

Роль водорастворенного газа в формировании зон нефтегазонакопления (на примере газового месторождения Медвежье)

Н.Ю. Рахбари

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия
E-mail: ona1983mail.ru

Аннотация. Участие водорастворенных газов в образовании крупных зон нефтегазонакопления обсуждалось многократно, но, несмотря на это, роль дегазации подземной гидросферы в процессах генерации и аккумуляции углеводородов до конца не ясна. Цель настоящей публикации – детализация представлений о механизмах участия водорастворенного газа в локализации промышленно значимых газовых скоплений. По мнению автора, роль водорастворенного газа в образовании крупных зон нефтегазонакопления и гигантских газовых месторождений состоит в повышении степени изоляции фазообособленных углеводородов за счет формирования своеобразной покрывки. Сопутствующим эффектом является выделение колоссального объема пресных конденсационных вод с повышенной геохимической агрессивностью к породообразующим минералам, что вносит свой вклад в запесочивание эксплуатационных скважин.

Ключевые слова: водорастворенный газ, водонапорная система, апт-сеноманский нефтегазоносный комплекс, Западная Сибирь, газоёмкость, предельное газонасыщение, месторождение Медвежье, газогидродинамическая покрывка.

Для цитирования: Рахбари Н.Ю. Роль водорастворенного газа в формировании зон нефтегазонакопления (на примере газового месторождения Медвежье) // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 2(41). С. 3–11. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art1>

Введение

Ресурсы углеводородных водорастворенных газов (ВРГ) Земли колоссальны по своим объемам, масштабам пространственного распространения и превышению над суммарным содержанием свободных газов в литосфере. По выполненным оценкам, Тимано-Печорский бассейн (Mz-Pz₁) содержит 280 трлн м³, Прикаспийский (Kz-Pz₂) – 980 трлн м³, Урало-Поволжский (Pz₂) – 140 трлн м³, Приверхоянско-Виллойский (Mz-Pz) – 355 трлн м³, Западно-Сибирский (Mz) – 1000 трлн м³ ВРГ. Несмотря на это, ресурсы свободного газа в этих бассейнах ниже на 1–2 математических порядка, а истинная геологическая роль ВРГ в формировании газовых месторождений остается не до конца обоснованной.

Вопрос о функциях подземной гидросферы как аккумулятора продуктов флюидогенерации нефтегазоматеринских пород встает со всей полнотой как при обосновании нефтегазоносности осадочного чехла [1], так и при анализе геолого-промышленных проблем добычи природного газа под влиянием крупных водонапорных систем [2]. Настоящая статья посвящена результатам изучения роли водорастворенного газа в повышении геофлюидодинамической неоднородности резервуаров крупных и гигантских месторождений нефти и газа, разрабатываемых в условиях предельно газонасыщенных пластовых вод. Хотя в статье используются данные преимущественно по месторождению Медвежье, полученные выводы справедливы для всех газовых гигантов севера Западной Сибири.

Основная часть

Генетическая связь свободных и водорастворенных газов обуславливается единством происхождения, связанного с преобразованием органического вещества нефтегазоматеринских пород и опознается

практически во всех кайназойских и мезозойских осадочных бассейнах и на отдельных месторождениях. Некоторые данные, характеризующие такую связь для сеноманских западно-сибирских газовых месторождений, приведены в табл. 1.

Таблица 1

Сопоставление геохимического состава водорастворенных и свободных газов на ряде промысловых объектов Западной Сибири [3]

Объект	Свободный газ/ВРГ	H ₂ S+CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆ +высш.	N ₂ +ред.
Губкинское	Залежь	0,53	96,95	0,54	1,96
	Контурные воды	0,47	97,6	0,02	1,53
Тазовское	Залежь	0,50	98,6	0,10	0,80
	Контурные воды	0,20	98,8	Сл.	0,90
Березовское	Залежь	0,76	95,04	1,07	3,56
	Контурные воды	0,86	93,3	0,40	5,50
Пунгинское	Залежь	0,75	89,44	5,67	4,14
	Контурные воды	2,79	93,47	0,96	2,16

Помимо геохимической аналогии свободного и водорастворенного газа выявлена количественная зависимость интенсивности обогащения вод

углеводородными газами в зависимости от степени катагенетической превращенности органического вещества нефтегазоматеринских пород [4, 5], что иллюстрирует рис. 1.

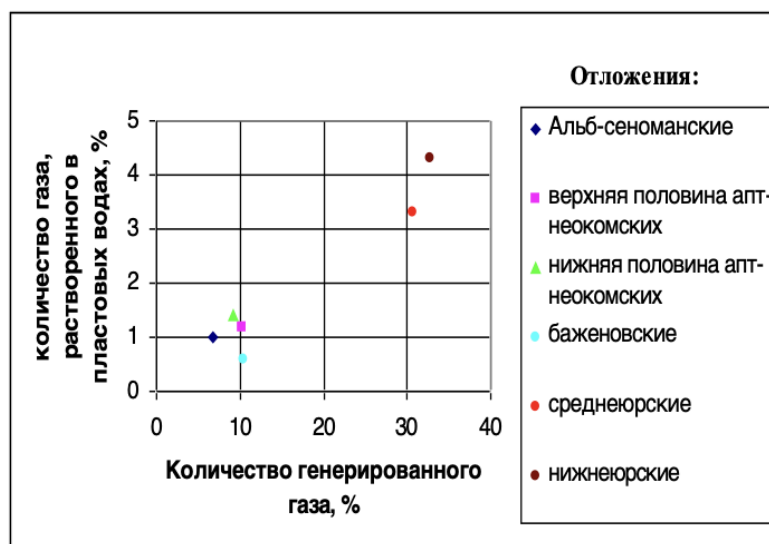


Рис. 1. Корреляция генерированного и растворенного в пластовых водах газа по Уренгойскому и Тазовскому нефтегазоносным регионам [4]

Зависимость состава ВРГ от термобарических условий нефтегазоносных территорий определяется физико-химическими свойствами индивидуальных газов (как углеводородных, так и сопутствующих кислых компонентов) [6, 7]. Для месторождений севера Западной Сибири характерен преимущественно метановый состав газов, растворимость которых в целом возрастает с увеличением температуры,

однако, в определенных ее интервалах может и снижаться. Повышение давления однозначно ведет к повышению объема растворенного газа ([7] и др.). В реальной геологической среде совместное влияние температуры и давления имеет сложный характер и не всегда проявляет однонаправленный характер воздействия на способность вод к растворению углеводородных газов (рис. 2).

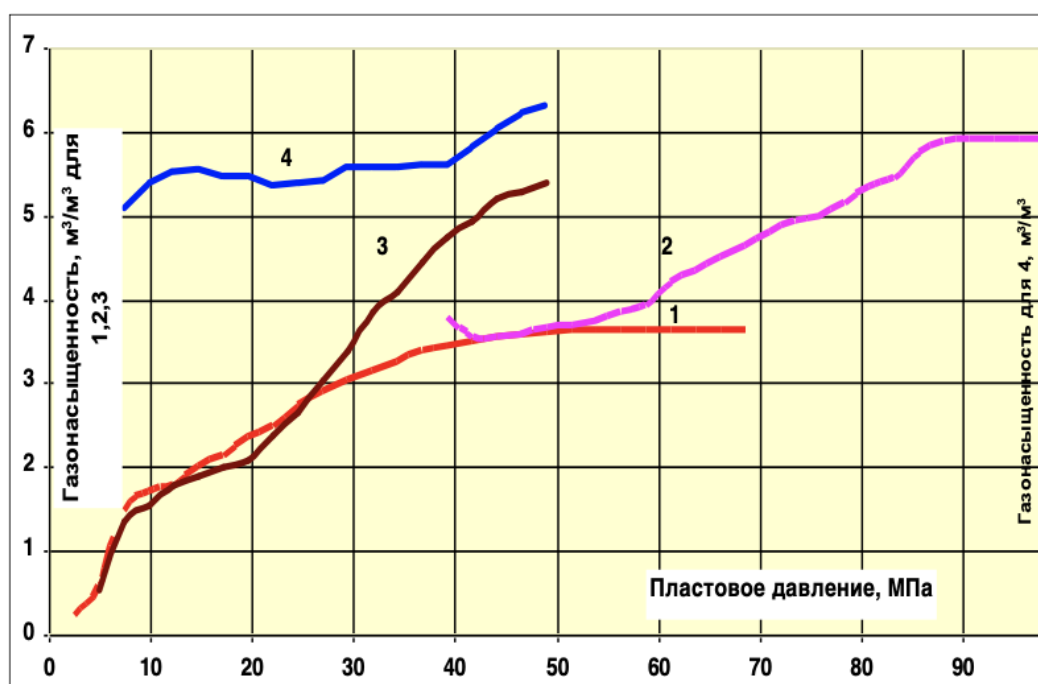


Рис. 2. Характер влияния термобарических параметров на изменение предельной газонасыщенности подземных вод:
1 – скв. Бойчаровская, 1; 2 – скв. Бойчаровская, 2; 3 – скв. Отказнская, 5;
4 – скв. Каясулинская, 3 [8]

Зависимость состава ВРГ от гидрохимических условий. Повышение минерализации вод резко снижает растворимость газов. В этом плане важно подчеркнуть, что на крупных газовых месторождениях естественная или техногенная активизация сегрегации из газовых смесей водяного пара в виде конденсированной влаги приводит к опреснению вод с нарастающей

быстротой, соответственно повышается способность воды к растворению углеводородных газов [9]. Выделение поровой воды также способствует опреснению подземных вод, хотя и в меньших объемах, чем конденсационной воды. При этом возможны перенос и переотложение минеральных солей, сопровождающиеся солеотложением [10].

Редко учитывается, что при определенных термобарических условиях, свойственных глубокопогруженным отложе-

ниям, газоемкость воды резко повышается, что определяет объемы газа, концентрирующиеся в подземной гидросфере (табл. 2).

Таблица 2

Изменение значений предельной газоемкости подземных вод ($\text{см}^3/\text{см}^3$) в зависимости от значений ряда геологических параметров [11]

Глубина, м	Интервал температур, °С	Содержание NaCl, г/л			
		200		300	
		K=1,5	K=2,0	K=1,5	K=2,0
1000	40–50	10,1–10,2	13,2–13,3	10,3–10,8	14,3–14,4
3000	90–120	18,8–19,4	22,0–22,6	19,6–19,9	21,8–22,1
5000	140–190	24,7–27,2	28,2–31,2	23,5–25,8	27,6–30,3
7000	190–260	30,5–40,7	35,8–45,2	30,0–32,5	32,7–35,6

Примечание: K – коэффициент негидростатичности.

Таким образом, формирование водорастворенных газов происходит под контролем целого ряда факторов, учет которых позволяет высветить геологическую роль этого типа углеводородных газов в процессах формирования газовых месторождений.

Взаимовлияние водорастворенных и свободных газов осадочного чехла (на примере месторождения Медвежье)

Выше подчеркивалось, что в осадочном чехле ВРГ имеют абсолютное объемное превосходство по сравнению с углеводородными газами, находящимися в свободном и сорбированном состоянии. Оценивается, что ресурсы рассеянных в породах, растворенных в водах и свободных газов залежей соотносятся между собой примерно как 100:10:1 [3]. Вопрос о том, в какой мере активны взаимопереходы между генетически родственными, геохимически близкими и физически обособленными типами углеводородных газов, остается неясным. Однако тот факт, что, несмотря на длительность геологического развития и

влияния техногенеза, указанные соотношения сохраняются, косвенно говорит о том, что взаимодействия между рассеянными, свободными и водорастворенными газами в целом сохраняются.

Важная особенность поведения ВРГ в крупных терригенных слоистых коллекторах касается истинной роли газа, выделившегося из водорастворенного состояния в пористую среду. Как показали проведенные эксперименты, таковые в достаточно большом интервале пластовых давлений и значений проницаемости коллекторской среды остаются неподвижными, формируя так называемую зону «мертвого» газонасыщения, при преодолении которой преодолевается фазовая проницаемость газа по воде [5]. Пороговое значение водонасыщенности, при котором возможно движение газовой фазы, определяется совокупностью термобарических условий и петрофизических характеристик флюидовмещающих отложений; определяется потерями газа, в основном на сорбцию и остаточное газонасыщение, причем последняя составляющая значительно превосходит первую.

Проведенная оценка объемов водорастворенного газа и возможности его дегазации показала, что к плиоценовому времени воды мезозойской водонапорной системы севера Западной Сибири были предельно насыщены газообразными углеводородами (УВ). В это время произошло снижение давления примерно на 6–8 МПа в связи с изменением уровня

моря на 200 м [12] и тектоническим воздыманием территории, особенно в районах развития валообразных структур, амплитуда которых достигала 400–600 м [13, 14]. Такая геологическая обстановка обусловила физическую возможность частичного разгазирования подземных вод. Объемы выделившегося из водорастворенного состояния газа приведены в табл. 3.

Таблица 3

Прогнозная оценка масштабов дегазации подземной гидросферы в пределах Медвежьего вала в течение олигоцен-миоценового времени (в пределах современного газоводяного контакта, для нормальных условий)

Исследуемые горизонты	Удельный объем выделившегося газа, м ³ /м ³	Объемы выделившихся газов, 10 ⁹ м ³	Объем газов в пласте, 10 ⁹ м ³
Апт-сеноманский	0,79	395	3,6
берриас-барремский	0,91	682	5,4
Юрский	2,22	2220	13,5

Эти данные, полученные для нормальных условий при пересчете на пластовые, дают следующие величины объемов водорастворенных газов, выделившихся в пласте: по апт-сеноманскому комплексу – 8 млрд м³, беррис-барремскому – 12 млрд м³, юрскому – 30 млрд м³, что в целом составляет 50 млрд м³.

Важно получить соотношение итогового объема дегазации с тем объемом, который необходим для преодоления порогового газонасыщения. Ниже демонстрируются такие расчеты для апт-сеноманского комплекса (табл. 4).

Как видно из сопоставления результатов, приведенных в табл. 3 и 4, несмотря на столь грандиозные оценки, они оказались ниже необходимого количества газа для преодоления порогового газонасыщения слоистой терригенной литологической среды мегарезервуара Медвежьего вала. Это говорит о том, что водорастворенные газы не восполняли запасы дренированного газа, а выполняли иную геологическую роль. Газ, выделившийся из подземной гидросферы на месторождении Медвежье, стал дополнительным (наряду с литологическим) фактором изоляции одной из крупнейших в Западной Сибири зоны нефтегазонакопления от водонапорной системы.

Таблица 4

Оценка количества газа, необходимого для преодоления порогового газонасыщения апт-сеноманского комплекса

Параметры	Литологические условия	
	заглинизированная бортовая часть залежи	центральная песчаная часть залежи
Количество пропластков	300	100
Мощность пропластков, м	1	3
Пористость, %	10	25
Газонасыщенность, д.ед.	0,1	0,3
Количество газа, необходимое для преодоления «мертвого» газонасыщения	$\approx 1,5 \times 10^9$	$\approx 23 \times 10^9$
Всего	$\approx 25 \times 10^9$	

Заключение

В результате проведенных исследований установлено, что водорастворенные газы при снижении давления ниже давления насыщения способны выделяться в свободное состояние, но при этом не обретают подвижность и формируют своеобразную газогидродинамическую покрывку. Последовательность событий ее формирования включает выделение газовых и минеральных компонентов из поровых вод

глинистых отложений и конденсационных вод резервуаров, замещение воды газом в крупных порах с оттеснением воды в более мелкие поры. Формирование изолирующей системы подобного вида, возможно, является важной (если не основной) причиной сохранности колоссальных запасов УВ на газовых гигантах. Последующие исследования правомочности этого вывода позволят более уверенно прогнозировать новый тип экранирования крупных и уникальных газовых месторождений.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания ИПНГ РАН (тема «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла», 122022800253-3).

Литература

1. Абукова Л.А., Шустер В.Л. Перспективы развития нефтегазового комплекса России // Экспозиция Нефть Газ. 2016. № 7(53). С. 12–15.
2. Абдрашитова Р.Н. Оценка влияния техногенных факторов на природное гидрогеохимическое поле нижнеюрских отложений месторождений фроловского нефтегазоносного района // Научная территория: технологии и инновации: Материалы Международной науч.-практ. конференции / Отв. ред. В.А. Чейметова. Тюмень: Изд-во ТИУ, 2022. Т. 1. С. 8–10.

3. *Зорькин Л.М., Суббота М.И., Стадник Е.В.* Нефтегазопроисковая гидрогеология. М.: Недра, 1982. 216 с.
4. *Александров В.М.* Оценка масштабов генерации углеводородных газов в связи с формированием залежей в Уренгойском и Тазовском нефтегазоносных районах: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Тюмень, 1996. 23 с.
5. *Капченко Л.Н.* Гидрогеологические основы теории нефтегазонакопления. Л.: Недра, 1983. 263 с.
6. *Гороновский И.Т., Назаренко Ю.П., Некряч Е.Ф.* Краткий справочник по химии. 4-е изд. / Под общ. ред. О.Д. Куриленко. Киев: Наукова думка, 1974. 991 с.
7. *Корценштейн В.Н., Кирьяшкин В.М., Филин А.С.* Новые данные по гидрогеологии мезозойских водоносных комплексов Восточного Предкавказья // Гидрогеология газоносных горизонтов Советского Союза: Сб. ст. / Под ред. В.Н. Корценштейна и С.Е. Верболоза. М.: Гостоптехиздат, 1970. С. 317–506. (Труды ВНИИГаза. Вып. 33/41).
8. *Акулинчев Б.П., Соколов А.Ф.* Перспективы использования водорастворенных и диспергированных газов в Предкавказье // Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения: Тез. докл. I Международной науч.-практ. конференции (WGRR-2007). М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2007. С. 381–389.
9. *Абукова Л.А., Абрамова О.П., Кошелев А.В.* и др. Исходный состав пластовых вод как основа гидрогеохимического контроля за разработкой ачимовских отложений Уренгойского НГКМ // Приоритетные направления развития Уренгойского комплекса: Сб. ст. М.: Недра, 2013. С. 171–180.
10. *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.
11. *Баркан Е.С., Тихомиров В.В., Лебедев Б.А., Астафьев В.П.* Новые данные о перспективах поисков водорастворенного газа на больших глубинах // Советская геология. 1984. № 2. С. 11–20.
12. *Намиот А.Ю., Скрипка Б.Г., Ашмян К.Д.* Влияние растворенной в воде соли на растворимость метана при температурах от 50 до 350 °С // Геохимия. 1979. № 1. С. 147–147.
13. *Кругликов Н.М., Нелюбин В.В., Яковлев О.Н.* Гидрогеология Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна и особенности формирования залежей углеводородов. Л.: Недра, 1985. 279 с.
14. *Нелюбин В.В.* Гидрогеологические условия района Медвежьего и Уренгойского месторождений // Природный газ Сибири: Сб. ст. Вып. 2. Свердловск: Средне-Уральское кн. изд-во, 1971. С. 177–182.
15. *Нестеров И.И., Немченко Н.Н., Ровенская А.С., Шпильман К.А.* Аргон в природных газах месторождений севера Западной Сибири как показатель времени их формирования // Геология нефти и газа. 1977. № 6. С. 29–31.

The role of water-dissolved gas in the formation of oil and gas accumulation zones: Case study of the Medvezhye gas field

N.Yu. Rahbari

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

E-mail: ona1983mail.ru

Abstract. The participation of water-dissolved gases in the formation of large oil and gas accumulation zones has been discussed many times, but despite this, the role of underground hydrosphere degassing in the processes of generation and accumulation of hydrocarbons is not completely clear. The purpose of this paper is to detail the ideas about the mechanisms of water-dissolved gas participation in the localization of industrially significant gas accumulations. According to the author, the role of water-dissolved gas in the formation of oil and gas accumulation large zones and giant gas fields is to increase the degree of isolation of phase-separated hydrocarbons due to the specific cap formation. A concomitant effect is the release of a colossal volume of fresh condensation water with increased geochemical aggressiveness to rock-forming minerals; this contributes to the sanding of production wells.

Keywords: water-dissolved gas, water drive system, Aptian–Cenomanian oil and gas complex, Western Siberia, gas capacity, limiting gas saturation, Medvezhye gas field, gas-hydrodynamic cap.

Citation: *Rahbari N.Yu.* The role of water-dissolved gas in the formation of oil and gas accumulation zones: Case study of the Medvezhye gas field // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 2(41). P. 3–11. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art1> (In Russ.).

References

1. *Abukova L.A., Shuster V.L.* Strategic directions of development oil and gas complex in Russia // Exposition Oil Gas. 2016. No. 7(53). P. 12–15. (In Russ.).
2. *Abdrashitova R.N.* Assessment of the impact of anthropogenic factors on the natural hydrogeochemical field of the Lower Jurassic deposits of the Frolovo oil and gas area // Scientific Territory: Technology and Innovation: Proceedings of the International Scientific and Practical Conference / Ed. by V.A. Cheimetova. Tyumen: Industrial University of Tyumen, 2022. Vol. 1. P. 8–10. (In Russ.).
3. *Zorkin L.M., Subbota M.I., Stadnik E.V.* Oil and gas prospecting hydrogeology. Moscow: Nedra, 1982. 216 p. (In Russ.).
4. *Alexandrov V.M.* Assessment of hydrocarbon gas generation scale in connection with formation of deposits in the Urengoy and the Tazov oil and gas areas: Synopsis of Ph.D. thesis. Tyumen, 1996. 23 p. (In Russ.).
5. *Kapchenko L.N.* Hydrogeological foundations of oil and gas accumulation theory. Leningrad: Nedra, 1983. 263 p. (In Russ.).
6. *Goronovsky I.T., Nazarenko Yu.P., Nekryach E.F.* Concise handbook of chemistry. 4th ed. / Ed. by O.D. Kurilenko. Kiev: Naukova Dumka, 1974. 991 p. (In Russ.).
7. *Kortsenshtein V.N., Kiryashkin V.M., Filin A.S.* New data on the hydrogeology of Mesozoic water-bearing complexes of the Eastern Ciscaucasia // Hydrogeology of gas-bearing horizons of the

Soviet Union: Collected papers / Ed. by V.N. Kortsenstein and S.E. Verboloz. Moscow: Gostoptekhizdat, 1970. P. 317–506. (VNIIGaz Proceedings. Iss. 33/41). (In Russ.).

8. *Akulichev B.P., Sokolov A.F.* Prospects for use of water-soluble and dispersed gases in the Ciscaucasia // World Resources and Reserves of Gas and Perspective Technologies of their Development: Abstracts of the 1st International Scientific-Practical Conference (WGRR-2007). Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2007. P. 381–389. (In Russ.).

9. *Abukova L.A., Abramova O.P., Koshelev A.V.* et al. Initial composition of formation water as the basis of hydrogeochemical control over the development of Achimov deposits of the Urengoy oil and gas condensate field // Priority directions of development of the Urengoy complex: Collected papers. Moscow: Nedra, 2013. P. 171–180. (In Russ.).

10. *Абрамова О.П., Абукова Л.А., Поннов С.Н.* Problems of increasing reliability of computer models natural and man-made scaling in the geological environment // Modern Problems of Science and Education. 2011. No. 4. P. 68. (In Russ.).

11. *Barkan E.S., Tikhomirov V.V., Lebedev B.A., Astaf'ev V.P.* New data on the prospectivity of natural gas dissolved in brines at great depth // Sovetskaya Geologiya. 1984. No. 2. P. 11–20. (In Russ.).

12. *Namiot A.Yu., Skripka B.G., Ashmyan K.D.* Influence of water-dissolved salt upon methane solubility under the temperatures 50 to 350 °C // Geokhimiya. 1979. No. 1. P. 147–149. (In Russ.).

13. *Kruglikov N.M., Nelyubin V.V., Yakovlev O.N.* Hydrogeology of the West Siberian oil and gas megabasin and features of formation of hydrocarbon deposits. Leningrad: Nedra, 1985. 279 p. (In Russ.).

14. *Nelyubin V.V.* Hydrogeological conditions of the area of Medvezhye and the Urengoy fields // Natural gas of Siberia: Collected papers. Iss. 2. Sverdlovsk: Central Ural Publishing House, 1971. P. 177–182. (In Russ.).

15. *Nesterov I.I., Nemchenko N.N., Rovenskaya A.S., Shpil'man K.A.* Argon in gas fields of northern West Siberia as an indicator of the time of their formation // International Geology Review. 1978. Vol. 20, No. 9. P. 1099–1101. <https://doi.org/10.1080/00206817809471475>