

## Взаимообусловленность гидрохимических и гидродинамических процессов в эвапоритовых нефтегазоносных бассейнах

**Р.Р. Гумерова**

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия

E-mail: [gumerova@ipng.ru](mailto:gumerova@ipng.ru)

**Аннотация.** Рассмотрены причины формирования вертикальной гидрохимической инверсии в пределах отдельных нефтегазоносных бассейнов, отмечена роль вод различного генезиса в развитии этого явления. Проанализированы процессы проявления в осадочном чехле обратной гидрохимической зональности: уплотнение мощных глинистых толщ и связанное с ним отжатие рыхлосвязанных вод, дегидратация глинистых минералов, катагенная флюидогенерация, сопровождающая трансформацию органического вещества в углеводороды нефтяного ряда. Подчеркнуто, что гидрохимическая инверсия на больших глубинах проявляется и сохраняется в обстановке пассивного гидродинамического режима; в закрытых водонапорных системах деминерализация вод с глубиной обуславливает снижение градиента гидродинамического потенциала, определяя характер миграции не только воды, но и углеводородов и, как следствие, расположение зон нефтегазоаккумуляции.

**Ключевые слова:** гидрохимическая инверсия, дегидратация, флюидогенерация, гидродинамика, Прикаспийская впадина.

**Для цитирования:** Гумерова Р.Р. Взаимообусловленность гидрохимических и гидродинамических процессов в эвапоритовых нефтегазоносных бассейнах // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 4(35). С. 21–29. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-35.art3>

### Введение

Выявление генетической связи маломинерализованных вод с процессами нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции – одна из важнейших теоретических проблем нефтегазовой гидрогеологии. Частью этой проблемы является гидрохимическая инверсия или обратная геохимическая вертикальная зональность подземных вод [1–3].

Снижение минерализации подземных вод с глубиной к настоящему времени прослежено во многих геологических районах. Явление особенно широко распространено в Тимано-Печорском, Волго-Уральском, Западно-Сибирском,

Амударьинском, Прикаспийском нефтегазоносных бассейнах [4].

Несмотря на многократное проявление гидрохимической инверсии, многие вопросы, касающиеся механизмов ее влияния на условия образования и сохранения залежей углеводородов, до конца не исследованы. В частности, требует более детального изучения вопрос о взаимообусловленности или причинно-следственной связи гидрохимических и гидродинамических процессов по мере деминерализации подземных вод с глубиной в различных нефтегазоносных бассейнах, особенно эвапоритовых.

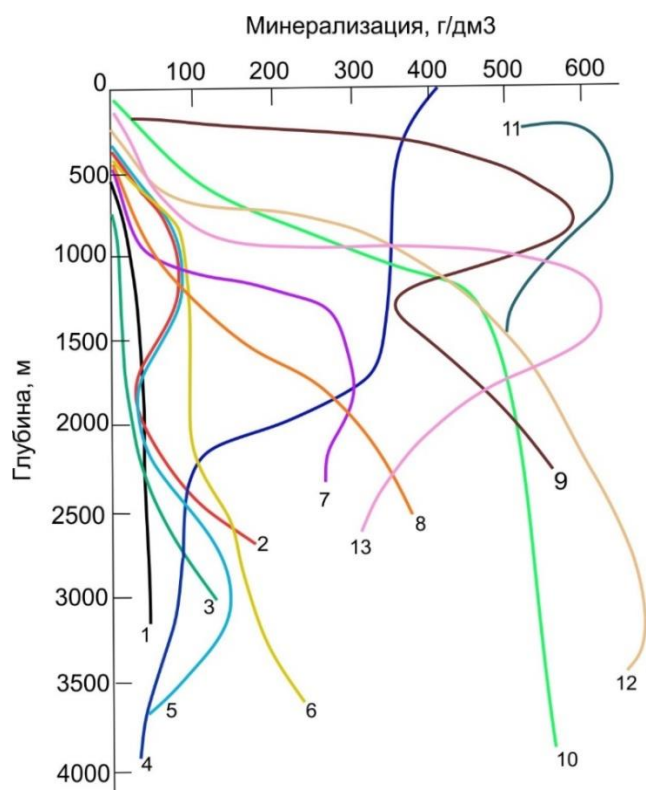
Цель настоящей статьи – анализ генезиса и проявлений ведущих факторов и механизмов формирования обратной гидрохимической зональности и ее влияния на гидродинамические параметры углеводородных систем.

### Основная часть

В целом ряде публикаций рассматриваются различные точки зрения на происхождение и причины развития гидрохимической инверсии. Наиболее объективно снижение минерализации вод с глубиной объясняется с позиций седиментационно-диагенетической теории формирования вод [5, 6]. На этой научной аргументации обоснована общая для многих нефтегазоносных осадочных бассейнов закономерность – пространственная гидрохимическая зональность подземных

вод, формирующаяся под контролем литофациальных условий накопления флюидовмещающих пород, тектонического развития, интенсивности водообмена [1, 6]. Частным проявлением этой закономерности является обратная гидрохимическая зональность осадочного разреза ряда некоторых нефтегазоносных бассейнов (рис. 1).

Большое значение имели исследования, позволившие выявить генетический профиль маломинерализованных вод и их роль в развитии инверсионных гидрохимических разрезов [3], в том числе прямой гидрохимической зональности, переменной и обратной. Каждый из этих типов зональности вносит свой вклад в формирование латеральной и вертикальной гидрохимических инверсий.



Условные обозначения:

- 1 – Северный Сахалин,
- 2 – западная часть Западной Сибири,
- 3 – центральная и восточная части Западной Сибири,
- 4 – мезозойские отложения Виллюйской синеклизы,
- 5 – Азербайджан,
- 6 – Западное Предкавказье,
- 7 – Восточное Предкавказье,
- 8 – Южный Мангышлак,
- 8 – Иллинойс,
- 10 – Днепроовско-Донецкая впадина,
- 11 – юго-восточная часть Днепроовско-Донецкой впадины,
- 12 – Техас,
- 13 – Арканзас-Луизиана

Проявление различных типов вертикальной гидрохимической зональности:

- 1, 6, 8, 10 – прямая,
- 2, 3, 5, 7, 9, 11, 12, 13 – переменная,
- 4 – обратная

**Рис. 1.** Проявление вертикальной гидрохимической зональности в различных нефтегазоносных бассейнах мира [4] с изменениями и дополнениями

В Прикаспийской впадине, как и в других солеродных геологических регионах, распространен переменный тип гидрохимической зональности: нормальный – в надсолевой части разреза и инверсный – в подсолевой. Здесь главными механизмами снижения минерализации вод с глубиной выступают:

- гравитационное сползание рапы,
- смешение вод разного состава и генезиса,
- дегидратация глинистых отложений,
- дефлюидизация органического вещества в процессе катагенетических превращений,
- доломитизация карбонатных отложений пород.

Основными агентами формирования инверсионного гидрохимического разреза являются:

- рассольные воды, находящиеся в составе кунгурской толщи,
- конденсационные воды,
- поровые воды глиносодержащих отложений,
- органогенные воды как продукты флюидогенерации в процессе созревания органического вещества,
- древнеинфильтрационные воды [7–9].

Рассолы в Прикаспийской впадине, вскрытые в соленосной толще, представлены достаточно широко: их минерализация варьирует от 300 г/дм<sup>3</sup> (Мортук, скв. 10, гл. 4430 м) до 521 г/дм<sup>3</sup> (Цыгановская, скв. 4, гл. 2165 м), средние значения колеблются примерно в интервале 350–400 г/дм<sup>3</sup> (Чарлактинская, скв. 2, гл. 2480–2478; Южно-Плодовитинская, скв. 4, гл. 4200, и др.) [9]. Некоторые исследователи [10] считают, что из-за разницы в плотностях рассолов и нижележащих вод проявляется эффект гравитационного сползания рапы в виде нисходящей фильтрации. За счет этого

механизма воды карбонатных отложений каменноугольной системы, сформированные в условиях мелководного бассейна, существенно обогащаются минеральными компонентами (до 200 г/дм<sup>3</sup> и выше). Воды девонского терригенного комплекса этот процесс, по-видимому, тоже затронул: по редким замерам можно говорить о том, что независимо от глубины залегания минерализация вод здесь превышает 200 г/дм<sup>3</sup>. На пл. Чинаревская (скв. 9, инт. 4633–4619 м) и Шучкинская (скв. 1, инт. 4147–4318 м) минерализация составляет 250 г/дм<sup>3</sup> [7].

Конденсационные (солюционные) воды образуются в результате конденсации парообразной воды, поэтому в начальный момент фазообособления они ультрапресные (с минерализацией менее 0,5 г/л), гидрокарбонатно-натриевого состава [3], в реальной геологической среде моментально обогащаются минеральными компонентами и обретают более высокую минерализацию.

Конденсационные воды выделяются на Астраханском газоконденсатном месторождении в колоссальных объемах, существенно влияют на опреснение пластовых вод и обладают высокой агрессивной способностью по отношению к карбонатным флюидовмещающим породам.

Аналогичную роль по отношению к гидродинамическим условиям играют поровые воды глинистых отложений, обладая явно выраженными агрессивными свойствами по отношению к карбонатным породообразующим минералам [11].

Опреснению способствуют и органогенные воды. По данным В.П. Ильченко и Е.В. Стадника, суммарный объем вод, выделившихся из рассеянного органического вещества в подсолевых отложениях юго-западной части Прикаспия, составил 25 000 000 тыс. м<sup>3</sup> [12].

За счет больших мощностей глинистых глубоководных отложений Прикаспийской впадины эти процессы имеют значительные масштабы и во многом определяют не только химическую, но и гидродинамическую спецификацию нефтегазоносных комплексов. На важность оценки соотношения резервуарных и поровых вод для условий Прикаспийской впадины указывал Л.А. Анисимов [13]. Конденсационные воды, обладающие низкой минерализацией, характеризуются высокой растворяющей способностью по отношению к ряду породообразующих минералов, в первую очередь, – кальцийсодержащих. Так, из табл. 1 видно, что при минерализации 0,78–0,89 г/дм<sup>3</sup>, индекс насыщенности конденсационных вод (SI) имеет весьма низкие (минусовые) значения, т.е. такие

воды, проявляя свои агрессивные свойства, будут активно участвовать в процессах наращивания пустотного пространства коллекторов и как следствие – приводить к снижению пластового давления в изолированных гидродинамических каменноугольных системах. Для сравнения в этой же таблице приведены значения индексов насыщенности высокоминерализованных пластовых вод. Они значительно отличаются более высокими показателями, указывая на смещение равновесного состояния системы в сторону выпадения из раствора кальцита и даже ангидрита, т.е. могут заполнять пустотное пространство пород, уменьшая объем коллекторов, создавая условия для повышения пластового давления.

Таблица 1

**Результаты оценки смещения геохимического равновесия в системе «вода–порода»,  
полученные по расчетным методикам  
Oddo J.E. and Tomson M.B., В.Е. Кащавцева [14]**

Площадь, номер скважины, интервал отбора	Минерализация, г/дм <sup>3</sup>	Индекс насыщения вод минералами (SI) (при температуре 100 °С, давлении 60 МПа)		
		CaCO <sub>3</sub>	CaSO <sub>4</sub>	MgSO <sub>4</sub>
Астраханская, 73, 3980–4012	0,78	-0,00	-1,89	-8,60
Астраханская, 83, 3952–4040	0,89	-0,13	-1,89	-4,97
*Астраханская, 1, 4180–4158	82,24	+1,83	-0,17	-3,55
*Конкувская, 1, 2747–2758	217,31	+1,51	+0,46	-2,91

\* пластовые воды

В зависимости от особенностей эволюции в гидрогеологических структурах могут проявляться как полные, так и частичные виды инверсии. В некоторых геологических ситуациях, при возникновении двух противоположно направленных наложенных процессов –

нарастания минерализации и опреснения разреза – можно говорить о современном формировании переходного типа гидрохимической инверсии. Как правило, это происходит в молодых бассейнах, как, например, в бассейне Сунляо мелового возраста (рис. 2) [15].

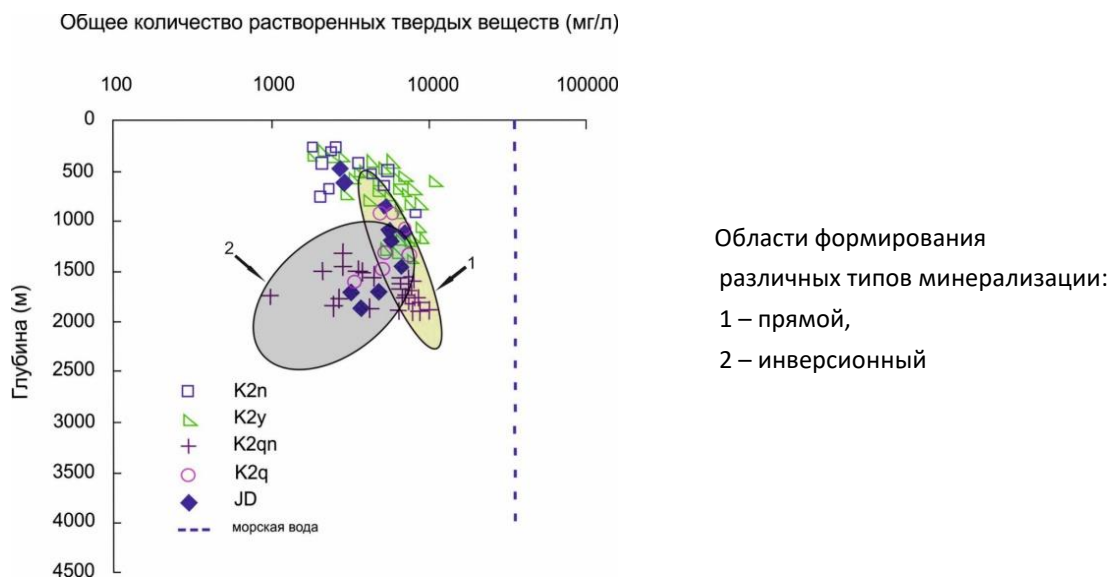


Рис. 2. Пример наложенной инверсии в молодом бассейне Сунляя [15] с дополнением

Интенсивность процессов формирования обратной гидрохимической зональности может подвергаться значительным колебаниям в зависимости от возраста пород, мощности осадочного чехла, геотермического градиента и других геологических причин; степень опреснения

может быть разной и в отдельных случаях очень высокой. Например, по данным И.А. Лагуновой, опреснение разрезов по отношению к исходным водам кратно отличается для различных геологических регионов (табл. 2) [16].

Таблица 2

**Характеристика геологических, геотермических и геохимических условий проявления глубинных щелочных вод в осадочных бассейнах [16]**

Геологические условия проявления глубинных щелочных вод. Основные характеристики их солевого и газового состава	Керченско-Таманский прогиб	Южно-Каспийская впадина		Западная Сибирь			Северо-Крымский прогиб
	Керченский полуостров	Западный борт (Азербайджан)	Восточный борт (Западная Туркмения)	Запад	Север	Усть-Енисейский прогиб	Тарханкутский полуостров
Мощность осадочного чехла, м	до 11–12	до 22		3,0–3,5	7–9	до 10	до 7–10
Средний геотермический градиент осадочного чехла, °C/100 м	3,0–6,2	1,5–2,0	2,5–3,0	3,5–5,0	2,5–3,5	2,0–3,0	3,5–4,5
Глубина залегания аномальных вод, м	200	420–4000	750–2600	1700–2300	1700–2900	1950–2400	2700–3500
Возраст отложений, в которых обнаружены аномальные воды	N <sub>2</sub> –K <sub>1</sub>	N <sub>2</sub> –J	N <sub>2</sub> –P	K <sub>1</sub> –J <sub>1-2</sub>	K <sub>1</sub> –J <sub>1</sub>	K <sub>1</sub>	K <sub>1</sub>
Степень опреснения (усл. ед.)	<b>2–5</b>	<b>17–25</b>	<b>10–20</b>	<b>0–1,5</b>	<b>4,0</b>	<b>4–7</b>	<b>4–6</b>

Следует напомнить о линейной функции связи минерализации и плотности вод. Плотность является расчетным параметром для гидродинамического потенциала, который при прочих равных условиях за счет гидрохимической инверсии будет возрастать, и это прямое доказательство взаимообусловленности гидродинамических параметров и инверсионной гидрохимической зональности.

### Заключение

Каждая из составляющих генетического профиля подземных вод (рассольные, опресненные конденсационные, органогенные и поровые) вносит свой вклад в формирование обратной вертикальной гидрохимической зональности.

Гравитационное сползание рапы под эвапоритовыми толщами и связанная с ним нисходящая фильтрация высокоминерализованных рассолов через

толщи подстилающих отложений, активное выделение поровых (связанных) и органогенных вод на катагенных глубинах, присутствие в разрезе локализованных древнеинфильтрационных вод обуславливают развитие полной, частичной, переменной вертикальной гидрохимической инверсии.

В свою очередь, снижение минерализации вод с глубиной вносит свой вклад в трансформацию пустотного пространства коллекторов, что приводит к развитию геофлюидодинамической неоднородности геологической среды.

Таким образом, причинно-следственная связь – взаимообусловленность гидрохимической инверсии и гидродинамических условий – формируют геофлюидодинамическую неоднородность продуктивных комплексов в нефтегазоносных осадочных бассейнах, определяя условия нефтегазонакопления.

*Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Развитие научно-методических основ поисков крупных скоплений УВ в неструктурных ловушках комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов», № АААА-А19-119022890063-9).*

### Литература

1. Карцев А.А., Вагин С.Б., Матусевич В.М. Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов. М.: Недра, 1986. 224 с.
2. Абукова Л.А., Карцев А.А. Флюидные системы осадочных нефтегазоносных бассейнов (типы, основные процессы, пространственное распространение) // Отечественная геология. 1999. № 2. С. 11–16.
3. Колодий В.В. Подземные воды нефтегазоносных провинций и их роль в миграции и аккумуляции нефти. Киев: Наукова думка, 1983. 248 с.
4. Каналин В.Г., Вагин С.Б., Токарев М.А. и др. Нефтегазопромисловая геология и гидрогеология: Учебник для вузов. М.: Недра, 1997. 366 с.
5. Зайцев И.К., Толстихин Н.И. Закономерности распространения и формирования минеральных (промышленных и лечебных) подземных вод на территории СССР. М.: Недра, 1972. 280 с.
6. Капченко Л.Н. Связь нефти, рассолов и соли в земной коре. Л.: Недра, 1974. 184 с.

7. *Ильченко В.П.* Нефтегазовая гидрогеология подсолевых отложений Прикаспийской впадины / Под ред. Е.В. Стадника. М.: Недра, 1998. 288 с.
8. *Десятрёва Н.В.* Гидрохимические особенности подземных вод глубокопогруженных нефтегазоносных комплексов Северо-Западного Прикаспия // Вестник Астраханского государственного технического университета. 2015. № 1(59). С. 7–11.
9. *Тальнова Л.Д., Долгова Г.С.* Гидрохимическая зональность в распределении газовых и органических компонентов подземных вод Северо-Каспийского артезианского бассейна как отражение процессов генерации и аккумуляции углеводородов // Гидрохимическая зональность и нефтегазоносность: Сб. статей. М.: Наука, 1988. С. 59–64.
10. *Богашова Л.Г.* Галогенные воды в геохимической истории Земли // Гидрогеохимия осадочных бассейнов: Труды Российской научной конференции. Томск: Изд-во НТЛ, 2007. С. 5–8.
11. *Абукова Л.А., Карцев А.А., Лашкевич В.С., Иванов В.Д.* Механохимия поровых вод глинистых отложений в аспекте генезиса нефти и газа // Генезис нефти и газа: Сб. статей. М.: ГЕОС, 2003. С. 5–7.
12. *Ильченко В.П., Стадник Е.В.* Газогидрогеохимические поля в подсолевых отложениях юго-западной части Прикаспийской впадины // Геология нефти и газа. 1992. № 2. С. 27–30.
13. *Анисимов Л.А.* О характере гидрогеологической информации на современном этапе проведения поисково-разведочных работ в Прикаспийской впадине // Проблемы нефтегазопроисковой гидрогеологии: Сб. научных трудов / Под ред. Е.А. Барс. М.: ИГиРГИ, 1989. С. 30–33.
14. *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.
15. *Cheng J., McIntosh J.C., Xie X., Jiao J.J.* Hydrogeochemistry of formation water with implication to diagenetic reactions in Sanzhao depression and Qijia-gulong depression of Songliao Basin, China // Journal of Chemical Exploration. 2006. Vol. 88, No. 1–3. P. 86–90. <https://doi.org/10.1016/j.gexplo.2005.08.091>
16. *Лагунова И.А., Капченко Л.Н.* Гидрогеохимические закономерности размещения зон нефтегазонакопления в пределах молодых платформ // Геология нефти и газа 1981. № 2. С. 42–47.

## The interdependence of hydrochemical and hydrodynamic processes in evaporite oil and gas basins

**R.R. Gumerova**

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

E-mail: [gumerova@ipng.ru](mailto:gumerova@ipng.ru)

**Abstract.** The article examines the reasons for the formation of vertical hydrochemical inversion within particular oil and gas basins and points out the role of waters of different genesis in the development of this phenomenon. The following processes of reverse hydrochemical zoning in the sedimentary cover are analyzed: thickening of heavy clay strata and the related squeezing of loosely bound waters, dehydration of clay minerals and catagenic fluid generation accompanying the transformation of organic matter into hydrocarbons of the petroleum series. The hydrochemical inversion at great depths is noted to occur and persist in the environment of the passive hydrodynamic regime; in closed water-drive systems, the demineralization of waters with depth causes the decrease in the hydrodynamic potential gradient, determining the migration pattern not only of water but also of hydrocarbons and, consequently, the location of oil and gas accumulation zones.

**Keywords:** hydrochemical inversion, dehydration, fluid generation, hydrodynamics, Caspian basin.

**Citation:** *Gumerova R.R.* The interdependence of hydrochemical and hydrodynamic processes in evaporite oil and gas basins // Actual Problems of Oil and Gas. 2021. Iss. 4(35). P. 21–29. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-35.art3> (In Russ.).

### References

1. *Kartsev A.A., Vagin S.B., Matusevich V.M.* Hydrogeology of oil and gas basins. Moscow: Nedra, 1986. 224 p. (In Russ.).
2. *Abukova L.A., Kartsev A.A.* Fluid systems of sedimentary oil and gas basins (types, main processes, spatial distribution) // National Geology. 1999. No. 2. P. 11–16. (In Russ.).
3. *Kolody V.V.* Groundwaters of oil and gas provinces and their role in migration and accumulation of oil. Kiev: Naukova Dumka, 1983. 248 p. (In Russ.).
4. *Kanalin V.G., Vagin S.B., Tokarev M.A.* et al. Petroleum geology and hydrogeology: Textbook for universities. Moscow: Nedra, 1997. 366 p. (In Russ.).
5. *Zaitsev I.K., Tolstikhin N.I.* Regularities of distribution and formation of mineral (industrial and medicinal) groundwaters in the USSR. Moscow: Nedra, 1972. 280 p. (In Russ.).
6. *Kapchenko L.N.* Interrelation of oil, salt brines and salt in the Earth's crust. Leningrad: Nedra, 1974. 184 p. (In Russ.).
7. *Ilchenko V.P.* Petroleum hydrogeology of subsalt deposits of the Pre-Caspian depression / Ed. by E.V. Stadnik. Moscow: Nedra, 1998. 288 p. (In Russ.).
8. *Degtyareva N.V.* Hydrochemical features of groundwaters of deeply set oil and gas complexes in the north-west Caspian area // Vestnik of Astrakhan State Technical University. 2015. No. 1(59). P. 7–11. (In Russ.).
9. *Talnova L.D., Dolgova G.S.* Hydrochemical zoning in distribution of gas and organic components of groundwater of the North Caspian artesian basin as a reflection of hydrocarbon generation



and accumulation processes // Hydrochemical zoning and oil and gas content: Collected papers. Moscow: Nauka, 1988. P. 59–64. (In Russ.).

10. *Bogashova L.G.* Halogen waters in geochemical history of Earth // Hydrogeochemistry of Sedimentary Basins: Proceedings of the Russian Scientific Conference. Tomsk: NTL, 2007. P. 5–8. (In Russ.).

11. *Abukova L.A., Kartsev A.A., Lashkevich V.S., Ivanov V.D.* Mechanochemistry of pore water of clay sediments in terms of oil and gas genesis // Oil and gas genesis: Collected papers. Moscow: GEOS, 2003. P. 5–7. (In Russ.).

12. *Ilchenko V.P., Stadnik E.V.* Gas hydrogeochemical fields in subsalt deposits in the southwestern part of the Pre-Caspian depression // *Geologiya Nefti i Gaza*. 1992. No. 2. P. 27–30. (In Russ.).

13. *Anisimov L.A.* On the nature of hydrogeological information at the present stage of exploration works in the Pre-Caspian depression // Issues of oil and gas hydrogeology: Collected papers / Ed. by E.A. Bars. Moscow: IGI RGI, 1989. P. 30–33. (In Russ.).

14. *Abukova L.A., Ivanova A.V., Isaeva G.Yu.* The technology of automated choice of the method of studying mineral scaling in reservoir and borehole conditions // *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2002. No. 5. P. 90–94. (In Russ.).

15. *Cheng J., McIntosh J.C., Xie X., Jiao J.J.* Hydrogeochemistry of formation water with implication to diagenetic reactions in Sanzhao depression and Qijia-gulong depression of Songliao Basin, China // *Journal of Chemical Exploration*. 2006. Vol. 88, No. 1–3. P. 86–90. <https://doi.org/10.1016/j.gexplo.2005.08.091>

16. *Lagunova I.A., Kapchenko L.N.* Hydrochemical regularities in oil and gas accumulation zones within young platforms // *Geologiya Nefti i Gaza*. 1981. No. 2. P. 42–47. (In Russ.).