

## О ФОРМЕ КРИВЫХ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ В НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ ТРЕЩИНОВАТОГО КОЛЛЕКТОРА

Р. И. Медведский

(Баку)

Значительная часть залежей нефти и газа СССР связана с трещиноватыми коллекторами. Между тем, гидродинамические способы их исследования не развиты до такой степени, как для пористых коллекторов, в связи с чем информация о пласте, доставляемая кривыми восстановления давления при остановке скважин, зачастую получает на промыслах неверное истолкование. Один из примеров такого рода приведен в настоящей заметке.

В работе [1] было предложено считать трещиноватый пласт совокупностью бесчисленного множества мелких малопроницаемых блоков, разобренных системой хаотически идущих трещин. Исходя из этого, авторы работы [1] предложили выразить нестационарную фильтрацию однофазной жидкости в трещиноватом коллекторе через уравнение

$$\frac{\partial p}{\partial t} - \eta \frac{\partial \Delta p}{\partial t} = \kappa \Delta p \quad \left( \eta = \frac{k}{\alpha} \right) \quad (1)$$

Здесь  $p$  — давление в трещинах,  $\Delta p$  — лапласиан давления,  $t$  — время,  $\kappa$  — пьезопроводность,  $\eta$  — характерный для трещиноватой среды коэффициент,  $k$  — проницаемость трещин,  $\alpha$  — коэффициент массообмена трещин и блоков.

Для скорости фильтрации этими же авторами получено выражение

$$u = - \frac{k}{\mu} \left[ \text{grad } p - \tau \frac{\partial}{\partial t} \text{grad } p \right] \quad \left( \tau = \frac{\eta}{\kappa} \right) \quad (2)$$

Здесь параметр  $\tau$ , имеющий размерность времени, назван в работе [2] временем запаздывания.

Как указано в работе [1], чем больше величина времени запаздывания, тем больше трещиноватая среда отличается от пористой.

В статье [3] уравнение (1) было обобщено на случай зависимости пластовых параметров от давления.

Как видно, уравнение (1) значительно отличается от уравнения пьезопроводности [4], ввиду чего есть основания полагать, что нестационарная фильтрация в трещиноватой среде происходит иначе, чем в пористой. В настоящей заметке на основе уравнений (1) и (2) исследуется влияние трещиноватости пласта на форму кривых восстановления давления, снятых при остановке нагнетательных скважин.

Опыт исследования нагнетательных скважин Ромашкинского месторождения, заводняющий трещиноватый девонский песчаник, показывает [5], что кривые восстановления давления (КВД), снятые при остановке их, в полулогарифмических координатах  $\ln t$ ,  $\Delta p$  представляются двумя отрезками прямых, сочлененных между собой плавным коротким промежутком, причем наклон первого из этих отрезков значительно больше второго. Известно, например, из работы [6], что КВД такой формы характерны для тех скважин, проводимость ( $kh/\mu$ ) призабойной зоны которых хуже, чем в остальной части пласта. Считая, что излом КВД обуславливается только различием проводимостей, авторы работы [5] определяли размеры зоны «ухудшенной» проницаемости по многим скважинам Ромашкинского месторождения в пределах 10—140 м. Указывая, что размеры зоны ухудшенной проводимости увеличиваются с повышением давления нагнетания и объема закаченной воды, авторы [5] (стр. 154) считают, что изменение проницаемости вызвано засорением пласта взвешенными частицами (содержащимися в нагнетаемой воде), которые могут распространяться в пласте на значительные расстояния только по трещинам.

Возникает вопрос: не будет ли трещиноватость сама по себе достаточной причиной излома КВД в полулогарифмической анаморфозе. Проведенный ниже анализ решения уравнения (1) и натурный эксперимент на скв. 651 (Нефтяные Камни) позволили дать на поставленный вопрос утвердительный ответ.

Трещиноватость зоны непосредственного влияния скважины № 651 (горизонт ПК<sub>2</sub>) может быть установлена способом, указанным Апельциным в работе [6].

В скважину более пяти лет закачивается морская вода со средним расходом  $q = 300 \text{ м}^3 / \text{сут}$  при содержании взвешенных частиц (в основном частичек ржавчины) в размере 5—7 г/м<sup>3</sup>. Дренажи в скважине проводят очень редко, с промежутками в 1.5—2 года, так что за один только год на забой скважины сносится такое количество материала, которое достаточно для образования в колонне пробки высотой 55 м (при расчете было учтено, что диаметр колонны скважины № 651 равен 152 мм и удельный вес взвеси 2 г/м<sup>3</sup>). Поскольку пробка не образуется, взвесь разносится по пласту. Поры горизонта ПК<sub>2</sub>, по нашим определениям, не превосходят 10 мк,

в то время как частички ржавчины, по данным [7], достигают в поперечнике 30—40 мк, и, следовательно, взвешенный материал распространяется в пласте только по трещинам.

Для построения КВД скважина № 651 была остановлена на режиме  $p^\circ = 210 \text{ атм}$  и  $q = 330 \text{ м}^3 / \text{сут}$ . На построенной по фактическим замерам КВД в полулогарифмической анаморфозе (фиг. 1) ясно выделяется точка излома, соответствующая забойному давлению  $p^\circ = 181 \text{ атм}$ . Определенные по тангенсу угла наклона первого и второго отрезков проницаемости оказались соответственно равными 41 и 98  $\text{дарси см} / \text{спз}$ .

Вслед за тем скважина была переведена на режим  $p^\circ = 180 \text{ ат}$  и  $q = 206 \text{ м}^3 / \text{сут}$ , после чего вновь остановлена. Построенная при второй остановке КВД излома не имеет (фиг. 1) и представляется в том же диапазоне времени прямой линией. Определенная по наклону этой прямой проницаемость имеет значение 11.9  $\text{дарси см} / \text{спз}$ .

Как видно отсюда, излом КВД связан с давлением нагнетания и не может быть объяснен по этой причине засорением призабойной зоны.

Для решения этого вопроса рассмотрим уравнение (1).

Допустим, что в плоскорадиальном пласте постоянной мощности до момента закрытия  $t = 0$  нагнетательная скважина работала с постоянным расходом  $q_0$ .

После закрытия скважины, т. е. при  $t > 0$ , давление жидкости в трещинах  $p(r, t)$ , где  $r$  — расстояние от забоя скважины, удовлетворяет уравнению (1).

Переменный расход скважины после закрытия —  $q(t)$  определяется видоизмененной формулой (2)

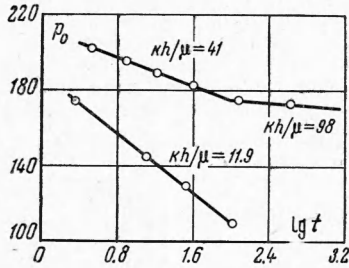
$$q(t) = \frac{2\pi kh}{\mu} \left[ \left( r \frac{\partial p}{\partial r} \right) + \tau \frac{\partial}{\partial t} \left( r \frac{\partial p}{\partial r} \right) \right]_{r=r_0} \quad (3)$$

где  $r_0$  — радиус скважины. Полагая

$$p(r, t) = p_0(r) - \frac{\mu}{2\pi kh} U(r, t) \quad (4)$$

где  $p_0(r)$  — начальное распределение давления в пласте, так что

$$\frac{2\pi kh}{\mu} \left( r \frac{\partial p_0}{\partial r} \right)_{r=r_0} = -q$$



Фиг. 1

Для определения функции  $U(r, t)$  получаем следующую краевую задачу:

$$\frac{\partial U}{\partial t} - \kappa \frac{\partial}{\partial t} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial U}{\partial r} \right) = \kappa \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial U}{\partial r} \right) \quad (5)$$

$$U(r, 0) = 0 \text{ при } t = 0, \quad q_0 - q(t) = \left[ \left( r \frac{\partial U}{\partial r} \right) + \tau \frac{\partial}{\partial t} \left( r \frac{\partial U}{\partial r} \right) \right]_{r=r_0}$$

Исследуется первая фаза фильтрации, поэтому пласт можно считать бесконечным и ввести второе граничное условие в виде  $U(\infty, t) = 0$ .

Для решения краевой задачи (5) прибегнем к преобразованию Лапласа

$$U(r, s) = \int_0^\infty e^{-st} U(r, t) dt, \quad Q_0 - Q(s) = \int_0^\infty e^{-st} [q_0 - q(t)] dt, \quad Q = \frac{q}{s}$$

Соотношения (5) при этом приводятся к виду

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial U}{\partial r} \right) - \frac{s}{\kappa(1 + \tau s)} U = 0, \quad \left( r \frac{\partial U}{\partial r} \right)_{r=r_0} = \frac{Q_0 - Q(s)}{1 + \tau s}$$

Учитывая условие  $U(\infty, s) = 0$ , получаем

$$\frac{U(r_0, s)}{Q_0 - Q(s)} = \frac{1}{1 + \tau s} \frac{K_0(\xi)}{\xi K_1(\xi)}, \quad \xi = \left( \frac{1}{m} \frac{s}{1 + \tau s} \right)^{1/2}, \quad m = \frac{\kappa}{r_0^2} \quad (6)$$

Здесь  $K_0$  и  $K_1$  — символы функций Макдональда нулевого и первого порядков. Вводим безразмерные параметры  $m/s = t_0$ ,  $m\tau = \tau_0$ , при которых  $\xi = \xi_0$ .

В практически важных случаях величина  $m$  не менее  $50 \text{ сек}^{-1}$ , так что правая часть (6) уже для  $\tau > 2 \text{ сек}$  с большой точностью может быть представлена в виде

$$\frac{t_0}{t_0 + \tau_0} \frac{K_0(\xi_0)}{\xi_0 K_1(\xi_0)} = \frac{1}{2} \frac{t_0}{t_0 + \tau_0} \ln(t_0 + \tau_0)$$

Учитывая (4), введем обозначение

$$\frac{1}{2} \psi(t_0) = \frac{U(r_0, s)}{Q_0 - Q(s)} = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{\Delta p}{Q_0 - Q(s)}, \quad \Delta p = p^0 - p(r^0, t)$$

Здесь  $\Delta p$  — падение забойного давления в скважине при остановке. Тогда соотношение (6) можно переписать в следующем виде:

$$\psi(t_0) = \frac{t_0}{t_0 + \tau_0} \ln(t_0 + \tau_0) \quad (7)$$

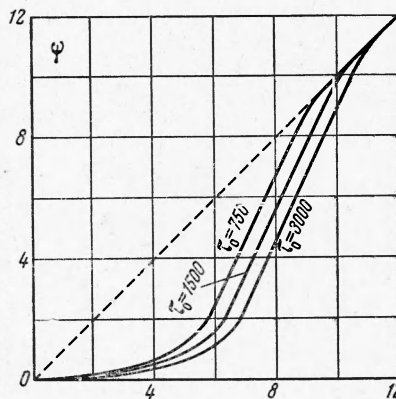
Зависимости  $\psi(t_0)$  от  $\ln t_0$  приведены на фиг. 2. Как видно из фигуры, каждая из кривых претерпевает изгиб тем дальше от начала координат, чем больше величина безразмерного времени запаздывания  $\tau_0$ , после чего выходит на общую для этих кривых асимптоту  $\psi(t_0) = \ln t_0$ .

Г. И. Баренблатт и В. А. Максимов дали в работе [8] точное в изображениях по Лапласу решение задачи о восстановлении давления в скважине, кольцевая зона вокруг которой имеет проводимость худшую, чем в остальной части пласта. Как видно из приводимой в этой работе фиг. 2, КВД такой скважины в координатах  $\psi(t_0)$ ,  $\ln t_0$  также имеет изгиб, совершенно аналогичный тому, который имеют КВД в трещиноватом коллекторе, показанные на фиг. 2.

Совершенно очевидно, что кривые восстановления давления для пласта с загрязненной призабойной зоной и для трещиноватого пласта будут похожими и в координатах  $\Delta p$ ,  $\ln t_0$ , которыми пользуются на промыслах для их построения.

Таким образом, вопрос, поставленный в начале работы, решен в положительном смысле: трещиноватость пласта является достаточной причиной для искривления кривых восстановления давления в полулогарифмической анаморфозе в том же направлении, в котором они искривляются при загрязненной призабойной зоне.

Отсюда следует, что первыми отрезками КВД скважин трещиноватого коллектора нельзя пользоваться для вынесения каких-либо суждений о состоянии призабойной зоны пласта, как это часто делается на практике и, в частности, в работе [5].



Фиг. 2

Поступила 15 VII 1965

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Баренблатт Г. И., Желтов Ю. П., Кочина И. Н. Об основных представлениях теории фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах. ПММ, 1960, т. 24, вып. 5.
2. Бан А. Определение времени запаздывания восстановления давления в трещиноватой породе. Изв. АН СССР, Механика и машиностроение, 1961, № 4.
3. Бан А., Басниев К. С., Николаевский В. Н. Об основных уравнениях фильтрации жидкости и газов в деформируемых пористых средах. ПМТФ, 1961, № 3.
4. Щелкачев В. Н. Разработка нефтеводоносных пластов при упругом режиме. Гостоптехиздат, 1959.
5. Литвинов А. А., Блинов А. Ф. Промысловые исследования скважин. Изд. «Недра», 1964.
6. Апельцин И. Э. Влияние трещиноватости призабойных зон нагнетательных скважин на закачку воды в пласт. «Нефт. хоз-во», 1964, № 2, 3.
7. Требин Г. Ф. Фильтрация жидкостей и газов в пористых средах. Гостоптехиздат, 1959.
8. Баренблатт Г. И., Максимов В. А. О влиянии неоднородностей на определение параметров нефтеносного пласта по данным нестационарного притока жидкости к скважинам. Изв. АН СССР, ОТН, 1958, № 7.