

УДК: 622.279.1/4.001

Ю.Н. Васильев

## Разгазирование подошвенной воды как основная причина обводнения газового месторождения при его разработке

### Ключевые слова:

сеноманские залежи, обводнение газового месторождения, прогнозирование темпов подъема подошвенных вод, разгазирование пластовой воды, упругость водоносного бассейна.

### Keywords:

cenomanian deposits, flooding the gas field, predicting rates of growth in bottom waters, degassing reservoir water, compressibility of the aquifer basin.

Достоверность прогнозирования внедрения пластовых вод в газовое месторождение полностью определяет время обводнения добывающих скважин и, следовательно, необходима для планирования и внедрения технологий эксплуатации скважин при наличии пластовой воды в их продукции.

На завершающей стадии разработки сеноманских залежей уникальных месторождений севера Западной Сибири прогнозирование наблюдаемого прогрессивного обводнения эксплуатационных скважин является весьма актуальным, так как вызывает необходимость постановки и решения новой проблемы добычи и подготовки миллиардных объемов низконапорного газа с большим содержанием пластовой воды в продукции скважин.

Результаты, изложенные в настоящей статье, расширяют возможности достоверного прогнозирования темпов подъема газодляных контактов (ГВК) в массивных сеноманских залежах уникальных месторождений и тем самым ориентируют специалистов в сроках разработки и внедрения необходимых новых технологий добычи газа.

При прогнозировании обводнения газовых месторождений подошвенной водой для определения притока воды в залежь месторождение обычно рассматривается в виде укрупненной скважины, окруженной огромным водоносным бассейном. Только в этом случае удается согласовывать объемы реально внедрившейся воды с упругим объемом водоносного бассейна. Если же учитывать механизм разгазирования пластовой воды, резко увеличивающей упругость водоносного бассейна, то, как показывают многочисленные расчеты, даже объема подошвенной воды с растворенным газом только под самим месторождением для сеноманских залежей Западной Сибири вполне достаточно, чтоб обводнить весь газонасыщенный объем [1–3].

Увеличение упругости водоносного бассейна за счет выделения газа из воды можно учесть введением в уравнение фильтрации так называемой *фиктивной переменной пористости*, уменьшающейся с падением пластового давления, считая при этом как воду, так и пористую среду несжимаемыми.

Расчеты показывают, что объем выделившегося из воды газа, приведенный к пластовым условиям, не превышает 2–3 % от объема порового пространства. При такой газонасыщенности фазовая проницаемость породы для газа должна быть нулевой, а для воды – оставаться абсолютной. Молекулярные центры разгазирования, вокруг которых в первую очередь скапливается выделяющийся газ, должны находиться на поверхности зерен, слагающих пористую среду. По этой причине выделившийся газ считается неподвижным и не влияющим на коэффициент проницаемости породы.

При сделанных предположениях время выделения газа из жидкости при падении в ней давления и установление фазового равновесия в системе «газ – вода» происходят гораздо быстрее, чем перемещение воды в пористой среде из одного элемента объема в другой. Другими словами, можно пренебречь запаздыванием процесса выделения газа из воды (кинетикой этого процесса) при падении давления. Из этого предположения следует, что соотношение газовой и водяной фаз в любом элементарном объеме пористой среды в данный момент времени определяется только давлением и температурой. При этом газ, существовавший в элементе в свободном состоянии до падения давления, расширится, а из оставшейся части воды выделится новый объем неподвижного

газа, который вместе с существовавшим свободным и тоже неподвижным газом увеличит псевдопористость в данном элементарном объеме.

При такой модели в пористой среде движется однородная несжимаемая жидкость (вода), имеющая постоянную плотность и не изменяющая свой объем при выделении из нее газа ввиду относительно малой массы газа, растворенной в ней.

Например, при давлении  $120 \cdot 10^5$  Па в  $1 \text{ м}^3$  пластовой воды сеноманских отложений растворено примерно  $2 \text{ м}^3$  метана (при стандартных условиях  $\approx 14 \text{ кг}$ ), т.е. менее 1,5 % мас. При давлении  $60 \cdot 10^5$  Па из воды выделится примерно  $1 \text{ м}^3$  газа, и сжатый этим давлением газ в пластовых условиях займет по объему менее 1,7 % от объема воды.

Фактически механизм выжимания пластовой воды из пористой среды выделяющимся из нее растворенным газом состоит в следующем.

Как только в процессе разработки месторождения начинает падать давление на поверхность первоначального ГВК, оно вызывает снижение давления и в нижележащих слоях пластовой воды, из которой начинает выделяться растворенный газ. Он остается неподвижным, но увеличивает общий объем газовой смеси и выталкивает воду в газонасыщенную часть пласта.

При снижении давления выделение газа из фильтрующейся жидкости происходит на стенках пор. Выделившийся газ ввиду его малого объема по отношению к объему жидкости остается неподвижным и фактически только снижает объем пор, занимаемый жидкостью.

По той же причине он практически не изменяет проницаемость пористой среды для жидкости и ее плотность.

Выделение неподвижного газа равносильно фильтрации жидкости в пористой среде, более сжимаемой, чем сумма сжимаемостей жидкости и породы.

Необходимо иметь в виду, что газ может выделяться либо при переходе жидкости из зоны с более высоким в зону с пониженным давлением, либо при отсутствии движения жидкости с общим понижением давления в ней.

Рассматриваемую модель можно считать адекватной натурному процессу до тех пор, пока газ в водоносном бассейне остается неподвижным.

Предполагаются полная насыщенность пластовой воды газом и отсутствие в ней сво-

бодного газа. Фильтрующаяся вода, передвигаясь из нижних слоев в вышележащие, переносит в растворенном виде газ, который выделяется в вышележащих слоях, находящихся под более низким давлением. Но выделение этого газа оказывается относительно меньшим по сравнению с объемами газа, выделяемыми при общем падении давления.

Следует отметить, что изменение давления со стороны газонасыщенного пласта на поверхности первоначального ГВК должно передаваться на давление воды в водонасыщенном объеме со скоростью распространения упругих колебаний в пористой водонасыщенной среде, т.е. со скоростью нескольких километров в секунду. Поэтому правомерно считать, что давление, избыточное над гидростатическим, изменится в водоносном бассейне синхронно изменению давления на ГВК  $P(H, t)$ .

Начальное давление в газонасыщенной части пласта на поверхности первоначального ГВК в принятой системе координат (рисунок) будет равно  $P(H, 0)$ . В процессе разработки это давление будет зависеть от времени  $P(H, t)$ .

В процессе разработки газового месторождения давление на поверхности первоначального ГВК, который является границей области решаемой задачи, изменяется (снижается),  $P = P(H, t)$ . Как следствие, будет снижаться давление жидкости в каждой точке водонасыщенного пласта.

В точке водонасыщенной части пласта с координатой  $z$  перед началом разработки месторождения давление в воде будет складываться из давления на поверхности ГВК и веса столба жидкости от контакта до этой точки:

$$P(H, 0) + \rho g(H - z), \quad (1)$$

где  $\rho$  – плотность пластовой воды;  $g$  – ускорение силы тяжести.

Давление, избыточное над гидростатическим, в точке водоносного пласта с координатой  $z$  в момент времени  $t$  будет обозначаться через  $P(z, t)$ .

Но если в нетронутом массиве оно точно определялось формулой (1), то аналогичная формула для расчета давления в этой точке при давлении на поверхности первоначального ГВК  $P(H, t)$  будет приближенной:

$$P(H, t) + \rho g(H - z). \quad (2)$$

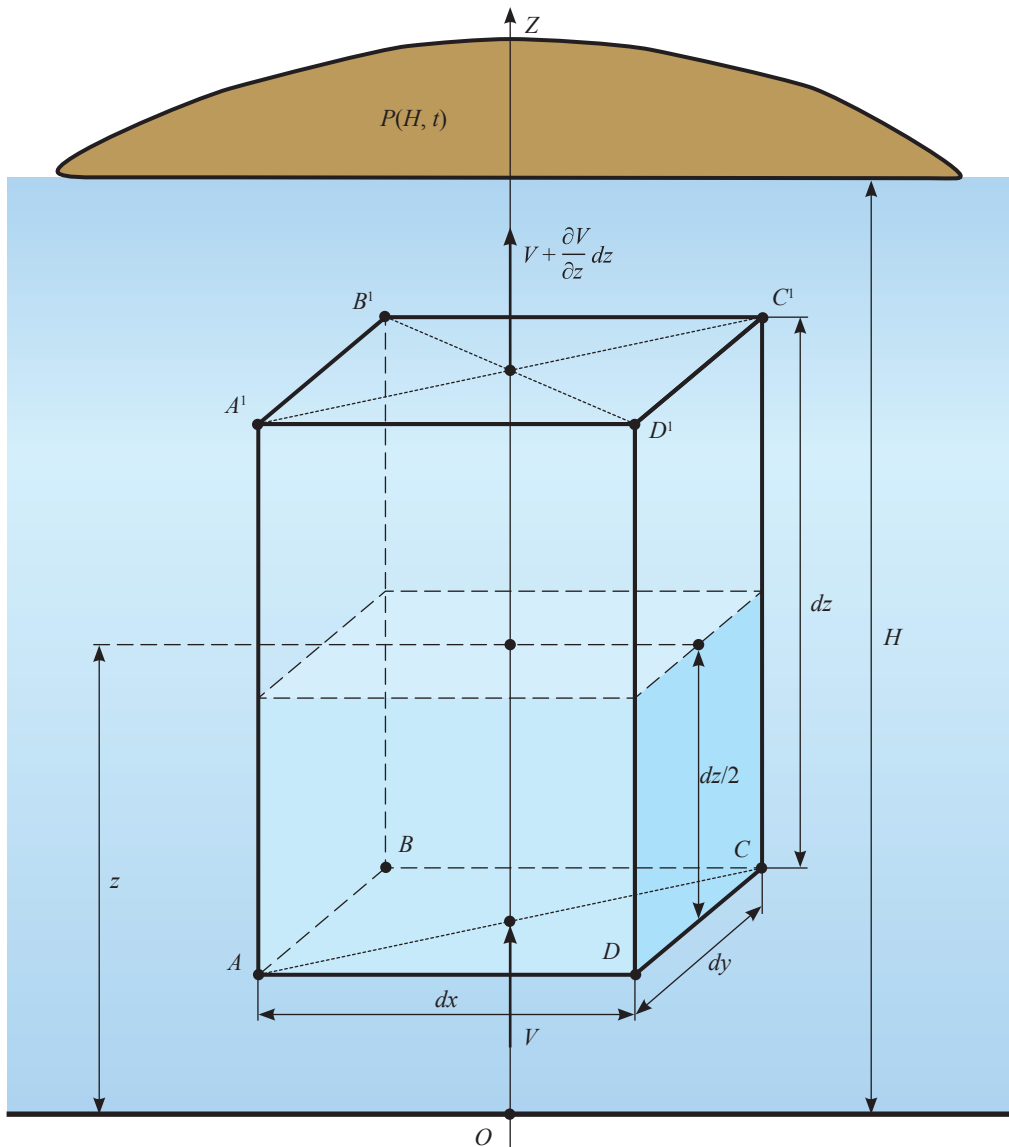


Схема расположения координатной оси и элемента водонасыщенного объема пористой среды водоносного бассейна

В действительности избыточное давление, представленное в формуле (2) значением  $P(H, t)$ , будет выше, так как к нему необходимо было бы добавить потери давления при движении воды от точки с координатой  $z$  до поверхности первоначального ГВК  $z = H$ . Но эти потери существенно меньше, чем  $P(H, t)$ , и поэтому в первом приближении ими можно пренебречь.

Начальный объем газа, приведенный к стандартным условиям, растворенный в единице объема воды, находящейся на глубине  $(H - z)$ , по закону Генри будет равен

$$\alpha[P(H, 0) + \rho g(H - z)], \quad (3)$$

где  $\alpha$  – коэффициент растворимости метана в воде.

В единице объема воды при давлении (2) будет растворено

$$\alpha[P(H, t) + \rho g(H - z)] \quad (4)$$

объемов газа при стандартных условиях (давлении  $(P_*)$  и абсолютной температуре  $(T_*)$ ).

Следовательно, при падении давления на поверхности первоначального ГВК на глубине  $(H - z)$  водоносного пласта из единицы объема воды выделится объем газа, приведенный к стандартным условиям:

$$\alpha[P(H, 0) + \rho g(H - z)] - \alpha[P(H, t) + \rho g(H - z)] = \alpha[P(H, 0) - P(H, t)]. \quad (5)$$

По формуле (5), если пренебречь потерями на трение при движении подошвенной воды в направлении ГВК, во всех точках пласта выделится один и тот же объем газа, приведенный к стандартным условиям. Но чтобы определить фактический объем, занимаемый газом, его необходимо привести к давлению и температуре в данной точке пласта.

Приведенный объем выделившегося газа (5) будет равен:

$$\frac{\alpha [P(H, 0) - P(H, t)] P_* A}{[P(H, t) + \rho g(H - z)]} \quad (6)$$

При приведении объема газа к пластовым условиям использовалось уравнение состояния

$$PW = \frac{m}{M} \omega(P, T) RT,$$

где  $m$  – масса газа молекулярного веса  $M$ ;  $W$  – его объем;  $\omega(P, T)$  – коэффициент сжимаемости;  $R$  – универсальная газовая постоянная.

В формуле (6)  $A = \frac{\omega(P, T) T}{\omega(P_*, T_*) T_*}$ , где нижняя

звездочка означает, что символ физической величины относится к ее значению при стандартных условиях.

Если первоначальный объем воды в элементарном объеме пористой среды  $dW$  был равен  $\emptyset_0 \cdot dx \cdot dy \cdot dz = \emptyset_0 \cdot dW$ , где  $\emptyset_0$  – открытая начальная пористость, то после выделения газа доступный для воды объем уменьшится на величину

$$\frac{\alpha \cdot P_* A \cdot \emptyset_0 \cdot dW [P(H, 0) - P(H, t)]}{[P(H, t) + \rho g(H - z)]} \quad (7)$$

и будет равен

$$\emptyset_0 \left\{ 1 - \frac{\alpha \cdot P_* A [P(H, 0) - P(H, t)]}{[P(H, t) + \rho g(H - z)]} \right\} dW. \quad (8)$$

Выражение в фигурных скобках представляет собой функцию изменения пористости  $\emptyset_0$  в зависимости от изменения давления на поверхности первоначального ГВК  $P(H, t)$  и вертикальной координаты  $z$ .

Необходимо обратить внимание на то, что  $P(H, t)$  не равно пластовому давлению в газонасыщенной зоне. Оно складывается из пластового давления в газоносном пласте и давления столба воды, внедрившейся в газовую залежь, т.е. давления столба над поверхностью первоначального ГВК.

Ввиду предположения о неподвижности выделяющегося газа и полной насыщенности подошвенной воды газом псевдопористость по формуле (8) при падении давления на поверхности первоначального ГВК  $P(H, t)$  может только уменьшаться. Но уменьшение псевдопористости происходит не только по причине общего падения давления в системе «газовое месторождение – водоносный бассейн». Когда насыщенная газом вода перемещается из нижних слоев в вышележащие, гидростатическое и избыточное давления в которых ниже, то из нее также начинает выделяться свободный газ.

Далее приведем формулу (без вывода), используя которую можно оценить приведенный к пластовым условиям объем газа, привносимый фильтрующейся жидкостью в растворенном состоянии и выделяющийся как неподвижный в элементарном объеме пористой среды за время  $dt$ :

$$\alpha \cdot P_* A \left\{ \frac{\rho g \cdot V}{[P(H, t) + \rho g(H - z)]} - \frac{\partial V}{\partial z} \right\} dW \cdot dt. \quad (9)$$

Этот объем мал по сравнению с объемом, выделяющимся при общем падении давления в водонасыщенной зоне, представленным формулой (7), ввиду крайне низкой скорости фильтрации  $V$ .

Например, объем пластовой воды, профильтровавшийся через 1 м<sup>2</sup> поверхности первоначального ГВК, составляет  $\approx 4$  м<sup>3</sup>/м<sup>2</sup> (подъем контакта – около 50 м) для месторождений Медвежье и Уренгойское за 22 года их разработки. Следовательно, средняя скорость фильтрации через поверхность первоначального ГВК  $\approx 6 \cdot 10^{-9}$  м/с, а истинная скорость при просветности 0,33 – около  $2 \cdot 10^{-8}$  м/с. Таким образом, на перемещение даже вблизи поверхности ГВК некоторого объема воды на 2 м в его сторону потребуется более трех лет. За это время давление в водоносном пласте упадет более чем на 10<sup>6</sup> Па, и дополнительный объем, оцененный по формуле (7), многократно превысит объем, рассчитанный по формуле (9).

Уравнение неразрывности при постоянной плотности воды запишется в следующем виде:

$$\frac{\partial V}{\partial z} = - \frac{\partial \emptyset}{\partial t}, \quad (10)$$

где  $\emptyset$  равна начальной пористости  $\emptyset_0$ , умноженной на функцию в фигурных скобках (8).

Следовательно,

$$\frac{\partial V}{\partial z} = - \frac{\alpha \cdot \Phi_0 \cdot P_* A [P(H, 0) - P(H, t)]}{[P(H, t) + \rho g(H - z)]^2} \cdot \frac{\partial P(H, t)}{\partial t} \quad (11)$$

Получилось обыкновенное дифференциальное уравнение, так как давление  $P(H, t)$  является известным граничным условием (переменным давлением на границе поверхности первоначального ГВК). Интегрированием уравнения (11) для граничного условия при  $z = 0$  и  $V = 0$  находится выражение для скорости:

$$V = - \frac{\Phi_0 \cdot \alpha \cdot P_* A}{\rho g} \left\{ \frac{[P(H, 0) - P(H, t)] \rho g z}{[P(H, t) + \rho g H] \cdot [P(H, t) + \rho g(H - z)]} + \ln \frac{P(H, t) + \rho g H}{P(H, t) + \rho g(H - z)} \right\} \frac{\partial P(H, t)}{\partial t}. \quad (12)$$

Положив  $z = H$ , нетрудно вычислить нормальную скорость к поверхности ГВК и по фактическим данным о подъеме ГВК определить произведение  $\Phi_0 \cdot \alpha P_*$ , используя его значение в последующем для прогнозирования подъема ГВК. При этом следует учитывать, что  $V$  – это фиктивная скорость фильтрации в предположении, что вода при движении занимает все сечение пористой породы.

Если проинтегрировать выражение (12) по  $t$  от начала разработки месторождения до времени  $t$  для  $z = H$ , то получится формула для объема воды ( $Q$ ) в  $m^3$ , профильтровавшегося через  $m^2$  поверхности первоначального ГВК с момента пуска месторождения в разработку:

$$Q = \frac{\Phi_0 \cdot \alpha \cdot P_* A}{\rho g} [P(H, 0) - P(H, t)] \ln \left[ 1 + \frac{\rho g H}{P(H, t)} \right]. \quad (13)$$

Формула (13) может быть получена и другим путем.

За произвольный момент времени  $t$ , прошедший с начала разработки месторождения, из воды, находящейся в элементарном параллелепипеде  $dx \times dx \times dz = dW$  с центром в точке  $z$ , выделится объем неподвижного газа, приведенный к давлению и температуре в точке  $z$ , равный

$$\frac{\alpha \cdot P_* A \cdot \Phi_0 [P(H, 0) - P(H, t)] dW}{[P(H, t) + \rho g(H - z)]}. \quad (14)$$

Он вытеснит из этого объема равный ему объем воды. Так как рассматривается одноименное движение по оси  $OZ$ , то движение по направлению осей  $OX$  и  $OY$  отсутствует. Поэтому если разделить объем, рассчитанный по формуле (14) на  $dx \cdot dy$ , получится высота  $dz$ , на которую поднимется вода над плоскостью  $z$ . Если теперь проинтегрировать выражение (14) по  $z$  от 0 (положение подошвы водоносного горизонта) до некоторого значения  $z$  ( $0 \leq z \leq H$ ), то получится высота  $\Delta z$ , на которую переместится (поднимется) плоскость воды внутри водоносного горизонта, имеющая координату  $z$  перед началом разработки месторождения при изменении (падении) давления на поверхности первоначального ГВК от  $P(H, 0)$  до  $P(H, t)$ :

$$\Delta z = \frac{\alpha \cdot P_* A \cdot \Phi_0}{\rho g} [P(H, 0) - P(H, t)] \ln \left[ \frac{P(H, t) + \rho g H}{P(H, t) + \rho g(H - z)} \right]. \quad (15)$$

Если в формуле (15) положить  $z = H$  (м), то получится объем воды в  $m^3$ , профильтровавшийся через  $m^2$  поверхности первоначального ГВК.

В книгах [1–3] приведены подробные фактические данные о подъеме ГВК в сеноманских залежах по месторождениям Медвежье и Уренгойское и практическая возможность эффективного использования механизма разгазирования пластовой воды для прогнозирования обводнения залежей с подошвенной водой, а также фактические данные о значениях коэффициента растворимости  $\alpha$  и плотности пластовой воды  $\rho$ . Физические величины во всех формулах имеют размерности в системе СИ.

### Список литературы

1. Никоненко И.С. Газодобывающее предприятие как сложная система / И.С. Никоненко, Ю.Н. Васильев. – М.: Недра, 1998. – 343 с.
2. Степанов Н.Г. Влияние растворенного в пластовых водах газа на обводнение газовых залежей / Н.Г. Степанов, Н.И. Дубина, Ю.Н. Васильев. – М.: Недра-Бизнесцентр, 1999. – 124 с.
3. Степанов Н.Г. Системный анализ проблемы газоотдачи продуктивных пластов / Н.Г. Степанов, Н.И. Дубина, Ю.Н. Васильев. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2001. – 204 с.