

УПРОЩЕННЫЙ МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ПО НАРАСТАНИЮ ЗАБОЙНОГО

Л. А. ПУХЛЯКОВ

(Представлена профессором А. В. Аксариным)

Определение пластового давления по нарастанию забойного обычно производится путем сложных расчетов и выполняется, как правило, узкими специалистами. Благодаря этому на промыслах очень часто для определения пластовых давлений скважины останавливают на такой период, в течение которого забойное давление достигает пластового. При этом промежуточные замеры, как правило, не используются. Между тем, используя эти замеры, путем сравнительно простых расчетов можно определять пластовое давление достаточно точно и при этом не ожидать, пока оно стабилизируется.

Для определения пластового давления $P_{пл}$ упрощенным методом используются следующие параметры: $P_{заб}$ — забойное давление в момент остановки скважины, A — полная депрессия на пласт или недостаток забойного давления до пластового в момент остановки скважины, ΔP — разность текущего и начального забойного давлений, ΔP_0 — разность забойных давлений начальная, то есть между первым и вторым замерами, и $d\Delta P$ — приращение забойного давления между моментами любых смежных замеров. Имеется в виду, что замеры производятся через равные промежутки времени dt .

В основе упрощенного метода определения пластового давления по нарастанию забойного лежит соотношение

$$\frac{d\Delta P}{dt} = \Delta P_0 e^{-\alpha t}, \quad (1)$$

где e — основание натурального логарифма.

Чтобы из этого выражения получить величину ΔP , нужно привести его к виду

$$d\Delta P = \Delta P_0 e^{-\alpha t} dt \quad (2)$$

и проинтегрировать в пределах $0 < t < t_1$, откуда получаем

$$\Delta p = \Delta p_0 \int_0^t e^{-\alpha t} dt$$

$$\Delta p = \frac{\Delta p_0}{-\alpha} e^{-\alpha t} \Big|_0^{t_1}$$

$$\Delta p = \frac{\Delta p_0}{-\alpha} (e^{-\alpha t} - e^0)$$

или производя соответствующие преобразования и принимая t_1 за текущую величину t ,

$$\Delta p = \frac{\Delta p_0}{\alpha} (1 - e^{-\alpha t}) \quad (3)$$

Если в полученном выражении текущую величину t устремить к бесконечности, то второй член этого выражения в скобках обратится в нуль, а величина Δp устремится к величине A , то есть к полной депрессии на пласт в момент остановки скважины. В итоге, это выражение примет вид

$$A = \frac{\Delta p_0}{\alpha} \quad (4)$$

Таким образом, задача определения полной депрессии сводится прежде всего к определению величины α . В качестве исходных для определения ее возьмем, как это в свое время рекомендовалось Б. А. Богачевым, две величины Δp , у которых величины t будут связаны соотношением

$$t_1 : t_2 = 1 : 2$$

и разделим их одну на другую. В результате этого получаем

$$\psi = \frac{\Delta p_2}{\Delta p_1} = \frac{\frac{\Delta p_0}{\alpha} (1 - e^{-\alpha 2t})}{\frac{\Delta p_0}{\alpha} (1 - e^{-\alpha t})} = \frac{1 - e^{-\alpha 2t}}{1 - e^{-\alpha t}}$$

Разлагая числитель полученного выражения по правилу разности квадратов, получаем

$$\psi = \frac{(1 - e^{-\alpha t})(1 + e^{-\alpha t})}{1 - e^{-\alpha t}} = 1 + e^{-\alpha t},$$

откуда

$$\frac{\Delta p_2}{\Delta p_1} - 1 = e^{-\alpha t} \quad (5)$$

или

$$\ln \left(\frac{\Delta p_2}{\Delta p_1} - 1 \right) = -\alpha t \quad (6)$$

Допустим, что в некоторой скважине забойное давление нарастало таким образом, как показано в табл. 1.

Таблица 1

$t, \text{сек.}$	0	200	400	600	800	1000	1200	1400	1600
$P_{\text{заб. атм.}}$	50	50,952	51,813	52,592	53,297	53,935	54,512	55,034	55,507
$\Delta P, \text{атм.}$	0	0,952	1,813	2,592	3,297	3,935	4,512	5,034	5,507

Тогда, сопоставляя ΔP_1 и ΔP_2 при $t=200 \text{ сек}$ и $2t=400 \text{ сек}$, получаем

$$\frac{\Delta P_2}{\Delta P_1} = \frac{1,813}{0,952} = 1,905$$

откуда $\frac{\Delta P_2}{\Delta P_1} - 1 = 0,905$

Далее, в соответствии с выражением (5), можно воспользоваться таблицей показательной функции, например, таблицей Б. И. Сегала и К. А. Семендяева [1, стр. 10], по которой находим, что при $\frac{\Delta P_2}{\Delta P_1} - 1 = 0,905$ величина $+\alpha t$ будет равна 0,09982, откуда α выразится соотношением

$$\alpha_1 = \frac{0,09982}{200} = 0,0004991.$$

При отсутствии таблиц показательной функции можно воспользоваться таблицами десятичных логарифмов или обыкновенной логарифмической линейкой. В таком случае расчет следует вести по формуле (6). В частности, при решении рассмотренного выше примера при

$$\frac{\Delta P_2}{\Delta P_1} - 1 = 0,905$$

получаем: десятичный логарифм величины 0,905 будет равен 1,95665. или — 0,4335 и, будучи умноженным на 2,3026, он дает — 0,09982, откуда α выразится соотношением

$$-\alpha = \frac{-0,09982}{200},$$

$$\alpha_1 = 0,0004991.$$

Определив величину α для первой пары, обращаемся ко второй паре $\Delta P_1=1,813$ и $\Delta P_2=3,297$, то есть к случаю $t=400 \text{ сек.}$ и $2t=800 \text{ сек.}$, подставляя которые в выражение (5), получаем

$$\frac{\Delta P_2}{\Delta P_1} - 1 = 0,8285,$$

откуда, согласно таблице показательной функции $\alpha t=0,1881$ и

$$\alpha_2 = \frac{0,1881}{400} = 0,00047$$

Далее, обращаемся к третьей паре $\Delta P_1=2,592$ и $\Delta P_2=4,512$, то есть берем $t=600$ сек. и $2t=1200$ сек., подставляя которые в выражение (5), получаем

$$\frac{\Delta P_2}{\Delta P_1} - 1 = 0,74074,$$

откуда, согласно таблице показательной функции $\alpha t=0,30011$ и

$$\alpha_3 = \frac{0,30011}{600} = 0,0005002.$$

Обращаемся к четвертой паре $\Delta P_1=3,297$ и $\Delta P_2=5,507$, которым отвечают $t=800$ и $2t=1600$ сек. Подставляя их в выражение (5), получаем

$$\frac{\Delta P_2}{\Delta P_1} - 1 = 0,67031,$$

откуда согласно таблице показательной функции $\alpha t=0,400$ и

$$\alpha_4 = \frac{0,400}{800} = 0,00050.$$

По полученным значениям α определяется ее средняя величина. В данном случае она выразится соотношением

$$\alpha_{\text{ср}} = \frac{0,0004991 + 0,00047025 + 0,0005002 + 0,000500}{4} = 0,0004924.$$

Далее, необходимо отметить, что пользоваться формулой (4) для окончательного определения полной депрессии на пласт не следует, так как величина ΔP_0 , определенная по двум замерам, не является достаточно точной. Для более точных расчетов необходимо брать все замеры по нарастанию забойного давления, что достигается с помощью интеграла Дюамеля.

Интеграл Дюамеля представляет собой площадь, очерченную кривой восстановления давления, некоторой ординатой ΔP и осью времени (рис. 1-а). Обычно эта величина определяется планиметром по чертежу. При этом, как бы точно ни был вычерчен чертеж, определенные ошибки все же будут иметь место. В связи с этим здесь предлагается определять эту величину аналитически как сумму произведений отдельных ΔP на dt в соответствии с формулой

$$\mathcal{D} = \Delta P_0 dt + \Delta P_1 dt + \dots + \frac{1}{2} \Delta P_n dt. \quad (7)$$

Или принимая во внимание, что величина dt в пределах одного исследования остается постоянной, в соответствии с формулой

$$\mathcal{D} = dt (\Delta P_0 + \Delta P_1 + \dots + \frac{1}{2} \Delta P_n) \quad (8)$$

что отражено на рис. 1-б.

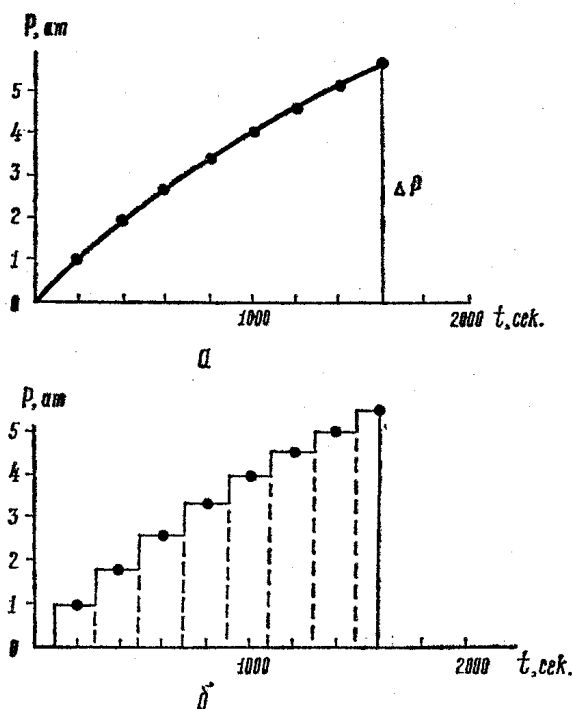


Рис. 1. Площади, отвечающие интегралу Дюамеля:
 а) при определении его графическим и
 б) аналитическим методами. Пунктирными линиями отделены друг от друга площади, отвечающие отдельным членам формулы (7). Точки, отвечающие отдельным значениям ΔP , приведенным в табл. 1, обведены кружками и залиты тушью

В рассматриваемом случае интеграл Дюамеля выразится соотношением

$$\begin{aligned} \mathcal{D} &= 200(0,952 + 1,813 + 2,592 + 3,297 + 3,935 + 4,512 + 5,034 + \frac{1}{2} 5,507) = \\ &= 200 \cdot 24,889 = 4977,8 \end{aligned}$$

С другой стороны, интеграл Дюамеля можно выразить из формулы (3), если в нее вместо $\frac{\Delta P_0}{\alpha}$ подставить его значение из формулы (4), то есть A , а затем проинтегрировать полученное выражение в пределах $0 < t < t_1$

$$\begin{aligned} \mathcal{D} &= A \int_0^{t_1} (1 - e^{-\alpha t}) dt \\ \mathcal{D} &= A \left(t - \frac{1}{-\alpha} e^{-\alpha t} \right) \Big|_0^{t_1} \\ \mathcal{D} &= A \left(t + \frac{1}{\alpha} e^{-\alpha t} \right) \Big|_0^{t_1} \\ \mathcal{D} &= A \left(t_1 + \frac{e^{-\alpha t_1} - e^0}{\alpha} \right) \\ \mathcal{D} &= A \left(t_1 - \frac{1 - e^{-\alpha t_1}}{\alpha} \right) \end{aligned} \quad (9)$$

Подставляя в полученное выражение в качестве t_1 1600 сек. и в качестве α 0,0004924, получаем

$$4977,8 = A \left(1600 - \frac{1-0,45475}{0,0004924} \right)$$

$$4977,8 = A (1600 - 1107,33),$$

откуда

$$A = 10,1 \text{ ат.}$$

Таким образом, пластовое давление в данной залежи в момент остановки скважины оказывается равным 60,1 *ати*.

По мере восстановления давления вблизи забоя скважины в более удаленных от него зонах должно происходить снижение пластового давления, однако это снижение будет настолько незначительным, что им можно пренебречь и в качестве расчетного принять пластовое давление в момент остановки скважины.

Полученная в процессе определения пластового давления зависимость (4), если ее привести к виду

$$\alpha = \frac{\Delta P_0}{A}, \quad (10)$$

может быть использована для определения проницаемости пласта. Для этого нарастание давления за первый промежуток времени Δt_1 , которое мы выражали через ΔP_0 , необходимо выразить через приток в скважину в пластовых условиях $Q_{пл}$ площадь сечения скважины F и плотность нефти в пластовых условиях $\gamma_{пл}$. Выражение это принимает вид

$$1000 \Delta P_0 = \frac{Q_{пл} \Delta t}{F \gamma_{пл}}. \quad (11)$$

Коэффициент 1000 в полученном выражении появился в связи с тем, что столб жидкости удельного веса 1,0 г/см³ высотой в 1000 см создает давление в 1 *ати*. Некоторого разъяснения требует параметр $\gamma_{пл}$ — плотность нефти в пластовых условиях. В настоящее время его принято рассчитывать по формуле

$$\gamma_{пл} = \frac{\gamma_{с.н.}}{b} + \frac{f_v \cdot \rho_r}{1000b}, \quad (12)$$

где $\gamma_{с.н.}$ — плотность сепарированной нефти в г/см³, f_v — газосодержание, отнесенное к единице объема нефти см³/см³, ρ_r — плотность газа в г/литр, 1000 — коэффициент для перевода плотности газа из г/литр в г/см³ и b — объемный коэффициент нефти, то есть отношение ее объема в пластовых условиях к объему в поверхностных (всегда больше единицы).

Далее, приток в скважину в пластовых условиях необходимо выразить из выведенной автором [1] формулы притока в гидродинамически несовершенную скважину

$$A = \frac{Q_{пл} \int^M}{n \cdot 2\pi K} (G_\lambda + G_R), \quad (13)$$

где A — полная депрессия на пласт средняя по первому промежутку времени или, что то же самое, в момент остановки скважины в *ати*, μ —

вязкость нефти в пластовых условиях в сантипуазах, n — число отверстий в фильтре, k — проницаемость пласта в дарси, G_1 — геометрическая характеристика зоны влияния отверстий и G_{R2} — геометрическая характеристика зоны плоскорадиального потока. Первая из этих величин у разных скважин определяется по-разному. А именно, у скважин с высокой плотностью перфорации, то есть если мощность пласта на одно отверстие не превышает 2,55 радиуса скважины перед спуском обсадной колонны, или 1,27 диаметра долота, величина эта определяется по формуле

$$G_{\lambda} = \frac{1}{\lambda} + \frac{1}{S} - \frac{0,25}{z} \ln \frac{S}{\lambda} + 0,0625 \frac{S-\lambda}{z^2} - 0,01172 \frac{S^2-\lambda^2}{z^3} + \\ + 0,00260 \frac{S^3}{z^4} - 0,00079 \frac{S^4}{z^5} + 0,00021 \frac{S^5}{z^6} - 0,00006 \frac{S^6}{z^7}, \quad (14)$$

где λ — радиус отверстия в колонне в см, r — радиус скважины перед спуском обсадной колонны (половина диаметра долота) в см, s — радиус влияния отверстия (половина среднего расстояния между отверстиями) в см. В данном случае этот параметр определяется по формуле

$$S = 0,5 \sqrt{\frac{2\pi z h}{n}}, \quad (15)$$

где h — мощность пласта общая в см, n — число отверстий в колонне в зоне фильтра.

У скважин с низкой плотностью перфорации, то есть если мощность пласта на одно отверстие превышает 2,55 начальных радиуса, или 1,27 диаметра долота, геометрическая характеристика зоны влияния отверстий рассчитывается по формуле

$$G_{\lambda}^* = \frac{1}{\lambda} - 0,14362 \frac{1}{z} - \frac{0,25}{z} \ln \frac{2z}{\lambda} - \frac{0,5}{S} - 0,125 \frac{z^2}{S^3} - 0,05625 \frac{z^4}{S^5}, \quad (16)$$

При этом радиус влияния отверстий рассчитывается не по формуле (15), а по формуле

$$S = 0,5 \sqrt{\frac{h^2}{n^2} + 0,96 \pi^2 z^2} \quad (17)$$

Остальные параметры выражения (16) те же, что и у выражения (14).

Геометрическая характеристика зоны плоскорадиального потока во всех случаях рассчитывается по одной и той же формуле

$$G_R = \frac{n}{h} \ln \frac{R}{z+S}, \quad (18)$$

где R — радиус влияния скважины в см (берется равным половине среднего расстояния между соседними скважинами), остальные обозначения те же, что и в выражениях (14) и (16).

Из формулы (13) приток в скважину можно выразить соотношением

$$Q_{\text{пл}} = \frac{A n 2 \pi k}{\mu (G_{\lambda} + G_R)}, \quad (19)$$

подставляя которое в выражение (11), получаем

$$1000 \Delta p_o = \frac{A n 2 \pi k}{\mu (G_A + G_R)} \cdot \frac{\Delta t}{F \gamma_{пл}} \quad (20)$$

или выражая площадь сечения скважины через внутренний радиус колонны r_k и производя соответствующие преобразования

$$\Delta p_o = \frac{A n 2 \pi k}{1000 \mu (G_A + G_R)} \cdot \frac{\Delta t}{\pi r_k^2 \gamma_{пл}} \quad (21)$$

$$\Delta p_o = \frac{2 A n k}{1000 \mu (G_A + G_R)} \cdot \frac{\Delta t}{r_k^2 \gamma_{пл}} \quad (22)$$

Подставляя полученное значение нарастания давления в выражение (10), получаем

$$\alpha = \frac{2 A n k \Delta t}{1000 \mu r_k^2 \gamma_{пл} \cdot A (G_A + G_R)} \quad (23)$$

откуда проницаемость выражается соотношением

$$k = \frac{1000 \alpha \mu r_k^2 \gamma_{пл}}{2 n \Delta t} \cdot (G_A + G_R) \quad (24)$$

Здесь необходимо отметить, что определять проницаемость пластов по описанной методике можно лишь при обработке данных по остановленным глубиннонасосным скважинам, где давление на забой обусловлено лишь давлением столба жидкости в скважине. Если давление на забой скважины зависит главным образом от выделяющегося из нефти газа (остановленные фонтанные скважины), то обработку данных по ним следует вести по иным методикам.

ЛИТЕРАТУРА

1. Л. А. Пухляков. Вывод формулы притока в гидродинамически несовершенную скважину. Известия Томского политехнического ин-та, т. 201, 1972.
2. Б. И. Сегал и К. А. Семендяев. Пятизначные математические таблицы. Изд. 3-е. Государственное издательство физико-математической литературы, 1962.