

УДК 550.8:553,981.6

© В.И. Петренко, Н.Н. Петренко, И.Н. Петренко

В.И. Петренко, Н.Н. Петренко, И.Н. Петренко

ФОРМИРОВАНИЕ ОТОРОЧЕК ФЛЮИДОВ В ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ ЗАЛЕЖИ ПРИ ВНЕДРЕНИИ ПЛАСТОВЫХ ВОД

Эксплуатация газоконденсатных месторождений при любом режиме разработки (газовом, упруговодонапорном, водонапорном) сопровождается проявлением многих геолого-геохимических и геофизических [1-15] процессов как в самих залежах, так и в гидродинамических системах, к которым приурочены месторождения, а также в сопредельных зонах земной коры. Детальное изучение этих процессов позволяет не только совершенствовать разработку нефтегазоконденсатных и газоконденсатных залежей, но и познавать механизмы распространения напряжений в земной коре на значительные расстояния от разрабатываемых месторождений [13].

Для лучшего понимания происходящих в газоконденсатных залежах процессов следует помнить, что пластовый газ состоит из трех составляющих: газа-растворителя (газа-абсорбента), паров высококипящих углеводородов (для алканов $C_{5+в}$) и паров воды (рис. 1). Естественно, пластовый газ представлен гомогенной газовой фазой. В каждой газоконденсатной залежи соотношение указанных компонентов индивидуально.

В газоконденсатной залежи, разрабатываемой при упруговодонапорном режиме, сопровождавшемся снижением пластового давления, одновременно происходят фазовые переходы высококипящих углеводородов ($C_{5+в}$), остаточных вод и парообразной влаги (водяной пар пластового газа). В связи с тем что все флюиды газоконденсатного месторождения содержат химические элементы, при миграции

и фазовых переходах флюидов происходит массоперенос этих элементов [13].

В конце 50-х и в течение 60-х годов прошлого века при разработке первых газоконденсатных месторождений Западного Предкавказья, являвшихся первыми и в целом для СССР (Каневское, Ленинградское, Староминское, Кушевское, Крыловское, Майкопское, Челбасское и др.), при исследовании скважин были получены уникальные эмпирические данные. Уникальность была обусловлена тем, что каждая скважина была оборудована индивидуальным шлейфом и индивидуальным сепаратором, что позволяло с большой точностью замерять дебиты газа сепарации, газоконденсата и воды (конденсационной, смеси конденсационной и пластовой вод, пластовой воды в случае значительного обводнения газовой скважины). В пробах воды, поступающей с газом, прежде всего находилось содержание хлорид-иона, по концентрации которого легко определялся тип поступающей с газом воды. Концентрация хлорид-иона в извлекаемых с газом водах впервые использовалась для контроля за обводнением газовых и газоконденсатных скважин и отдельных залежей в 50-х годах прошлого века как раз на Кубани [9-13]. Метод контроля за обводнением скважин и залежей получил название гидрохимического метода. Он основан на высоком различии в содержании главных ионов в конденсационных водах, являющихся дериватом сконденсировавшегося водяного пара, и в пластовых водах (табл. 1).

Метод исключительно прост, информативен, надежен, дешев. Гидрохимический метод контроля внедрен на территории СНГ во всех газодобывающих регионах. С помощью тщательного контроля не только за динамикой содержания хлорид-иона в отбираемых с газом водах, но и за дебитами газа, конденсата и воды был раскрыт механизм формирования перед внедряющейся в газоконденсатную залежь пластовой водой валов (оторочек) сложного состава [5, 6, 8, 10-15].

На рис. 2 изображена модель формирования оторочек в процессе внедрения в газоконденсатную залежь пластовой законтурной воды.

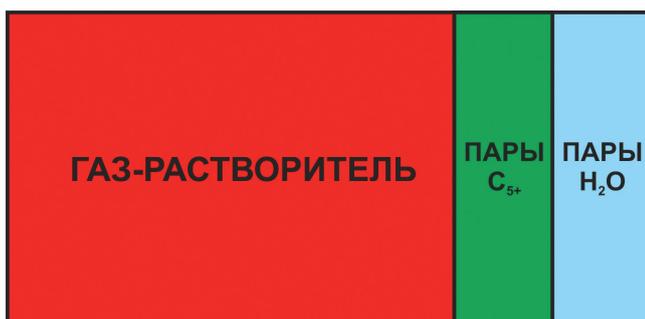


Рис. 1. Составные части пластового газа газоконденсатной залежи

Таблица 1

Сопоставление содержания ионов в конденсационной и пластовой водах газоконденсатных месторождений

Ионы	Содержание, мг/дм ³		Кратность различия в содержании
	вода конденсационная	вода пластовая	
Ленинградское месторождение			
Cl ⁻	120,7	36066,6	299
HCO ₃ ⁻	256,2	384,3	1,5
SO ₄ ²⁻	66,0	14,4	4,6
Ca ²⁺	50,5	1353,3	26,8
Mg ²⁺	6,2	492,8	79,5
Месторождение Хасси Р'Мель			
Cl ⁻	138,4	190544	1377
HCO ₃ ⁻	22,4	227,3	10,1
SO ₄ ²⁻	31,4	2195	69,9
Ca ²⁺	34,5	12652	368
Mg ²⁺	3,37	540,8	160,5

Моделирование геобъектов и геопроцессов

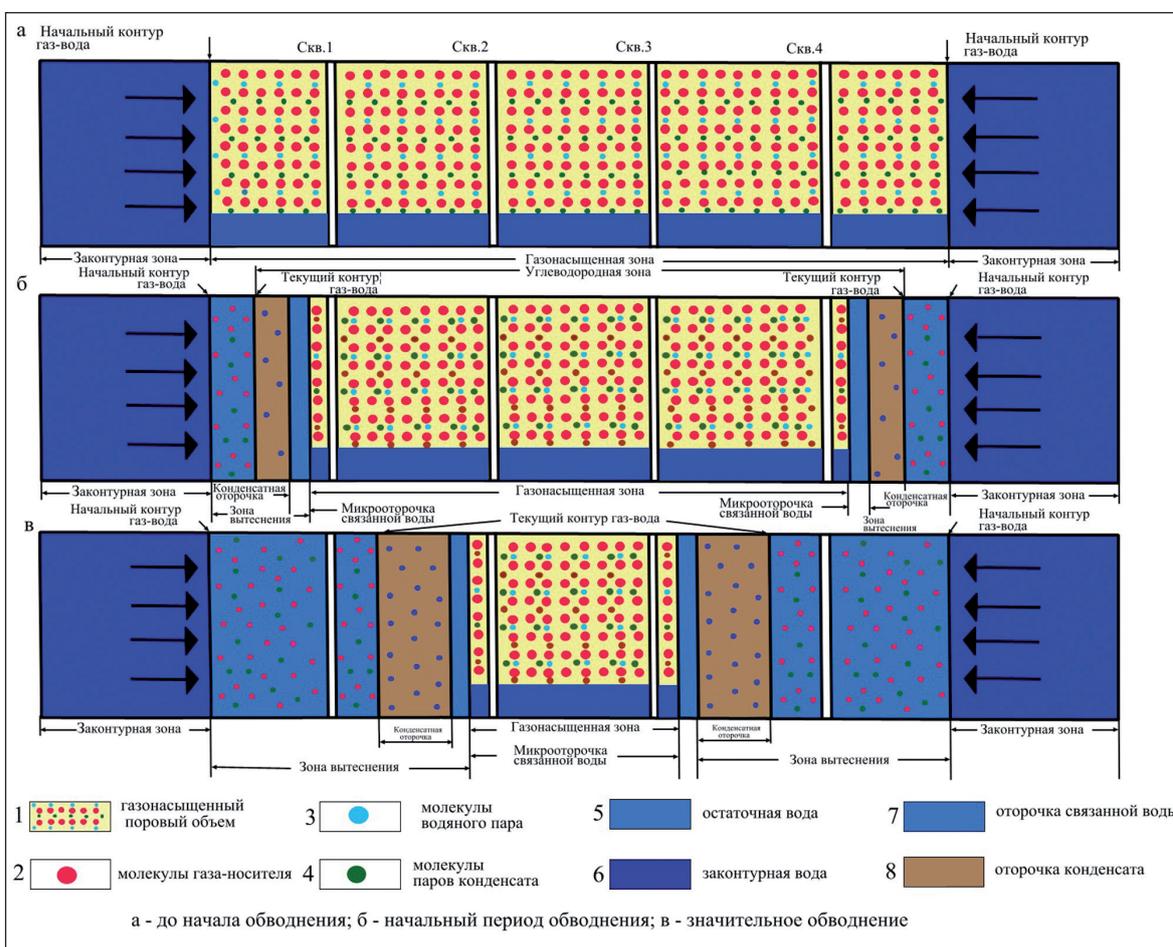


Рис. 2. Схема движения флюидов в газоконденсатной залежи при упруговодонапорном режиме

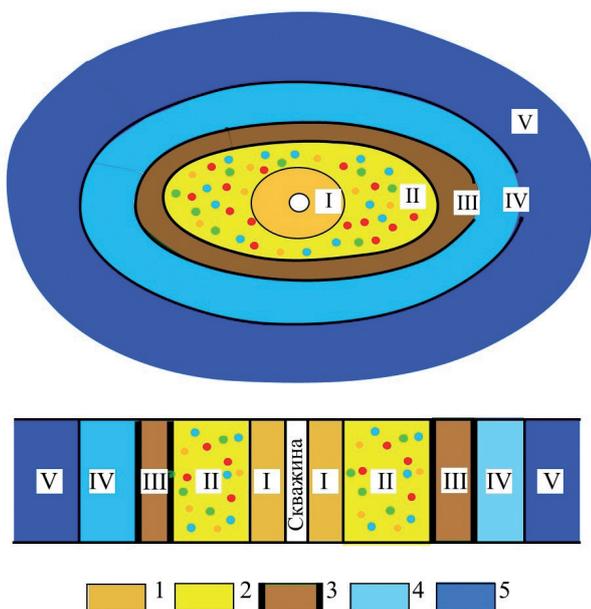
На рис. 3 показаны зоны различной флюидонасыщенности (вид сверху) в газоконденсатной залежи, разрабатываемой при упруговодонапорном режиме.

На стадии формирования газоконденсатной залежи, в процессе заполнения ловушки газом, действуют слабые гравитационные силы, что обуславливает относительно «повышенное» содержание остаточной воды в поровом пространстве любой газовой и газоконденсатной залежи. Внедряющаяся пластовая вода в залежь в процессе разработки, обладающая значительно более высокой плотностью и вязкостью по сравнению с заполнявшим ловушку газом, частично вытесняет остаточную воду [8], формируя из нее микровал (или микрооторочку в случае поступления пластовой воды по периметру всей залежи). За микровалом остаточной воды идет вал ретроградного газоконденсата, вытесняемого внедряющейся в залежь пластовой водой. Следует особо отметить, что вал газоконденсата представлен обратной эмульсией – «вода в масле», в рассматриваемом случае вода в газоконденсате.

Прохождение вала газоконденсата через призабойную зону обводняющихся эксплуатационных скважин отмечается целым рядом факторов. По скважине 17 Староминского газоконденсатного месторождения до подхода вала газоконденсата среднее содержание хлорид-иона в конденсационной воде составляло 944,9 мг/дм³, а в период прохождения вала газоконденсата равнялось 186,6 мг/дм³, т.е. уменьшение составило 80,2 %, что хорошо видно на рис. 4. Одновременно с этим в период до подхода вала газоконденсата, с 01.07.1964 г. по 01.07.1965 г., средний

дебит газа составлял 148,3 тыс. м³/сут при среднем дебите газоконденсата 4,76 м³/сут, а при прохождении вала газоконденсата с 02.07.1965 г. по 31.09.1966 г. средний дебит газа составлял 151,2 тыс. м³/сут при среднем дебите газоконденсата 8,45 м³/сут (возрастание на 77,5%). Таким образом, при прохождении вала конденсата через призабойную зону только одной скважины в течение одного года было дополнительно получено 1347 м³ конденсата, или 1010,2 т при плотности конденсата 750 кг/м³. При современной стоимости конденсата 15 000 руб/т цена дополнительно добытого конденсата составила 15,153 млн руб. Учитывая тот факт, что на всех газоконденсатных месторождениях Западного Предкавказья происходило обводнение большинства действующих скважин, дополнительная добыча ретроградного газоконденсата в результате вымывания пластовой водой была весьма значительной.

Одновременное заметное понижение содержания хлорид-иона в конденсационной воде и повышение конденсатогазового фактора позволило с использованием средней скорости продвижения пластовой воды в залежь определить размеры вала газоконденсата по ряду скважин [18]. По Ленинградскому газоконденсатному месторождению размеры вала газоконденсата получены для скважин 1, 43, 4, которые соответственно составили 26, 32 и 37 м. При внедрении пластовых вод по всему периметру газоконденсатной залежи формируется оторочка из вымываемого пластовой водой ретроградного газоконденсата, «ресурсы» газоконденсата в которой могут быть значительными.



Условные обозначения

- I – зона отбора газа скважиной (депрессионная воронка);
- II – газонасыщенная зона залежи (зона отбора газа в текущее время);
- III – оторочка (вал) из жидких углеводородов (газоконденсат, бывший в пласте до начала разработки); газоконденсат, выпавший в процессе разработки;
- IV – зона вытеснения (обводненная зона залежи);
- V – законтурная зона (гидродинамический бассейн);
- 1 – смесь флюидов (газ, ретроградный конденсат, конденсационная и остаточная вода); 2 – парогазоконденсатная смесь, представленная газом–растворителем, парами конденсата и воды (пластовый газ); 3 – оторочка (вал) конденсата (косая штриховка), окаймленная оторочками остаточной воды (выделено толстыми линиями); 4 – смесь внедрившейся воды пластовой и остаточной воды защемленными газом и ретроградным конденсатом; 5 – законтурная зона (гидродинамический бассейн)

Рис. 3. Формирование зон различной флюидонасыщенности на газоконденсатном месторождении разрабатываемом при упруговодонапорном режиме

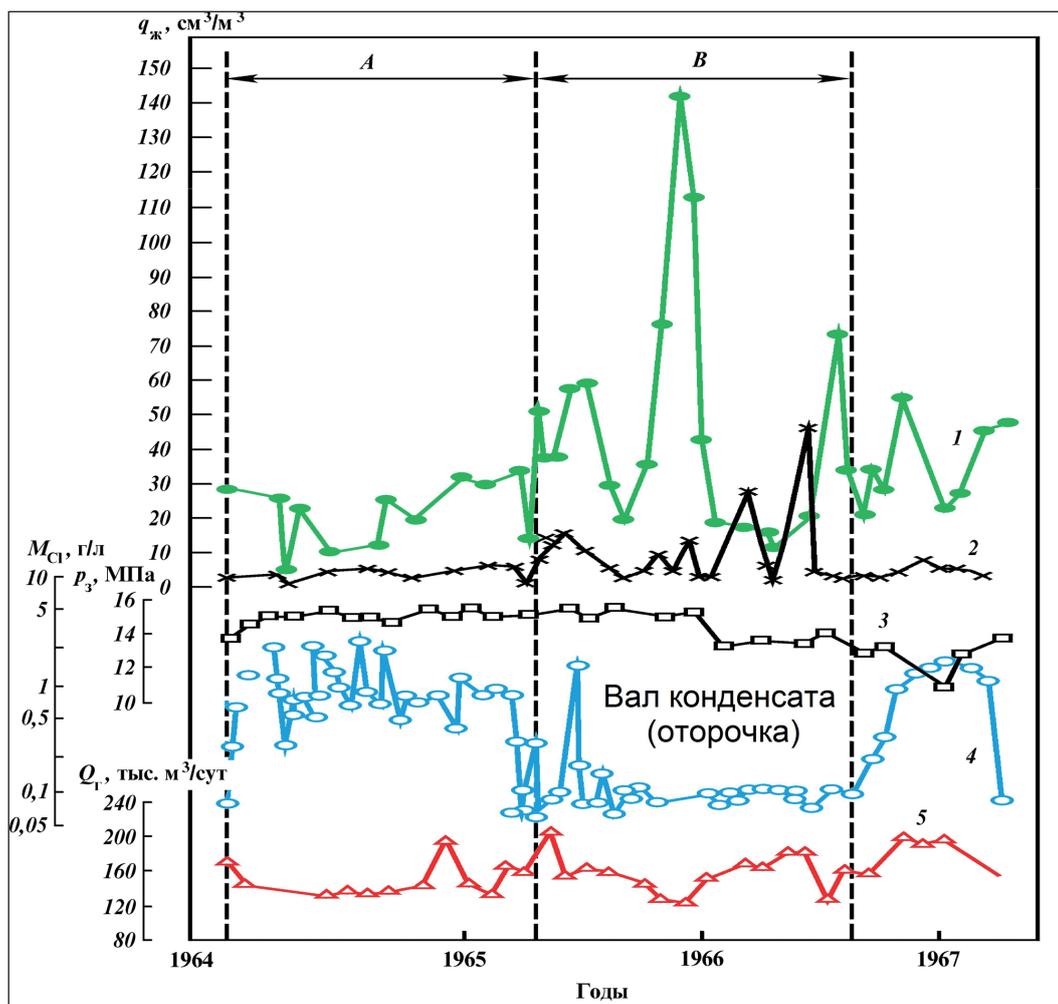


Рис. 4. Основные показатели эксплуатации скважины 17 Староминского газоконденсатного месторождения: А, В – периоды эксплуатации до прохождения и при прохождении вала конденсата; 1 – выход резервуарного конденсата; 2 – выход воды; 3 – давление в затрубном пространстве; 4 – содержание хлорид-иона в воде; 5 – дебит газа

Не исключается на конечной стадии разработки формирование залежи ретроградного газоконденсата в малом или среднем по размерам газоконденсатном месторождении с большим содержанием высококипящих углеводородов, приуроченном к высокопроницаемому коллектору и большому по размерам гидродинамическому бассейну с большим запасом упругой энергии [14, 15].

В табл. 2 приведено сопоставление содержания не только главных ионов, но и микроэлементов в пластовой и конденсационной водах гигантского газоконденсатного месторождения Хасси Р’Мель в Алжире [16].

По мнению авторов, данные табл. 2 свидетельствуют об очень важном природном явлении – переходе в газовую среду многих элементов, включая тяжелые металлы, «летучесть» которых при термобарических параметрах в залежи ($p = 31$ МПа, $T = 90^\circ\text{C}$) ничтожна.

Нормированный по Na^+ коэффициент фракционирования показывает, что «летучесть» Ga, Mn, Co, Zn, Cr, Ni, Al, Fe, Cu по сравнению с «летучестью» иона натрия выше соответственно в 48, 82, 98, 131, 178, 488, 1450, 1590, 7385 раз. Естественно предположить, что перенос химических элементов в газовую фазу осуществляется комплексообразующими лигандами, такими как Cl^- , HS^- , H_2S , OH^- , NH_3 , F^- , $\text{S}_2\text{O}_3^{2-}$, S_x^{2-} , SO_3^{2-} , CN^- , SCN^- , а также различными терпенами (Р.Р. Брукс, 1986). Удивительно «совпадение» интенсивности перехода в газовую фазу в пластовых системах газоконденсатных залежей и возгонах из высокотемпературных базальтов при извержении вулканов [17]. Мы уже приводили величину коэффициента фракционирования в газоконденсатной залежи меди по отношению к иону натрия, составившую 7385, а по наблюдениям С.И. Набоко [17], при извержении Ключевского вулкана в возгонах из базальтов концентрация меди

Таблица 2

**Коэффициенты распределения и фракционирования химических элементов
в системе «пластовая вода – конденсационная вода»
в месторождении Хасси Р'Мель**

Элемент	Концентрация элементов в воде, мг/дм ³		Коэффициент	
	пластовой (C _{ivr})	конденсационной (C _{ivc}) (44 пробы)	распределения (K _{dis})	фракционирования (K _{fr})
Na ⁺	<u>75200 – 122000</u> 105642 (19)	<u>4,4 – 220</u> 42,3	0,00040	1,0
K ⁺	<u>760 – 7280</u> 2446 (19)	<u>0,50 – 540</u> 17,52	0,0072	18
Ca ²⁺	<u>1010 – 39629</u> 12652 (19)	<u>2,96 – 223</u> 34,52	0,0027	6,8
Mg ²⁺	<u>3,9 – 2640</u> 540,8 (19)	<u>0,413 – 14,05</u> 3,37	0,0062	15,5
Cl ⁻	<u>180831 – 206537</u> 190544 (19)	<u>8,86 – 851</u> 138,45	0,00073	1,8
HCO ³⁻	<u>18 – 488</u> 227,3 (17)	<u>0 – 207,4</u> 22,39	0,098	245
SO ₄ ²⁻	<u>122 – 4423</u> 2195 (18)	<u>0 – 145,7</u> 31,42	0,0143	35,8
Li	<u>0,24 – 166</u> 40,4 (19)	<u>0 – 0,425</u> 0,094	0,00233	5,8
Al	<u>0 – 5</u> 1,0 (10)	<u>0 – 10</u> 0,58	0,580	1450
Si	<u>5 – 25</u> 15,3 (19)	<u>0 – 40</u> 0,74	0,0484	121
Cr	<u>0,8 – 1</u> 0,97 (19)	<u>0 – 0,68</u> 0,069	0,0711	178
Mn	<u>1 – 365</u> 91,6 (19)	<u>0,65 – 7,50</u> 3,02	0,0330	82
Fe	<u>8 – 720</u> 155,1 (19)	<u>0,30 – 610</u> 98,63	0,636	1590
Co	<u>0,3 – 4,6</u> 2,57 (19)	<u>0,1 – 0,2</u> 0,1	0,039	98
Ni	<u>1,2 – 4,0</u> 2,57 (19)	<u>0,125 – 1,225</u> 0,50	0,195	488
Cu	<u>0,4 – 4,3</u> 1,74 (19)	<u>0,25 – 16,30</u> 5,14	2,954	7385
Zn	<u>1,25 – 320</u> 83,6 (19)	<u>0,60 – 18,38</u> 4,37	0,0523	131
Ga	<u>6 – 15</u> 8,42 (19)	<u>0, – 1,0</u> 0,16	0,0190	48
Br	<u>0 – 872</u> 330 (19)	<u>0 – 1,21</u> 0,118	0,000358	0,9
I	<u>0 – 14</u> 3,0 (19)	<u>0 – 0,0407</u> 0,00956	0,003187	7,97
Σ главных ионов	314247,1	289,97	0,000923	3
Σ микроэлементов	736,27	113,53056	0,154197	385
Σ всех элементов	314983,37	403,50056	0,00128	3,20

Примечания. В числителе – пределы содержаний элементов, в знаменателе – средние величины содержаний элементов, в скобках – число проб воды.

увеличивается в 6000 раз. Одновременно в восгонах хлоридов были определены Li, Be, Pb, Sn, Ag, Zn, Co, Ni, Zr, Mo, Bi, Ga, Te, Cr, V, Ba, Sr в бóльших концентрациях, чем они присутствовали в лаве [17]. Все это свидетельствует о проявлении одних и тех же процессов по переносу металлов в газовую фазу при извержениях вулканов и при фазовых переходах флюидов в газоконденсатных залежах. Следует отметить, что изучение процессов перехода химических элементов в газовую фазу может привести к выработке технологии их извлечения из водных растворов.

Ключевые слова: газ, газоконденсат, пластовая вода, газоконденсатная залежь, гидрохимический метод, массоперенос.

ЛИТЕРАТУРА

1. Петренко В.И. Соломахин В.И. Организация и методика проведения комплексного исследования газоконденсатных скважин (на примере Ленинградского месторождения Краснодарского края) // Газовые и газоконденсатные месторождения. Сер. Добыча, транспорт и хранение газа.– М. : ЦНИИТЭнефтегаз, 1963. – С. 23-65.
2. Особенности эксплуатации газоконденсатных месторождений при водонапорном режиме / В.И. Петренко, Г.И. Пикало, Г.В. Рассохин, В.А. Царев, Б.В. Панасов, Р.М. Пейсахов // Науч.-аналит. и темат. обзор. – М. : ЦНИИТЭнефтегаз, 1965. – 80 с.
3. Петренко В.И., Рассохин Г.В., Леонтьев И.А. Контроль за обводнением газоконденсатных скважин с помощью наблюдений за минерализацией пластовых вод // Газовое дело. – 1966. – № 2. – С. 10-16.
4. Разработка месторождений при упруговодонапорном режиме / Г.В. Рассохин, П.Т. Шмыгля, В.И. Петренко, Г.И. Пикало // Газовое дело. – 1966. – № 3. – С. 5-8.
5. Контроль за процессом обводнения газовых и газоконденсатных месторождений по гидрохимическим показателям / И.А. Леонтьев, В.И. Петренко, Г.В. Рассохин, В.А. Царев, А.П. Козлов, Ю.Н. Селиванов // Темат. науч.-техн. обзор. – М. : ВНИИОЭНГ, 1967. – 48 с.
6. Влияние обводнения многопластовых газовых и газоконденсатных месторождений на их разработку / Г.В. Рассохин, И.А. Леонтьев, В.И. Петренко, П.Т. Шмыгля, Ю.В. Коноплев – М. : Недра, 1973. – 262 с.
7. Петренко В.И. Факторы, приводящие к снижению скорости продвижения пластовых вод в газоконденсатные залежи // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений : реферативный сб. М. : ВНИИЭгазпром, 1974. – № 12. – С. 19-25.
8. Петренко В.И. Вымыв остаточной воды из газоконденсатного пласта контурной водой и газовым потоком // Газовая промышленность. – 1975. – № 7. – С. 21-23.
9. Подземные воды и их влияние на разработку газовых и газоконденсатных месторождений / Г.В. Рассохин, И.А. Леонтьев, В.И. Петренко, Н.И. Белый, С.П. Омесь // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений : науч.-техн. обзор / М. : ВНИИЭгазпром, 1979. – № 5. – 52 с.
10. Контроль за разработкой газовых и газоконденсатных месторождений / Г.В. Рассохин, И.А. Леонтьев, В.И. Петренко, Н.И. Белый, С.П. Омесь – М. : Недра, 1979. – 272 с.
11. Петренко В.И. Динамика и фазовые превращения подземных вод при эксплуатации газоконденсатных месторождений // Известия АН СССР. Сер. геологическая. 1982. – № 1. – С. 116-129.
12. Петренко В.И., Заводнов С.С. Роль фазовых переходов в системе углеводороды-вода в формировании оторочек маломинерализованных вод : докл. АН СССР. – 1984. – Т. 278. – № 5. – С. 1196-1199.
13. Геолого-геохимические процессы в газоконденсатных месторождениях и ПХГ / В.И. Петренко, В.В. Зиновьев, В.Я. Зленко, И.В. Зиновьев, С.Б. Остроухов, Н.В. Петренко – М. : Недра, 2003.– 511 с.
14. Леонтьев И.А., Петренко В.И., Рассохин Г.В. Об эффекте вымывания конденсата пластовой водой при разработке газоконденсатных месторождений // Газовое дело. – 1968. – № 3. – С. 3-5.
15. Петренко В.И., Чашкин Ю.Г. Образование конденсатной залежи на поздней стадии разработки газоконденсатного месторождения с упруговодонапорным режимом // Газовая промышленность. – 1975. – № 5. – С. 42-44.
16. Ghalem T. Geodynamique des fluides dans le cadre du gisement de Hassi R'Mel / T. Ghalem, M. Terkmani, V. Petrenko, V. Potukaev // 4-eme Seminaire National des Science de la Terre, Alger, 5-7 Juin 1982 : Resumes. – Alger : Centre National de Recherches et d'Applications des Geosciences (C.R.A.G.), Institut des Sciences de la Terre (I.S.T.), 1982. – P. 46.
17. Набоко С.И. Вулканические эксгаляции и продукты их реакций – М. : Изд-во АН СССР, 1959. – 302 с.