

## ГЕОФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ ФОРМИРОВАНИЯ НЕСТРУКТУРНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПЛОТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Л.А. Абукова, Г.Ю. Исаева, Б.Н. Чигарев  
Институт проблем нефти и газа РАН  
e-mail: abukova@ipng.ru

### Введение

Среди перспективных направлений наращивания нефтегазовых ресурсов поиск неструктурных залежей углеводородов (УВ) занимает одно из ведущих мест [1, 2]. Типы неструктурных скоплений УВ многообразны. В статье рассматриваются геофлюидодинамические механизмы формирования глубокопогруженных месторождений УВ в плотных коллекторах, приуроченных к погруженным частям осадочных нефтегазоносных бассейнов. В мире месторождения этого типа – tight gas (oil) – найдены и изучены во многих геологических регионах; важно, что они часто характеризуются большими запасами УВ и значительной площадью распространения [3–6 и др.].

Поиск месторождений типа tight gas (oil) активно ведется в США, Канаде, Китае, Венесуэле. Обобщение накопленных материалов позволило детализировать представления о тектонических, литологических, геохимических, температурных условиях формирования и размещения месторождений УВ в плотных коллекторах [7–9].

Рассмотренные в настоящей статье геофлюидодинамические факторы дополняют общую картину образования и сохранения на больших глубинах месторождений УВ типа tight gas (oil). К таковым, по нашему мнению, относятся (1) значимые масштабы флюидогенерации глинистых, сланцевых и угольных толщ на больших глубинах в бассейнах с низкой интенсивностью температурного режима; (2) замедленный темп эмиграции вод и УВ в процессе литификации обогащенных органическим веществом (ОВ) флюидогенерирующих толщ; (3) геохимические взаимодействия в системе «вода – порода – ОВ» как фактор стимуляции геофлюидодинамической неоднородности граничных слоев нефтегазоматеринских толщ и нарастания пустотности в ее центральных частях; (4) тектоническая природа эволюции пластовых давлений в закрытых геофлюидодинамических системах. Ниже эти факторы рассматриваются более детально.

**Флюидогенерация нефтегазоматеринских толщ в процессе нефтегазообразования** изучена достаточно основательно как для сапропелевого, так и для гумусового ОВ [10, 11]. Напомним, что в главной фазе нефтегазообразования

основными продуктами флюидогенерации являются  $\text{CH}_4$  (74,7 вес.%),  $\text{CO}_2$  (8,2 вес.%),  $\text{H}_2\text{S}$  (6,3 вес.%),  $\text{H}_2\text{O}$  (5,9 вес.%),  $\text{NH}_3$  (4,9 вес.%)<sup>\*</sup> [12], – такое их соотношение обеспечивает предельное насыщение пластовых вод углеводородными газами.

Глины, как нефтегазоматеринские породы, активно участвующие во флюидогенерации, изучены достаточно детально. [11, 12]. Работы последних лет показали, что активная флюидогенерация (как следствие катагенетических преобразований рассеянного и концентрированного ОВ) присуща угленосным и горюче-сланцевым высокоуглеродистым отложениям [11, 12].

И.Ф. Юсуповой такие оценки даны для горючих сланцев – кукерситов. В частности, показано, что пониженная плотность ОВ (около 1 масс. %) делает ОВ самым значимым объемным компонентом в рассматриваемых сланцах. Весовые содержания ОВ (35%) и карбонатов (40%) в усредненном кукерсите близки, но в объемном отношении существенно различаются [13].

Изъятие органических и растворимых минеральных компонентов из флюидогенерирующих отложений (глинистые породы, угли, горючие сланцы), несомненно, является одним из наиболее важных факторов формирования пустотного пространства на катагенных глубинах, о чем свидетельствуют результаты наших экспериментальных работ. На рис. 1 отражены результаты отжатия поровых (связанных) вод из образцов пород, отобранных в Кубанской сверхглубокой скважине СГ-12000 (условия проведения экспериментов соответствовали условиям погружения осадков на нефтегазогенерирующие глубины). Максимальное содержание почти всех компонентов отмечено в поровых (связанных) водах, выделенных из глинистых пород с глубины 1500–3300 м. Известно, что на этих глубинах (около 3000 м) проходит граница зоны интенсивных катагенетических преобразований и гидрослюдизации осадочных пород, с выделением значительных объемов физически и химически связанных вод [14].

Полученные результаты свидетельствуют о том, что поровые (связанные) воды в состоянии физической активации способны растворять (выщелачивать) минеральные и органические компоненты глинистых толщ.

Важно отметить, что потери массы слагающих веществ при отжатии поровых (связанных) вод из глинистых пород Кубанской скважины СГ-12000 зависят от глубины отбора образцов, т.е. от степени их природной литификации, условий тектонической

---

<sup>\*</sup> Подсчитаны по методу *В.А. Успенского*.

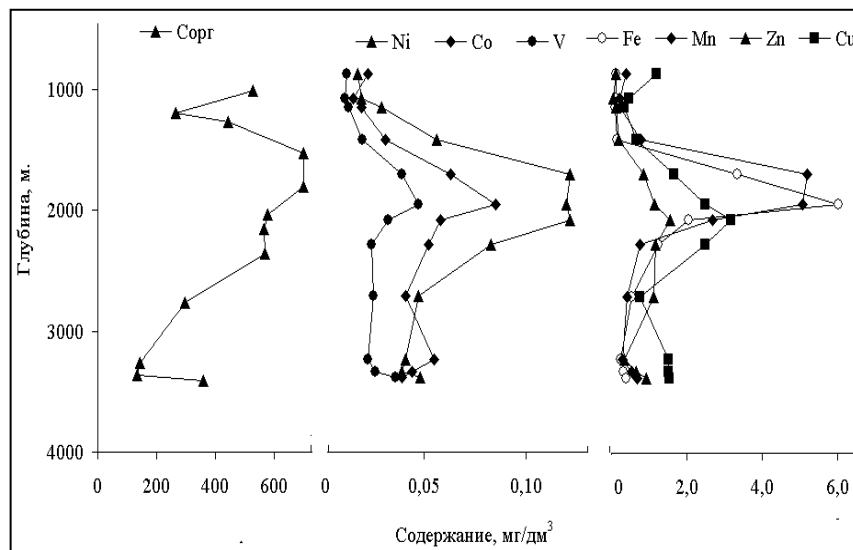


Рис. 1. Содержание некоторых ОВ и рудных элементов в поровых (связанных) водах, выделенных из образцов глинистых пород Кубанской сверхглубокой скважины СГ-12000

напряженности – более молодые отложения, как нереализовавшие свой генерационный потенциал, теряют намного больше органических и минеральных веществ, чем глинистые породы, на катагенных глубинах свыше 3000 м при одинаковых термобарических и волновых нагрузках (рис. 2).

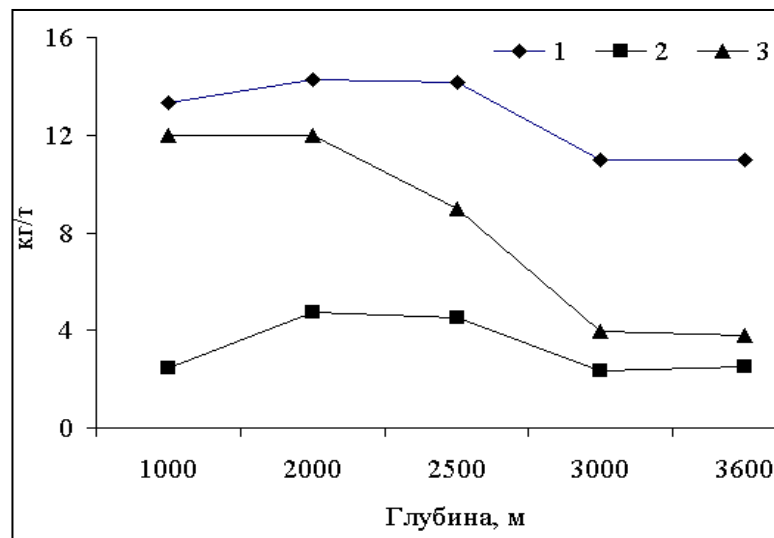


Рис. 2. Потери массы минеральных (1), в том числе элементов-металлов (2), и органических веществ (3) глинистых пород после отжата из них поровых (связанных) вод в зависимости от глубины отбора образцов из скв. СГ-12000

Расчеты показали, что при отжати поровых флюидов из глинистых пород общие потери минеральных веществ составляют 1,33–1,71 мас. %, ОВ – 0,95–1,2 мас. %, т.е. 1 тонна глины может терять до 9,5–12,0 кг органического и 13,3–17,1 кг минерального вещества.

Вследствие потерь компонентов глинистых пород создаются условия для образования дополнительного пустотного пространства, что подтверждается тем, что по разрезу Кубанской скважины приблизительно в том же интервале глубин (2000–3000 м) фиксируется наибольшее разрушение минеральной матрицы пород (по материалам геофизического исследования скважин).

Подчеркнем, что роль геохимических процессов в формировании пустотного пространства низкопроницаемых отложений обычно недооценивается. Между тем существуют данные, свидетельствующие о том, что коллекторы гигантского месторождения Уилмингтон (США), пространственное положение которого не связано со структурным фактором, характеризуются высоким содержанием поровой (связанной) воды от 20 до 40 % [15, 16].

**Замедленный темп эмиграции вод и УВ в процессе литификации обогащенных ОВ флюидогенерирующих толщ** также является значимым фактором формирования месторождений УВ типа tight gas (oil). Такая ситуация характерна, как правило, для осадочных бассейнов с пониженным тепловым потоком, за счет чего гипсометрическое положение главной зоны нефтегазообразования смещается на более низкие отметки, нежели это происходит в бассейнах с активным геотермическим режимом. На этом фоне формирование залежей изучаемого типа существенным образом зависит от мощности нефтегазоматеринских отложений, степени их литификации и масштабов сопутствующих процессов отжатия УВ и вод. Значение мощности нефтегазоматеринских толщ выражается в следующем. Хорошо известно, что из тонких слоев нефтематеринских пород эвакуация жидких и газообразных продуктов флюидогенерации происходит практически синхронно с уплотнением минеральной матрицы пород [17, 18]. Однако при высокой мощности нефтегазоматеринских свит отжатие флюидов из пограничных (со смежной грубозернистой средой) слоев развивается с большей скоростью, чем из центральных [19–21 и др.]. Падение скорости эмиграции УВ вплоть до ее практически полного торможения, на наш взгляд, важнейшее условие формирования месторождений типа tight gas (oil). Таким образом, если на большие глубины погружаются породы, не реализовавшие свой нефтегазоматеринский потенциал (в силу невысокого термобарического потенциала пластовой системы), то завершающие фазы флюидогенерации происходят в условиях геофлюидодинамической стагнации. В этом случае главная роль в дальнейшей судьбе генерированных УВ принадлежит



свойства по отношению к карбонату кальция. Аналогичных примеров (и расчетов) множество, они уверенно могут быть перенесены и на изучаемый объект.

Таблица 1

**Насыщенность вод карбонатом кальция в нижнемеловых отложениях на скв. 2-Широтная [26]**

Степень насыщения ( $S_k$ ) воды карбонатом кальция ( $\text{CaCO}_3$ )									
Интервал 1501–1536 м ( $K_1$ )					Интервал 1546–1562,5 м ( $K_1$ )			Интервал 1588–1610 м ( $K_1$ )	
М = 63,80 г/дм <sup>3</sup> рН = 7,9			М = 39,3 г/дм <sup>3</sup> рН = 7,9		М = 76,6 г/дм <sup>3</sup> рН = 6,6			М = 75,2 г/дм <sup>3</sup> рН = 6,3	
T, °C	P, МПа		P, МПа		T °C	P, МПа		P, МПа	
	16	17	16	17		16	17	16	17
78	+0,63	+0,60	+0,56	+0,53	73	-0,21	-0,25	-0,51	-0,54
79	+0,74	+0,71	+0,67	+0,63	75	-0,09	-0,13	-0,39	-0,42

*Примечание:* 1. При  $-0,5 < S < 0,5$  вода находится в равновесии с карбонатами кальция; при  $S > 0,5$  вода склонна к солеотложению; при  $S < -0,5$  вода склонна к выщелачиванию. 2. В расчетах приняты характерные для нижнемеловых отложений значения термобарических параметров.

Таким образом, в условиях флюидодинамической стагнации при незавершенных процессах преобразования ОВ в УВ нефтяного ряда мощные пласты высокоуглеродистых отложений (глины, горючие сланцы, угли) являются и генератором, и аккумулятором новообразованных УВ. Утрата ОВ в пластах ведет к площадным эффектам рассланцеватости, развивающимся от моноклиальных погруженных частей бассейна (где повышена мощность нефтегазоматерических пород) по направлению к бортовым частям прогибов, периферийным моноклиальным структурам [27, 28]. Возможно, с этим связана приуроченность залежей УВ типа tight gas (oil) к (1) синклиалям и моноклиалям; (2) большим глубинам; (3) плотным породам с пониженной проницаемостью эпигенетической природы.

**Тектоническая природа эволюции пластовых давлений в закрытых геофлюидодинамических системах** рассматривалась неоднократно, в том числе и в работах авторов настоящей статьи [29–32]. Применительно к вопросу о формировании месторождений типа tight gas (oil) имеет значение хорошо изученная закономерность, состоящая в том, что при погружении пластовые давления в автономных геофлюидодинамических системах нарастают (подсолевой комплекс Прикаспийской впадины), а при тектоническом воздымании пластовые давления в закрытой системе

падают, в ряде случаев до состояния ниже гидростатического. Это хорошо иллюстрирует схема эволюции пластовых давлений бассейна Сунляо (рис. 3), где в зонах проявления дефицита пластового давления обнаружены залежи рассматриваемого типа [33].

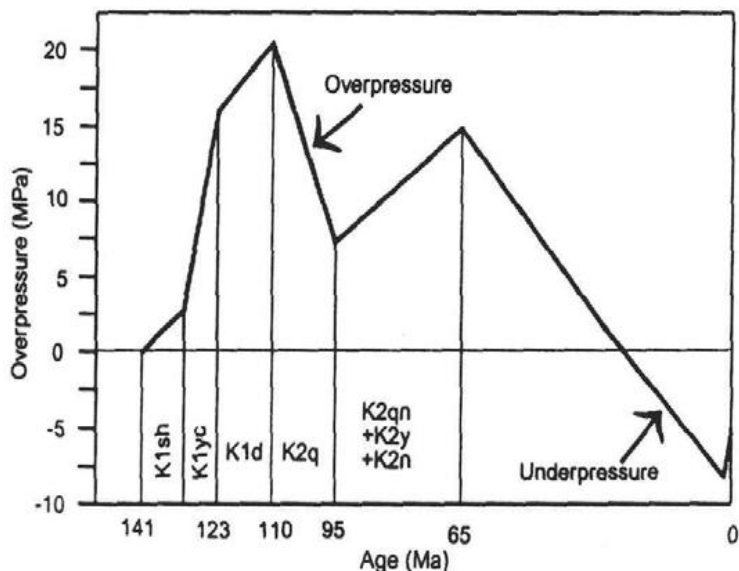


Рис. 3. Изменения пластового давления бассейна Сунляо (Китай) на различных этапах геологической истории [32]

Такая особенность геофлюидодинамического режима характерна и для многих других месторождений tight gas (oil); табл. 2 содержит сведения о ряде месторождений этого типа.

Таблица 2

**Параметры крупнейших месторождений в меловых песчаниках запада Северной Америки, контролируемые гидродинамической инверсией [32]**

Параметры	Месторождение				
	Сан-Хуан	Сан-Хуан	Ваттенберг	Милк-Ривер	Дип-Бэзин
Горизонт	Месаверде	Дакота	Дакота	Милк-верк	Нижний мел
Средняя мощность, м	25	18	8	18	60–90
Начальное пластовое давление, мПа	9,5	21,0	19,0	3,1	Низкое
Средняя пористость, %	10	7	9,5	15	10
Средняя проницаемость, мД	1,5	0,15	0,3	1	0,5
Водонасыщенность, %	34	35	44	45	40–65

Средняя глубина, м	1620	2100	2400	330	2000
Площадь месторождения, км <sup>2</sup>	8160	2860	2520	18200	67600
Прогнозные запасы (млрд м <sup>3</sup> )	308	200	36,5	250	12300

### Заключение

В пределах РФ целенаправленные исследования по выявлению месторождений типа tight gas (oil) до последнего времени не проводились. Однако специализированные исследования по данной проблеме дают основание ожидать обнаружения данных месторождений в пределах Восточно-Кубанской впадины, Тимано-Печорской провинции, доюрских отложений Западной Сибири, а также Приверхоянского и Лено-Анабарского краевых прогибов, Предуральского прогиба [34–35].

*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), а также программы Президиума РАН № 47 «Углеводороды с глубоких горизонтов в «старых» нефтегазодобывающих регионах как новый источник энергоресурсов: теоретические и прикладные аспекты».*

### ЛИТЕРАТУРА

1. Дмитриевский А.Н. Инновационное развитие нефтяной и газовой промышленности России // Бурение и нефть. 2012. № 1. С. 3–12.
2. Хитров А.М., Попова М.Н., Новикова О.В. Ресурсная база России и возможные маршруты транспортировки углеводородного сырья в первой половине XXI века // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2009. № 12. С. 4–9.
3. Schmoker J.W., Fouch T.D., Charpentier R.R. Gas in the Uinta basin, Utah resources in continuous accumulations // Mountain Geol. 1996. Vol. 33, No. 4. P. 95–104.
4. Egbobawaye, E.I., J-P. Zonneveld, and M.K., Gingras. Tight gas reservoir evaluation in Montney and Lower Doig formations, northeastern British Columbia, Western Canada // Am. Assoc. Petrol. Geologists Abstr. 2010. Vol. 19. P. 66–67.
5. Feng Zihui, Yin Changha, Lu Jiamin, Zhu Yingkang. Formation and accumulation of tight sandy conglomerate gas: A case from the Lower Cretaceous Yingcheng Formation of



Xujiaweizi fault depression, Songliao Basin // *Petrol. Explor. Develop.* 2013. Vol. 40, iss. 6. P. 696–703.

6. *Rose P.R., Everett J.R., Merin I.S.* Possible basin centered gas accumulation, Roton basin, Southern Colorado // *Oil & Gas J.* 1984. Vol. 82, No. 10. P. 190–197.

7. *Law B.E.* Basin-centered gas systems // *AAPG Bull.* 2002. Vol. 86, No. 11. P. 1891–1919.

8. *Цзинь Чжицзюнь.* Особенность образования залежей углеводородов и закономерность распределения средних и крупных нефтегазовых месторождений Китая: дисс.... докт. геол.-минер. наук [Место защиты: Рос. гос. ун-т нефти и газа им. И.М. Губкина]. М., 2007. 360 с.

9. *Dai Jinxing, Ni Yunyan, Wu Xiaoqi.* Tight gas in China and its significance in exploration and exploitation // *Petrol. Explor. Develop.* 2012. Vol. 39, iss. 3. P. 277–284.

10. *Родионова К. Ф.* Современное состояние исследования ОБ осадочных пород. М.: Недра, 1969. 208 с.

11. *Холодов В.Н., Дементьев О.Ф., Петрова Р.Н.* Проблема формирования вторичной пористости в песчаных коллекторах элизионных бассейнов // *Коллекторские свойства на больших глубинах.* М., 1985. С. 13–26.

12. *Трофимук А.А., Неручев С.Г.* Генерация углеводородов в процессе литогенеза осадков. Новосибирск: Наука, 1976. 201 с.

13. *Юсупова И.Ф.* Флюидогенерация в осадочных толщах и их дислоцированность // *ДАН.* 1994. Т. 335, № 3. С. 352.

14. *Холодов В.Н., Кулешов В.Н., Недумов Р.И.* Катагенетические преобразования и изотопия карбонатов в третичных отложениях Кубанской сверхглубокой скважины (СГС-1, СГС-2) // *Литология и полез. ископаемые.* 1999. № 1. С. 46–58.

15. *Yardley B.W.D., Lloyd G.E.* Why metasomatic fronts are really metasomatic sides // *Geology.* 1995. Vol. 23, No. 1. P. 53–56.

16. *An L.Y.* Paleochannel sands as conduits for hydrocarbon leakage across faults: an example from the Wilmington oil field, California // *AAPG Bull.* 2009. Vol. 93, No. 10. P. 1263–1279.

17. *Ходжакулиев Я.А., Абукова Л.А.* Палеогидрогеологические исследования при поисках нефти и газа. М.: Недра, 1985. 209 с.

18. Абукова Л.А., Карцев А.А. Флюидные системы осадочных нефтегазоносных бассейнов (типы, основные процессы, пространственное распространение) // Отеч. геология. 1999. №2. С. 11–16.
19. Гуревич А.Е., Капченко А.Н., Кругликов Н.М. Теоретические основы нефтяной гидрогеологии. Л.: Недра, 1972. 271 с.
20. Magara K. Compaction and fluid migration – practical petroleum geology. Amsterdam: Elsevier, 1978. 319 p.
21. Климанова И.А. Палеогидродинамические предпосылки размещения залежей нефти и газа в Тимано-Печорском бассейне // Тр. ИГиРГИ. 1987. С. 19–26.
22. Абукова Л.А., Яковлев Ю.И., Абрамова О.П., Исаева Г.Ю., Горева А.В. Геофлюидодинамическая неоднородность осадочных бассейнов как фактор нефтегазонакопления [Электрон. ресурс] // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. 2013. № 1(7). 4 с. – Режим доступа: <http://oilgasjournal.ru> (Дата обращения 11.10.2018).
23. Исаева Г.Ю. Разработка методики и модели компьютерного прогнозирования процесса солеотложения в нефтяных пластах при заводнении: дисс. ... канд. техн. наук [Место защиты: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина]. М., 2000. 163 с.
24. Юсупова И.Ф., Абукова Л.А., Абрамова О.П. Погружение как фактор геодинамической дестабилизации // ДАН. 2007. Т. 414, № 1. С. 74–77.
25. Делия С.В., Абукова Л.А., Абрамова О.П., Анисимов Л.А., Попов С.Н., Воронцова И.В. Экспериментальное и численное моделирование взаимодействия пластовых и технических вод при разработке месторождения им. Ю. Корчагина // Геология, геофизика и разраб. нефт. и газовых месторождений. 2012. № 10. С. 34–41.
26. Ульмасвай Ф.С., Сидорчук Е.А., Добрынина С.А. Геодинамический фактор в распределении скоплений углеводородов в осадочной толще Предкавказья // Геология, география и глобал. энергия. 2013. №2(49). С. 060–071.
27. Юрова М.П. Горючие сланцы (условия формирования, стратиграфическая приуроченность, оценка прогнозных ресурсов) // Геология нефти и газа. 2014. № 6. С. 53–61.
28. Абукова Л.А. Геофлюидодинамика глубокопогруженных зон нефтегазонакопления // Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности. М.; СПб, 2002. С. 78–85.

29. *Yang Hua, Fu Jinhua, Liu Xinshe, Meng Peilong.* Accumulation conditions and exploration and development of tight gas in the Upper Paleozoic of the Ordos Basin // *Petrol. Explor. Develop.* 2012. Vol. 39, iss. 3. P. 315–324.

30. *Абукова Л.А., Абрамова О.П., Яковлев Ю.И.* Гидрогеологические приоритеты экологически безопасного освоения нефтегазового потенциала Восточной Сибири // *Бюл. МОИП.* 2011. Т. 86, вып. 3. С. 54–62.

31. *Юсупова И.Ф., Абукова Л.А, Абрамова О.П.,* Потери концентрированного органического вещества пород при их погружении как фактор геодинамической дестабилизации // *ДАН.* 2007. Т. 414, № 1. С. 74–77.

32. *Wu He Yong, Liang Xiao Dong, Xiang Cai Fu & Wang Yue Wen.* Characteristics of petroleum accumulation in syncline of the Songliao basin and discussion on its accumulation mechanism// *Science in China. Ser. D: Earth Sciences.* 2007. Vol. 50, No. 5. P. 702–709.

33. *Плотников А.А., Подгорнов А.В.* Геологические условия промышленной газоносности моноклиналей: обзор. информ. // *ВНИИЭгазпром.* М., 1983. 43 с. (Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений; вып. 6).

34. *Вобликов Б.Г., Бачаева Т.Х.* О нефтегазоносности верхнемеловых отложений в синклинальных зонах Терско-Сунженской зоны дислокаций // *Вестн. Сев.-Кавказ. гос. техн. ун-та.* 2008. № 3(16). С. 13–16.

35. *Шустер В.Л., Пунанова С.А.* Сравнительная оценка перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих отложений Западной Сибири и Южно-Коншонской впадины (Вьетнам) // *Новые идеи в геологии нефти и газа.* М, 2017. С. 409–410.