

НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ГАЗОДИНАМИЧЕСКОГО РЕЖИМА В ОКРЕСТНОСТИ СКВАЖИНЫ

Докт. техн. наук, проф. ОСИПОВ С. Н.

Белорусский национальный технический университет

В настоящее время существуют в основном четыре метода определения газопроницаемости трещиноватых пород: обработки промысловых данных; исследования образцов кернов при фильтрации через них газа; исследования плоскопараллельных шлифов под микроскопом; люминисцентно-ультразвуковой способ [1].

Практика показывает, что газопроницаемость трещиноватых пород по образцам керна, определенная стандартным способом, оказывается в десятки, а иногда и сотни раз меньше проницаемости, полученной по данным обработки промысловых исследований [1]. Такое несоответствие до сих пор не получило достаточного научного объяснения. Частично заполнить этот пробел позволяет более детальное рассмотрение особенностей газодинамического режима в окрестности скважины.

Одной из особенностей притока газа к скважине является значительность потерь давления в призабойной зоне пласта [1]. Как видно из рис. 1, на преодоление фильтрационного сопротивления призабойной зоны пласта радиусом r (м) расходуется до 40...60 % общих потерь давления в зависимости от депрессии ϵ на пласт. При этом расчеты произведены для условий стационарной фильтрации газа по закону Дарси при постоянном значении показателя газопроницаемости продуктивного пласта [1]. Здесь под депрессией ϵ понимается отношение забойного давления газа в скважине к давлению на контуре питания.

В реальных условиях вблизи обнаженной поверхности породного пласта, находящегося под воздействием геостатического давления, образуется зона предельного напряженного состояния, которая для угольных пластов описана в [2].

Аналитическое описание закономерностей образования зоны предельного напряженного состояния пород вокруг промысловой скважи-

ны [3] позволяет уточнить картину механизма истечения газа из продуктивного пласта.

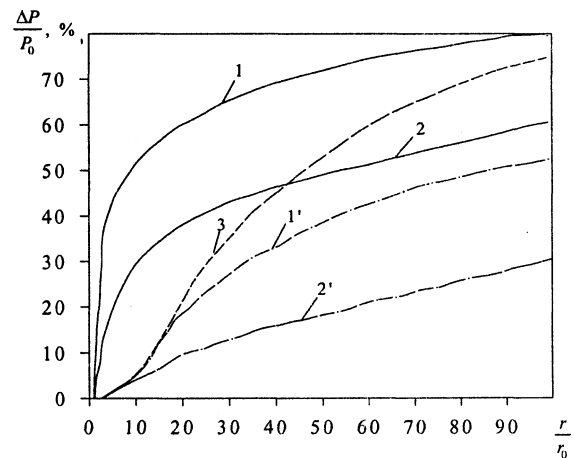


Рис. 1. Распределение потерь давления газа в зависимости от относительного расстояния до скважины при относительном расстоянии до контура питания $2500r_0$: 1 – при $\epsilon = 0$ и $n = 0$; 2 – 0,9 и 0; 3 – 0,9 и 0,5; 1' – 0 и 1; 2' – 0,9 и 1

Для описания газодинамического режима в окрестности скважины особое значение имеет закономерность изменения газопроницаемости.

В зоне предельного состояния резко изменяются поля напряжений и в значительной мере происходит переход от объемного (всестороннего) напряженного состояния к плоскому и неравнокомпонентному, что приводит к разупрочнению породы, а также к раскрытию имеющихся и образованию новых трещин. Одновременно проявляются процессы ползучести [2] при некоторых видах трехосного неравнокомпонентного сжатия, в частности при $\sigma_1 = \sigma_2 > \sigma_3$ возможно разрушение с отрывом.

При высоких уровнях боковых давлений поведение нарушенных пород приближается к поведению пластичных пород, а выход на такой псевдопластический механизм разрушения для осадочных пород, как правило, осуществляется при уровне боковых напряжений примерно 0,2...0,5 прочности на одноосное сжатие [4].

Выход на механизм прерывистого скольжения осуществляется еще при более низких боковых давлениях, составляющих для хрупких и псевдохрупких материалов уже $(0,1...0,2)\sigma_{сж}$. При боковых давлениях около $0,4...0,5 \sigma_{сж}$ проявляется режим псевдопластического течения.

По В. В. Виноградову [4], который в качестве характеристики напряженного состояния пород воспользовался отношением $\sigma_{сж}/\gamma H$ ($\sigma_{сж}$ – предел прочности породы на одноосное сжатие; γ – плотность пород лежащей выше толщи; H – глубина залегания), зона предельного состояния (зона неупругих деформаций) в зависимости от физико-механических свойств пород вблизи выработки кругового сечения может распространяться до восьми радиусов при изменении радиальных перемещений породы в зоне неупругих деформаций пропорционально r^{-3} . Максимальная величина зоны предельного состояния достигается при $\sigma_{сж}/\gamma H \rightarrow 1$, что в нормальных условиях соответствует глубине бурения (в случае отсутствия противодавления бурового раствора или газа) по песчаникам около 4000 м. При этом порода считается хрупким материалом. Учет концентрации напряжений в зоне опорного давления уменьшает расчетную глубину до 2500...3000 м.

Наличие пластических свойств пород, безусловно, вносит значительные коррективы в приведенные результаты расчетов. Поэтому механизм образования и динамики зоны предельного состояния [3] представляется более реалистичным для условий буровой скважины, в которой циркулирует буровой раствор, способствующий размоканию породы и повышению ее пластических свойств в окрестности скважины.

Можно считать, что в условиях газосодержащих пород величина зоны предельного состояния вокруг буровой скважины может достигать 1 м и более, чему также способствует вынос мелких обломков породы при истечении газа из продуктивного пласта в скважину.

Если природное давление газа в газовой залежи, как правило, соответствует диапазону изменения от гидростатического до геостатического давлений на глубине подошвы газоносного пласта, т. е. в 2,3...2,5 раза, то разброс величин газопроницаемости газоносных пород достигает четырех порядков.

Как указано в [1], проницаемость пород, к которым приурочены залежи нефти и газа, колеблется в широких пределах – от сотых долей до единиц Дарси. В. Энгельгардт приводит результаты лабораторных определений проницаемости некоторых коллекторов нефтяных и газовых месторождений северо-западной Германии [5], согласно которым проницаемость песчаных и карбонатных пород находится в пределах $10^{-2}...10$ Дарси. Поэтому основную погрешность при расчетах газодинамических процессов при отработке месторождений газа может давать неправильное определение газопроницаемости пород.

Как показали исследования газопроницаемости в зонах предельного состояния угольных пластов [2], изменение газопроницаемости по мере удаления от обнаженной поверхности пропорционально x^{-1} и в общем виде для условия скважин может быть описано гиперболой вида r^{-n} при $n > 0$ (рис. 2).

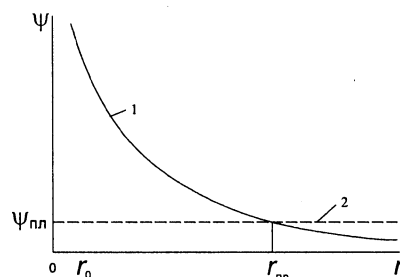


Рис. 2. Изменение газопроницаемости пород в окрестности скважины: 1 – при $n > 0$; 2 – при $n = 0$

Однако в этом случае при $r \rightarrow \infty$ значение газопроницаемости стремится к нулю, что не соответствует реальной физической картине. Поэтому гиперболическое изменение газопроницаемости породы следует использовать только в зоне предельного состояния породы, границей которой является точка пересечения $r_{пр}$ с постоянным значением газопроницаемости, характерным для данного пласта. При $r = r_0$ (на боковой поверхности скважины) величину газопроницаемости можно считать бесконечно большой, что соответствует гиперболической зависимости.

С учетом изменения газопроницаемости породы в зоне предельного состояния уравнение распределения газового давления вокруг скважины может быть записано в виде

$$\psi \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{1}{r^n} \frac{\partial u}{\partial r} \right) = \frac{\partial u}{\partial t} \quad (1)$$

с краевыми условиями $u(r, 0) = u(\infty, t) = u_0$ и $u(r_0, t) = u_1$,

где r_0 – радиус скважины; $u = p^2$ – квадрат газового давления; u_0 – квадрат начального газового давления в пласте; u_1 – квадрат давления газа на боковой поверхности скважин при $r = r_0$; $\psi = kp_0/m\mu$; k – коэффициент проницаемости; p_0 – начальное давление газа; m – природная пористость породы; μ – коэффициент динамической вязкости газа.

Это уравнение отличается от приведенного в [1] только зависимостью r^{-n} .

Точное решение уравнения (1) получено [6] в виде замкнутой формы

$$u(r, t) = u_1 + \frac{2(u_0 - u_1)}{\pi} \left(\frac{r}{r_0} \right)^{\frac{1-s}{s}} \times \int_0^{\infty} \frac{J_{1-s}(x) N_{1-s}(cx) - J_{1-s}(cx) N_{1-s}(x)}{J_{1-s}^2(x) + N_{1-s}^2(x)} e^{-\frac{\psi x^2 t}{y_0^2}} \frac{1}{x} dx, \quad (2)$$

где $S = \frac{2}{n+2}$; $c = \left(\frac{r}{r_0} \right)^{\frac{1}{s}}$; $y_0 = sr^{\frac{1}{3}}$; $J(x)$ – функция Бесселя 1-го рода; $N(x)$ – функция Неймана.

Однако это выражение требует компьютерных расчетов или получения приближенных решений. Только при $n = 2$ получается простое выражение

$$u(r, t) = u_1 + (u_0 - u_1) \Phi \left(\frac{r - r_0}{4\sqrt{\psi x t}} \right)^{\frac{1-s}{s}}, \quad (3)$$

где $\Phi(z)$ – интеграл вероятности.

В случае произвольного n при $r \gg r_0$ получено удобное приближение

$$u(r, t) \approx u_1 + \frac{(u_0 - u_1)}{\Gamma(1-s)} \int_0^{s^2 z^2} e^{-\eta} \eta^{-s} d\eta, \quad (4)$$

где Γ – гамма функций Эйлера; $z = \frac{r^s - r_0^s}{2\sqrt{\psi t}}$.

Выражение (4) точно удовлетворяет граничным условиям и приближенно (1).

Однако в данном случае важно получить приличное приближение для близкой к скважине области. В этом случае приближение можно получить непосредственно из точного решения с использованием метода стационарной фазы, когда стационарной точкой является $x = 0$.

При удержании только первых трех членов ряда получим

$$u(r, t) = u_1 + (u_0 - u_1) \times \left\{ \frac{c^{-2(1-s)}}{\Gamma(2-s)} \delta^{2(1-s)} - \frac{2^{2(1-s)} \sqrt{\pi} \Gamma(s)}{\Gamma\left(s - \frac{1}{2}\right) r^2 (2-s)} [c^{2(1-s)} - 1] \delta^{4(1-s)} + \frac{r \left(\frac{3}{2} - s\right)}{\Gamma(1-s)(3-s)} (c^{3-2s} - 1) \delta^{2(1-s)} + \dots \right\}, \quad (5)$$

где $\delta = sr_0^{\frac{1}{s}}$.

При больших значениях ψt ($\delta \ll 1$) можно получить

$$u(r, t) = u_1 + (u_0 - u_1) \frac{c^{2(1-s)}}{\Gamma(2-s)} \delta^{2(1-s)}. \quad (6)$$

Как показывают расчеты (рис. 1, кривая 1'), при $n = 1$ кривая изменения газового давления имеет совсем иную форму по сравнению с кривыми при $n = 0$ (постоянная проницаемость в окрестности скважины). Здесь газовое давление изменяется по s -образной кривой, которая в окрестности скважины (до $r < 10r_0$) дает значение около 5 %. Последнее показывает, что в случае развития предельной зоны до максимального значения можно прибегнуть к известному в науке понятию условного (эффективного) радиуса промысловой скважины. В зоне условного радиуса газопроницаемость и дренаж пород настолько велики, что при газодинамических расчетах вместо физического радиуса скважины можно принимать условный радиус, который гораздо больше физического. Это приводит к резкому уменьшению потерь давления газа вблизи скважины (рис. 1, кривые 1' и 2'), что реально значительно увеличивает дебит газа из пласта и ускоряет необходимый рост газового давления в призабойной части сква-

жины. Такие увеличенные режимные показатели при натурном определении газопроницаемости продуктивной толщи могут дать многократное завышение расчетных величин, определенных на основе математической модели с постоянством значений газопроницаемости. Возможно, это является причиной резкого несоответствия величин газопроницаемости, определенных в лабораторных условиях на образцах пород и в ходе режимных исследований в натуральных условиях.

В связи с особым значением повышения газопроницаемости пород в окрестности скважин разработаны различные способы достижения этой цели, к которым относятся гидравлический разрыв, кислотная обработка призабойной зоны пласта, использование взрывчатых веществ. В последние годы усиленно осваивается технология волновой обработки пласта в окрестности скважины. Однако наибольший эффект она дает для интенсификации притоков нефти в скважину. Представляется перспективным для повышения нефте- и газоотдачи использование природных сейсмических свойств пластов для резонансного отклика на пульсирующее силовое воздействие по аналогии с вибрационной обработкой угольных пластов, опасных по внезапным выбросам угля и газа.

На основе приведенных выше аналитических решений при $n \geq 0$ получены формулы для расчета дебита газа с единицы цилиндрической части скважины и с ее торца [7]. Необходимо отметить, что для условий угольных пластов некоторые из полученных закономерностей экспериментально подтверждаются [8].

Определенный интерес представляет газодинамический способ обработки призабойных зон таких скважин [9], оборудование для использования которого разработано в БНТУ и защищено многими авторскими свидетельствами. Однако здесь необходимо разработать специальные режимы газодинамического способа с учетом развития вибрационно-волновых процессов в породном массиве и возможных резонансных откликов.

Как показывают расчеты [7], при $n > 0$ дебит флюида из промышленного пласта в скважину значительно увеличивается, так как резкое увеличение флюидопроницаемости пород в зоне их предельного состояния существенно увели-

чивает радиус эффективной зоны питания самой скважины, что эквивалентно повышению ее собственного радиуса. Учитывая более чем прямую пропорциональность стоимости проходки скважины от ее диаметра, в некоторых случаях представляется возможным применять скважины меньшего диаметра с последующим созданием необходимой зоны предельного состояния пород.

Представляется возможным совмещение ремонтов скважин с их повышенной активизацией за счет управляемого создания зоны повышенной флюидопроницаемости. При этом различные технологии увеличения флюидоотдачи самих продуктивных пластов могут получить «второе дыхание». При использовании достаточно глубоких скважин (более 500 м), особенно в зонах аномальных (повышенных) неотектонических напряжений, эффективным может оказаться воздействие на породный массив волновыми (импульсными) источниками колебаний, совпадающими по частоте с резонансными откликами. В случае применения любых энергетических воздействий на окрестности скважин вопрос их физической и эксплуатационной устойчивости должен учитываться в первую очередь.

Для практического определения показателя степени n в зависимости изменения газопроницаемости горного массива в окрестности скважины необходимо знание радиуса зоны предельного состояния r_{np} и газопроницаемости газоносного пласта вне зоны влияния скважины $k_{пл}$ (рис. 1). По этим значениям легко рассчитать величину

$$n = \frac{\lg \frac{1}{k_{пл}}}{\lg(r_{np} - r_0)}. \quad (7)$$

Необходимо заметить, что описанные результаты аналитических исследований предназначались для решения газодинамических задач применительно к газоносным угольным пластам. Для использования этих закономерностей в полной мере к условиям разработки газовых, нефте- и водоносных месторождений необходимо провести дополнительные теоретические и экспериментальные исследования, направленные в первую очередь на сшивку решений для постоянной и переменной газопроницаемо-

стей газоносных пластов, а также на разработку новых методов расчета реальных значений показателей газопроницаемости по результатам испытаний газодинамических режимов скважин в натурных условиях. Такими исследованиями могли бы заняться молодые люди, стремящиеся в науку и имеющие к этому склонность.

ЛИТЕРАТУРА

1. Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата: Справ. руководство. – М.: Недра, 1984. – Т. 1. – 360 с.
2. Ходот В. В. Внезапные выбросы угля и газа. – М.: Гос. науч.-техн. изд-во лит. по горному делу, 1961. – 364 с.
3. Войтенко В. С. Проявление горного давления в буровой скважине // Бюл. БГПА. – Мн., 1998. – № 1 (2). – С. 33–36.
4. Виноградов В. В. Геомеханика управления состоянием массива вблизи горных выработок. – Киев: Наук. думка, 1989. – 192 с.
5. Энгельгардт В. Поровое пространство осадочных пород. – М.: Недра, 1964. – 232 с.
6. Осипов С. Н., Пясецкий Б. М. О распределении газового давления вблизи скважины при переменной газопроницаемости среды // Механика жидкости и газа. – 1966. – № 4.
7. Осипов С. Н. О некоторых газодинамических особенностях прогноза внезапных выбросов угля и газа // Разработка месторождений полезных ископаемых. – Киев: Техника, 1979. – Вып. 53. – С. 54–61.
8. Осипов С. Н. Определение числа дренажных скважин для местной дегазации угольного пласта // Уголь. – 1970. – № 5. – С. 65–67.
9. Ивашечкин В. В., Кондратович А. Н., Прокопчук Д. А. // Водное хозяйство и гидротехническое строительство. – 1987. – № 16. – С. 41–46.

УДК 625.855 (765)

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ БИТУМОМИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ

Асп. РЕУТ Ж. В.

Белорусский национальный технический университет

В результате многочисленного устройства поверхностных обработок в асфальтобетонном покрытии повышено содержание битума, что ведет к образованию дефектов в верхнем слое дорожного покрытия, которые невозможно устранить устройством выравнивающего слоя. Поэтому в дальнейшем необходимо удаление верхнего асфальтобетонного слоя покрытия. Продукт, получаемый в результате фрезерования или другого способа измельчения асфальтобетонных слоев автомобильных дорог, называется битумоминеральным сырьем, которое может быть в виде асфальтобетонного лома с размером кусков до 150 (70) мм и в виде измельченных фракций размером 0...40 мм (крупнозернистый), 0...20 мм (мелкозернистый) и 0...5 мм (песчаный).

В процессе эксплуатации автомобильных дорог под воздействием транспортных нагрузок и погоднo-климатических факторов деформационно-прочностные характеристики асфальтобетона претерпевают изменения. Возмож-

ность восстановления первоначальных свойств асфальтобетона доказывают многочисленные исследования отечественных и зарубежных ученых.

Очевидно старение битума, изменение его структурных и химических показателей в процессе службы асфальтобетонных покрытий. Как правило, наблюдается повышение вязкости, что делает покрытие более хрупким, уменьшает его деформационную способность и увеличивает износ. Процесс разрушения асфальтобетонного покрытия может рассматриваться как изменение первоначальных свойств битума вследствие его старения.

Восстановление свойств органических вяжущих возможно в случае увеличения рабочего температурного интервала битума, характеризующегося интервалом его пластического состояния – разницей между температурами размягчения и хрупкости, которая сокращается в процессе эксплуатации. При регенерации необходимо смешение старого вяжущего с «омола-