

УДК 622.279.23

ОЦЕНКА МАСШТАБОВ МАССОПЕРЕНОСА ФЛЮИДОВ И ХИМИЧЕСКИХ ЭЛЕМЕНТОВ В РАЗРАБАТЫВАЕМОЙ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ ЗАЛЕЖИ

© 2015 г. И.Н. Петренко

Петренко Иван Николаевич – аспирант, Северо-Кавказский федеральный университет, ул. Пушкина, 1, г. Ставрополь, 355009, e-mail: petrenko-rng071@mail.ru

Petrenko Ivan Nikolaevich – Post-Graduate Student, North-Caucasus Federal University, Pushkin St., 1, Stavropol, 355009, Russia, e-mail: petrenko-rng071@mail.ru

Месторождение представлено переслаиванием коллекторов и неколлекторов. Коллекторы содержат промышленные запасы газа. В неколлекторах – в основном вода. Все флюиды содержат химические элементы. На примере газоконденсатного месторождения рассмотрено соотношение всех пород и насыщающих их флюидов, которое показало наличие значительных объемов газа в коллекторах, а в неколлекторах – огромных количеств поровой воды. Рассчитаны объемы массопереноса элементов при фазовых переходах воды. Оценены объемы порового пространства неколлекторов, из которых возможна эмиграция флюидов из-за возникшего перепада давления между неколлекторами и газонасыщенными коллекторами.

Ключевые слова: коллектор, неколлектор, газ, нефть, остаточная вода, химические элементы, массоперенос.

The deposit is represented interbedded reservoir and non-reservoir. Collectors contain recoverable reserves of gas. In the non-reservoir contains mainly water. All fluids contain chemical elements. On the example of gas-condensate field is considered the ratio of all breeds and their saturating fluids, which showed the presence of significant amounts of gas in reservoirs, and huge amounts of non-reservoir pore water. Calculate the volume of the mass transfer elements in phase transitions of water. Estimate the amount of non-reservoir pore space, from which it is possible emigration of fluids due to this pressure difference between the non-reservoir and gas saturated reservoirs.

Keywords: reservoir, non-reservoir, gas, oil, residual water, chemical elements, mass transfer.

Большинство месторождений углеводородов, включая газоконденсатные залежи, приурочено к куполовидным складкам, разрезы которых представлены переслаиванием пород-коллекторов и пород-неколлекторов. Обычно выделяются кондиционные коллекторы, в которых определяются начальные и текущие запасы углеводородов. Французские специалисты при изучении газоконденсатного месторождения GE выделили также некондиционные коллекторы, очень близкие по основным фильтрационным показателям кондиционным. По сложившейся практике в большинстве случаев породы-неколлекторы в структуре, содержащей залежь углеводородов, не рассматриваются.

Нами для месторождения GE выполнены соответствующие расчеты, позволившие определить соотношение пород кондиционных коллекторов, некондиционных коллекторов и неколлекторов (рис. 1а). Основные запасы газа приурочены к кондиционным коллекторам, объем которых от общего объема пород в месторождении составляет 35,7 %. Поровый объем кондиционных коллекторов, в которых сосредоточены запасы газа и конденсата, равен 53,1 % от общего порового объема всех пород (рис. 1б), а в абсолютных

величинах объем начальных запасов газа на 91,75 % сосредоточен в поровом объеме кондиционных коллекторов (рис. 1в). Месторождение GE является вторичным газоконденсатным. Изначально это было нефтяное месторождение, затем в структуру поступил газ, вытеснивший нефть и частично её растворивший. В кондиционных и некондиционных коллекторах имеются зоны с остаточной нефтенасыщенностью пород 4÷12 %. В кондиционных и некондиционных коллекторах сосредоточено 46,7 % остаточной нефти (рис. 1г). Все породы месторождения в той или иной мере насыщены водой. В кондиционных и некондиционных коллекторах это – остаточная вода, не вытесненная заполнявшими ловушку нефтью, а затем газом. В неколлекторах находится поровая вода (рис. 1д). В месторождении GE объемы воды огромны: количество остаточной воды в кондиционных коллекторах оценивается в 2,21 млрд м³, количество поровой воды в неколлекторах – в 7,16 млрд м³. В пределах месторождения все воды насыщены газами.

Большинство газовых и газоконденсатных месторождений разрабатывается при упруговодонапорном режиме, при котором, несмотря на внедрение контурных или подошвенных вод в залежь, происходит

снижение пластового давления. При этом энергия гидродинамического бассейна, к которому приурочено месторождение, имеет огромное значение для процесса его разработки. Если гидротермальная система огромна и обладает большой упругой энергией, а породы-

коллекторы имеют хорошую проницаемость, то внедрение воды в залежь может быть весьма активным и продолжительным во времени с обводнением эксплуатационных скважин и поддержанием пластового давления.

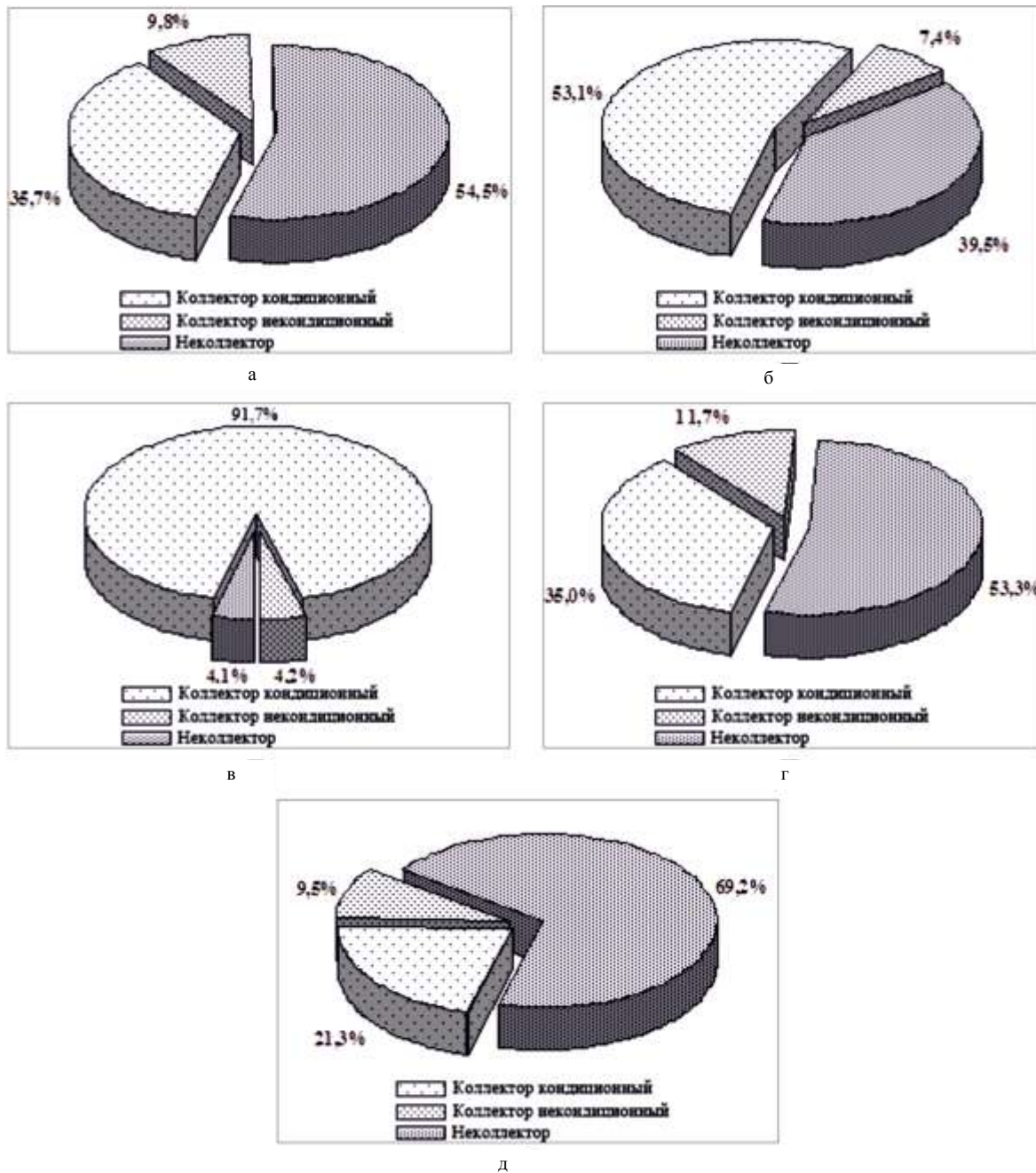


Рис. 1. Соотношение пород (а), поровых объемов (б), запасов газа (в), «ресурсов» остаточной нефти (г) и воды (д) в месторождении GE

Упруговодонапорный режим разработки сопровождается массопереносом пластовых вод из контурной или подошвенной зон в залежи, и объемы поступивших вод во многие месторождения были оценены специалистами [1]. Имеются многочислен-

ные публикации, посвященные перетокам флюидов как в пределах месторождений, так и за их пределами [2–6]. В настоящей работе выполнены оценки по фазовым переходам флюидов и по массопереносу с ними химических элементов в месторождении GE,

основные начальные параметры которого представлены в табл. 1.

Известно, что изотермическое снижение пластового давления в газовой залежи сопровождается испарением остаточной воды [7]. Для месторождения GE по специально созданной программе были выполнены расчеты испарения остаточной воды в процессе разработки месторождения (табл. 2).

За 50 лет разработки испарилось 4,02 млрд м³ остаточной воды.

Несмотря на низкую минерализацию, конденсационная вода содержит многие химические элементы (рис. 2).

По их средним концентрациям в водяном паре (в газоэвапоригенной влаге [8]) определена масса элементов, поступивших в пластовый газ при испарении остаточной воды (табл. 3).

Как было показано на рис. 1, в некондиционных коллекторах и неколекторах содержатся огромные количества флюидов в виде газа, остаточной нефти и поровой воды.

Таблица 1

Параметры залежей месторождения GE

Параметры залежей	Залежь		
	I	II	III
Площадь газоносности, км ²	3171	962	1382
Средняя толщина пласта, м	13,4	8,7	18,1
Объём газонасыщенных пород, 10 ⁶ м ³	42493	8368	25020
Средняя пористость, %	15,6	14,2	17,5
Поровый объём, 10 ⁶ м ³	6628,9	1188,3	4378,5
Средняя проницаемость, 10 ⁻¹⁵ м ²	152,86	105,44	388,69
Средняя водонасыщенность пород, %	19,6	22,2	14,8
Средняя газонасыщенность пород, %	80,4	77,8	85,2
Начальное пластовое давление, МПа	30,51	30,51	30,51
Пластовая температура, °С	91	91	91
Начальные запасы газа, млрд м ³	1263	214	881

Таблица 2

Количество испарившейся остаточной воды в процессе разработки месторождения GE

Периоды разработки, лет	Отбор газа за период, млрд м ³	Пластовое давление на конец периода, МПа	Объём газа-абсорбента, млрд м ³	Влагосодержание пластового газа на конец периода, г/м ³	Количество испарившейся воды, млн м ³
1–5	2,012	30,49	2356,74	1,722	1,503
6–10	9,657	30,29	2347,93	1,728	15,12
11–15	15,902	29,99	2332,65	1,738	22,88
16–20	41,26	29,61	2293,96	1,750	28,00
21–25	103,938	26,58	2199,16	1,861	247,9
26–30	337,858	21,44	1883,08	2,121	533,7
31–35	378,913	16,60	1507,37	2,508	652,5
36–40	438,352	11,79	1071,05	3,214	898,2
41–45	384,921	8,21	674,11	4,295	936,9
46–50	232,643	6,08	428,15	5,529	684,4
Итого					4021,11

Периоды	Ряды	ГРУППЫ ЭЛЕМЕНТОВ															
		I		II		III		IV		V		VI		VII		VIII	
		а	б	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б	б	а
1	1	H															He
2	2	Li	Be	B	C	N	O	F									Ne
3	3	Na	Mg	Al	Si	P	S	Cl									Ar
4	4	K	Ca	Sc	Ti	V	Cr	Mn	Fe	Co	Ni						
	5		Cu	Zn	Ga	Ge	As	Se	Br								Kr
5	6	Rb	Sr	Y	Zr	Nb	Mo	Tc	Ru	Rh	Pd						
	7		Ag	Cd	In	Sn	Sb	Te	I								Xe
6	8	Cs	Ba	ЛАНТАНОИДЫ	Hf	Ta	W	Re	Os	Ir	Pt						
	9		Au	Hg	Tl	Pb	Bi	Po	At								Rn
7	10	Fr	Ra	АКТИНОИДЫ	Rf	Db	Sg	Bh	Hn	Mt							

Лантаноиды	La	Ce	Pr	Nd	Pm	Sm	Eu	Gd
		Tb	Dy	Ho	Er	Tm	Yb	Lu
Актиноиды	Ac	Th	Pa	U	Np	Pu	Am	Cm
		Bk	Cf	Es	Fm	Md	(No)	(Lr)

Рис. 2. Элементы, обнаруженные в конденсационных водах

Таблица 3

Массоперенос химических элементов при испарении остаточной воды в месторождении GE

Элемент	Содержание, мг/дм ³	Массоперенос, т	Элемент	Содержание, мг/дм ³	Массоперенос, т	Элемент	Содержание, мг/дм ³	Массоперенос, т
Al	0,532	3,08	Bi	0,00200	0,0116	Na	31,4	181,8
Fe	159,7	925,6	Zn	3,60	20,9	Mg	4,65	26,9
Mn	2,33	13,5	Sn	0,00300	0,0174	Si	2,80	16,2
Ni	0,485	2,81	Ge	0,00233	0,0135	Cl	93,9	544,3
Co	0,101	0,584	Ga	0,101	0,584	K	2,50	14,5
Ti	0,0512	0,297	Sc	0,00200	0,0116	Ca	28,8	167,1
V	0,00473	0,0274	Y	0,00400	0,0232	Br	0,0930	0,539
Cr	0,0660	0,382	Yb	0,000500	0,00290	I	0,00670	0,0388
Mo	0,00298	0,0172	Li	0,0507	0,294	HCO ₃ ⁻	158,3	917,4
Zr	0,00673	0,0390	Sr	0,562	3,25	SO ₄ ²⁻	26,0	150,6
Cu	3,44	19,9	Ba	0,721	4,18	NH ₄ ⁺	9,00	52,2
Pb	0,362	2,10	B	0,250	1,45	Итого		3071,78
Ag	0,000360	0,00209	F	0,210	1,22			

Широко известна способность флюидов, в особенности газов, проникать через породы в случае наличия перепада давления. Установлено, что для начала

движения жидкости или газа в поровом пространстве породы необходим начальный градиент давления [9]. В уникальном эксперименте, выполненном Т.П. Жузе

и Т.П. Сафроновой [10], через глину пропускаться углекислый газ. При перепаде давления 12÷15 МПа в течение 4 сут через керн толщиной 0,2 м с проницаемостью $0,816 \cdot 10^{-18} \text{ м}^2$ прошло 9 поровых объемов газа. Данные эксперимента свидетельствуют о том, что по газу начальный градиент давления для глинистой породы с указанной проницаемостью составляет 60÷75 МПа/м. В месторождении из неколлекторов в первую очередь будет эмигрировать вода. Установлено, что при скоростях фильтрации 0,1÷0,01 см/с скорость миграции газовой фазы в 4÷10 раз выше скорости жидкой фазы [11]. Это дает нам основание условно увеличить начальный градиент давления для воды в 5 раз. Таким образом, для глины он составляет 300÷375 МПа/м, хотя можно предполагать, что эти величины завышены. Представляет теоретический и практический интерес выполнить оценку объема порового пространства неколлекторов, из которого может частично эмигрировать поровая вода при начальном градиенте давления 375 МПа/м.

Толщина неколлектора, из которого частично будет эмигрировать вода, находится из выражения

$$h = \frac{\Delta P_{\text{пл}}}{\Delta P_0},$$

где $\Delta P_{\text{пл}}$ – снижение пластового давления, МПа; ΔP_0 – начальный градиент давления, МПа/м.

Объем породы, которая будет реагировать на возрастание перепада давления на границе неколлектор–коллектор, получаем из выражения

$$V_{\text{пор}} = h \cdot S,$$

где h – реагируемая толщина породы-неколлектора; S – площадь контактирования коллекторов и неколлекторов, м^2 .

Поровый объем неколлектора, в пределах которого возможна частичная эмиграция флюидов, находится из выражения

$$V_{\text{по}} = V_{\text{пор}} \cdot m,$$

где $V_{\text{пор}}$ – объем реагируемой породы, м^3 ; m – коэффициент пористости неколлекторов, принятый равным 0,10.

Полученные результаты приведены в табл. 4 и на рис. 3. Как видно из табл. 4, даже при исключительно высоком значении начального градиента давления, равном 375 МПа/м, поровый объем реагируемой породы на перепад давления между неколлекторами и коллекторами значителен и составляет 73,0 млн м^3 . Если предположить, что за 47-летний период разработки месторождения из неколлекторов в коллекторы эмигрировала 1/10 часть поровой воды, то получим 7,3 млн м^3 .

Как уже отмечалось, из неколлекторов в первую очередь эмигрирует поровая вода. Из-за понижения давления из поровой воды выделяется растворенный газ, и на определенной стадии этого понижения фазовая проницаемость для газа в какой-то части реагируемой толщины неколлектора может оказаться достаточной для его эмиграции в коллекторы.

Таблица 4

Объем пород-неколлекторов, из которых происходит эмиграция флюидов

Период разработки, лет	Пластовое давление, МПа	Снижение пластового давления, МПа	Реагируемая толщина неколлектора, см	Объем реагируемой породы, млн м^3	Поровый объем реагируемой породы, млн м^3
1–5	30,39	0,12	0,0320	3,53	0,35
6–10	30,12	0,39	0,104	11,5	1,15
11–15	29,77	0,74	0,197	21,8	2,2
16–20	28,32	2,19	0,584	64,4	6,4
21–25	23,39	7,12	1,90	209,4	20,9
26–30	18,54	11,97	3,19	352,1	35,2
31–35	13,66	16,85	4,49	495,6	49,6
36–40	9,36	21,15	5,64	622,1	62,2
41–47	5,70	24,81	6,62	729,7	73,0

Представленный материал позволяет считать необходимым в пределах каждого месторождения определять объемы всех пород, а также количество насы-

щающих их флюидов, что позволит более полно оценивать динамику флюидов с оценкой их возможных перетоков из неколлекторов в коллекторы.

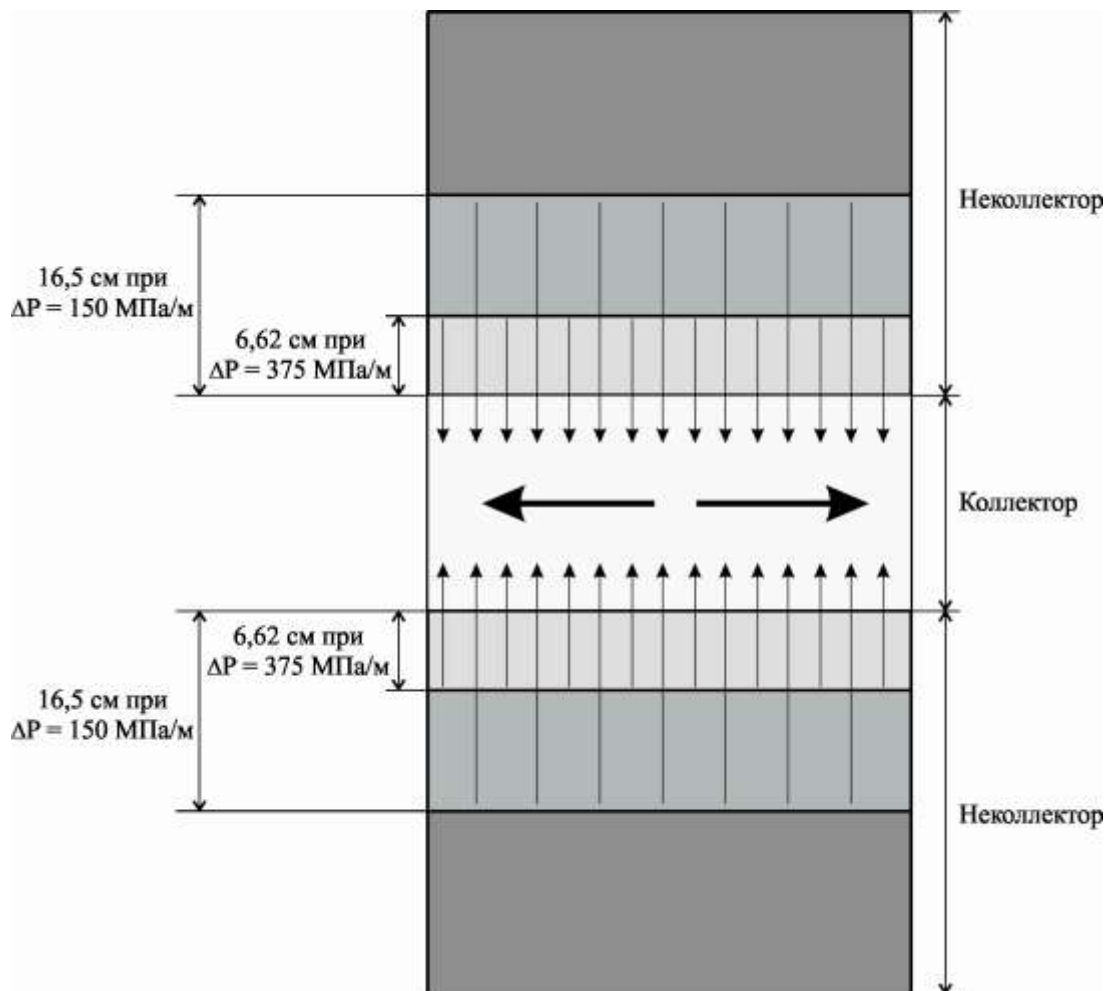


Рис. 3. Толщины неколлекторов, реагирующих на снижение пластового давления в залежи

Литература

1. Петренко В.И., Зиновьев В.В., Зленко В.Я., Зиновьев И.В., Остроухов С.Б., Петренко Н.В. Геолого-геохимические процессы в газоконденсатных месторождениях и ПХГ. М., 2003. 511 с.
2. Джеванишир Р.Д., Алияров Р.Ю. К оценке проявлений внутреннего водонапорного режима по геофизическим и гидродинамическим данным // Геология нефти и газа. 1985. № 8. С. 14–17.
3. Гудзенко В.В. Использование отношения $^{226}\text{Ra}/^{222}\text{Ra}$ при решении некоторых задач гидрогеологии // Изотопные исследования природных вод. М., 1979. С. 182–191.
4. Закиров С.Н., Контарев А.А. Выработка запасов нефти в линзовидных коллекторах // Докл. РАН. 2007. Т. 413, № 1. С. 68–70.
5. Петренко В.И., Королев С.Н., Бигун П.В., Славицкий В.С. О возможном проявлении флюидапорного режима на Воробьевском нефтяном месторождении // Газовой отрасли – новые технологии и новая техника: тез. докл. Междунар. науч.-практ. конф., г. Ставрополь, 9–12 сент. Ставрополь, 2002. С. 47–49.
6. Тимонин В.И., Булатов А.И., Здоров Ф.Г., Крылов Д.А., Паршин Ю.А., Васюнов В.Д. Резервы повышения продуктивности скважин и нефтеотдачи пластов на месторождении Узень // Нефтяное хозяйство. 1980. № 6. С. 34–38.
7. Крафт Б.С., Хокис М.Ф. Прикладной курс технологии добычи нефти. М., 1963. 460 с.
8. Петренко В.И., Зленко В.Я., Петренко Н.Н. Геолого-геохимическая роль газэвапоригенной влаги природных парагазовых систем // Геологическая эволюция взаимодействия воды с горными породами: тр. Всерос. конф. с участием иностранных учёных. Томск, 2012. С. 409–413.
9. Рассохин Г.В., Сливков В.И., Уляшев В.Е. Экспериментальные исследования величин предельного градиента давления для коллекторов месторождений Коми АССР // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. 1975. № 10. С. 18–23.
10. Жузе Т.П., Сафронова Т.П. Экспериментальное исследование закономерностей переноса углеводородов (битума) через осадочные породы сжатыми газами // Генезис нефти и газа. М., 1967. С. 404–412.
11. Аверкин Ю.А. Динамика отложения компонентов из гидротермального раствора при выкипании CO_2 // Геохимия. 1987. № 11. С. 1580–1585.

References

1. Petrenko V.I., Zinov'ev V.V., Zlenko V.Ya., Zinov'ev I.V., Ostroukhov S.B., Petrenko N.V. *Geologo-geokhimicheskie protsessy v gazokondensatnykh mestorozhdeniyakh i PKhG*

- [Geological and geochemical processes in gas-condensate fields and UGS]. Moscow, 2003, 511 p.
- Dzhevanshir R.D., Aliyarov R.Yu. K otsenke proyavlenii vnutrennego vodonapornogo rezhima po geofizicheskim i gidrodinamicheskim dannym [Estimation of the manifestations of internal water drive on geophysical and hydrodynamic data]. *Geologiya nefi i gaza*, 1985, no 8, pp. 14-17.
 - Gudzenko V.V. Ispol'zovanie otnocheniya $^{226}\text{Ra}/^{222}\text{Ra}$ pri reshenii nekotorykh zadach gidrogeologii [Using the relationship $^{226}\text{Ra}/^{222}\text{Ra}$ in solving certain hydrogeology problems]. *Izotopnye issledovaniya prirodnykh vod*. Moscow, 1979, pp. 182-191.
 - Zakirov S.N., Kontarev A.A. Vyrabotka zapasov nefi v lizovidnykh kollektorakh [Development of oil reserves in the lenticular reservoirs]. *Dokl. RAN*, 2007, vol. 413, no 1, pp. 68-70.
 - Petrenko V.I., Korolev S.N., Bigun P.V., Slavitskii V.S. [On the possibility of fluid pressure mode on Vorobiev oilfield]. *Gazovoi otrasli – novye tekhnologii i novaya tekhnika. Tez. dokl. Mezhdunar. nauch.-prakt. konf. Stavropol', 9-12 sent. 2002* [Gas industry - new technologies and new equipment. Abstracts of the International Scientific and Practical Conference, Stavropol, September 9-12, 2002]. Stavropol, 2002, pp. 47-49.
 - Timonin V.I., Bulatov A.I., Zdorov F.G., Krylov D.A., Parshin Yu.A., Vasyuntsov V.D. Rezervy povysheniya produktivnosti skvazhin i nefteotdachi plastov na mestorozhdenii Uzen' [Reserves of increase well productivity and oil recovery at Uzen field]. *Neftyanoe khozyaistvo*, 1980, no 6, pp. 34-38.
 - Kraft B.S., Khokins M.F. *Prikladnoi kurs tekhnologii dobychi nefi* [Applied technology of oil production rate]. Moscow, 1963, 460 p.
 - Petrenko V.I., Zlenko V.Ya., Petrenko N.N. [Geological and geochemical role of gazo-evaporigenic moisture of natural combined-cycle systems]. *Geologicheskaya evolyutsiya vzaimodeistviya vody s gornymi porodami: trudy Vserossiiskoi konferentsii s uchastiem inostrannykh uchenykh* [Geological evolution of the interaction of water with rocks: Proceedings of the All-Russian conference with participation of foreign scientists]. Tomsk, 2012, pp. 409-413.
 - Rassokhin G.V., Slivkov V.I., Ulyashev V.E. Eksperimental'nye issledovaniya velichin predelnogo gradienta davleniya dlya kollektorov mestorozhdenii Komi ASSR [Experimental studies of the limit values of the pressure gradient for reservoirs of the Komi Republic]. *Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdenii*, 1975, no 10, pp. 18-23.
 - Zhuze T.P., Safronova T.P. Eksperimental'noe issledovanie zakonornosti perenosu uglevodorodov (bituma) cherez osadochnye porody szhatymi gazami [Experimental study of patterns of hydrocarbons migration (bitumen) through sedimentary rocks compressed gases]. *Genesis nefi i gaza*, Moscow, 1967, pp. 404-412.
 - Averkin Yu.A. Dinamika otlozheniya komponentov iz gidrotermal'nogo rastvora pri vykipanii SO_2 [The dynamics of the components deposits of hydrothermal solution at boiling CO_2]. *Geokhimiya*, 1987, no 11, pp. 1580-1585.