

## РОЛЬ ГАЗОГИДРОХИМИЧЕСКОГО ФАКТОРА В ФОРМИРОВАНИИ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Б.П. Акулинчев, Н.Ю. Рахбари  
Институт проблем нефти и газа РАН  
e-mail: bpa36@mail.ru, ona1983@mail.ru

Вопросы образования углеводородов (УВ), их последующей эмиграции и миграции активно изучаются, тем не менее, темы для дискуссий остаются. Так, до сих пор нет однозначных ответов на вопросы, каковы гидрофизические механизмы миграции УВ, возможна ли она в условиях тотального недонасыщения газами подземной гидросферы [1–4].

Отдельные исследователи считают, что газы мигрируют в растворенном в водах состоянии. Образование газовых залежей связывают с дегазацией предельно насыщенных растворенными газами пластовых вод в зонах, где пластовые давления ниже давления насыщения вод при их вертикальной и (или) ступенчатой миграции, и где есть ловушки с благоприятными условиями для сохранения залежей свободных газов [4, 5]. Однако такая позиция вызывает возражение по целому ряду причин. Назовем важнейшие из них: а) практически во всей подземной гидросфере воды недонасыщены растворенным газом; б) не отмечается превышения упругости растворенных газов над пластовым давлением (как необходимое условие выделения газов в свободное состояние и образования в ловушках залежей); в) если бы ведущим механизмом формирования залежей была дегазация подземных вод, то метан и его гомологи должны были заполнять ловушки, залегающие внизу, а выше, из-за ступенчатого характера дегазации вод и в соответствии с парциальной упругостью насыщающих их газов, должны формироваться ловушки с газом, обогащенным диоксидом углерода и сероводородом, однако, в природе такая закономерность не проявляется.

Рассмотрим эти условия более подробно. В природе газовые залежи существуют в условиях, когда воды значительно недонасыщены газами ( $K_{\text{нас}} \ll 1$ ), а во многих структурах, содержащих предельно насыщенные или перенасыщенные воды, залежи газа не выявлены [6, 7].

Если согласиться с гипотезой, что газовые залежи образуются за счет дегазации вод, то в этом случае законтурные и подошвенные пластовые воды должны быть повсеместно предельно насыщены растворенными газами. В качестве такого примера

часто используют хадумские газовые залежи Северо-Ставропольского, Тахта-Кугультинского месторождений Центрального Предкавказья [8]. Однако многолетние исследования вод этих залежей показали, что предельно насыщенными были пробы, отобранные сразу после освоения скважин, а через нескольких месяцев после этого газосодержание вод снижалось, что говорит о несовершенстве технологий освоения скважин и возможном захвате диспергированных газов. Кроме того, дальнейшие исследования показали, что на ряде площадей хадумские воды значительно недонасыщены газами (Тугулуцкая, Труновская) [8, 9]. В мезозойских водоносных комплексах Предкавказья предельно насыщены газами только приконтурные воды в газогидрогеохимических ореолах вокруг газовых залежей, а у ряда нефтяных месторождений А.С. Панченко даже выделял ореолы с отрицательными градиентами. Здесь более 80% ресурсов растворенных газов имеют газовый фактор (ГФ) порядка  $1 \div 2 \text{ м}^3/\text{м}^3$  и только около 1% приходится на воды с ГФ более  $6 \text{ м}^3/\text{м}^3$ . Это подтверждается и данными, приведенными в табл. 1.

Таблица 1

#### Газогидрогеохимическая характеристика пластовых вод

Площадь, № скв.	Глубина, м	Температура на забое, °С	Минерализация, г/дм <sup>3</sup>	Состав растворенных газов на забое, % об.					Газонасыщенность (забой), м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
				СН <sub>4</sub>	С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>	С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub>	N <sub>2</sub>	СО <sub>2</sub>	
Бойчаровская, 1	7000	200	64	69,3	6,4	4,5	0,7	19,1	5,9
Бойчаровская, 2	5500	180	64	91,7	0,9	0,5	1,1	5,8	3,6
Отказненская, 5	5000	173	108	84,0	0,1	сл.	0,7	15,3	5,4
Каясулинская, 3	4100	166	97	4,8	сл.	сл.	0,3	94,8	22,6

Также надо иметь ввиду, что снижение пластового давления при предельной газонасыщенности вод не всегда обеспечивает выделение газов в свободную фазу, поскольку растворимость газов в воде зависит не только от давления, но и от температуры, а эта зависимость имеет сложный характер.

Выполненные расчеты показывают, что газовый фактор, необходимый для предельного газонасыщения, при падении давления может оставаться постоянным или даже расти, что хорошо видно из графиков на рис. 1.

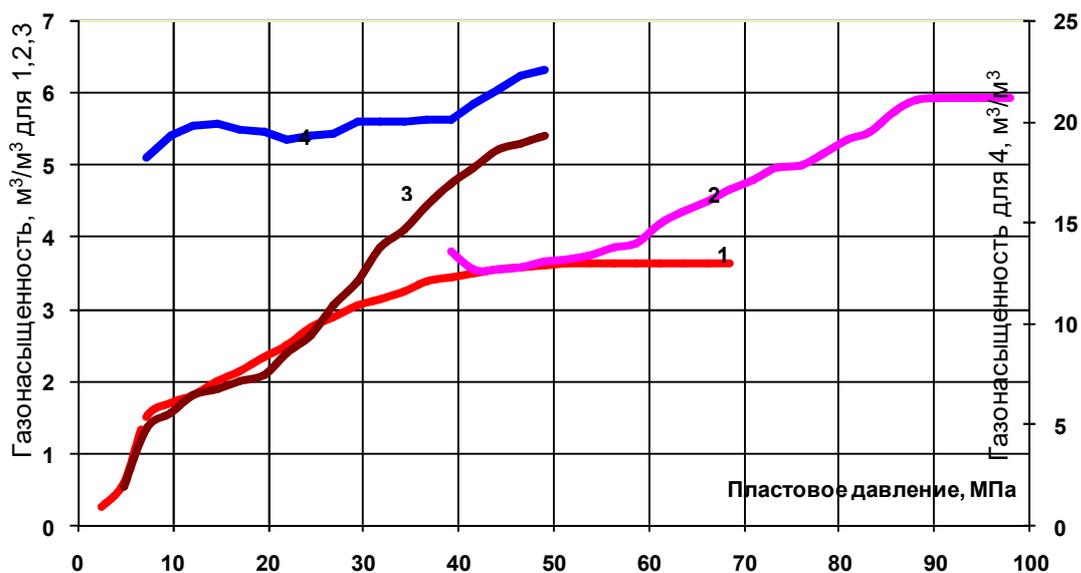


Рис. 1. Зависимость предельного газонасыщения вод от термобарических условий:  
 1 – скв. Бочаровская №1; 2 – скв. Бочаровская №2; 3 – скв. Отказненская №5;  
 4 – скв. Каясулинская №3

Для кривых 1 и 2 даже при снижении пластовых давлений на 12÷22 МПа газ из воды выделяться не будет, а на верхних участках кривых 2 и 4 наблюдается дефицит газа, т.е. выделившийся ранее газ при дальнейшей миграции должен вновь раствориться. Это значит, что в силу современных представлений о характере изменения пластовых давлений с глубиной, вполне возможно, что во многих случаях разномасштабного проявления суб- и сверхгидростатических пластовых давлений [10, 11], воды, предельно насыщенные растворенными газами, могут не только не выделять газы, но и стать недонасыщенными; возможна и обратная ситуация – быстрое перенасыщение вод с последующей дегазацией.

Практически важным аспектом проблемы является вопрос восполнения ресурсов разрабатываемых месторождений за счет дегазации подошвенных и законтурных пластовых вод при существенном снижении пластового давления на заключительных этапах разработки месторождений. Отдельные исследователи уверены, что именно в этом состоит причина часто фиксируемых фактов превышения дренируемых запасов газа над первоначальными [12, 13].

Нами такая оценка была осуществлена на примере Медвежьего газового месторождения, на котором состав водорастворенных и свободных газов практически

идентичен (табл. 2), а воды близки к предельному газонасыщению (табл. 3). В частности, было установлено, что для месторождений с длительной историей эксплуатации при условии тонкой литологической слоистости коллекторов происходит удлинение срока формирования предельной газонасыщенности пласта, а выход газа, высвободившегося из водорастворенного состояния, имеет пульсационный характер [14, 15].

Таблица 2

**Сравнительная характеристика свободного и водорастворенного в воде газа [16]**

Состояние газа в пласте	Свободный	Растворенный
Месторождение	Медвежье	
Индекс продуктивного пласта (возраст)	ПК <sub>1</sub> (K <sub>2s</sub> )	
Номер скважины, интервал, м	Среднее по залежи	15; 1209–1213
Расстояние от контура залежи, км	–	0,9 (от ГВК)
Пластовые условия:		
Р <sub>пл</sub> , МПа	11,5	11,7
Т <sub>пл</sub> , °С	33	34
Минерализация пластовой воды, г/л	–	19,0
Газонасыщенность пластовой воды, л/л	–	1,91
Состав газа, об. %:		
СН <sub>4</sub>	98,75	97,68
С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>	0,16	0,11
С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub>	–	–
С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	–	–
СО <sub>2</sub>	0,22	0,22
Ν <sub>2</sub>	0,83	1,80
Ar	0,06	0,048
He	0,012	0,013

В составе заземленных газов на заключительных этапах разработки доля газа, выделившегося из водорастворенного состояния, низкая (до 5–7%), но постепенно нарастает. Заземленный газ принимает участие в восполнении дренируемых запасов, но в ограниченном объеме: не более 5–10% от первоначальных запасов газа [14, 15].

Вторая особенность разгазирования пластовых вод состоит в том, что на начальной стадии разработки месторождений мелкие пузырьки свободного газа перекрывают тонкие поровые каналы и сокращают проницаемость коллектора по жидким флюидам (эффект Жамена). Все это приводит к замедлению скорости продвижения воды в залежь [12, 14–17].

Таблица 3

**Характеристика газов, растворенных в подземных водах сеноманских отложений месторождения Медвежье [13]**

Интервал перфорации, м	1104–1196,5	1204–1213	1222–1229	1185,5–1187	1349–1371	1218–1223	
Глубина отбора пробы, м	1190	1162	1164	1160	1350	1220	
Температура на глубине отбора, °С	37	33	34	34,3	36,8	36,2	
Минерализация воды, г/л	18,7	15,2	17,5	17,5	19,3	18,7	
Газонасыщенность, см <sup>3</sup> /л	1897	1901	1766	1547	2266	1893	
Состав газа, объемные доли %	CO <sub>2</sub>	0,15	0,05	0,07	0,01	0,1	0,56
	CH <sub>4</sub> +ТУ	99,1	98,46	98,47	97,91	99,06	98,3
	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,1	0,24	0,07	0,11	0,02	0,1
	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> +в	0	0,02	Не обнар.	<0,01	<0,01	0
	N <sub>2</sub>	0,54	1,42	1,4	2	0,8	1,1
	He	0,016	0,018	0,017	0,01	0,015	0,011
	Ar	0,19	0,05	0,05	0,04	0,02	0,03
Общая упругость газа, МПа	10,9	10,7	9,9	8,5	14,4	11,1	
p <sub>г</sub> /p <sub>в</sub> *	0,98	1,07	1,04	0,95	1,09	0,98	

\*p<sub>г</sub> – давление насыщения газа, МПа;  
p<sub>в</sub> – гидростатическое давление, МПа.

Анализ исходных гидрогеологических данных показывает, что объемы воды, поступившие в залежь за счет разгазирования (эффект «вскипания»), сопоставимы или превосходят объемы внедрения вод за счет упругоэластического расширения пласта (В.Н. Щелкачев, 1959 г.) [12]. На месторождении Медвежье за счет существования литологической слоистости бортов одноименного вала, к которому приурочено месторождение, газ, выделившийся из водорастворенного состояния, «забил» и без того

узкие поровые каналы и препятствовал внедрению воды в залежь в краевых заглинизированных частях. Иными словами, образовалась своеобразная газогидродинамическая преграда, которая способствовала изоляции зоны нефтегазонакопления (какой является центральная часть вала) от крупнейшей водонапорной системы. Только этим можно объяснить существенное различие в высотах подъема ГВК на периферии и в центре месторождения (рис. 2).

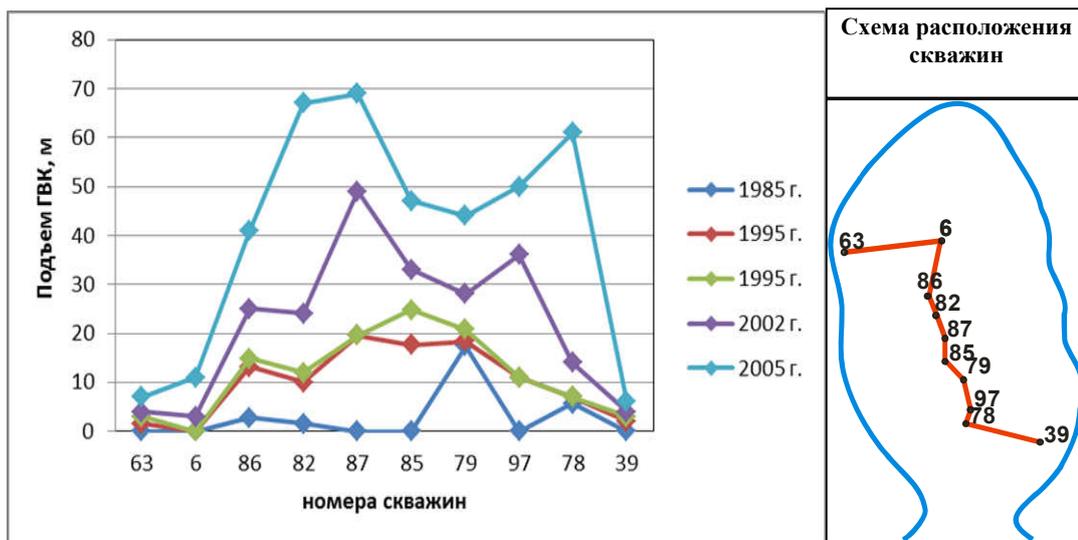


Рис. 2. Схема подъема ГВК на месторождении Медвежье за период 1985–2005 гг.; на карте-врезке – положение скважин на Ныдинской части месторождения (по материалам ООО «Газпром добыча Надым»)

То есть, основной объем выделившегося из водорастворенного состояния газа остается в пласте и снижает, таким образом, фазовую проницаемость пород по воде, что является положительным фактором сохранности залежи.

По-видимому, аналогична была геологическая роль водорастворенного газа и на геологических этапах формирования месторождения. К плиоцен-четвертичному времени активные процессы газогенерации в нижнемеловых отложениях уже имели место, и в водах этого водонапорного комплекса в пределах Надым-Пур-Тазовского района было растворено порядка 100 трлн м<sup>3</sup> газа [4, 16]. В плиоценовую эпоху в северных районах Западной Сибири снижение пластового давления могло составлять от 2 до 6–8 МПа, таким образом, создавались благоприятные условия для снижения фазовой проницаемости по воде (за счет массового выделения мелкопузырькового газа). Этот механизм мог сыграть решающую роль в сохранении газовых гигантов на севере Западной Сибири.

С учетом вышеизложенного можно сделать важный вывод о том, что геологическая роль водорастворенных газов в значительной мере проявляется в повышении гидроизоляционных свойств покрышек. Благодаря описанному механизму усиливаются изоляционные свойства глинистых отложений, поскольку они дополняются водно-газовой «покрышкой», забивающей разноразмерные пустоты в основании глинистого пропластка. Естественно, что газы в этом пространстве займут верхнюю (глинистую) часть, а воды – нижнюю, песчанистую, снижая при этом фазовую проницаемость последней. Однако водо-газовая «покрышка» в реальной геологической среде может существовать лишь в относительно спокойной геодинамической обстановке; стрессовые воздействия приведут к ее расформированию.

*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. Акулинчев Б.П. Роль диспергированных газов в формировании залежей // Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: Науч.-техн. сб. М.: «ИРЦ Газпром», 2007. № 3. С. 3–8.
2. Карцев А.А., Вагин С.Б., Шугрин В.П., Брагин Ю.И. Нефтегазовая гидрогеология. 3-е изд-е. М.: Нефть и газ, 2001. 264 с.
3. Карцев А.А., Вагин С.Б., Абукова Л.А. Теоретические основы нефтегазовой гидрогеологии [Электронный ресурс] // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика: Электрон. науч. журн. 2011. № 2(4). 8 с. – Режим доступа: <http://www.oilgasjournal.ru> (Дата обращения 21.05.2018).
4. Корценштейн В.Н. Растворенные газы подземной гидросферы Земли. М.: Недра, 1984. 230 с.
5. Гаттенбергер Ю.П. Гидрогеология и динамика подземных вод с основами гидравлики. М.: Недра, 1980. 160 с.
6. Гуревич А.Е., Капченко Л.М., Кругликов Н.М. Теоретические основы нефтяной гидрогеологии. Л.: Недра, 1972. 272 с.
7. Ильченко В.П., Акулинчев Б.П., Гирин Ю.Г. и др. Технология газопромысловых гидрогеологических исследований. М.: Недра, 1997. 300 с.

8. *Акулинчев Б.П., Панченко А.С., Терновой Ю.В.* Водорастворенные газы Предкавказья, их ресурсы, прогноз и возможности использования // Нетрадиционные источники углеводородного сырья и проблемы его освоения: Материалы Междунар. симп. СПб. 1992. Т. 2. С. 83–84.
9. *Акулинчев Б.П.* Проблемы создания полигонов хранения жидких производственных отходов в глубоких водоносных горизонтах Прекавказья // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2007. № 1. С. 43–52.
10. *Абукова Л.А.* Геофлюидодинамика глубокопогруженных зон нефтегазонакопления // Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности: Материалы Всерос. конф. М., 2002. С. 78–85.
11. *Абукова Л.А., Карцев А.А.* Флюидные системы осадочных нефтегазоносных бассейнов (типы, основные процессы, пространственное распространение) // Отечественная геология. 1999. № 2. С. 11–16.
12. *Гончаров В.С.* О двух видах разгазирования подземных вод при разработке газовых и газоконденсатных месторождений // Новые материалы по водонапорным системам крупнейших газовых и газоконденсатных месторождений: Сб. науч. тр. М.: ВНИИГАЗ, 1991. С. 110–120.
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. *Рахбари Н.Ю.* Экспериментальная модель разгазирования предельно насыщенных вод в пористой среде при пластовом давлении ниже давления насыщения // Современные проблемы науки и образования. 2011. № 4. С. 58–61.
15. *Рахбари Н.Ю.* Влияние водорастворенных газов на повышение изоляционных свойств глинистых прослоев (на примере месторождения Медвежье) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2013. № 2. С. 94–97.
16. *Корценштейн В.Н.* О характере взаимосвязи параметров водонапорных систем и залежей углеводородов // Испытание поисковых и разведочных скважин: Сб. тр. М.: ВНИГНИ, 1974. Вып.157. С. 113–119.
17. *Рассохин Г.В., Леонтьев Н.А., Петренко В.И.* и др. Влияние обводнения многопластовых газовых и газоконденсатных месторождений на их разработку. М.: Недра, 1973. 262 с.