

## СУФФОЗИЯ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ КАК ФАКТОР ГЕОФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ

Л.А. Абукова<sup>1</sup>, Н.Ю. Рахбари<sup>1</sup>, Е.П. Варягова<sup>2</sup>

1 – Институт проблем нефти и газа РАН

2 – ООО «Газпром добыча Надым»

e-mail: ona1983@mail.ru

### Введение

В нефтегазоносных осадочных бассейнах многообразны химические взаимодействия между водой и породой (солеобразование, выщелачивание, растворение, ионный обмен, дегидратация и др.). Они влекут за собой геологические преобразования – суффозию, просадки, карстообразование, разуплотнение, формирование зеркал скольжения, оползни. В результате нарастает геофлюидодинамическая неоднородность геологической среды, проявляются разномасштабные изменения ее текстурно-структурных и геомеханических параметров, что имеет место на определенных этапах геологического развития бассейнов, наиболее явно проявляется в «старых» промысловых районах.

Изучение эпигенетических процессов преобразования флюидонасыщенной среды ведется достаточно давно; известна зависимость вторичных изменений коллекторов от гидрохимических условий [1–4]. Однако остаются слабо освещенными вопросы геологической обусловленности механизмов трансформации пород-коллекторов при нарушении геохимического равновесия в системе «вода – порода». В рамках настоящей работы обсуждается важный (и малоизученный) вопрос: роль маломинерализованных вод в возникновении и развитии химической суффозии терригенных коллекторов нефти и газа.

**Фактический материал.** В статье использованы аналитические данные по содержанию микро- и макрокомпонентов в пластовых водах ряда месторождений Западно-Сибирского осадочного бассейна на допромысловом этапе и в процессе добычи УВ; экспериментальные данные по определению элементного состава пород, ионного состава поровых вод до и после экспериментов по их отжатию из образцов глиносодержащих пород [5–7 и др.].

Эксперименты проводились на образцах глинистых пород, отобранных в широком диапазоне глубин 1000–3300 м из плиоцен-миоценовых отложений Кубанской

сверхглубокой скважины СГ-12000 (Западно-Кубанский бассейн), отражающих многостадийные процессы дегидратации и катагенеза органического вещества (ОВ).

**Методы исследования.** Экспериментальные работы по отжатию поровых вод проводились в ИПНГ РАН при заданных параметрах эксперимента: ступенчатое, в течение 5–6 часов, наращивание давления (от 0 до 20 МПа), постоянная температура (40 °С); виброакустическое воздействие (с частотой излучателя ~ 6 кГц) на протяжении последних трех часов каждого эксперимента. Математическое моделирование геохимических равновесий в системе «вода – порода» осуществлено авторами на основе закона действующих масс в соответствии с методикой расчетов карбонатного равновесия [8, 9].

### **Обсуждение результатов**

Известно, что природа суффозии двояка – гидродинамическая (суффозия от лат. *suffosio* – подкапывание, подмывание) и гидрохимическая, которая заключается в том, что механический отрыв частиц от минерального скелета пород происходит тем интенсивнее, чем больше в его составе легкорастворимых породообразующих минералов [10]. На глубинах, характерных для аккумуляции УВ, эти составляющие процесса суффозии взаимообусловлены. Геохимическое взаимодействие в системе «вода – коллектор» приводит к растворению цемента, коррозии поверхности зерен и, как следствие, – к повышению интенсивности механического истирания и выносу вместе с водой частиц породы [11]. Нарастающая вторичная пустотность сопровождается повышением скорости фильтрации, привнесом новых порций воды, вступающей в реакцию с породообразующими минералами. По этой схеме процесс суффозии возобновляется; его конечным итогом становятся нарушение целостности пород, снижение их механической прочности, развитие микро- и макротрещиноватости.

Суффозия в большей степени изучена по поверхностным проявлениям, где она происходит при инфильтрации атмосферных осадков, речных, озерных вод, промышленных стоков [10, 12, 13]. Но в экзогенных условиях, на наш взгляд, гидродинамическая составляющая суффозионных процессов наиболее значима. Химический механизм возникновения суффозионных процессов является ведущим для пластовых систем на глубинах, где скорости свободных вод резко падают, поскольку преобладают затрудненный и весьма затрудненный типы водообмена [1, 14]; иначе говоря, на геологическом и допромысловом этапах формирования (и существования)

скоплений УВ доминирует химическая суффозия. Многочисленные результаты экспериментального и математического моделирования показывают, что в течение длительной геологической истории между пластовыми водами, ОВ и вмещающими породами устанавливается геохимическое состояние, близкое к равновесному [5–7].

Иная ситуация имеет место в случае контакта пород коллекторов с поровыми, конденсационными (солюционными) водами. Как известно, активизация вод указанных типов происходит в определенных геолого-тектонических и термобарических условиях; в частности, массовое выделение поровых вод осуществляется за счет термической дегидратации глинистых минералов [15–17]. В результате их перемешивания с талассогенными опресненными, поровыми, органогенными, конденсационными водами наступает распреснение, формируются большие массы относительно слабоминерализованных вод [14]. Во многих нефтегазоносных осадочных бассейнах обнаруживаются так называемые погребенные воды, минерализация которых намного ниже минерализации пластовых вод. Вопрос о механизме возникновения таких гидрохимических аномалий относится к числу дискуссионных, но, по мнению авторов, это и есть поровые воды, выделившиеся на более ранних этапах геологической истории и впоследствии перемешавшиеся с пластовыми. Опубликованные данные свидетельствуют о весьма существенном выделении поровых вод в осадочном чехле [5, 16, 17]. По подсчетам В.Н. Холодова, в Восточно-Кавказском кайназойском бассейне за 10 млн лет выделилось  $10^{12}$  т воды [18]. Только в одной залежи Мирненского газоконденсатного месторождения содержится 230,1 млн м<sup>3</sup> поровых вод [3].

Роль поровых вод в формировании гидрохимической обстановки детально изучена на нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ) Медвежье [19]: заглинизированным участкам месторождения в гидрохимическом отношении соответствуют зоны слабого распреснения вод (рис 1). Вероятно, причина подобной зависимости заключается в преобразовании смектитов в слюды и хлориты [20]. Как следствие – с глубиной формируется гидрохимическая инверсия [19, 21]; табл. 1 отражает такой частный случай.

Существует мнение о том, что сеноманская залежь Уренгойского НГКМ является примером крупной зоны разуплотнения, сформировавшейся в процессе трансформации монтмориллонита в гидрослюда на глубинах порядка 1,5–3,5 км, и что это связано с выделением больших объемов межплоскостной структурированной воды [22].

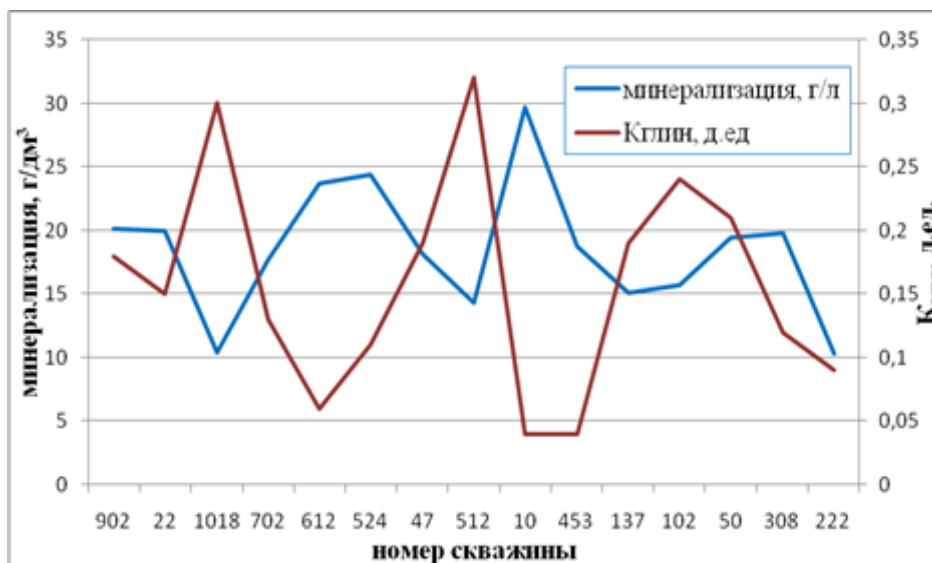


Рис. 1. Графики изменения минерализации пластовой воды до начала разработки на сеноманской залежи месторождения Медвежье (синяя линия) и коэффициента глинизации продуктивного разреза (красная линия)

Таблица 1

**Усредненный состав пластовых вод Уренгойского НГКМ [6]**

Параметры	ПК <sub>18</sub>	БУ <sub>5</sub>	Ач <sub>1-6</sub>
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,014	1,007	1,006
Минерализация, г/дм <sup>3</sup>	18,69	13,02	10,51
Хлорид-ион, мг/дм <sup>3</sup>	11128	7531	4720
Гидрокарбонат-ион, мг/дм <sup>3</sup>	573	105	2500
Сульфат-ион, мг/дм <sup>3</sup>	11,9	12,7	87,0
Бромид-ион, мг/дм <sup>3</sup>	39,4	33,8	13,0
Йодид-ион, мг/дм <sup>3</sup>	-	24,50	5,0
Кальций, мг/дм <sup>3</sup>	368	1093	155
Магний, мг/дм <sup>3</sup>	69,9	26,9	17,0
Натрий+калий, мг/дм <sup>3</sup>	6342,1	4538,3	4030,0
Аммоний, мг/дм <sup>3</sup>	14,0	8,4	15,0

Связанные воды тонкодисперсных минеральных систем в силу своего структурного своеобразия способны при определенном термобарическом интервале растворять химические соединения в несоизмеримо больших концентрациях, по сравнению со свободными водами [17]. Серией экспериментов нам удалось показать, что (1) способность аккумулировать высокие концентрации химических элементов сохраняется у

прочно- и рыхлосвязанных вод достаточно длительное время; (2) стрессовые воздействия на иловые осадки (при природных сейсмических событиях, а также под действием техногенных факторов) способствуют росту концентрации макро- и микроэлементов в поровых водах.

В табл. 2 отражены отдельные результаты лабораторных экспериментов, выполненных при совокупном термобарическом и виброакустическом воздействии на глинистые водонасыщенные аргиллиты плиоцен-миоценового возраста, отобранные на Кубанской сверхглубокой скважине (интервал глубин 1197–3264 м). Учитывая кратковременность экспериментов, уход порообразующих окислов можно считать достаточно ощутимым. По результатам опытов видно, что происходит вполне естественная миграция сначала легкорастворимых соединений (пробы глубин 1700–2356 м), а затем соединений Al и Si. В совокупности данные геохимических изменений исходных образцов аргиллитов свидетельствуют о том, что активация пленок связанной воды приводит к «расшатыванию» структуры породы и освобождению в ней пустотного пространства (например, за счет смены крупных молекул натрия на меньшие молекулы магния). Наиболее активно этот процесс для исследуемых образцов происходит на глубинах 2100–2356 м (рис. 2).

Таблица 2

**Результаты X-Ray анализа глинистых пород из разреза Кубанской сверхглубокой скважины до и после отжатия из них поровых вод**

Номер пробы	Глубина отбора, м	Содержание элементов, %					
		Na <sub>2</sub> O	MgO	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	SiO <sub>2</sub>	K <sub>2</sub> O	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>
13д	1197	0,76	1,03	10,12	39,79	1,49	3,87
13п		0,57	0,93	9,71	39,56	1,44	3,86
9д	1700	0,80	1,23	12,76	62,16	2,68	3,98
9п		0,75	1,03	11,21	61,83	2,65	3,19
17д	2161	0,92	1,46	11,65	54,12	2,45	3,47
17п		0,43	1,41	11,62	53,48	2,51	3,57
15д	2356	0,94	1,60	12,24	54,15	2,68	4,29
15п		0,53	1,57	12,04	54,01	2,67	4,37

*Примечание:* Индекс «д» – анализ до начала эксперимента; индекс «п» – анализ после эксперимента.

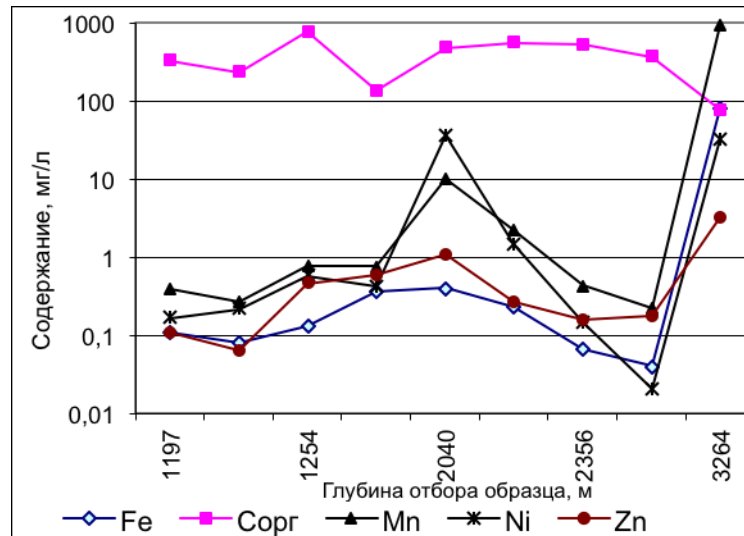


Рис. 2. Изменение содержания микроэлементов в поровых растворах, отжатых из глин плиоцен-миоценового возраста, отобранных на Кубанской сверхглубокой скважине (интервал глубин 1197–3264 м)

Интерес представляет выход органического углерода (рис. 2); возможно, это связано с совместным в процессе эксперимента отжатием поровых и органических вод, максимально насыщенных водорастворенным органическим веществом (ВРОВ). По техническим причинам состав ВРОВ не изучался. Однако известно, что основным компонентом ВРОВ являются низкомолекулярные органические кислоты [23], степень воздействия которых на ряд породообразующих минералов (прежде всего сидерит, анкерит, полевые шпаты) весьма значительна. Концентрации органических кислот различны (1–100 мг/дм<sup>3</sup>), но в водах ГКМН они, как правило, высоки (10–100 мг/дм<sup>3</sup>) [1]. Так, например, в водах Уренгойского месторождения зафиксированы экстремальные значения содержания органических кислот [24]. Установлено, что анионы низкомолекулярных органических кислот с несколькими карбоксильными группами значительно ускоряют растворение большинства породообразующих минералов [25].

Помимо поровых и органических вод, немаловажную роль в развитии химической суффозии могут играть конденсационные воды. Детальные оценки даны объемам конденсационной воды, выделяющейся как при формировании, так и при эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений [26–28]. Достаточно напомнить о многочисленных проявлениях опресненных оторочек, подстилающих (и окружающих) месторождения УВ; на некоторых из них мощность опресненной зоны составляет сотни метров [26, 29]. Будучи по своей природе ультрапресными, они, несомненно, участвуют в геохимическом взаимодействии с породами, в частности в процессах гидролиза

алюмосиликатов терригенных отложений. В реальной практике к конденсационным водам относят воды низкой минерализации, сохраняющие свои отличия по другим геохимическим параметрам от пластовых [6, 7].

Конденсационные (солюционные) воды в геологической среде локализуются в осадочном чехле в процессе конденсации водяных паров при снижении пластовых давлений; эта особенность часто используется для трассировки путей миграции и мест аккумуляции УВ [29]; ретроградное испарение признается в качестве механизма регионального опреснения вод осадочных бассейнов [23]. Подсчитано, что при миграции нефти (условия Долинского месторождения) с глубины 8 км и до 3 км из каждого кубического метра смеси выделяется от 0,001 до 0,01 м<sup>3</sup> воды. Из гипотетической залежи с запасами 50·10<sup>6</sup> м<sup>3</sup> газа выделяется 5·10<sup>4</sup> м<sup>3</sup> воды, что при площади ВНК 1 км<sup>2</sup>, пористости коллектора 15% и остаточной водонасыщенности 20% приведет к формированию водяной оторочки над залежью в 0,4–3,0 м [23].

Конденсационные воды также проявляют агрессивные свойства по отношению к водовмещающей среде. Табл. 3 содержит сведения о химическом составе попутных вод, в которых постепенно, в течение полугода, повышается доля конденсационных вод. Прослеживается следующая тенденция: по мере распреснения вод коэффициенты насыщенности вод карбонатами снижаются, указывая на увеличение агрессивности вод по отношению к карбонату кальция. Здесь важно подчеркнуть, что гидрохимическое выщелачивание солей угольной и кремниевой кислот происходит однонаправленно [30], – это может объяснить скудность карбонатов в цементе коллекторов на месторождении Медвежье, а также активное развитие процессов пескования эксплуатационных скважин.

Таблица 3

**Результаты анализов и расчетов по солеотложению в скв. 812 [31]**

Глубина отбора, м	1076–1111	Дата отбора		
		19.04.1986	10.09.1986	05.10.1986
Химический состав вод, мг/дм <sup>3</sup>	Cl <sup>-</sup>	11 360	11911	10260
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	-	3	-
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	314	220	361
	Ca <sup>2+</sup>	301	200	241
	Mg <sup>2+</sup>	-	97	-
	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	6 846	6769	6534

Минерализация, мг/дм <sup>3</sup>	19272	18821	17477
Коэффициент насыщения карбонатами при $T=40\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $P = 10\text{ МПа}$	0,20	-0,25	-0,37

*Примечание:* данные для анализов заимствованы из работы [21].

Установленная зависимость между степенью агрессивности конденсационных вод и суффозией терригенных коллекторов на месторождении Медвежье [31] отражена на рис.3.

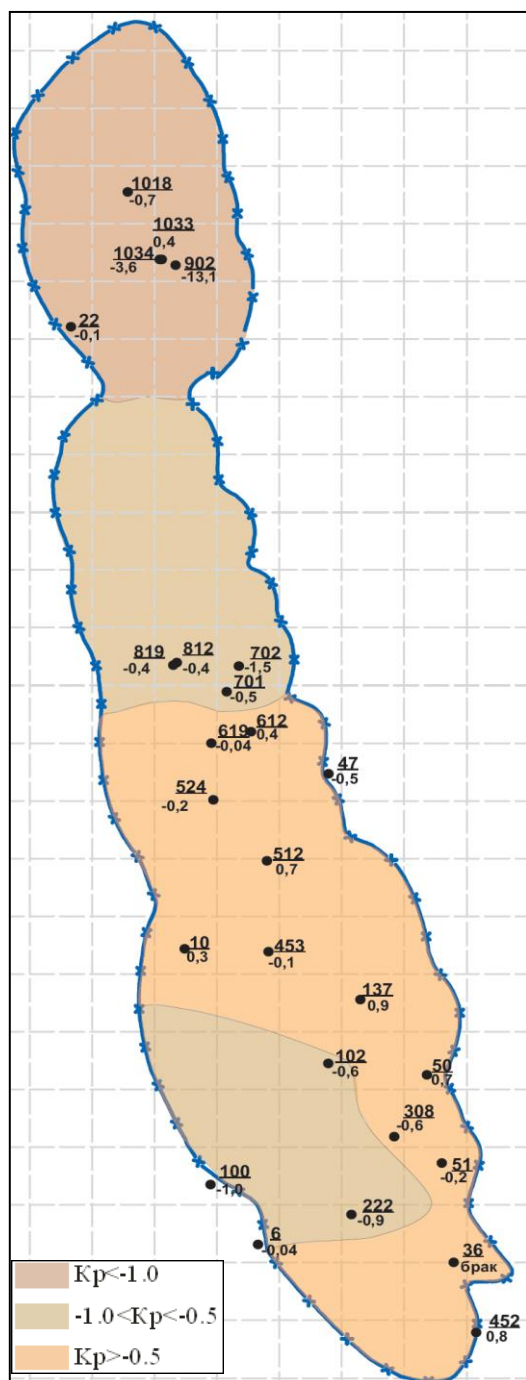


Рис. 3. Схема распределения коэффициента насыщения при температуре 40 °С и давлении 10 МПа по сеноманской залежи месторождения Медвежье [27]

*Условные обозначения:*

при  $S < 0$  нет угрозы выпадения карбонатных солей;  
при  $S > 0$  есть угроза выпадения карбонатных солей



## Выводы

Маломинерализованные поровые, органогенные и конденсационные воды могут выступать агентами химической суффозии как на геологическом этапе развития пластовых систем (в периоды тектонической активизации), так и при разработке месторождений УВ. Воды названных типов непосредственно связаны с минеральной поверхностью пород, диспергированы на молекулах УВ, что определяет область зарождения и дальнейшего развития суффозионных явлений. Если для суффозии, происходящей при преимущественном воздействии гидродинамического фактора, основными результирующими морфологическими формами являются локализованные просадочные воронки, то суффозия, вызванная гидрохимическими причинами, должна сопровождаться коррозионными явлениями на цементе, поверхностях зерен породообразующих минералов, межзерновых контактах; рассредоточенно проявляться на достаточно больших площадях (в пределах распространения глинистых и угольных пропластков, продуктивных горизонтов), обуславливая значимые латеральные масштабы снижения прочностных свойств терригенных горизонтов.

Таким образом, при физической (природной и техногенной) активации поровые (связанные) воды выполняют роль действенных агентов разрушения органоминеральной структуры глинистых отложений. В реальных геологических условиях суффозионные явления будут наиболее проявлены в тонкослоистых обогащенных ОВ частях разреза и в интервалах глубин, соответствующих мезо-катагенезу, что должно быть учтено при анализе причин и прогнозе глубин проявления суффозионных явлений.

*Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Фундаментальные проблемы геологии, геохимии и гидрогеологии нефтегазоносных осадочных бассейнов. Обоснование значимых факторов эффективного прогноза крупных скоплений УВ в неструктурных условиях», № АААА-А16-116022510269-5).*

## ЛИТЕРАТУРА

1. Карцев А.А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. М.: Недра, 1972. 280 с.
2. Муляк В.В., Порошин В.Д., Гаттенбергер Ю.П., Абукова Л.А. и др. Гидрохимические методы контроля за разработкой нефтяных и газовых месторождений. М.: ГЕОС, 2009. 245 с.

3. *Никаноров А.М.* Методы нефтегазопромысловых гидрогеологических исследований. М.: Недра, 1977. 255 с.
4. *Порошин В.Д., Муляк В.В.* Изменение емкостных и фильтрационных свойств продуктивных пород при разработке нефтяных месторождений Беларуси // Экспресс-информ. Сер. Нефтепромысловое дело. М.: ВНИИОЭНГ, 1987. С. 1–4.
5. *Абрамова О.П., Манулик П.В.* Роль поровых растворов глинистых отложений в системе сопряженного нафтидо- и рудогенеза [Электрон. ресурс] // Актуальные проблемы нефти и газа. 2011. № 2(4). 10 с. – Режим доступа: <http://oilgasjournal.ru> (Дата обращения 12.10.2018).
6. *Абукова Л.А., Абрамова О.П., Кошелев А.В., Ставицкий В.А., Ли Г.С., Катаева М.А.* Исходный состав пластовых вод как основа гидрохимического контроля за разработкой ачимовских отложений Уренгойского НГКМ // Приоритетные направления развития Уренгойского комплекса: сб. науч. тр. ООО «Газпром добыча Уренгой». М., 2013. С. 171–181.
7. *Абукова Л.А., Абрамова О.П., Варягова Е.П.* Гидрогеохимический мониторинг разработки месторождений углеводородов // Фундаментальные и прикладные вопросы гидрогеологии нефтегазоносных бассейнов. М., 2015. С. 15–19.
8. *Абукова Л.А., Иванова А.В., Исаева Г.Ю.* Технология автоматизированного выбора метода изучения минерального солеотложения в пластовых и скважинных условиях // Геология, геофизика и разраб. нефт. и газовых месторождений. 2002. № 5. С. 90–94.
9. *Кащавцев В.Е., Мищенко И.Т.* Прогнозирование и контроль солеотложений при добыче нефти. М., 2001. 134 с.
10. *Печеркин И.А.* Геодинамика побережий камских водохранилищ // Ч.2: Геологические процессы. Пермь, 1969. 308 с.
11. *Хоменко В.П.* Закономерности и прогноз суффозионных процессов. М.: ГЕОС, 2006. 216 с.
12. *Осипов В.И.* Физико-химическая теория эффективных напряжений в грунтах // М.: ИФЗ РАН, 2012. 74 с.
13. *Покровский Г.И., Котлярова И.К., Захарова Г.И.* Предотвращение химической суффозии в основании плотины Нижне-Кафирниганского гидроузла // Конструкции грунтовых плотин и методы их возведения: тр. ВОДГЕО. М., 1987.

14. *Абукова Л.А., Карцев А.А.* Флюидные системы осадочных нефтегазоносных бассейнов (типы, основные процессы, пространственное распространение) // Отеч. геология. 1999. № 2. С. 11–16.
15. *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. М., 2003. С. 5–7.
16. *Карцев А.А., Блох А.М.* Роль микропоровых растворов в процессах массопереноса в литосфере // Геология и геохимия горючих ископаемых. Киев, 1980. № 55. С. 30–36.
17. *Симоненко В.Ф.* Первичная миграция углеводородов в водорастворенном состоянии и их начальная миграция. М.: ВИЭМС, 1988. 56 с.
18. *Холодов В.Н.* Постседиментационные преобразования в элизионных бассейнах. М.: Наука, 1983. 150 с.
19. *Рахбари Н.Ю.* Определение генезиса вод газовых месторождений (на примере месторождения Медвежье) // Акад. журн. Зап. Сибири. 2014. Т. 10, № 4(53). С. 24.
20. *Япаскурт О.В.* Литология. Разделы теории. Ч. 1. Процессы и факторы эпигенезиса горных пород: диагностика и системный анализ: учеб. пособие. М.: МАКС Пресс, 2013. 216 с.
21. *Кругликов Н.М., Нелюбин В.В., Яковлев О.Н.* Гидрогеология Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна и особенности формирования залежей углеводородов. Л: Недра, 1985. 279 с.
22. *Гордеева Д.Е.* Геолого-промысловая характеристика и оценка состояния разработки сеноманской залежи одного из месторождений северной части Западной Сибири [Электронный ресурс] // Современные научные исследования и инновации. 2015. № 8. Ч. 1. – Режим доступа: <http://web.snauka.ru/issues/2015/08/57090> (Дата обращения: 07.06.2018).
23. *Матусевич В.М., Швец В.М.* Нефтегазопромысловое значение органических кислот подземных вод Западно-Сибирского бассейна // Геология нефти и газа. 1973. № 10. С. 63.
24. *Матусевич В.М., Курчиков А.Р., Рьльков А.В.* Геофлюидальные системы Западно-Сибирского мегабассейна как фактор массопереноса вещества и энергий в 4-мерном пространстве // Изв. вузов. Нефть и газ. 2001. № 2. С. 4–13.

25. *Соколова Т.А.* Процессы разрушения кварца, аморфных минералов кремнезема и полевых шпатов в модельных опытах и в почвах: возможные механизмы, скорость, диагностика (анализ литературы) // Почвоведение. 2013. № 1. С. 98–112.
26. *Петренко В.И.* Геолого-геохимические процессы в газоконденсатных месторождениях и ПХГ. М.: Недра, 2003. 511 с.
27. *Рахбари Н.Ю.* Роль водорастворенных газов в формировании и процессах разработки газовых месторождений со слоистыми коллекторами (на примере месторождения Медвежье): автореф. дис. ... канд. геол.-минер. наук. М., 2012. 28 с.
28. *Султанов Б.И.* Глубинные конденсационные воды газоконденсатных месторождений и условия их формирования // Докл. АН АзССР. 1961. №12. С. 1165–1167.
29. *Гаттенбергер Ю.П.* Гидрогеология и гидродинамика подземных вод. М.: Недра, 1971. 184 с.
30. *Бро Е.Г.* Влияние катагенеза на физические свойства терригенных пород и минерализацию подземных вод. Л.: Недра, 1980. 152 с.
31. *Рахбари Н.Ю.* Гидрогеологический фактор пескования эксплуатационных скважин газового месторождения Медвежье // Междунар. н.-и. журн. 2015. № 5/1. С. 62–64.