

Ю.С. ШИЛОВ

О ЗАПАСАХ ГАЗА МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

На основании анализа данных об изменении запасов газа за период его добычи на месторождении Медвежье установлены процесс разгазирования пластовой водонапорной системы и пополнение запасов газа. К 2004 г. из залежи добыты более 1700 млрд. м³ вместо 1548 млрд. м³ первоначально определенных запасов. К концу эксплуатации залежи предполагается пополнение запасов в этом месторождении в объеме 1200 млрд. м³, что составляет 75,5 % от первоначальных запасов.

Разгазирование водонапорных систем при понижении пластовых давлений общеизвестное явление, используемое в мировой практике, в Японии с 20-х годов прошлого столетия [1]. Однако и в наше время есть противники этого процесса. Особенно их напугали объемы разгазирования, которые предполагались в условиях мощной водонапорной системы.

В 1971 г. при составлении уточненного проекта разработки месторождения газа Медвежье в Западной Сибири во ВНИИгазе автором было показано, что кроме разведанных в залежи 1548 млрд. м³ при добыче в залежь дополнительно поступит из водонапорной системы 600—700 млрд. м³ газа [9]. Под водонапорной системой в данном случае понимается толща пород от валанжина по сеноман включительно и пластовые воды в ней.

Приверженцев столь существенного пополнения разведанных запасов в 1971 г. не оказалось. Наоборот, гидрогеологи ВНИИГаза, а затем и разработчики [5] до сих пор утверждают невозможность перемещения газа в пористой водоносной среде, пока газонасыщенность порового пространства не превысит величины 0,15 м³/м³.

Однако экспериментальные и натурные исследования противоречат этому. Важнейший практический факт разгазирования вод — эксперимент, проводящийся на месторождении Медвежье. В [3] приведены графики изменения уровня воды в скважинах за много лет, происходящие скачкообразно. По нашему представлению механизм скачков уровня воды вызван накоплением газа (период неизменного положения уровня), сменяемым прорывом газа (период окончания подпора вод и резкий скачок уровня).

Важные лабораторные исследования для осмысления механизма фильтрации газожидкостной смеси проведены Р. Виковой и М. Ботсета [2]. Их опыт в несцементированных песках, заполнявших бакелитовую трубу, подтверждает фильтрацию газа при водонасыщенности пор 90 % и более.

В [2] введено понятие «насыщенности жидкой фазой порового пространства» (НЖФПП) — отношение объема, занятого жидкой фазой, к объему порового пространства в процентах.

При высокой насыщенности жидкой фазой порового пространства (от 90 до 100 %) оказалось невозможным получить установившийся режим фильтрации газовой воды (терминология авторов). Насыщенность жидкости, равная 90 %, названа авторами равновесной насыщенностью. В данном случае ни о каком отсутствии фильтрации газа не говорится. Оба флюида попеременно сменяют один другой, что и определяет отсутствие установившегося режима.

Исследования процессов в водонапорных системах с учетом движения вод и структурных особенностей, проведенных В.П. Савченко, позволили ему утверждать, что при скоростях движения воды примерно 1—10 см/год и угле падения пластов 0,1—1° практически все пласты и пропластки должны быть дегазированы [4].

Подъем крыльев пластов на структурах, содержащих залежи газа, удовлетворяет этим требованиям. Скорость движения воды даже в естественных условиях при напорном градиенте 0,000043 м/м составляла 1,62 см/год в районе месторождения Тазовское, 3,5 см/год — на Межвежьем и 5,7 см/год на Уренгойском [8]. При добыче газа напорный градиент увеличивается в несколько сотен раз (от 0,000043 до 0,001 м/м), многократно возрастает и скорость воды. Учитываются нами и диффузионные процессы [4, 7].

Следует напомнить, что оценка прогнозных запасов газа в недрах Надым-Тазовского междуречья [6] проводилась с учетом разгазирования пластовых вод в плиоцене. Результаты прогноза казались фантастическими, но они оправдались. Изменения пластовых давлений в плиоцене были 1,5—6,5 МПа, а при добыче газа падение пластовых давлений достигло 7,0 МПа и, вероятно, возрастет до 10 МПа.

Месторождение Медвежье начали эксплуатировать в 1971 г. с разведанными запасами 1548 млрд. м³. Однако в ходе добычи газа возникла необходимость «уточнения» запасов за счет увеличения пористости пород (с 28 % до 32 %). Уточненные запасы — 1769 млрд. м³, были приняты 1800 млрд. м³. Но и этого с годами стало мало — приняли пористость равную 36 %, запасы составили 1990 млрд. м³. Приняли запасы в объеме 2000 млрд. м³. В 2004 г. при суммарной добыче газа в объеме более

1700 млрд. м³, по нашим оценкам, «первоначальные» запасы газа составляют около 2400 млрд. м³, пористость следует принять равной 44 %. Нам представляется, что такой фантастической пористости прибрежно-морских отложений никто принять не мог. Поэтому в качестве противопоставления выдвигаются новые показатели: увеличение песчаности толщи от 67 до 75 %, большая пористость газоносных пород и расширение контура газоносности пород.

Изменения контура незначительны, при этом запасы газа могут измениться на несколько десятков миллиардов метров кубических.

При геологической разведке установлено содержание песчаных отложений 67–70%, а глинистой фракции — 33–30%. В настоящее время для объяснения больших запасов газа в залежи принимают содержание песчаных отложений 75%, а глини 25%. На основании увеличения песчаности толщи пород на 5–8% запасы газа могут быть увеличены на 75–130 млрд. м³.

Последнее противопоставление разгазированию пластовой водонапорной системы, за счет которой увеличиваются запасы газа в залежи, составляет изменение пористости песчаников с 28 до 31%, что позволит предполагать дополнительные объемы газа равные 165 млрд. м³. Этаж газоносности не изменился.

Сумма всех возможных приростов запасов газа составит от 300 до 330 млрд. м³.

Следует напомнить, что из разведанных запасов газа (1548 млрд. м³) по проектам разработки намечалось добыть около 1400 млрд. м³, а остальное рассматривалось в качестве потерь.

В настоящее время уже добыто более 300 млрд. м³ разведанных, а в залежи уже находится около 600 млрд. м³ газа.

Таким образом, противопоставления геологов по поводу увеличения запасов газа за счет представленных расчетных параметров не объясняют уже существующего положения с запасами, а до конца эксплуатации залежи по нашим расчетам в нее поступит еще более 400 млрд. м³ газа.

Все доводы геологов и разработчиков основываются не на основе дополнительных исследований, а на возможности подобных значений принимаемых параметров.

Важно затронуть и вопрос о миграции газа и воды в пористой среде.

В соответствии с исследованиями в [5], оказывается, что несмотря на значительно большую миграционную способность газа, он будет оставаться в порах и выжимать воду. «Расчеты показывают, что при учете механизма разгазирования вполне достаточно для сеноманской залежи того объема водоносного бассейна, который находится только под ней, чтобы полностью обводнить залежь» [5, с. 6].

Гидрогеологические оценки автора показывают, что газ будет перемещаться в залежь, не вытесняя воду, она в соответствии с развитием депрессии и понижением давления в залежи также поступает в нее. Несмотря на значительно больший объ-

ем водонапорной системы с учетом воронки депрессии по сравнению с объемом воды только под залежью, она будет далеко не полностью обводнена и к концу эксплуатации.

Процесс восстановления уровня воды и обводнения залежи будет еще продолжаться долго после завершения добычи газа на месторождении. А если учесть добычу газа на других месторождениях на севере Западной Сибири, то процесс восстановления уровня вод затянется на несколько сотен лет.

Обращает на себя внимание постепенное увеличение запасов. Нельзя было в 1985 г. оценить запасы газа в объеме 2200 млрд. м³, тем более 2400 млрд. м³. Теоретический характер изменения пластовых давлений не согласовывался бы с практическими данными разработчиков.

Постепенность роста первоначально определенных запасов газа в залежи Медвежье — достаточное подтверждение разгазирования водонапорной системы, если только не искать любых неправдоподобных объяснений в пользу надуманных моделей.

В связи с различной степенью разгазирования водонапорной системы на разных участках в плиюцене удельное количество газа из пластовой системы будет различным на каждом месторождении. Проекты разработки месторождений должны учитывать объемы и время поступления газа от разгазирования пластовых вод.

В связи с проведенными исследованиями диффузионных процессов [7] следует воздержаться еще от одного утверждения, противопоставляемого движению газа, — о постоянном присутствии под контрактом воды с газом пузырей газа. Даже концентрационная (молекулярная) диффузия за 30 лет позволяет существенно переместить газ на 5–6 м из пузыря, учитывая существование движения вод, трудно объяснить такую сохранность пузыря. Газ таких пузырей пополняется, а соизмеримые излишки по контуру ловушки или по песчаным окнам перемещаются к залежи.

Добыча газа из месторождений Западной Сибири должна осуществляться по проектам, учитывающим разгазирование пластов водонапорной системы [10–12]. Для месторождения газа Медвежье общие запасы газа следует принимать в объеме 2750–2800 млрд. м³.

На всей площади севера Западной Сибири разгазирование вод приведет к увеличению запасов на 45–60 трлн. м³. Этот объем может быть дополнительно увеличен путем применения дренажных (водопонижительных) скважин.

Проектирование систем эксплуатации месторождений газа предполагает получение от геологов-разведчиков данных о запасах газа и их распространения по площади и разрезу, а также о проницаемости пород. Изменение запасов газа в залежи в ходе эксплуатации предполагает учет соответствующих мероприятий в проектах.

Доразведка месторождений газа на севере Западной Сибири должна предусматривать гидрогазодинамические исследования, которые помогут также уточнить и изменение газового фактора и повышение отдачи продукта на нефтяных залежах.

ЛИТЕРАТУРА

1. Баркан Е.С., Безруков М.В., Гинсбург Г.Д. и др. Нетрадиционные источники углеводородного сырья. М.: Недра, 1989. 222 с.
2. Климентов П.П., Пыхачев Г.Б. Динамика подземных вод. М., 1961, 516 с.
3. Масленников В.В., Ремизов В.В. Системный геофизический контроль разработки крупных газовых месторождений. М.: Недра, 1993. 304 с.
4. Савченко В.П. Методика направленных поисков газовых месторождений // Тр. ВНИИгаза 1968. 42/50. С. 5–15.
5. Степанов Н.Г., Дубина Н.И., Васильев Ю.Н. Влияние растворенного в пластовых водах газа на обводнение газовых залежей. М.: Недра, 1999. 103 с.
6. Шолов Ю.С., Крюкова З.С. О прогнозных запасах газа недр Надым-Тазовского междуречья Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1969. № 9. С. 1–5.
7. Шолов Ю.С., Макаренко Ф.А. Влияние гидрогеотермических условий верхних слоев литосферы на диффузионный поток метана // Докл. АН СССР. 1973. Т. 208. № 4. С. 532–534.
8. Шолов Ю.С. Основные черты гидродинамики и газоносности мелового комплекса Западно-Сибирского нефтегазосного бассейна // Изв. вузов. Геология и разведка. 1974. № 3. С. 76–82.
9. Шолов Ю.С. Гидрогеологические изменения в пластовой системе в ходе отработки газовых залежей на примере месторождений Западной Сибири // Тр. ВНИИгаза, 47/55. Поиски и разведка газовых месторождений. М.: Недра, 1975. С. 213–217.
10. Шолов Ю.С., Шолова В.Ю. Способ эксплуатации двух или более месторождений расположенных в одном продуктивном или гидравлически связанном водоносном горизонте. Патент № 2011804. Бюлл. изобр. 1994. № 6.
11. Шолов Ю.С. Совершенствование технологии разведки и эксплуатации залежей углеводородов с учетом водорастворенных газов и рационального природопользования // Проблемы эффективности производства на северных нефтегазодобывающих предприятиях. Т. 1, Новый Уренгой, 1994, С. 151–155.
12. Шолов Ю.С. Ресурсы водорастворенных газов России. М., 1995. 48 с.

ВНИИгаз

Рецензенты — В.М. Матусевич, А.В. Рыльков

Журнал «Известия вузов. Геология и разведка» публикует рекламные объявления. В качестве рекламодателей могут выступать предприятия, организации, фирмы, акционерные общества и отдельные граждане, рекламирующие печатные издания, различные изделия, разработки, технологии, имеющие отношение к геологии, разведке и горному делу.

Публикация рекламных объявлений платная. Стоимость рекламы устанавливается по договоренности. По желанию заказчика реклама может публиковаться несколько раз.

Контактные телефоны

Б.М. Ребрик 433-62-66 доб. 1149
О.С. Брюховецкий 433-64-55 т/ф