалынско-Сарматском поднятии. На территории Ракушечно-Широтной зоны верхнеюрский ВК (волжский регионарус) опробован на месторождении им. Ю. Корчагина и Ракушечное (табл. 2, скв. ВП-2, 1-Р).

Воды имеют минерализацию от 87,0 до 99,0 г/дм³, хлоридно-кальциевый тип (по В.А. Сулину), но по гидрохимическим параметрам отличаются. Так, в водах из скв. ВП-2 с глубины 1575 м индекс насыщен-

ности карбонатом кальция (Sk) имеет высокое положительное значение, соответствует IV стадии сдвига геохимического равновесия, свидетельствует о замещении пластовых вод техническими растворами более чем на 70 % и повышении риска выпадения солей. Техногенный характер этой смеси вод подтверждается хлор-бромным коэффициентом, превышающим 300, и повышенной щелочностью.

В скв. 1-Р из интервала 1470–1471 (J_{3v}) получены воды с минерализацией 98,4–99,0 г/дм³. Почти все рассчитанные гидрохимические параметры позволяют отнести эти воды к пластовым: величина Sk указывает на геохимическое равновесие в системе, генетические коэффициенты свидетельствуют о высокой степени метаморфизации, присущей седиментогенным водам.

В пределах Средне-Каспийского свода верхнеюрский ВК опробован на месторождении Центральная (табл. 2, скв. 1-Ц). Воды характеризуются более высокой минерализацией и метаморфизацией по сравнению с пластовыми водами Ракушечно-Широтной зоны поднятий. Все гидрохимические показатели свидетельствуют о седиментогенном характере вод, хотя определенная доля технических жидкостей здесь имеется (до 10 %), так как Sk несколько превышает значение геохимического равновесия и подтверждается повышением щелочности и снижением кальций-натриевого коэффициента.

Таблица 2

Характеристика показателей химического состава вод, полученных при опробовании нижнемелового, верхнеюрского водоносных комплексов в пределах Средне-Каспийского свода и верхнеюрского водоносного комплекса Ракушечно-Широтного вала / The characteristics of the waters chemical composition indicators which obtained from the Lower Cretaceous Upper Jurassic water-drive complexes testing within the Middle Caspian arch and the Upper Jurassic water-drive complex of the Rakushechno-Shirotniy bar

Гидрохимические параметры	Средне-Каспийский свод			Ракушечно-Широтный вал	
	Месторождение, площадь, № скважины, глубина, м (интервал отбора), геологический возраст				
	Центральная		Ялама-Самур	Широтная	Ракушечное
	1-Ц		1-Я	ВП-2	1-Р
	1985 K _{1a}	2162–2171 J ₃	1822–1950 K _{1a}	1575 J _{3v}	1470–1471 J _{3v}
Минерализация, г/дм ³	131,5	101,1	125,9	87,0	99,0
pH	6,60	6,94	6,76	7,86	6,60
Br	163,9	253,4	370,0	157,3	255,0
J	15,9	6,30	2,5	2,54	7,0
rNa^{+}/rCl^{-}	0,87	0,87	0,81	0,83	0,81
Cl/Br	486	241	209	329	236
$(rSO_4^{2-}/rCl^{-}) \cdot 100$	0,92	0,51	0,04	1,73	0,60
rCa^{2+}/rNa^{+}	0,09	0,09	0,19	0,17	0,18
rCa^{2+}/rMg^{2+}	1,29	1,33	0,30	3,06	3,13
$rAlk/H$	0,01	0,06	0,00	0,03	0,01
Sk	+1,55	+0,55	-0,12	+1,52	+0,07
Тип воды	ХК	ХК	ХК	ХК	ХК
Доля вод различного генезиса, %	T(75)+П	П+T(10)	П	T(73)+П	П(100)

Примечание. См. табл. 1.

В пределах Хвалынского-Сарматской зоны поднятий нефтегазоносность верхнеюрских отложений связана с кимериджским и оксфордским ярусами общей толщиной около 500 м; они сложены кавернозно-пористыми битуминозными доломитами с прослоями, включениями ангидрита и низзалегаящими известково-мергелистыми осадками. Эвапоритовые отложения приурочены к титонскому ярусу в виде локальных покрышек залежей. Присутствие

сульфатных пород создает своеобразные геохимические условия, способствующие при высоких пластовых температурах образованию сероводорода. Его появление от 0,8 до 2,0 % об. отмечено в составе газа. На месторождении Хвалынского воды верхнеюрских (кимеридж-титонских) отложений опробованы рядом скважин, из которых в скв. 4-Хв получены воды хлоридно-кальциевого типа (по В.А. Сулину) с минерализацией 146,4–148,2 г/дм³ (табл. 3, скв. 4-Хв).

Таблица 3

Характеристика показателей химического состава вод, полученных при опробовании верхне- и среднеюрского водонапорных комплексов в пределах Хвалынского-Сарматской зоны поднятий / The characteristics of the waters chemical composition indicators which obtained from Upper and Middle Jurassic water-drive complexes testing within the Hvalynsko-Sarmatskaya uplift zone

Гидрохимические параметры	Месторождение, площадь, № скважины, глубина, м (интервал отбора), геологический возраст				
	Хвалынское			Сарматское	
	4-Хв	4-Хв	1-Хв	2-С	1-С
	3035–3053 J ₃ tt 3109–3128 J ₃ tt+km	3706–3715 J ₂ bt+b	3644–3683 J ₂ bt+b	3205–3217 J ₃	3673 J ₂
Минерализация, г/дм ³	146,4–148,2	175,2	202,2	99,7	194,7
pH	6,10–6,20	6,20	5,60	6,5	5,3
Br	439–474,0	574,0	742,0	119,9	608,0
J	5,9–6,0	5,0	9,1	0,00	5,0
rNa ⁺ /rCl ⁻	0,74–0,84	0,73	0,75	0,88	0,71
Cl/Br	192–203	186	167	479	197
(rSO ₄ ²⁻ /rCl ⁻)·100	0,42–0,70	0,13	0,02	3,64	0,02
rCa ²⁺ /rNa ⁺	0,17–0,26	0,34	0,29	0,17	0,37
rCa ²⁺ /rMg ²⁺	4,37–5,67	7,40	7,75	3,64	7,61
rAlk/H	0,01	0,02	0,00	0,076	0,002
Sk	-0,03; -0,04	+1,07	-0,35	+0,776	-0,720
Тип воды	ХК	ХК	ХК	ХК	ХК
Доля вод различного генезиса, %	П(100)	П+Т(25)	П(100)	П+Т(32)	П+К(10)

Примечание. См. табл. 1.

Расчетные значения Sk имеют отрицательные величины, приближенные к нулю, что показывает равновесное состояние с вмещающими породами, не затронутое техногенным воздействием.

Воды обогащены микроэлементами, все гидрохимические коэффициенты соответствуют представлению о высокой степени их метаморфизации и несомненно являются пластовыми. На Сарматской площади воды верхнеюрских отложений опробованы в интервалах 3171–3192 м и 3205–3217 м. В первом интервале получены маломинерализованные жидкости (20,2 г/дм³), которые несли явные следы воздействия технического раствора кислого характера и здесь не рассматриваются. Во втором интервале (табл. 3, скв. 2-С) получены воды с минерализацией 99,7 г/дм³. Индекс насыщенности карбонатом кальция (Sk) составляет +0,776, т.е. вода находится

во II начальной стадии сдвига геохимического равновесия, что подтверждается высоким хлор-бромным коэффициентом, повышенной сульфатностью и другими показателями инфильтрационного влияния. По выполненным расчетам в этой воде доля технического раствора составляет 28–32 %.

Среднеюрский ВК представлен терригенными преимущественно глинистыми отложениями батского и байосского ярусов. Наименьшая толщина отмечается в Ракушечно-Широтной зоне – 80 м. К югу, в Хвалынского-Сарматской зоне, толщина комплекса увеличивается до 500–600 м. Породы неогласно перекрывают отложения триаса.

В пределах Ракушечно-Широтного вала среднеюрский ВК опробован на месторождении им. Ю. Корчагина скв. 2-Широтная, где в интервале 1861–1871 м выявлена газоконденсатная залежь высокой промышленной продуктивности. С притоком

газа и конденсата поступило незначительное количество жидкости, представляющей собой смесь конденсационной воды с фильтратом бурового раствора (минерализация 11,3 г/дм³, полное отсутствие микроэлементов). На месторождении Ракушечное среднеюрский водонапорный комплекс охарактеризован только по результатам гидродинамического каротажа в скв. 4-Р (1485–1503 м, J_{2k}) и 2-Р (1581–1704 м, J_{2b}), где была установлена минерализация вод 145–150 г/дм³. На Хвалынско-Сарматском поднятии в пластовых водах среднеюрского водонапорного горизонта заметно увеличивается минерализация, а значения всех гидрохимических параметров указывают на возрастание процессов метаморфизма (табл. 3, скв. 1-Хв, 1-С). Величина минерализации составляет 194,7–202,2 г/дм³, воды содержат высокие концентрации микроэлементов; все гидрохимические коэффициенты указывают на их седиментогенный генезис, не затронутый процессами растворения и солеобразования.

Некоторое исключение представляет вода, полученная из скв. 4-Хв, которая несет отпечаток разбавления менее минерализованными водами: снизилась минерализация, повысилась сульфатность и щелочность, коэффициент насыщенности вод карбонатом кальция (Sk) имеет положительное значение, превышающее равновесное состояние в пластовой системе, но, учитывая сохранение высокого содержания микроэлементов, эту воду условно можно отнести к пластовой (доля технического раствора не более 25 %).

Подводя итог выполненным исследованиям, можно отметить, что гидрохимические условия в пределах Ракушечно-Широтного вала по сравнению с Хвалынско-Сарматской зоной поднятий и Средне-Каспийскими валом заметно отличаются (табл. 4). С севера в южном направлении происходит повышение минерализации и метаморфизации пластовых вод.

Таблица 4

Сравнительная характеристика основных гидрохимических показателей водонапорных комплексов в пределах Ракушечно-Широтного вала, Хвалынско-Сарматской зоны поднятий и Средне-Каспийского свода / The comparative characteristics of the main hydrochemical indicators of the water-drive complexes within the Rakushechno-Shirotniy bar, the Hvalynsko-Sarmatskaya uplift zone and the Middle Caspian arch

Водонапорные комплексы	Ракушечно-Широтный вал				
	М, г/дм ³	Br, мг/дм ³	Cl/Br	rNa ⁺ /rCl	r(SO ₄ ²⁻ /Cl)·100
Палеогеновый (P ₂ -эоцен)	45,0–50,0	80,0–90,0	334–338	0,81–0,83	0,9–2,0
Нижнемеловой (K ₁)	75,0–80,0	199,0–280,0	227–231	0,80–0,81	1,92–1,94
Верхнеюрский (J _{3v})	85,0–90,0	215–230,0	233–239	0,81–0,83	1,73–1,78
Среднеюрский (J ₂)	145,0–150,0	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.
	Хвалынско-Сарматская зона поднятий и Средне-Каспийский свод				
Нижнемеловой (K ₁)	125,9	370,0	209	0,81	0,041
Верхнеюрский (J _{3v})	146,4–148,2	439,0–474,0	192–203	0,84–0,87	0,42–0,70
Среднеюрский (J ₂)	195,0–202,2	608,0–742,0	186–197	0,71–0,73	0,00–0,02

Примечание. Н.д. – нет данных.

Так, в водонапорных комплексах Ракушечно-Широтного вала минерализация изменяется от 45,0–50,0 г/дм³ в палеогене и 75,0–80,0 г/дм³ в нижнемеловых отложениях до 145–150 г/дм³ в среднеюрских водах. На площадях Хвалынско-Сарматской зоны поднятий и Средне-Каспийского вала минерализация вод возрастает от 126,0 г/дм³ в нижнем мелу до 200,0 и более г/дм³ в среднеюрских отложениях. Изменяются и все основные гидрохимические показатели, что видно из табл. 4.

Рассмотренные гидрохимические критерии позволяют охарактеризовать выделенные ВК в региональном плане.

Для детализации воздействия техногенных растворов на изменение химического состава пластовых вод, идентификации жидкостей разного генезиса, поступающих в скважины, дополнительно определены параметры следующих гидрохимических показателей: коэффициент $\frac{rCa^{2+}}{rNa^+} = 0,18–0,30$;

$\frac{rCa^{2+}}{rMg^{2+}} = 3,30–7,50$; $Alk/H = 0,010–0,00$; коэффициент

$Sk = (+0,5) \div (-0,5)$, при этом левые крайние значения характерны для пластовых вод Ракушечно-Широтной зоны, крайние правые значения – для Хвалынско-Сарматской и Средне-Каспийской зон.

В смесях с конденсационными и техническими водами количественные значения этих показателей варьируют в зависимости от состава жидкостей и термобарических условий, поэтому при интерпретации гидрохимического материала требуется учет этих сведений.

Заключение

1. Обоснованы количественные значения стадий нарушения геохимического равновесия в пластовой системе с оценкой долевого участия пластовых, технических и конденсационных вод в составе новообразованных смесей, поступающих в скважины при проведении геолого-промысловых работ.

2. Определены количественные значения гидрохимических параметров для общей идентификации генетического статуса пластовых вод в выделенных ВК Ракушечно-Широтной, Хвалынско-Сарматской и средней части акватории Каспия (минерализация, содержание микроэлементов, натрий-хлорный, хлор-бромный, сульфат-хлорный коэффициенты), а также для конкретизации характера воздействия техногенных растворов на изменение исходного состава пластовых вод (индекс насыщенности вод карбонатом кальция, щелочной, кальций-натриевый и кальций-магниевый коэффициенты).

3. В разрезе выделенных ВК в пределах Ракушечно-Широтной, Хвалынско-Сарматской и средней части акватории Каспия наблюдается закономерное увеличение с глубиной минерализации и метаморфизации пластовых вод, т.е. нормальная вертикальная гидрохимическая зональность.

4. Показано, что замещение пластовых вод конденсационными и техническими приводит к усилению геохимической агрессии на породы, может вызывать нежелательные последствия в виде кольматации порового пространства продуктами вторичного минералообразования (выщелачивания), а также повысить флюидодинамическую неоднородность продуктивных комплексов, как следствие, риск обводнения продуктивных горизонтов.

Литература

1. *Абрамова О.П., Абукова Л.А., Попов С.Н.* Проблемы повышения достоверности компьютерных моделей природного и техногенного солеотложения в геологической среде // Современные проблемы науки и образования. 2011. № 4. С. 68.

2. *Закруткин В.Е., Гибков Е.В., Сляренко Г.Ю., Решетняк О.С.* Сравнительная оценка качества поверхностных и подземных вод Восточного Донбасса по гидрохимическим показателям // Изв. вузов. Сев.-Кавк. регион. Естеств. науки. 2016. № 2. С. 91–99.

3. *Сулин В.А.* Гидрогеология нефтяных месторождений. Л. : Гостоптехиздат, 1948. 480 с.

4. *Карцев А.А.* Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. М. : Недра, 1972. 280 с.

5. *Матусевич В.М.* Геохимия подземных вод Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. М. : Недра, 1976. 149 с.

6. *Шварцев С.Л.* Общая гидрогеология. М. : Недра, 1996. 423 с.

7. *Гаттенбергер Ю.П.* Гидрогеология и гидродинамика подземных вод. М. : Недра, 1971. 184 с.

8. *Никаноров А.М.* Гидрохимия. СПб.: Гидрометеоздат, 2001. 444 с.

9. *White D.E.* Saline waters of sedimentary rocks // Fluids in Subsurface Environments / eds. A. Young and J. Galley. Tulsa, Oklahoma : American Association of Petroleum Geologists, 1965. 414 p.

10. *Абукова Л.А., Абрамова О.П., Исаева Г.Ю.* Факторы контроля качества прогноза солеотложения в нефтепромысловой практике // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. 2012. № 1 (5). С. 9. URL: <http://oilgasjournal.ru> (дата обращения: 20.07.2017).

11. *Абукова Л.А., Абрамова О.П., Кошелев А.В., Ставицкий В.А., Лу Г.С., Катаева М.А.* Исходный состав пластовых вод как основа гидрохимического контроля за разработкой ачимовских отложений Уренгойского НГКМ // Приоритетные направления развития Уренгойского комплекса. М. : Недра, 2013. С. 171–180.

12. *Collins A.G.* Geochemistry of oilfield waters. Amsterdam; Oxford; New York : Elsevier Scientific Publishing Company, 1975. 496 p.

13. *Абукова Л.А., Иванова А.В., Исаева Г.Ю.* Технология автоматизированного выбора метода изучения минерального солеотложения в пластовых и скважинных условиях // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2002. № 5. С. 90–94.

14. *Гаррелс Р.М., Крайст Ч.Л.* Растворы, минералы, равновесия. М. : МИР, 1968. 368 с.

15. *Драйвер Дж.* Геохимия природных вод. М. : МИР, 1985. 440 с.

16. *Oddo J.E., Tomson M.B.* Method predicts well bore scale, corrosion // Oil & Gas Journal. 1998. Vol. 96, № 23. P. 107–113.

17. *Кацавцев В.Е., Мищенко И.Т.* Солеобразование при добыче нефти. М. : Орбита, 2004. 432 с.

18. *Birklea P., Jendenb P.D., Al-Dubaisib J.M.* Origin of formation water from the Unayzah and Khuff petroleum reservoirs, Saudi Arabia // Procedia Earth and Planetary Science. 2013. № 7. P. 77–80.

19. *Zhang Ye, Gable C.W., Zyvoloski G.A., Walter L.M.* Hydrogeochemistry and gas compositions of the Uinta Basin: A regional-scale overview // AAPG Bulletin. 2009. Vol. 93, № 8. P. 1087–1118.

20. *Робинсон Р., Стокс Р.* Растворы электролитов. М. : ИЛ, 1963. 647 с.

21. Делия С.В., Абукова Л.А., Абрамова О.П., Анисимов Л.А., Попов С.Н., Воронцова И.В. Экспериментальное и численное моделирование взаимодействия пластовых и технических вод при разработке месторождения им. Ю. Корчагина // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2012. № 10. С. 34–41.

22. Делия С.В., Абукова Л.А., Абрамова О.П., Попов С.Н., Воронцова И.В., Анисимов Л.А. Особенности взаимодействия коллекторов, пластовых и технических вод при разработке нефтегазоконденсатного месторождения им. Ю. Корчагина // Нефтяное хозяйство. 2013. № 3. С. 18–22.

23. Анисимов Л.А., Самойленко А.Ю., Шарапкина М.В., Шумаева Л.В., Абукова Л.А., Абрамова О.П. Совместимость морской и пластовой воды при поддержании пластового давления на месторождении Северного Каспия // Прогноз и разработки нефтегазоносных структур нижнего Поволжья и Северного Каспия. Волгоград, 2012. Вып. 71. С. 229–234.

24. Куранов Ю.В., Шарафутдинов В.Ф., Калабин В.В., Сианисян Э.С., Шлыгин Д.А. Особенности формирования залежей углеводородов и перспективы нефтегазоносности мезозойского комплекса вала Карпинского и Восточно-Маньчжского прогиба в Республике Калмыкия // Изв. вузов. Сев.-Кавк. регион. Естеств. науки. 2017. № 2. С. 128–135.

25. Манцурова В.Н., Кривonos В.Н., Смирнов В.Е., Здобнова Е.Н., Кудинова В.Е., Бубликова Л.В. Стратиграфия мезозоя и кайнозоя Широкой площади Северного Каспия (месторождение им. Ю. Корчагина) // Перспективы нефтеносности Нижнего Поволжья и Азово-Каспийского региона. Волгоград : Лукойл-НИПИморнефть, 2005. Вып. 64. С. 119–142.

References

1. Abramova O.P., Abukova L.A., Popov S.N. Problemy povysheniya dostovernosti komp'yuternykh modelei prirodnogo i tekhnogenogo soleotlozheniya v geologicheskoi srede [Problems of increasing the reliability of computer models of natural and technogenic salt deposition in the geological environment]. *Sovremennye problemy nauki i obrazovaniya*. 2011, No. 4, p. 68.

2. Zakrutkin V.E., Gibkov E.V., Sklyarenko G.Yu., Reshetnyak O.S. Sravnitel'naya otsenka kachestva poverkhnostnykh i podzemnykh vod Vostochnogo Donbassa po gidrokhimicheskim pokazatelyam [Comparative assessment of the quality of surface and groundwater in the Eastern Donbass in hydrochemical indicators]. *Izv. vuzov. Sev.-Kavk. region. Estestv. nauki*. 2016, No. 2, pp. 91-99.

3. Sulin V.A. *Gidrogeologiya neftyanykh mestorozhdenii* [Hydrogeology of oil fields]. Leningrad: Gostoptekhizdat, 1948, 480 p.

4. Kartsev A.A. *Gidrogeologiya neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii* [Hydrogeology of oil and gas fields]. Moscow: Nedra, 1972, 280 p.

5. Matusевич V.M. *Geokhimiya podzemnykh vod Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo basseina* [Geochemistry of groundwater in the West Siberian oil and gas basin]. Moscow: Nedra, 1976, 149 p.

6. Shvartsev S.L. *Obshchaya gidrogeologiya* [General hydrogeology]. Moscow: Nedra, 1996, 423 p.

7. Gattenberger Yu.P. *Gidrogeologiya i gidrodinamika podzemnykh vod* [Hydrogeology and hydrodynamics of groundwater]. Moscow: Nedra, 1971, 184 p.

8. Nikanorov A.M. *Gidrokhimiya* [Hydrochemistry]. Saint Petersburg: Gidrometeoizdat, 2001, 444 p.

9. White D.E. Saline waters of sedimentary rocks. *Fluids in Subsurface Environments*. Eds. A. Young and J. Galley. Tulsa, Oklahoma : American Association of Petroleum Geologists, 1965, 414 p.

10. Abukova L.A., Abramova O.P., Isaeva G.Yu. Faktory kontrolya kachestva prognoza soleotlozheniya v neftepromyslovoi praktike [Factors controlling the quality of the scaling forecast in oilfield practice]. *Georesursy, geoenergetika, geopolitika*. 2012, No. 1 (5), p. 9. Available at: <http://oilgasjournal.ru> (accessed 20.07.2017).

11. Abukova L.A., Abramova O.P., Koshelev A.V., Stavitskii V.A., Li G.S., Kataeva M.A. [Initial composition of formation water as a basis for hydrochemical control over the development of Achimov deposits of Urengoy oil and gas condensate field]. *Prioritetnye napravleniya razvitiya Urengoisnogo kompleksa* [Priority directions of Urengoy complex development]. Moscow: Nedra, 2013, pp. 171-180.

12. Collins A.G. *Geochemistry of oilfield waters*. Amsterdam; Oxford; New York : Elsevier Scientific Publishing Company, 1975, 496 p.

13. Abukova L.A., Ivanova A.V., Isaeva G.Yu. Tekhnologiya avtomatizirovannogo vybora metoda izucheniya mineral'nogo soleotlozheniya v plastovykh i skvazhinnykh usloviyakh [The technology of automated choice of the method of studying mineral scaling in reservoir and borehole conditions]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2002, No. 5, pp. 90-94.

14. Garrels R.M., Kraist Ch.L. *Rastvory, mineraly, ravnovesiya* [Solutions, minerals, equilibria]. Moscow: Mir, 1968, 368 p.

15. Driver Dzh. *Geokhimiya prirodnnykh vod* [Geochemistry of natural waters]. Moscow: Mir, 1985, 440 p.

16. Oddo J.E., Tomson M.B. Method predicts well bore scale, corrosion. *Oil & Gas Journal*. 1998, vol. 96, No. 23, pp. 107-113.

17. Kashchavtsev V.E., Mishchenko I.T. *Soleobrazovanie pri dobyche nefi* [Salt formation during oil production]. Moscow: Orbita, 2004, 432 p.

18. Birklea P., Jendenb P.D., Al-Dubaisib J.M. Origin of formation water from the Unayzah and Khuff petroleum reservoirs, Saudi Arabia. *Procedia Earth and Planetary Science*. 2013, No. 7, pp. 77-80.

19. Zhang Ye, Gable C.W., Zvoloski G.A., Walter L.M. Hydrogeochemistry and gas compositions of the

Uinta Basin: A regional-scale overview. *AAPG Bulletin*. 2009, vol. 93, No. 8, pp. 1087-1118.

20. Robinson R., Stokc R. *Rastvory elektrolitov* [Solutions of electrolytes]. Moscow: IL, 1963, 647 p.

21. Deliya S.V., Abukova L.A., Abramova O.P., Anisimov L.A., Popov S.N., Vorontsova I.V. Eksperimental'noe i chislennoe modelirovanie vzaimodeistviya plastovykh i tekhnicheskikh vod pri razrabotke mestorozhdeniya im. Yu. Korchagina [Experimental and numerical simulation of the interaction of reservoir and technical waters in the development of the Korchagin deposit]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2012, No. 10, pp. 34-41.

22. Deliya S.V., Abukova L.A., Abramova O.P., Popov S.N., Vorontsova I.V., Anisimov L.A. Osobennosti vzaimodeistviya kollektorov, plastovykh i tekhnicheskikh vod pri razrabotke neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya im. Yu. Korchagina [Features of the interaction of reservoirs, reservoir and technical waters in the development of the Korchagin oil and gas condensate field]. *Neftyanoe khozyaistvo*. 2013, No. 3, pp. 18-22.

23. Anisimov L.A., Samoilenko A.Yu., Sharashkina M.V., Shumaeva L.V., Abukova L.A., Abramova O.P.

[Compatibility of sea and formation water while maintaining reservoir pressure in the North Caspian field]. *Prognoz i razrabotka neftegazonosnykh struktur nizhnego Povolzh'ya i Severnogo Kaspiya* [Forecast and development of oil and gas bearing structures in the lower Volga and the Northern Caspian]. Volgograd, 2012, iss. 71, pp. 229-234.

24. Kuranov Yu.V., Sharafutdinov V.F., Kalabin V.V., Sianisyan E.S., Shlygin D.A. Osobennosti formirovaniya zalezhei uglevodorodov i perspektivy neftegazonosnosti mezozoiskogo kompleksa vala Karpinskogo i Vostochno-Manychskogo progiba v Respublike Kalmykiya [Features of formation of hydrocarbon deposits and the prospects of oil and gas content of the Mesozoic complex of the Karpinsky and East-Manych trough in the Republic of Kalmykia]. *Izv. vuzov. Sev.-Kavk. region. Estestv. nauki*. 2017, No. 2, pp. 128-135.

25. Mantsurova V.N., Krivonos V.N., Smirnov V.E., Zdobnova E.N., Kudinova V.E., Bublikova L.V. [Stratigraphy of the Mesozoic and Cenozoic of the Latitudinal Area of the Northern Caspian (the Korchagin deposit)]. *Perspektivy neftenosnosti Nizhnego Povolzh'ya i Azovo-Kaspiiskogo regiona* [Prospects of the oil bearing in the Lower Volga and the Azov-Caspian region]. Volgograd: LukoilNIPImorneft', 2005, iss. 64, pp. 119-142.