

МЕХАНИЗМ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ВОДОРАСТВОРЕННЫХ И СВОБОДНЫХ ГАЗОВ В ПРОЦЕССЕ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

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

Естественные и техногенные залежи нефти и газа генетически связаны с подземными водами. Большинство гипотез нефтегазообразования, как биогенных, так и абиогенных, предполагает рассеянное состояние новообразованных УВ в производящих породах или веществе мантии. Отсюда логически вытекают представления о первичной миграции или эмиграции УВ из этих пород или мантийных очагов в коллекторы, которые всегда заполнены водами. Миграция нефти и газа может протекать только в водонасыщенной среде, поэтому сопутствующие процессы неизбежно отражаются на подземных водах. Однако единого мнения о формах миграции и аккумуляции УВ нет, а предлагаемые схемы процессов нередко являются взаимоисключающими.

Часто [6, 7, 10, 13] считают, что газы мигрируют с водой растворёнными в ней, а образование газовых залежей происходит за счёт дегазации вод в зонах, где пластовые давления снижаются до упругости насыщения и где есть ловушки, способные аккумулировать свободные газы. По мнению авторов ряда работ [6, 7], основным механизмом миграции газа является его перенос в водном растворе в процессе фильтрационной термоконвекции. Они полагают, что общеизвестная геологам гидротермальная циркуляция, играющая значительную роль в образовании рудных месторождений, действует и при образовании газовых залежей. С этим нельзя согласиться, т.к. в этом случае:

- во-первых, воды нефтегазоводоносных бассейнов или, по крайней мере, комплексов должны быть предельно насыщены растворенными газами;
- во-вторых, снижение давления всегда бы вызывало рост коэффициента газонасыщенности, а превышение упругости растворенных газов над пластовым давлением было бы условием, достаточным для выделения газов в свободное состояние;
- в-третьих, выделившиеся из воды газы должны образовывать залежи, не адсорбируясь рассолами или (и) породами пласта;

➤ в-четвертых, состав газов в ловушках должен соответствовать ступенчатому характеру дегазации вод, с учётом парциальной упругости компонентов.

➤ в-пятых, при образовании залежей за счёт выделения газов из вод их минерализация в законтурных зонах и вверх по путям миграции должна расти;

➤ в-шестых, логическим следствием такой схемы должна быть многократная смена вод в коллекторах за время существования комплексов. При этом образовавшиеся ранее залежи не должны вытесняться новыми порциями мигрирующих вод, каким-то образом пропуская их через себя. Должны существовать зоны разгрузки охлаждённых дегазированных вод, не пропускающие газы, содержащие залежи солей, выпавших из них при охлаждении или, что более фантастично, пути нисходящей миграции для их возврата в нижние зоны земной коры.

Миграция нефти и газа в природных условиях недоступна наблюдениям. Восстановить картину возможной миграции, её виды, время, пути, расстояния, фазовое состояние мигрировавших углеводородов [9] можно только по оставленным следам. Присутствие в подземных водах растворённых углеводородов широко известно. Речь поэтому может идти не о принципиальной возможности такой миграции, а значении процессов миграции для формирования промышленных залежей [9]. Анализ материалов нефтегазовой гидрогеологии позволяет поставить под сомнение главенствующую роль таких механизмов. Выделяют следующие основные схемы [17] существования газовых залежей в водной среде разной степени газонасыщенности:

Первая – залежи существуют в среде предельно насыщенных газами вод и могли образоваться за счёт их частичной дегазации;

Вторая – залежи образовались за счёт частичной дегазации в прошлом предельно насыщенных вод, недонасыщенных ныне из-за смены термобарических условий;

Третья – залежи образовались за счёт частичной дегазации в прошлом насыщенных вод, которые теперь сменились на недонасыщенные;

Четвёртая – залежи сформировались в водонасыщенных коллекторах за счёт дальнейшей струйной миграции свободных газов.

В качестве примера образования залежей за счёт дегазации мигрирующих предельно насыщенных вод в работах [6, 7, 10] приводятся хадумские месторождения Центрального Предкавказья. Однако это не совсем так, – на ряде площадей хадумские воды изначально

резко недонасыщенны [2, 3]. Погрешности в оценке предельной газонасыщенности вод часто вызываются технологией освоения скважин депрессией, когда в глубинные пробы наряду с растворенными попадают и диспергированные газы [3, 4], что подтверждается многолетними исследованиями наблюдательных скважин.

Примером образования залежей по второй схеме могут быть газовые залежи месторождения Медвежье. По оценке целого ряда исследователей (Кругликов Н.М., Шилов Ю.С., Зорькин Л.М.), формирование этого месторождения произошло в плиоцен-четвертичное время. Два глобальных процесса, снижение уровня моря до 200 м, а затем вздымание территории на 400–600 м привели к изменениям термобарических условий в мезозойском нефтегазоводоносном бассейне и к дефициту упругости водорастворённых газов [3].

Широко известно, что существование газовых залежей независимо от степени насыщения ($1 \leq K_{\text{нас}} \ll 1$) пластовых вод газами. В мезозойских водоносных комплексах Предкавказья предельно насыщены газами только приконтурные воды в газогидрогеохимических ореолах вокруг залежей, а у ряда нефтяных месторождений А.С. Панченко выделял даже ореолы с отрицательными градиентами [17].

Не вызывает сомнения, что газы могут выделяться из воды только при снижении пластового давления ниже давления насыщения. Основной причиной падения давлений является снижение температуры, увеличивающее плотность флюидов, но влияние охлаждения на упругость растворённых газов разнонаправлено в разных интервалах и для различных компонентов [1]. Поэтому коэффициент газонасыщенности ($P_{\text{нас}}/P_{\text{пл}}$) может не только расти, но и оставаться постоянным и даже падать [1, 3, 5]. Таким образом, снижение пластового давления – условие необходимое, но недостаточное для выделения газов из воды.

Всегда ли выделившиеся газы способны образовывать при наличии ловушек залежи? Выделяющийся из воды газ начинает мигрировать не сразу, а только при достижении определенного объема порового пространства [1, 3, 5, 16]. До этого он находится в виде малоподвижной газовой эмульсии, в которой дисперсной фазой являются пузырьки газа, а дисперсной средой – пластовая вода. Величина газоёмкости вод за счет газовой эмульсии определяется относительным содержанием дисперсной фазы и внешними условиями (температурой, давлением, минерализацией и составом вод и т.д.) Предельные значения газовой дисперсной фазы достоверно не известны и во многом условны, они колеблются,

по разным источникам, от 3–5 % до 30–49 %. Немаловажное значение имеют и скорости, как растворения, так и выделения газов из воды, однако данных в работах [13, 16, 19] по этой проблеме нет, хотя известно, что для ускорения лабораторных экспериментов всегда применялись различные мешалки и встряхивание контейнеров.

Определенный интерес представляют выполненные в СО РАН работы [14] по растворению метана в воде, показывающие, что коэффициент диффузии в неподвижной воде меньше, чем при перемешивании. Высказано предположение, что такое отличие возникает из-за существования в толще раствора неполных фрагментов гидратов метана (прекурсоров), желеобразного образования жидкой фазы повышенной вязкости во всём объёме раствора. О скоростях выделения газов из пластовых вод и их способности удерживать диспергированные газы можно судить по результатам исследований скважины 10 Кошехабльской [3, 5]. С забоя обратной промывкой при пластовом давлении 101 МПа и температуре +154 °С получена малоподвижная гелеобразная рапа удельным весом всего 1017 г/дм³. Несмотря на столь резкое падение давления и температуры газоводная эмульсия не распалась в течение 12 суток открытого стояния пробы, включая переезд по тряским горным дорогам. Только в лаборатории пробу удалось дегазировать, после чего плотность флюида составила 1243 г/дм³, что соответствует минерализации 340 г/дм³. По данным [13, 16], в этих термобарических условиях в рапе могло быть растворено не более 5 м³/м³ метана, фактически же рапа удерживала около 23 м³/м³ газов, представленных СН₄ + т.у. Пластовые воды могут сорбировать газов значительно больше, чем растворять, причем с ростом минерализации эта способность повышается.

При образовании залежей за счёт выделения газов из движущихся вод их состав в ловушках на пути миграции должен соответствовать ступенчатому характеру дегазации с учётом парциальной упругости компонентов. Моделью может служить процесс дегазации глубинных проб воды при переводе газа из пробоотборников в контейнеры [21]. Сторонники этой гипотезы ссылаются на расчёты, выполненные [13] для хадумских залежей Ставрополя. Однако необходимо учитывать, что из-за относительно невысокой растворимости углеводородных газов в воде, её низкой сжимаемости и коррозионной агрессивности давления насыщения водорастворённых газов определяются не на «бомбах», а расчётным путём (погрешность расчётов достигает 15–20%). Состав газов сравниваемых залежей монокомпонентный (СН₄ ≥ 98 %), разница в концентрациях значительно ниже погрешностей определений, поэтому эти выводы некорректны. В этой

же работе [13] обращается внимание на то, что вышелегающие газы должны быть представлены хорошо растворимыми компонентами, однако в залежах вплоть до 200 м диоксида углерода и сероводорода не выявлено.

Если бы газовые, газоконденсатные и газонефтяные залежи формировались из водорастворённого состояния, то ореолы законтурных пластовых вод характеризовались бы не опреснением, а осолонением [9], т.к. выделяющиеся газы выносят с собой паровую воду. Моделью таких процессов могут служить [3] обводняющиеся газовые скважины, работающие в режиме циклического выброса воды. Например, на Мирненском месторождении минерализация пластовой воды в залежи не превышает 56–60 г/дм³. Во время выброса забойной пачки с температурой +128 °С минерализация достигает 100 г/дм³. Само наличие в контурах нефтяных, газоконденсатных и газовых месторождений конденсационных и солюционных вод свидетельствует о том, что при формировании залежей нефти и газа ловушки заполнялись не водорастворёнными, а свободными углеводородами [9].

Авторы гипотезы о миграции газа в водном растворе [6, 7] считают её подтвержденной. По их мнению, «одним из основных механизмов миграции газа является его перенос в водном растворе в процессе фильтрационной термоконвекции. Под воздействием подземных источников тепла в земной коре возникает мощная термоконвекция, вызывающая движение жидкости за счет разности плотностей горячих и холодных слоев. Более горячие слои жидкости (а точнее, гидротермального раствора) поднимаются вверх, в то время как слои более холодной жидкости опускаются вниз».

На наш взгляд, такая модель не соответствует природе нефтегазоводоносных комплексов, само существование встречных потоков охлажденных вод в напорных пластах исключено. Достоверной моделью пласта служат глубокие скважины, в работе которых всегда имеют место проявления термолифта. В статическом состоянии [3], как это ни кажется абсурдным, воды наименьшей плотности находятся на забое и их подъёма за счёт термоконвекции не может происходить по законам термодинамики.

Явления термо-лифта широко пользуются при добыче минеральных и термальных вод [8]. При неизменном отборе избыточное устьевое давление может даже превышать статическое, но процесс после остановки прекращается. Если признать справедливой гипотезу об определяющей роли термоконвекции в переносе газов, то возникает вопрос: куда деваются дегазированные охлаждённые воды после выделения УВ? Путь на

поверхность исключён, т.к. главным условием существования залежей нефти и газа является наличие над ловушками мощных флюидоупоров, способных выдержать аномальные пластовые давления, возникающие из-за разности плотностей между водами и углеводородами. При этом образовавшиеся залежи после заполнения ловушек под замок должны изолироваться от воздействия следующих порций мигрирующих вод, иначе они будут вытесняться потоком. Примером этого являются гидродинамические залежи и залежи с наклонным ГВК. Логичным следствием должна быть многократная смена вод в коллекторах за длительную геологическую историю, должны существовать зоны разгрузки дегазированных вод и залежи солей, выпавших из них в осадок при охлаждении. Между тем возможные скорости движения подземных вод глубоких горизонтов нефтегазоносных водонапорных бассейнов в геологическом смысле исчезающе малы. Сопоставляя реальные для элизионных природных водонапорных систем скорости движения и расходы подземных вод с максимально допустимым временем формирования залежей, В.В. Колодий [9] пришёл к выводу, что образование последних путем латеральной миграции и последующей сегрегации водонефтяных растворов маловероятно. Аналогичные результаты о скоростях получены нами при анализе данных [12, 18] по характеристике пластовых вод апт-нижнеальбского водоносного комплекса Западного Предкавказья.

Совокупность проанализированного гидрогеологического материала ещё раз подтверждает истинность положения о том, что формирование залежей нефти и газа связано, главным образом, с вертикальной струйной миграцией углеводородов «по зонам разломов и заполнением ловушек обособленной углеводородной фазой, содержавшей в растворенном состоянии некоторое количество пресной или маломинерализованной воды. Фиксируются также следы латеральной миграции углеводородов от зон разломов к ловушкам» [9].

На наш взгляд, пласты, насыщенные высокоминерализованными водами с диспергированными газами, являются своеобразными аккумуляторами [3, 5], способными удерживать огромные ресурсы газов, которые могут высвободиться в результате сейсмических процессов, резких перепадов давлений или при разбавлении пластовых вод. Эти факты позволяют объяснить природу струйной миграции газов в условиях непереносимости газонасыщенности пластовых вод. Это же явление лежит в основе отставания обводнений разрабатываемых водоплавающих газовых залежей в условиях водонапорного режима и образования мощных переходных зон на ПХГ.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Акулинчев Б.П., Доготь А.Я.* Влияние термобарических условий на информативность гидрогеологических показателей нефтегазоносности и надежность прогноза // Подземные воды и эволюция литосферы: материалы Всесоюз. конф. М., 1985. Т. 2. С. 3–6.
2. *Акулинчев Б.П.* Водорастворенные газы Предкавказья, их ресурсы, прогноз и возможности использования // Нетрадиционные источники углеводородного сырья и проблемы его освоения: материалы Междунар. симпоз. СПб., 1992. Т. 2. С. 83–84.
3. *Акулинчев Б.П., Рахбари Н.Ю.* О механизмах взаимовлияния подземных вод и залежей нефти и газа // Геология, геофизика и разраб. нефт. и газовых месторождений. 2010. № 8. С. 6–12.
4. *Акулинчев Б.П.* Проблемы достоверности результатов гидрогеологических исследований скважин // Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: прил. к журн. «Наука и техника в газовой промышленности». 2005. № 4. С. 3–10.
5. *Акулинчев Б.П.* Роль диспергированных газов в формировании залежей // Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: науч.-техн. сб. 2007. № 3. С. 3–8.
6. *Брюховецкий О.С., Лурье М.В.* Где искать новые месторождения нефти и газа? // Нефтегазовая вертикаль. 2001. № 13. С. 38–43.
7. *Брюховецкий О.С., Лурье М.В.* Исследование гидрофизических механизмов миграции газа и образования газовых залежей // Изв. вузов. Геология и разведка. 2006. № 4. С. 49–53.
8. *Гаттенбергер Ю.П., Дьяконов В.П.* Гидрогеологические методы исследований при разведке и разработке нефтяных месторождений. М.: Недра, 1979. 207 с.
9. *Колодий В.В.* Роль подземных вод в формировании залежей нефти // Гидрогеология и нефтегазоносность. Минск, 1982. С. 25–46.
10. *Корценштейн В.Н.* Гидрогеология газоносной провинции Центрального Предкавказья. М.: Гостоптехиздат, 1960. 264 с.
11. *Корценштейн В.Н.* Растворённые газы подземной гидросферы Земли. М.: Недра, 1984. 230 с.

12. *Масленникова Г.В.* Палеогеографические критерии поисков литологических залежей в Восточно-Кубанской впадине // Геология нефти и газа. 1978. № 4. С. 55–60.
13. *Намиот А.Ю., Бондарева М.А.* Растворимость газов в воде под давлением. М.: Гостоптехиздат, 1963. 148 с.
14. *Афанасьев И.С., Безверхий П.П., Мартынец В.Г., Матизен Э.В.* Нестационарная абсорбция метана водой перед образованием гидрата // ДАН. 2001. Т. 381, № 4. С. 499–501.
15. *Карцев А.А., Вагин С.Б., Шугрин В.П., Брагин Ю.И.* Нефтегазовая гидрогеология. М.: Нефть и газ, 2001. 264 с.
16. *Баркан Е.С., Тихомиров В.В., Лебедев Б.А., Астафьев В.П.* Новые данные о перспективах поисков водорастворенного газа на больших глубинах // Сов. геология. 1984. № 2. С.11–20.
17. *Панченко А.С.* Раздельное прогнозирование залежей газа и нефти. М.: Недра, 1985. 200 с.
18. *Рогожин Д.И.* Палеогидрогеология нижнемеловых отложений Западного Предкавказья // Тр. КФ ВНИИ. 1966. Вып. 7. С. 196–213.
19. *Султанов Р.Г., Скрипка В.Г., Намиот А.Ю.* Растворимость метана в воде при повышенных температурах // Газовая пром-сть. 1972. № 5. С. 6–7.