

УДК 556.3:553.98 (07)

РОЛЬ ДЕГАЗАЦИИ ПОДЗЕМНЫХ ВОД ПРИ ФОРМИРОВАНИИ И ПРОМЫШЛЕННОМ ОСВОЕНИИ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Рахбари Н. Ю.

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия (119333, г. Москва, ул. Губкина, 3), научный сотрудник, e-mail: ona1983@mail.ru

В статье исследуется роль водорастворенных газов как на этапе формирования газовых скоплений, так и в процессе их последующего промышленного освоения. Выводы сделаны на основании анализа механизмов дегазации вод, имеющих место на «старых» газовых месторождениях Западной Сибири, прежде всего на месторождении Медвежье. Сформулирована гипотеза о том, что в условиях тонкой слоистости, присущей сеноманской залежи, на этапе ее формирования дегазация пластовых вод способствует повышению изоляционных качеств заглинизированных бортов месторождения, что в процессе его разработки приводит к оттягиванию времени начала массового обводнения эксплуатационных скважин. Идея о том, что выделившиеся из водорастворенного состояния газы активно влияют на восполнение дренированных запасов углеводородов, не поддерживается.

Ключевые слова: водорастворенный газ, защемленный газ, остаточный газ, пластовое давление, обводнение продуктивного пласта, минерализация, химический состав подземных вод, газовое месторождение Медвежье.

THE ROLE OF GROUNDWATER DEGASSING PROCESS AT THE FORMING AND EXPLOITATION STAGES OF GAS FIELDS

Rahbari N. Y.

Oil and gas research institute Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia (119333, Moscow, Gubkin st., 3), research associate, e-mail: ona1983@mail.ru

This paper examines the role of water dissolved gases at the stage of gas accumulations and in the process of industrial development. Conclusions have been made on the base of analyses of degassing processes that occurs in old gas fields of West Siberia, first of all in Medvej'e field. The hypothesis was formulated that in thin layering conditions of Cenomanian deposit, reservoir water degassing promotes to improves of boards insulation properties of the field at the stage of its forming, that leads to postpone the start of mass wells flooding in the exploitation stage. The idea that the gases, precipitating out of water dissolved state, actively influence on the replenishment of drained hydrocarbon reserves, is not supported.

Key words: water dissolved gas, jammed gas, residual gas, reservoir pressure, reservoir flooding, mineralization, chemical composition of underground water, Medvej'e gas field.

Введение. Водорастворенные газы (ВРГ) осадочных нефтегазоносных бассейнов исследуются многие десятилетия. Однако до настоящего времени целый ряд вопросов (генезис водорастворенных газов, изменение состава газов в зависимости от природных геохимических и техногенных условий, формы участия в процессах формирования нефтяных и газовых залежей и т.д.) во многом остаются малоизученными. Одной из важнейших научно-практических проблем, требующих изучения, является оценка роли дегазационных процессов в подземной гидросфере, происходящих в природных и техногенных условиях на месторождениях нефти и газа.

В настоящей статье излагаются результаты исследования роли дегазации подземных вод в процессах формирования и разработки газовых месторождений со слоистыми коллекторами.

Объект исследования. В качестве объекта исследований выбрано месторождение Медвежье, что обосновывается наличием на месторождении неоднородной литологической слоистости, а также высокой газонасыщенности подземных вод, подстилающих и окружающих залежь.

Газовое месторождение Медвежье находится в пределах структуры I порядка – Медвежьего мегавала. Вскрытый геологический разрез включает в себя частично юрские отложения, нижнемеловые, верхнемеловые, палеогеновые и четвертичные отложения. Продуктивные отложения представлены сложным чередованием песчаников, алевролитов и глин. Для разреза в целом характерна большая фациальная изменчивость, литологическая слоистость. Залежь газа пластово-массивная, по всей площади подстилается подошвенной водой [1].

Анализ водорастворенных газов (ВРГ) на Медвежьем показал идентичность состава водорастворенного и свободного газа. Состав ВРГ преимущественно метановый, имеет слабую тенденцию к увеличению в составе тяжелых УВ, в нем отсутствуют соединения серы, углекислый газ представлен в небольших количествах [4]. Газонасыщенность пластовых вод сеноманского горизонта, рассчитанная исходя из начального пластового давления в залежи (11,0-12,0 МПа), и условия предельного насыщения их растворенным газом в приконтактной зоне залежи составила $2,1 \text{ дм}^3/\text{дм}^3$ на Ныдинской части, в центральных и южных районах Медвежьего – порядка $1,9 \text{ дм}^3/\text{дм}^3$; в отдалении от месторождения газонасыщенность и упругость ВРГ ниже (до $1,0 \text{ дм}^3/\text{дм}^3$) [6].

Гидродинамические условия Медвежьего изучены крайне слабо. В целом движение вод происходит преимущественно в северо-западном направлении. Это совпадает с общей ориентацией Медвежьего вала. В отдельные периоды геологической истории могли существовать условия для вертикальной миграции вод и УВ [2].

Результаты исследований

1. На основании гидрохимических данных, отобранных до начала и в первые годы разработки, проведен анализ состава и генезиса вод сеноманских отложений Медвежьего месторождения.
2. Применительно к пластовым водам впервые выполнена оценка геохимических равновесий между водами и отдельными легкорастворимыми минералами.
3. Дана оценка объемов ВРГ в пластовых водах Медвежьего вала, выделившихся из водонапорной системы Медвежьего вала (табл. 2), а также оценены объемы газа, необходимые для достижения порогового газонасыщения (табл. 3).
4. Ключевой проблемой оценки влияния дегазации пластовых вод на формирование месторождения и на режимы его разработки является оценка условий, при которых в

пористой среде возможно свободное истечение газа, выделившегося из пластовых вод при снижении давления ниже давления насыщения. Данная задача была решена методами экспериментального моделирования.

Обсуждение полученных результатов

1. На основании анализа данных по гидрохимическим условиям месторождения Медвежье на допромысловом и раннепромысловом этапах сделан вывод о том, что в настоящее время в водах сеноманских отложений выделяются три генетические разновидности вод: древние конденсационные, седиментогенные и поровые воды глинистых отложений.

Древние конденсационные воды сохранились в южной части месторождения, они имеют явный гидрокарбонатно-натриевый тип (по В. А. Сулину), низкое содержание микроэлементов, в том числе йода и брома, повышенные значения натрий-хлорного коэффициента.

Седиментогенные растворы, распространенные на большей части месторождения, представляют собой воды хлоридно-кальциевого состава с минерализацией 18–23 г/дм³. Повышение минерализации вод носит очаговый характер и, скорее всего, объясняется возможной гидродинамической связью с нижнемеловыми отложениями.

Влияние поровых вод проявилось на геологическом этапе: опреснение верхнемеловых вод связано с высвобождением поровых растворов, что фиксируется по повышенному содержанию в водах йода и брома. На месторождении до начала его разработки по целому ряду скважин были обнаружены повышенные концентрации этих микроэлементов, при этом не отмечено увеличение минерализации. По мнению ряда исследователей, поровые воды нефтегазоносных территорий способны растворять в себе микроэлементы в повышенных концентрациях [3, 5 и др.].

Фиксируется тенденция к гидрохимической инверсии с глубин 2000-2200 м. Основная закономерность изменения минерализации пластовых вод более всего согласуется с литофациальной обстановкой залежи: заглинизированным участкам месторождения в гидрохимическом отношении соответствуют зоны слабого распреснения вод [7].

2. Оценка геохимических равновесий между водами и отдельными легкорастворимыми минералами показала интересные результаты. Судя по данным, приведенным в таблице 1, в водах скважины 812 за кратковременный период происходит распреснение вод (вероятно, за счет усиления влияния конденсационных вод), при этом изменяется насыщенность вод карбонатными солями – они из пересыщенных превращаются в недонасыщенные.

Таблица 1. Результаты анализов и расчетов по солеотложению в скв. 812 (Рахбари Н. Ю., 2009, [7])

Глубина отбора, м	1076-1111	Дата отбора		
		19.04.1986	10.09.1986	05.10.1986

Химический состав вод, мг/дм ³	Cl ⁻	11 360	11911	10260
	SO ₄ ²⁻	-	3	-
	HCO ₃ ⁻	314	220	361
	Ca ²⁺	301	200	241
	Mg ²⁺	-	97	-
	Na ⁺ +K ⁺	6 846	6769	6534
Минерализация, г/дм ³		19,3	18,8	17,5
Коэффициент насыщения карбонатами при T=40 °C и P=10 МПа		0,20	-0,25	-0,37

Примечание: * – значения коэффициента насыщения вод карбонатными солями меньше нуля свидетельствует о недонасыщенности вод карбонатными солями, значения выше нуля – об обратном процессе – перенасыщении вод карбонатами.

По многим другим анализам конденсационных вод также выявлена их геохимическая агрессивность. Эти результаты позволяют предположить, что одной из причин скудного содержания карбонатов в полифациальном разрезе покурской свиты может являться их гидрохимическое разрушение древними и современными конденсационными водами.

Важно отметить, что гидрохимическое выщелачивание солей угольной и кремниевой кислоты происходит однонаправленно, это может объяснить отсутствие карбонатов в цементе коллекторов на Медвежьем и активно развивающиеся процессы пескования эксплуатационных скважин. Отметим, что наибольшее количество самозадавливающихся скважин расположено на УКПГ-2 и УКПГ-9, где повышена способность конденсационных вод к выщелачиванию цемента.

Иное геохимическое соотношение с породами имеют поровые воды глинистых отложений, которые перенасыщены по отношению к основным породообразующим минералам, что можно расценить как положительный фактор дополнительной кальматации бортовых частей Медвежьего вала.

3. Интерпретируя результаты расчетов объемов газов, выделившихся на геологическом этапе из водонапорной системы Медвежьего вала (табл. 2), можно отметить, что к началу плиоцен-четвертичного времени неоком-аптский комплекс на территории Надым-Тазовского междуречья по самым скромным подсчетам содержал в себе свыше 100 трлн. м³ газа. В плиоцен-четвертичное время два глобальных процесса могли привести к выделению этого газа из вод за счет снятия пластового давления в мезозойской водонапорной системе Медвежьего вала: снижение уровня моря [6] и общее тектоническое воздымание территории [8]. Полученные значения намного превышают геологические запасы газа Медвежьего (табл. 2).

Данные таблицы 3 говорят о том, что объемы газа, необходимые для достижения порогового газонасыщения, превышают те объемы, которые были выделены из вод на последнем крупном этапе тектонической перестройки.

Таблица 3. Оценка количества газа, необходимого для преодоления порогового

газонасыщения апт-сеноманского комплекса
(Н. Ю.Рахбари, Б. П.Акулинчев, 2011, [7])

Площадь, км ²	Количество пропластков	Мощность пропласт- ков, м	Газонасы- щенность пласта, д.ед.	Пористость, д.ед	Сжимае- мость	Количество газа для пре- одоления по- рогового газо- насыщения, м ³
500-1000	100-300	1-3	0,1-0,3	0,10-0,25	0,009	15·10 ⁹ -20·10 ⁹

Таким образом, выполненные расчеты не позволяют считать роль процессов дегазации подземных вод на этапе формирования месторождения в создании ресурсного потенциала промышленно важной. Однако эти выделившиеся из водорастворенного состояния газы усилили изоляционные свойства глинистых прослоев, послужили дополнительным барьером от крупнейшей водонапорной системы в периоды, благоприятные для восходящих перетоков газа по литологическим окнам за счет снятия геостатической нагрузки при воздымании территории (или при возможных микросейсмических явлениях). В этих условиях можно говорить о формировании *газогидродинамической* покрывки, сыгравшей в геологическом времени свою роль в сохранении уникальных запасов этого месторождения. Преолигоценый размыв не только привел к рассеиванию газов, попавших в коллекторы до него, а наоборот, способствовал сохранению всех газов, которые концентрировались в постолигоценном отрезке геологической истории.

Таблица 2. Прогнозные объемы газа, выделившегося из водонапорной системы
 Медвежьего вала в послеолигоценое время (Н. Ю.Рахбари, Б. П.Акулинчев, 2011, [7])

Комплекс	Площадь дегазации, 10^6 м^2	Толщина комплекса, м	Пористость, д.ед.	Газовый фактор, $\text{дм}^3/\text{дм}^3$		Изменения газового фактора, $\text{дм}^3/\text{дм}^3$ в норм. услов.	Объемы выделенных газов, 10^9 м^3 в норм. усл.	Объёмный пластовый коэффициент газа	Объемы выделившихся газов, 10^9 м^3 в пласт. усл.
				д.р	п.р.				
Апт-сеноманский	2000	1000	0,25	2,85	2,06	0,79	≈400	0,0090	≈4
	4500						≈900		≈8
Валанжин-барремский	2000	1500	0,25	3,20	2,29	0,91	≈700	0,0079	≈5
	4500						≈1500		≈12
Юрский	2000	2000	0,25	5,08	2,86	2,22	≈2200	0,0061	≈14
	4500						≈5000		≈30

д.р. – до размыва.

п.р. – после размыва.

При этом надо иметь в виду, что реальное количество газа, которое «застревало» в зонах повышенной глинистости, выше расчетных результатов, поскольку к ним добавляются: а) газы, генерируемые глинами самого месторождения; б) газы, растворенные в поровых водах глинистых отложений (независимо даже от их генерационного источника). Важно и то, что поровые воды терригенных отложений растворяют и переоткладывают на границе глин и песчаников породообразующие минералы, формируя своеобразные корки, которые также становятся дополнительными преградами на пути краевых пластовых вод.

На основании выполненных исследований вклад дегазационных процессов в формирование и сохранение месторождения Медвежье выглядит следующим образом:

а) в доолигоценый период геологические запасы месторождения формировались как за счет собственного газопродуцирующего потенциала, так и за счет привноса УВ транзитным латеральным потоком, направленным с юга Западно-Сибирского бассейна к северу платформы; подземные воды постепенно насыщались УВ газами;

б) в олигоценое время, когда не только газонасыщенность вод была максимальной, но и часть газа перешла из водорастворенного состояния в свободное, активность поровых вод глинистых отложений приводила к формированию минеральных корок на заглинизированных бортовых частях месторождения, латеральный поток был отрезан; что и обеспечило сохранность от вымывания сформированных к этому времени запасов;

в) в постолигоценое время большое значение в формировании ресурсного потенциала приобрел вертикальный поток из нижележащих отложений; учитывая нарастание газоемкости и снижение газонасыщенности вод нельзя предположить, что источник генерации газов был расположен ниже юрских отложений.

4. Важные выводы сделаны на основании экспериментальных работ. Экспериментальная установка, на которой производилось моделирование, позволяла задавать различные скорости продвижения воды, предельно насыщенной газом, через образцы пород. Технически предусматривалась возможность фиксации начала дегазации вод и определения объемов выделившихся газов. Эксперименты на однородных и неоднородных насыпных моделях проводились с использованием образцов различной проницаемости ($880 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, $620 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, $450 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$), максимально приближенных к условиям месторождения Медвежье и при различных перепадах давления (0,004 МПа, 0,006 МПа, 0,008 МПа).

В результате анализа данных, полученных при выполнении опытов, установлено, что при снижении давления ниже давления насыщения основной (до 90 % и выше) объем выделившегося из водорастворенного состояния газа в мелкодисперсном состоянии остается в породе. В условиях застойного водообмена продвижение выделившегося из воды газа практи-

чески не происходит. Гидродинамическая активность усиливает подвижность мелких газовых пузырьков, приводит к их слиянию друг с другом, а впоследствии и с ранее защемленным свободным газом в локальных участках пласта. Продвижение по пласту газа, перешедшего из водорастворенного состояния в свободное, в условиях литологической неоднородности происходит импульсно; при этом значимого увеличения выхода газа в слоистых коллекторах (по сравнению с однородными) не установлено.

Заключение

Роль процессов дегазации природных пластовых вод на этапе геологического развития Медвежьего вала сводится к созданию дополнительных (к литологическим) условий изоляции приуроченной к валу зоны газонакопления от крупнейшей водонапорной системы, т.е. к созданию благоприятных условий газонакопления. Механизм выделения газа из подземных вод на месторождении Медвежье реализовывался по следующей схеме: выделение газа из подошвенных и краевых вод при снижении давления ниже давления насыщения; выделение газовых и минеральных компонентов из поровых вод глинистых отложений \Rightarrow рассеивание микропузырьков газа по поровому пространству в межглинистых песчано-алевролитовых пропластках \Rightarrow замещение воды газом в крупных порах с оттеснением воды в более мелкие поры \Rightarrow слияние отдельных газовых пузырьков под глинистыми пропластками \Rightarrow медленное их продвижение по направлению восстания глинистых (микро) слоев \Rightarrow разгрузка газовых струек по ближайшему литологическому окну \Rightarrow последующее повторение этого процесса.

На этапе разработки переход газа из водорастворенного состояния в свободное в условиях тонкой слоистости разреза «оттянуло» время начала обводнения эксплуатационных скважин.

Список литературы

1. Вяхирев Р. И., Гриценко А. И., Тер-Саркисов Г. П. Разработка и эксплуатация газовых месторождений. М.: Недра, 2002. 880с
2. Капченко Л. Н. Гидрогеологические основы теории нефтегазонакопления. Л.: Недра, 1983. 263 с.
3. Карцев А. А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. М.: Недра, 1972. 280 с.
4. Корценштейн В. Н. Растворенные газы подземной гидросферы Земли. М.: Недра, 1984. 230 с.
5. Лапердин А. Н. Использование западно-сибирских подземных напорных вод для производства йода. Н.: СО РАН, 2005. 127 с.

6. Нелюбин В. В. Гидрогеологические условия района Медвежьего и Уренгойского месторождений // Природный газ Сибири. С.: Средне-Урал. кн. изд-во, 1971. Вып. 2. С. 177-182.
7. Рахбари Н. Ю. Роль водорастворенных газов в формировании и процессах разработки газовых месторождений со слоистыми коллекторами (на примере месторождения Медвежье): Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. М., 2012. 22 с.
8. Чочиа Н. Г., Евдокимов С. П. Палеогеография позднего кайнозоя Восточной Европы и Западной Сибири (ледниковая и ледово-морская концепции). К.: Изд-во Мордовского ун-та, 1993. 248 с.

Рецензенты:

Абукова Л. А., д-р геол.-минерал. наук, профессор, заведующий лабораторией нефтегазовой гидрогеологии, Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва.

Анисимов Л. А., д-р геол.-минерал. наук, главный научный сотрудник «ВолгоградНИПИ-морнефть», г. Волгоград.