

13. Shimkus K. M. *Protsessy osadkonakopleniya v Sredizemnom i Chernom moryakh v pozdnem kaynozoe* [Sedimentation in the Mediterranean and Black seas in the late Cenozoic], Moscow, Nauchniy Mir Publ., 2005, 280 p.

14. Shcherbakov F. A. *Nekotorye osobennosti relyefa brovki shelfa* [Some features of the shelf edge relief]. *Geomorfologiya* [Geomorphology], 1992, no. 2, pp. 98–104.

ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПЛАСТОВЫХ ВОД МЕСТОРОЖДЕНИЯ им. Ю. КОРЧАГИНА, СЕВЕРНЫЙ КАСПИЙ

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

Анисимов Леонид Алексеевич, доктор геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник, филиал ООО «ЛУКОЙЛ – Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть», 400131, Российская Федерация, г. Волгоград, ул. Советская 10

Воронцова Ирина Владимировна, кандидат геолого-минералогических наук, заведующая лабораторией, филиал ООО «ЛУКОЙЛ – Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть», 400131, Российская Федерация, г. Волгоград, ул. Советская 10

Сафарова Елизавета Александровна, аспирантка, Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, 119333, Российская Федерация, г. Москва, ул. Губкина 3

Рассмотрены гидрохимические условия палеогеновых, нижнемеловых и верхнеюрских отложений Ракушечно-Широтного вала северной части акватории Каспия. Показана возможность применения данных по гидрохимическому опробованию продуктивных отложений месторождения им. Ю. Корчагина для идентификации пластовых, технических, конденсационных вод в смесях попутных жидкостей, поступающих в эксплуатационные скважины. Высокую разрешающую способность при прогнозировании генетического профиля попутных вод имеют такие показатели, как величина минерализации, содержание брома, pH, а также ряд гидрохимических коэффициентов (натрий-хлорный, хлор-бромный, кальций-натриевый, кальций-магниевый и гидрокарбонатно-кальциево-магниевый). Информативность гидрохимических критериев возрастает при их комплексном использовании. Обращено внимание на важность расчета насыщенности вод карбонатными и сульфатными солями кальция для определения степени нарушения геохимического равновесия в пластовой системе и последствий внедрения в залежи технических жидкостей.

Ключевые слова: химический состав пластовых вод, карбонатное равновесие, генетические показатели, гидрохимический контроль

IDENTIFICATION OF FORMATION WATERS OF THE Y. KORCHAGINA FIELD., THE NORTHERN CASPIAN

Isaeva Gyulnara Yu., C.Sc. in Engineering, Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Science, 3 Gubkina st., Moscow, 119333, Russian Federation, e-mail: gelia08@yandex.ru

Anisimov Leonid A., D.Sc. in Geology and Mineralogy, Leading Researcher, Branch of Ltd. “LUKOIL-Engineering Branch” “VolgogradNIPImorneft”, 10 Sovetskaya st., Volgograd, 400131, Russian Federation

Vorontsova Irina V., C.Sc. in Geology and Mineralogy, Head of the laboratory, Branch of Ltd. "LUKOIL-Engineering Branch" "VolgogradNIPImorneft", 10 Sovetskaya st., Volgograd, 400131, Russian Federation

Sapharova Elizaveta A., post-graduate student, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Science, 3 Gubkina st., Moscow, 119333, Russian Federation

The following article considers hydro-chemical conditions of the Paleogene, Lower Cretaceous and Upper Jurassic deposits of the Shell-Latitudinal shaft of the northern part of the Caspian Sea. The possibility to use the data on the hydro chemical testing of the productive deposit of Yu. Korchagin oilfield for identifying reservoir, technological as well as condensation waters in the mixtures of associated liquids entering production wells is stated. The ability of high resolution when forecasting genetic profile of associated waters have such indicators as TDS, the content of bromine, pH, as well as number of hydrochemical coefficients (sodium-chlorine, chlorine-bromine, calcium-sodium, calcium-magnesium and hydrocarbonate-calcium-magnesium). Attention is drawn to the use of calculations of the saturation of water with carbonate and sulfate calcium to determine the degree of disturbance of the geochemical equilibrium in the reservoir system and the aftermath of the injection of the technological fluids into the reservoir.

Keywords: chemical composition of the formation waters, carbonate balance, genetic indices, hydrochemical control

Вопросам влияния техногенеза на гидрохимические условия нефтяных и газовых месторождений посвящены исследования Ю.П. Гаттенбергера, А.А. Карцева, А.М. Никанорова, В.Д. Порошина, В.В. Муляка и др. Показано, что геолого-промысловые работы, сопряженные с поступлением в скважины буровых растворов на солевой основе, технических жидкостей для поддержания пластового давления, разнообразных ингибиторов для повышения нефтеизвлечения, приводят к нарушению установившегося геохимического равновесия между пластовыми водами и вмещающими горными породами. В результате изменяется первоначальный химический и газовый состав вод, усиливаются процессы растворения, выщелачивания и выноса химических элементов; смешение пластовых вод с технологическими жидкостями. Все это приводит к формированию новых минеральных образований. Поэтому гидрохимические исследования при освоении нефтегазовых месторождений становятся неотъемлемой частью гидрогеологических промысловых работ [9, 12, 15, 16].

В геолого-промысловой практике важное место занимает диагностика генезиса попутно добываемых вод, что связано с необходимостью установления источников их поступления и контроля за перемещением водо(газо)-нефтяных контактов, своевременного проведения геолого-технических мероприятий по предотвращению обводнения скважин, выпадения или выщелачивания минеральных солей. Сведения о первичном химическом составе пластовых вод являются основой для сравнительного анализа его изменений в процессе техногенных воздействий [1, 3, 6, 18, 20 и др.].

Для идентификации вод разного генезиса в смесях жидкостей, выносимых с продукцией скважин, часто используются такие гидрохимические показатели, как плотность и минерализация воды, содержание специфических микроэлементов и различные соотношения между ионами. Такой подход обоснован исследованиями А.П. Виноградова, Д.

Уайта, В.А Сулина, Г.М. Сухарева, О.А. Алекина, Ч. Пальмера, М.Г. Валяшко в области систематизации вод по генетическим признакам. Как показала практика, наиболее информативны в этом отношении коэффициенты

$$\frac{Cl}{Br}, \frac{rNa}{rCl}, \frac{rCl^{-} - rNa^{+}}{rMg^{2+}}, \frac{rNa^{+} - rCl^{-}}{rSO_4^{2-}},$$

а также
$$\frac{rCa^{2+}}{rNa^{+}}, \frac{rCa^{2+}}{rMg^{2+}}, \frac{rAlk}{r(Ca^{2+} + Mg^{2+})},$$

где $rAlk$ – общая щелочность воды, измеряемая концентрацией ионов $r(HCO_3^{-} + CO_3^{2-})$ [7, 15, 21, 22, 23 и др.]. Если классические возможности использования натрий-хлорного, сульфат-хлорного и хлор-бромного коэффициентов хорошо известны, то на некоторых остановимся несколько подробнее. Так, значение эквивалентного соотношения кальция к натрию и кальция к магнию позволяет проводить разграничение между хлоридно-кальциевыми пластовыми водами и техническими растворами, закачиваемыми в пласт для технологических целей. Соотношение между щелочностью, которая тесно связана с изменением карбонатного баланса в воде к общей жесткости ($rCa^{2+} + rMg^{2+}$), применялось для отличия фильтратов буровых растворов от конденсационных вод и их смесей с пластовыми [3]. Кроме этого, в качестве характеристик, отличающих пластовые воды от смесей с технологическими жидкостями, использовались расчетные коэффициенты насыщенности вод карбонатными и сульфатными солями кальция [7–10].

Целью работы является исследование трансформаций химического состава пластовых вод при разработке месторождения им. Ю. Корчагина для выбора характерных гидрохимических показателей техногенеза.

Месторождение им. Ю. Корчагина расположено в северной части акватории Каспия в пределах Ракушечно-Широтной зоны поднятий, нефтегазоносность которой связана с широким стратиграфическим интервалом (от палеогена – нижнего мела до верхней – средней юры).

Материал исследований – попутные воды, полученные при освоении и разработке месторождения. Изучение химического состава вод продуктивных комплексов палеогена, нижнего мела, верхней юры позволило выделить ряд гидрохимических коэффициентов для диагностики пластовых, техногенных и конденсационных вод в составе их смесей, поступающих в скважины¹. Водонапорный горизонт верхнемеловых на месторождении им. Ю. Корчагина не опробовался.

Палеогеновый (эоценовый) водоносный горизонт сложен однородной пачкой известняков с прослоями мергелей. Общая толща палеогеновых отложений составляет 205–228 м, в том числе эоценовых – 36÷39 м [14]. Они перекрываются мощной (до 700–800 м) толщей майкопских глин и глинистыми породами неогена, которые служат региональной покрывкой. По данным геофизических исследований в палеогеновых известняках обнаружена газовая залежь высотой около 30 м. Палеогеновый водоносный горизонт опробован скв. G-1. Было получено пять проб воды, отличающихся по минерализации и химическому составу.

¹Результаты химических анализов представлены ВолгоградНИПИморнефть [8].

Следует отметить, что при бурении этой скважины применялся полимеркалиевый буровой раствор, состав которого характеризуется высокими концентрациями карбонатов, гидрокарбонатов, незначительным содержанием кальция и брома, отсутствием магния и йода. Эта техногенная жидкость наложила отпечаток на химический состав всех пяти проб. В таблице 1 представлены расчеты основных гидрохимических коэффициентов, которые позволяют увидеть изменения, происходящие с пластовой водой при смешении с технической жидкостью: увеличивается минерализация, меняется тип вод и все характерные гидрохимические параметры.

Таблица 1

**Характеристика генетического профиля попутных вод
 палеогеновых отложений месторождения им. Ю. Корчагина**

Гидрохимические показатели	скв. G-1 Номер пробы – глубина отбора – геологический возраст				
	№ 1, 769 м, (эоцен)	№ 2, 769 м, (эоцен)	№ 3, 765 м, (эоцен)	№ 4, 765 м, (эоцен)	№ 5 Технический раствор
M, г/дм ³	47,70	47,67	65,34	64,99	127,48
pH	8,54	8,54	9,96	9,98	10,45
Br ⁻	85,9	89,60	0	3,33	13,3
$\frac{rNa^{+}}{rCl^{-}}$	0,83	0,82	0,96	0,96	1,38
$\frac{Cl^{-}}{Br^{-}}$	338	324	>1000	>1000	>1000
$\frac{rSO_4^{2-}}{rCl^{-}} \cdot 100$	0,29	0,27	2,14	2,07	3,77
$\frac{rCa^{2+}}{rNa^{+}}$	0,13	0,13	0,08	0,08	0,005
$\frac{rCa^{2+}}{rMg^{2+}}$	1,35	1,35	1,94	1,94	>1000
$\frac{rAlk}{r(Ca^{2+} + Mg^{2+})}$	0,042	0,041	0,485	0,487	54,5
Sk (CaCO ₃)	1,45–1,47	1,45–1,47	4,94–5,06	4,97–5,09	7,04–7,19
Тип по Сулину	ХК	ХК	ХМ	ХМ	ГКН
Генетический профиль	П+Тпр	П+Тпр	Т+Ппр	Т+Ппр	Т

Примечание: *Alk* (щелочность воды) = $r(HCO_3^{-} + CO_3^{2-})$; Sk – коэффициент насыщенности вод CaCO₃; П – пластовая вода; Т – техническая вода; Тпр, Ппр – примеси технической, пластовой воды.

Так, из пяти объектов опробования скв. G-1 только воды двух проб (№ 1, 2) с минерализацией 47,7–47,67 г/дм³ имеют хлоридно-кальциевый типа (по классификации В.А. Сулина) и могут быть отнесены (условно) к пластовым (рис. 1 а, б, в).

Седиментационный генезис вод в пробах № 1 и № 2 подтверждается почти всеми расчетными значениями гидрохимических коэффициентов

$$\left(\frac{rNa^{+}}{rCl^{-}} < 0,87; \frac{rSO_4^{2-}}{rCl^{-}} \cdot 100 < 1; \frac{rCa^{2+}}{rNa^{+}} > 0,1 \frac{rCa^{2+}}{rMg^{2+}} < 1,5; \frac{rAlk}{r(Ca^{2+} + Mg^{2+})} \right.$$

$\left. < 0,05 \right)$, кроме хлор-бромного коэффициента ($\frac{Cl^{-}}{Br^{-}} > 300$) и насыщенности

вод карбонатом кальция ($S > 0,5$), что дает основание предполагать о примеси техногенных жидкостей.

В пробах №№ 3 и 4 минерализация вод 64,99–65,4 г/дм³, тип вод – хлоридно-магниевый. Все гидрохимические коэффициенты имеют заметные отклонение от значений, характерных для пластовых вод, кроме того, отсутствует или содержится в мизерной концентрации бром, повышена величина рН. Совершенно очевидно, что эти пробы представляют собой технические воды с примесями пластовых (рис. 1 а–в).

В следующей пробе № 5 обнаруживается несоответствие между высокой минерализацией, составляющей 127,48 г/дм³ и генетическими коэффициентами, определяющими гидрокарбонатно-натриевый тип воды (по В.А. Сулину)². Повышенные значения натрий-хлорного и хлор-бромного коэффициентов, сульфатности, щелочности и величина рН, достигающая 10,45 единиц, указывают на отсутствие признаков метаморфизма воды. Не вызывает сомнений, что в пробе № 5 – технический щелочной раствор, участие которого в виде примеси фиксируется в пробах №№ 1, 2 и составляет значительную часть в пробах №№ 3, 4. (рис. 1 а–в). Внедрение в ненарушенную геологическую среду техногенного агента, сопровождается активизацией физико-химических процессов (ионного обмена, адсорбции, десорбции и др.) между породой и смесями пластовой воды с техническими растворами, что приводит к изменению фильтрационных свойств коллекторов. Новообразованные жидкие смеси, перенасыщенные карбонатными и сульфатными солями кальция, стронция, бария и др., создают угрозу хемогенного солеотложения, трансформацию породообразующих минералов. Попутно отметим, что подобные исследования представляются важными и в более широком аспекте: как с позиций учета всех геохимических и минералогических преобразований органоминеральных комплексов коллекторов [4], так и их влияния на геофлюидодинамическую неоднородность флюидонасыщенных сред [2, 8, 17, 18].

Для характеристики геохимического равновесия пластовых вод с вмещающими породами используется критерий насыщенности вод (S) мало-растворимыми солями [1, 5]. В равновесных условиях, которые устанавливаются в масштабе геологического времени и вне техногенного воздействия величина Sk (насыщенность вод карбонатом кальция) и Sc (насыщенность вод сульфатом кальция) принимает значения, близкие к нулю. При нарушении геохимического равновесия развиваются процессы растворения или выпадения солей. В большинстве случаев степень отклонения значений S можно рассматривать как косвенный показатель влияния техногенеза [11, 13].

Выполненные расчеты насыщенности вод карбонатами кальция (Sk) свидетельствуют о том, что эта величина последовательно возрастает в пробах вод №№ 1–5 по мере повышения доли технических растворов (табл. 2).

Нижнемеловой водоносный горизонт в пределах Ракушечно-Широтной зоны сложен терригенными породами, толщиной 250–350 м, представленными прослоями хорошо проницаемых трещиновато-пористых глинистых песчаников и алевролитов. От верхнемеловых отложений они отделены надежной мергельно-глинистой крышкой альба и турона [14]. Нефтегазоносность связана с коллекторами неокома, апта и частично – нижнего альба. По результатам исследований скв. 2-Широтная пластовое давление составляет 16,86 МПа, температура (глубина 1558 м) – 78,8 °С.

²Известно, что в природе воды гидрокарбонатно-натриевого типа в абсолютном большинстве мало минерализованы [12]; а подобные содовые воды с минерализацией свыше 100 г/дм³ встречаются только в содовых озерах [19].

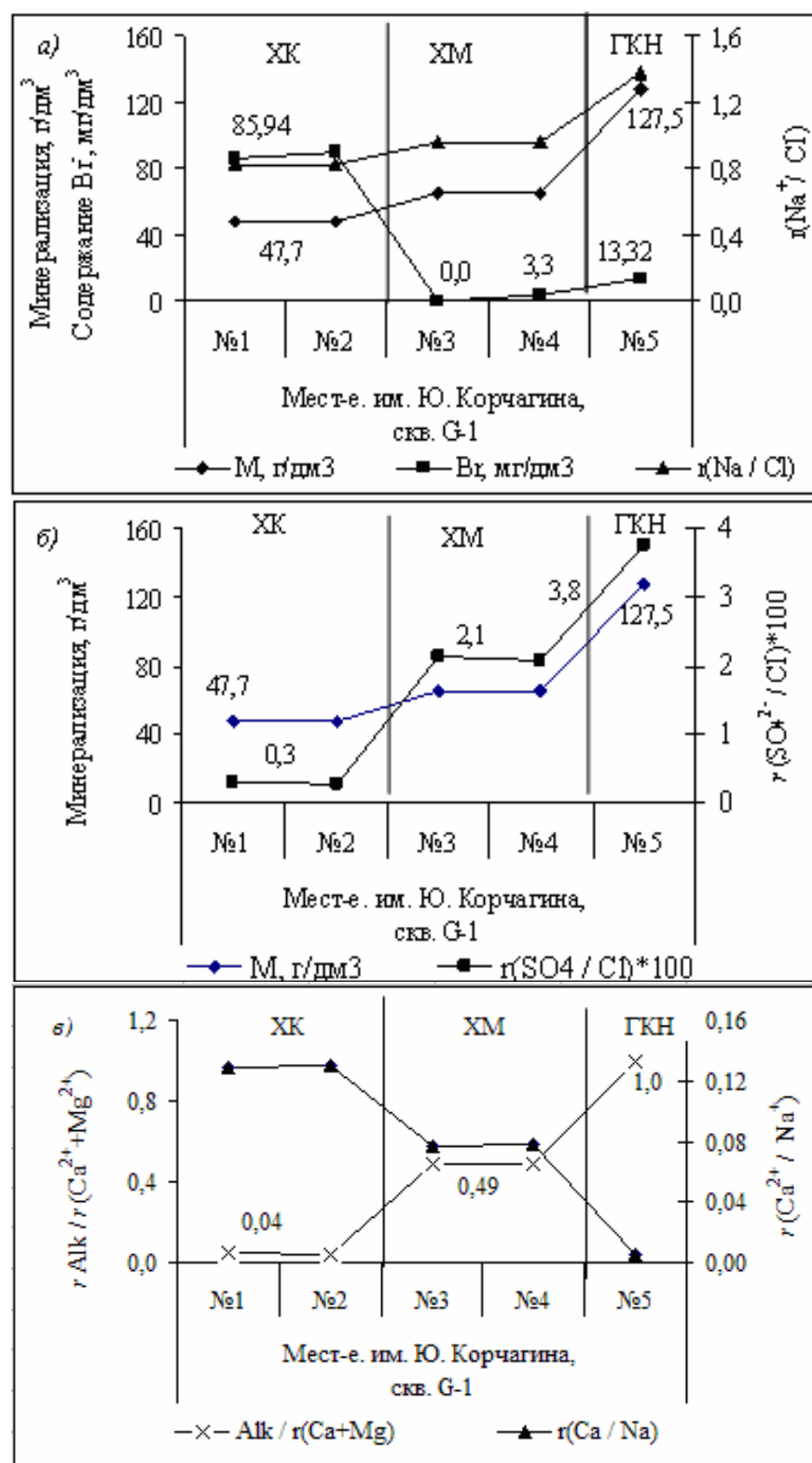


Рис. 1. Изменение гидрохимических показателей в ходе опробования вод эоценовых отложений

Характеристика вод, полученных при опробовании этого горизонта, дана по скв. 2–Широтная (пробы №№ 1, 2, 3, 4). Расчеты основных гидрохимических коэффициентов приведены в таблице 2.

Таблица 2

Расчеты геохимических равновесий в системе «вода-порода» палеогеновых (эоцен) отложений месторождения им. Ю. Корчагина Скв. G-1. Степень насыщения (Sk) воды карбонатом кальция (CaCO ₃)								
№ пробы	Проба № 1 М=47,70 г/дм ³ . рН=8,54. Гл. отб. 769 м		Проба № 2 М=47,67 г/дм ³ . рН=8,54 Гл. отб. 769 м		Проба № 3 М=65,34 г/дм ³ . рН=9,96. Гл. отб. 765 м		Проба № 5 Технический раствор М=127,48 г/дм ³ . рН=10,45 Гл. отб. 765 м	
Т°С	Давление (Р), МПа		Давление (Р), МПа		Давление (Р), МПа		Давление (Р), МПа	
	3	5	3	5	3	5	3	5
40	+1,46	+1,45	+1,46	+1,45	+4,97	+4,90	+7,04	+6,97
45	+1,47	+1,46	+1,47	+1,46	+5,08	+5,01	+7,18	+7,11

Примечание: 1) при $-0,5 < S < 0,5$ вода находится в равновесии с карбонатами кальция; при $S > 0,5$ вода склонна к солеотложению; при $S < -0,5$ вода склонна к выщелачиванию; 2) в расчетах приняты характерные для эоценовых отложений значения термобарических параметров

Пробы №№ 1 и 2 (скв. 2–Широтная) отобраны в газоносной части пласта, где в интервале 1501–1536 м был получен фонтанный приток газа и конденсата. Воды имеют минерализацию, изменяющуюся от 39,3 до 63,8 г/дм³. Все расчетные величины гидрохимических коэффициентов и сульфатно-натриевый тип воды (по классификации В.А. Сулина), отсутствие брома, а также положительное повышенное значение насыщенности вод карбонатом кальция (Sk) указывают на присутствие в пробе № 1 техногенных растворов и примеси конденсационных вод, а в пробе № 2 – смеси почти в равных соотношениях конденсационных и технических вод (табл. 3, 4).

Таблица 3

Характеристика генетического профиля попутных вод нижнемеловых отложений месторождения Ю. Корчагина скв. 2–Широтная Номер пробы – глубина отбора – геологический возраст				
Гидрохимические показатели	Проба № 1 1501–1536 м, (газоносная зона пласта) K ₁	Проба № 2 1501–1536 м, (газоносная зона пласта) K ₁	Проба № 3 1546–1562 м, (нефтеносная зона пласта) K ₁	Проба № 4 1588–1610 м, (водоносная зона пласта) K ₁ (J _{3v} ?)
М, г/дм ³	63,8	39,3	76,6	75,2
рН	7,9	7,9	6,6	6,3
Br ⁻	0	0	199,9	199,2
$\frac{rNa^+}{rCl^-}$	1,03	1,02	0,81	0,80
$\frac{Cl^-}{Br^-}$	> 1000	> 1000	231	227
$\frac{rSO_4^{2-}}{rCl^-} \cdot 100$	3,95	4,73	1,92	1,94
$\frac{rCa^{2+}}{rNa^+}$	0,015	0,025	0,205	0,212
$\frac{rCa^{2+}}{rMg^{2+}}$	1,19	2,0	3,36	3,39

Продолжение таблицы 3

$\frac{rAlk}{r(Ca^{2+} + Mg^{2+})}$	0,491	0,408	0,011	0,011
Sk	+0,648	+0,579	-0,135	-0,431
Тип по Сулину	СН	СН	ХК	ХК
Генетический профиль	Т+Кпр	К+Т	П	П

Примечание: Alk (щелочность воды) = $r(HCO_3^- + CO_3^{2-})$; S – коэффициент насыщенности вод $CaCO_3$; T – температура °C; P – давление, МПа.

Таблица 4

**Расчеты геохимических равновесий в системе «вода – порода»
нижнемеловых отложений месторождения им. Ю. Корчагина**

Проба 1 М =63,80 г/дм ³ . рН =7,9 1501–1536 м (К ₁)			Проба 2. М =39,3 г/дм ³ . рН =7,9 1501–1536 м (К ₁)		Проба 3. М =76,6 г/дм ³ . рН =6,6 1546–1562 м (К ₁)			Проба 4. М =76,6 г/дм ³ . рН =6,3 1588–1610 м (К ₁)	
скв. 2—Широтная Степень насыщения (Sk) воды карбонатом кальция (CaCO ₃)									
Т°С	Р, МПа		Р, МПа		Т°С	Р, МПа		Р, МПа	
	16	17	16	17		16	17	16	17
76	+0,63	+0,60	+0,56	+0,53	736	-0,21	-0,25	-0,51	-0,54
78	+0,74	+0,71	+0,67	+0,63	75	-0,09	-0,13	-0,39	-0,42

Совершенно иной состав вод в пробах №№ 3 и 4 (скв. 2–Широтная), отобранных в нефтеносной и водоносной зонах пласта (табл. 2). Минерализация этих вод составляет 76,6–75,2 г/дм³. По генетическим коэффициентам определяется их хлоридно-кальциевый тип, что соответствует высокой метаморфизации, характерной для пластовых вод.

Этот вывод подтверждается и расчетами геохимических равновесий. Из таблицы 4 видно, что в пробах №№ 1, 2 воды способны к отложению солей в результате смешения технических и конденсационных вод (коэффициент насыщенности этих смесей карбонатами кальция (S) имеет повышенные положительные значения). А воды в пробах №№ 3, 4 отнесены к пластовым, т.к. находятся в равновесном состоянии с окружающей средой и величина Sk почти равна или немного ниже нуля.

Верхнеюрский водоносный горизонт, волжский ярус (J_{3v}) сложен терригенно-карбонатными породами, доломитизированными известняками толщиной 120 м. Сверху они перекрываются глинами и глинистыми алевролитами готеривских отложений толщиной до 7–10 м, выполняющими роль покрышки с низкими экранирующими свойствами. Пластовые давления в водонасыщенных коллекторах волжского региона соответствуют нормальным гидростатическим при величине от 16,0 до 17,2 МПа. Температура 80 °C.

Воды верхнеюрских карбонатных пород волжского яруса опробованы рядом скважин №№ ВП-2, 11, 12 и др. Результаты анализа вод различаются по содержанию основных компонентов, микроэлементов – йоду и бром, величине рН, типу вод. Для диагностики генетической принадлежности вод к пластовым, техногенным, конденсационным или их смесям были рассчитаны характерные соотношения между ионами (табл. 5). Так, вода пробы № 1 скв. ВП-2 имеет хлоридно-кальциевый тип, и по классификации В.А. Сулина

следовало бы эту воду отнести к пластовой, но повышенное значение натрий-хлорного коэффициента (0,94) и сульфатов: $(rSO_4/rCl) \cdot 100 = 3,57$ ограничивает такую возможность. К тому же при минерализации 77,75 г/дм³, полностью отсутствуют бром и йод. По всем этим показателям данная проба представляет собой смесь технических и пластовых вод, поднятых на поверхность и претерпевших в силу смены термобарической обстановки существенные геохимические трансформации. Величина pH воды = 8,3. При этом высокие концентрации гидрокарбонатов предопределяют существенную возможность выпадения CaCO₃ в интервале верхнеюрских термобарических условий, хотя возможность сульфатного солеобразования невысока (табл. 5).

Таблица 5

**Характеристика генетического профиля попутных вод
верхнеюрских отложений месторождения Ю. Корчагина**

Гидрохимические показатели	Номер пробы – глубина отбора – геологический возраст			
	Скв. ВП-2. Проба № 1. J _{3v}	Скв. ВП-2 Проба № 4 J _{3v}	Скв. 11 Проба № 3 J _{3v}	Скв. 12 Проба № 10 J _{3v}
M, г/дм ³	77,7	87,1	83,23	91,95
pH	8,3	7,59	6,6	5,98
Br ⁻	0	160,6	214,6	231,2
$\frac{rNa^+}{rCl^-}$	0,94	0,84	0,81	0,83
$\frac{Cl^-}{Br^-}$	>1000	322	233	239
$\frac{rSO_4^{2-}}{rCl^-} \cdot 100$	3,57	2,20	1,80	1,73
$\frac{rCa^{2+}}{rNa^+}$	0,093	0,171	0,202	0,175
$\frac{rCa^{2+}}{rMg^{2+}}$	3,66	3,23	3,28	3,0
$\frac{rAlk}{r(Ca^{2+} + Mg^{2+})}$	0,189	0,028	0,009	0,004
Sk	+2,46	+2,49	-0,40	-0,49
Sc	+0,01	+0,15	-0,01	-0,12
Тип по Сулину	ХК	ХК	ХК	ХК
Генетический профиль	Т+П	П+Тпр	П	П

Примечание: Alk (щелочность воды) = $r(HCO_3^- + CO_3^{2-})$; Sk – коэффициент насыщенности вод CaCO₃; Sc – коэффициент насыщенности вод CaSO₄; Т – температура °С; Р – давление, МПа.

Проба № 4 из скв. ВП-2 содержит воды, отобранные с глубины 1575 м, характеризующиеся более стабильными гидрохимическими параметрами: минерализация составляет 87,1 г/дм³, значение натрий-хлорного коэффициента = 0,84, снизилось содержание сульфатов: коэффициент $(rSO_4^{2-}/rCl^- \cdot 100) = 2,20$, возросло содержание брома – 160,63 мг/дм³. Но величина pH = 7,59 и повышенная щелочность указывают на возможность выпадения карбонатных солей: Sk = +2,49 в термобарических условиях верхней юры. Не исключена возможность осаждения и сульфатных солей кальция, индекс насыщенности вод сульфатом кальция (Sc) повысился до +0,15. Все это свидетельствует о том, что проба № 4 содержит пластовую воду с примесью технических растворов (табл. 5).

Из скв. 11 отобрано несколько проб (в качестве примера в таблице 5 приведены сведения по одной из них – пробе № 4). Они характеризуются стабильностью состава, минерализация в этих водах колеблется в пределах

83,23–84,84 г/дм³, тип вод хлоридно-кальциевый (по классификации В.А. Сулина). Все величины гидрохимических показателей указывают на то, что вода пластовая (табл. 5). Аналогичная картина наблюдается при рассмотрении генетических показателей вод волжского яруса по скв. № 12. Здесь было получено 5 проб воды (в таблице 5 приведены данные по пробе воды № 10). Воды имеют идентичный состав и минерализацию от 86,85 до 91,95 г/дм³. Пластовый характер вод, полученных из скв. № 11 и 12, подтверждается и расчетными коэффициентами, указывающими на отсутствие вмешательства техногенных растворов, т.е. величины S_k и S_c ниже 1. Это указывает на отсутствие техногенного влияния в соответствующих термобарических условиях верхнеюрских отложений.

В таблице 6 приведены для сравнения результаты расчетов насыщенности вод карбонатными и сульфатными солями кальция в пробах вод из скв. № ВП-2 (смесь технической и пластовой воды) и скв. № 12 (пластовая вода).

Таблица 6

**Расчеты геохимических равновесий в системе «вода-порода»
верхнеюрских отложений месторождения им. Ю.Корчагина**

Скв. ВП-2, проба 1. М = 77,75 г/дм ³ . рН = 8,3. (J_{3v})					Скв. 12, проба 10. М = 91,95 г/дм ³ . рН = 5,98. (J_{3v})				
Степень насыщения (S_k) воды карбонатом кальция ($CaCO_3$)			Степень насыщения (S_c) воды сульфатом кальция ($CaSO_4$)		Степень насыщения (S_k) воды карбонатом каль- ция ($CaCO_3$)			Степень насыщения (S_c) воды сульфатом кальция ($CaSO_4$)	
Т°С	Р, МПа		Р, МПа		Т°С	Р, МПа		Р, МПа	
	16	18	16	18		16	18	16	18
78	+2,50	+2,43	–0,10	–0,15	78	–1,09	–1,13	0,0	–0,08
80	+2,63	+2,56	+0,15	0,00	80	–1,03	–1,06	–0,01	–0,01

Из этой таблицы видно, как чутко реагирует карбонатная система на внешние факторы, способные создать угрозу солеотложений, не только карбонатов кальция, но и сульфатсодержащих минералов.

Резюмируя вышеизложенный материал, можно отметить следующее.

Для пластовых вод месторождения им. Ю. Корчагина в целом характерно состояние геохимического равновесия с флюидовмещающими породами. Однако, даже незначительный привнос технических вод чреват нарушением карбонатного равновесия, как следствие, повышением угрозы выпадения карбонатов кальция в пласте и на скважинном оборудовании. Менее существенна угроза выпадения сульфатных солей.

Гидрохимический мониторинг разработки месторождения может быть осуществлен при использовании натрий-хлорного, хлор-бромного и щелочно-кальциево-магниевого коэффициентов, которые проявляют достаточно высокую информативность при оперативной диагностике генезиса вод, поэтому рекомендуются для использования при разработке нефтегазоконденсатного месторождения им. Ю. Корчагина.

Список литературы

1. Абрамова О. П. Проблемы повышения достоверности компьютерных моделей природного и техногенного солеотложения в геологической среде / О. П. Абрамова, Л. А. Абукова, С. Н. Попов // Современные проблемы науки и образования. – 2011. – № 4. – С. 68.
2. Абукова Л. А. Геофлюидодинамическая неоднородность осадочных бассейнов как фактор нефтегазоаккумуляции / Л. А. Абукова, Ю. И. Яковлев, О. П. Абрамова, Г. Ю. Исаева, А. В. Горева // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2013. – № 1 (7). – С. 5.

3. Абукова Л. А. Исходный состав пластовых вод, как основа гидрохимического контроля, за разработкой Ачимовских отложений Уренгойского НГКМ / Л. А. Абукова, О. П. Абрамова, А. В. Кошелев, В. А. Ставицкий, Г. С. Ли, М. А. Катаева. – Москва : Недра, 2013. – С. 171–181.
4. Абукова Л. А. Рудогенерирующие возможности нефтегазоматеринских отложений / Л. А. Абукова, О. П. Абрамова, Г. Ю. Исаева, А. В. Горева // Геология, минералогия и перспективы развития минерально-сырьевых ресурсов республики Казахстан : материалы Международной научно-практической конференции, посвященной 75-летию института геологических наук им. К. И. Сатпаева. – Алма-Аты, 2015. – С. 419–423.
5. Абукова Л. А. Технология автоматизированного выбора метода изучения минерального солеотложения в пластовых и скважинных условиях / Л. А. Абукова, А. В. Иванова, Г. Ю. Исаева // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2002. – № 5. – С. 90–94.
6. Абукова Л. А. Факторы контроля качества прогноза солеотложения в нефтепромысловой практике / Л. А. Абукова, О. П. Абрамова, Г. Ю. Исаева // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. – 2012. – № 1 (5). – С. 9.
7. Алевкин О. А. Основы гидрохимии / О. А. Алевкин. – Ленинград, 1970. – 443 с.
8. Анисимов Л. А. Совместимость морской и пластовой воды при поддержании пластового давления на месторождении Северного Каспия / Л. А. Анисимов, А. Ю. Самойленко, М. В. Шарашкина, Л. В. Шумаева, Л. А. Абукова, О. П. Абрамова // Прогноз и разработки нефтегазоносных структур нижнего Поволжья и Северного Каспия : сборник статей. – 2012. – Вып. 71. – С. 229–234.
9. Гаттенбергер Ю. П. Гидрогеология и гидродинамика подземных вод / Ю. П. Гаттенбергер. – Москва : Недра, 1971. – С. 184.
10. Делия С. В. Особенности взаимодействия коллекторов, пластовых и технических вод при разработке нефтегазоконденсатного месторождения им. Ю. Корчагина / С. В. Делия, Л. А. Абукова, О. П. Абрамова, С. Н. Попов, И. В. Воронцова, Л. А. Анисимов // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 3. – С. 18–22.
11. Делия С. В. Экспериментальное и численное моделирование взаимодействия пластовых и технических вод при разработке месторождения им. Ю. Корчагина / С. В. Делия, Л. А. Абукова, О. П. Абрамова, Л. А. Анисимов, С. Н. Попов, И. В. Воронцова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 10. – С. 34–41.
12. Карцев А. А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений / А. А. Карцев. – Москва : Недра, 1972. – 280 с.
13. Кашавцев В. Е. Солеобразование при добыче нефти / В. Е. Кашавцев, И. Т. Мищенко. – Москва : Орбита, 2004. – 432 с.
14. Манцурова В. Н. Стратиграфия мезозоя и кайнозоя Широкой площади Северного Каспия (месторождение им. Ю. Корчагина) / В. Н. Манцурова, В. Н. Кривонос, В. Е. Смирнов, Е. Н. Здобнова, В. Е. Кудинова, Л. В. Бубликова // Перспективы нефтеносности Нижнего Поволжья и Азово-Каспийского региона. – 2005. – Вып. 64. – С. 119–142.
15. Никаноров А. М. Гидрохимия / А. М. Никаноров. – Санкт-Петербург : Гидрометеоздат, 2001. – С. 444.
16. Порошин В. Д. Методы обработки и интерпретации гидрохимических данных при контроле разработки нефтяных месторождений / В. Д. Порошин, В. В. Муляк. – Москва : Недра, 2004. – 220 с.
17. Рахбари Н. Ю. Роль водорастворенных газов в формировании и процессах разработки газовых месторождений со слоистыми коллекторами : автореф. дисс. канд. геол.-минерал. наук / Н. Ю. Рахбари. – Москва, 2012. – 23 с.
18. Федорчук М. Ю. Контроль за разработкой сложнопостроенных коллекторов комплексом гидродинамических и трассерных исследований скважин / М. Ю. Федорчук, Л. А. Анисимов, И. В. Воронцова, Н. В. Валиуллина, Н. М. Трунов // Геология, география и глобальная энергия. – 2013. – № 3 (50). – С. 68–79.
19. Шварцев С. Л. Содовые воды как зеркало противоречий в современной гидрогеологии / С. Л. Шварцев // Фундаментальные проблемы современной гидрогеологии. – Томск : НЛТ, 2004. – С. 70–75.
20. Toth J. Petroleum hydrogeology – a potential application of groundwater science / Toth J. // Journal of the Geological Society of India. – 1987. – Vol. 29, issue 1. – P. 172–179.
21. White D. E. Saline waters of sedimentary rocks / D. E. White // Fluids in Subsurface Environments / A. Young and J. Galley (eds.). – Tulsa, Oklahoma, American Association of Petroleum Geologists, 1965. – 414 pp.

22. Collins A. G. Geochemistry of oilfield waters / A. G. Collins. – Amsterdam – Oxford – New York : Elsevier scientific publishing company, 1975. – 496 p.

23. Orr W. Sulfur biogeochemistry / W. Orr // Handbook of Geochemistry / K. H. Wedepohl (ed.). – Berlin : Springer-Verlag, 1974. – Sec. 16–L.

References

1. Abramova O. P., Abukova L. A., Popov S. N. Problemy povysheniya dostovernosti kompyuternykh modeley prirodnogo i tekhnogennoy sootlozheniya v geologicheskoy srede [Problems of increasing the reliability of computer models of natural and man-made scale in the geological environment]. *Sovremennye problemy nauki i obrazovaniya* [Modern Problems of Science and Education], 2011, no 4, pp. 68.

2. Abukova L. A., Yakovlev Yu. I., Abramova O. P., Isaeva G. Yu., Goreva A. V. Geoflyuidodinamicheskaya neodnorodnost osadochnykh basseynov kak faktor neftegazonakopleniya [Geofluidodynamic heterogeneity of sedimentary basins as a factor of oil and gas accumulation]. *Aktualnye problemy nefii i gaza* [Actual Problems of Oil and Gas], 2013, no 1 (7), pp. 5.

3. Abukova L. A., Abramova O. P., Koshelev A. V., Stavitskiy V. A., Li G. S., Kataeva M. A. *Iskhodnyy sostav plastovykh vod kak osnova gidrokhimicheskogo kontrolya za razrabotkoy Achimovskikh otlozheniy Urengoysskogo NGKM* [The initial composition of formation water as a basis for hydrogeochemical control over the development of Achimov deposits of the Urengoy oil and gas condensate field], Moscow, Nedra Publ., 2013, pp. 171–181.

4. Abukova L. A., Abramova O. P., Isaeva G. Yu., Goreva A. V. Rudogeneriruyushchie vozmozhnosti neftegazomaterinskikh otlozheniy [Ore-generating capacities of oil-and-gas source deposits]. *Geologiya, mineragiya i perspektivy razvitiya mineralno-syrevykh resursov respubliki Kazakhstan : materialy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii, posvyashchennoy 75-letiyu instituta geologicheskikh nauk im. K. I. Satpaeva* [Geology, mineRology and Prospects of Mineral Resources Development of the Kazakhstan Republic. Proceedings of the International Scientific and Practical Conference] 2015, pp. 419-423.

5. Abukova L. A., Ivanova A. V., Isaeva G. Yu. Tekhnologiya avtomatizirovannogo vybora metoda izucheniya mineralnogo sootlozheniya v plastovykh i skvazhinnykh usloviyakh. Tekhnologiya avtomatizirovannogo vybora metoda izucheniya mineralnogo sootlozheniya v plastovykh i skvazhinnykh usloviyakh [Technology of automated selection of the method of studying mineral scaling in reservoir and borehole conditions]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* [Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields], 2002, no. 5, pp. 90–94.

6. Abukova L. A., Abramova O. P., Isaeva G. Yu. Faktory kontrolja kachestva prognoza sootlozheniya v neftepromyslovoj praktike [Controlling factors of the quality of the scale estimation in oilfield practice]. *Georesursy, geoenergetika, geopolitika* [Georesources, Geoenergetics, Geopolitics], 2012, no. 1 (5), pp. 9.

7. Alekin O. A. *Osnovy gidrokhimii* [Fundamentals of Hydrochemistry], Leningrad, 1970. 443 p.

8. Anisimov L. A., Samoylenko A. Yu., Sharashkina M. V., Shumaeva L. V., Abukova L. A., Abramova O. P. Sovmestimost morskoy i plastovoy vody pri podderzhanii plastovogo davleniya na mestorozhdenii Severnogo Kaspiya [Compatibility of sea and reservoir water while maintaining reservoir pressure in the North Caspian field]. *Prognoz i razrabotki neftegazonosnykh struktur nizhnego Povolzhya i Severnogo Kaspiya* [Forecast and Development of Oil and Gas Bearing Structures in the Lower Volga and Northern Caspian], 2012, no. 71. pp. 229-234.

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

10. Deliya S. V., Abukova L. A., Abramova O. P., Popov S. N., Vorontsova I. V., Anisimov L. A. Osobennosti vzaimodeystviya kollektorov, plastovykh i tekhnicheskikh vod pri razrabotke neftegazokondesatnogo 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 hozyaystvo* [Oil Industry], 2013, no. 3, pp. 18–22.

11. Deliya S. V., Abukova L. A., Abramova O. P., Anisimov L. A., Popov S. N., Vorontsova I. V. Eksperimentalnoe i chislennoe modelirovanie vzaimodeystviya 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 Yu. Korchagin's field]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* [Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields], 2012, no. 10, pp. 34–41.

12. Kartsev A. A. *Gidrogeologiya neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* [Hydrogeology of oil and gas fields], Moscow, Nedra Publ., 1972. 280 p.

13. Kashchavtsev V. Ye., Mishchenko I. T. *Soleobrazovanie pri dobyche nefiti* [Salt formation during oil production], Moscow, Orbita Publ., 2004. 432 p.
14. Mantsurova V. N., Krivonos V. N., Smirnov V. Ye., Zdobnova Ye. N., Kudinova V. Ye., Bublikova L. V. *Stratigrafiya mezozoya i kaynozoya Shirotnoy ploshchadi Severnogo Kaspiya (mestorozhdenie im. Yu. Korchagina)* [Stratigraphy of the Mesozoic and Cenozoic latitude of the Northern Caspian (the Yu. Korchagin field)]. *Perspektivy neftenosnosti Nizhnego Povolzhya i Azovo-Kaspiyskogo regiona* [Prospects of Oil Bearing in the Lower Volga and the Azov and Caspian Region], 2005, issue 64, pp. 119–142.
15. Nikanorov A. M. *Gidrokimiya* [Hydrochemistry], Saint Petersburg, 2001, pp. 444.
16. Poroshin V. D., Mulyak V. V. *Metody obrabotki i interpretatsii gidrokhimicheskikh dannykh pri kontrole razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy* [Methods of processing and interpretation of hydrochemical data in the control of development of oil fields], Moscow, Nedra Publ., 2004. 220 p.
17. Rakhbari N. Yu. *Rol vodorastvorenykh gazov v formirovanii i protsessakh razrabotki gazovykh mestorozhdeniy so sloistymi kollektorami* [The role of water-dissolved gases in the formation and processes of development of gas deposits with layered reservoirs], Moscow, 2012. 23 p.
18. Fedorchuk M. Yu., Anisimov L. A., Vorontsova I. V., Valiullina N. V., Trunov N. M. *Kontrol za razrabotkoy slozhnopostroyennykh kollektorov kompleksom gidrodinamicheskikh i trasernykh issledovaniy skvazhin* [Monitoring the development of complex reservoirs built complex hydrodynamic and tracer studies of wells] *Geologiya, geografiya i globalnaya energiya* [Geology, Geography and Global Energy], 2013, no. 3 (50). 68 p.
19. Shvartsev S. L. *Sodovye vody kak zerkalo protivorechiy v sovremennoy gidrogeologii. [Soda water as a mirror of the contradictions in modern hydrogeology]. Fundamentalnye problemy sovremennoy gidrogeologii* [Fundamental Problems of Modern Hydrogeology], Tomsk, NLT Publ., 2004, pp. 70–75.
20. Toth J. *Petroleum hydrogeology – a potential application of groundwater science. Journal of the Geological Society of India*, 1987, vol. 29, issue 1, pp. 172–179.
21. White D. E. *Saline waters of sedimentary rocks. Fluids in Subsurface Environments*, Tulsa, Oklahoma, American Association of Petroleum Geologists Publ. House, 1965. 414 p.
22. Collins A. G. *Geochemistry of oilfield waters*, Amsterdam – Oxford – New York, Elsevier scientific publishing company, 1975. 496 p.
23. Orr W. *Sulfur biogeochemistry. Handbook of Geochemistry*, Berlin, Springer-Verlag Publ., 1974, sec. 16–L.

ОСОБЕННОСТИ ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ АСТРАХАНСКОГО СВОДА И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

Быстрова Инна Владимировна, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, Астраханский государственный университет, 414000, Российская Федерация, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1, e-mail: geologi2007@yande.ru

Смирнова Татьяна Сергеевна, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, Астраханский государственный университет, 414000, Российская Федерация, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1, e-mail: tatyana.smirnova@asu.edu.ru

Федорова Надежда Федоровна, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, Астраханский государственный университет, 414000, Российская Федерация, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1, e-mail: nadezhda.fedorova.59@inbox.ru

Мангаладзе Рауль Тамазиевич, магистрант, Астраханский государственный университет, 414000, Российская Федерация, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1

Анализ результатов геологоразведочных работ и палеотектонических реконструкций данного региона подтверждает перспективность западной части Прикаспийской впадины в нефтегазовом отношении. Открытие ряда месторождений газового конденсата и нефти подтверждает научные прогнозы о перспективности глубоководных малоизученных подсольевых отложений. Проанализированы