

Исследования скважин методом понижения уровня при постоянном забойном давлении.

Drawdown test for a stimulated well produced at a constant bottomhole pressure

И.М. Кутасов¹ и Л.В. Еппелбаум^{2*}

I.M. Kutasov¹ and L.V. Eppelbaum^{2*}

Определение пластовой проницаемости и коэффициента нарушения эксплуатационных качеств пласта (КНЭКП) очень важно для прогноза дебита газовых и нефтяных скважин. Нами был разработан новый метод анализа контрольных данных возбужденных скважин, работающих при постоянном забойном давлении. Метод, описанный в этой статье, позволяет рассчитать КНЭКП и оценить проницаемость пласта. Предполагается, что известны мгновенные значения дебита и время работы скважины, качающей под постоянным давлением на забое. Для расчета значения КНЭКП и проницаемости пласта необходимо знать только лишь значения продолжительности работы скважины и данные по дебиту. Для аппроксимации безразмерной величины дебита используются полуэмпирические выражения. Наша цель заключается в проверке предложенного метода (прежде чем будет проведен полевой тест) с помощью моделирования, где «точное» решение получается с помощью вычислений.

Термин «давление на забое» означает давление на поверхности продуктивного горизонта, определенного при помощи барометра. В случае газовой скважины или скважины, не имеющей какой-либо жидкости в стволе, давление на забое будет создаваться суммой давлений: атмосферного и столба газа (от поверхности до забоя скважины). Определение давления на забое (ВНР) – очень важная задача в газовой и нефтяной индустрии (Akhter and Kreidler, 1990; Schechter, 1992; Yang et al., 2003).

В настоящее время большинство скважинных тестов проводятся при постоянном дебите. В этом случае может быть применено простое решение уравнения диффузии. Однако, многие исследователи (Ehlig-Economides and Ramey, 1981; Sengul, 1983; Uraiet and Raghavan, 1980 a.o.) придерживаются мнения, что на практике скважинные тесты проще проводить при постоянном забойном давлении (ВНР), так как очень сложно поддерживать постоянный дебит в течение длительного времени эксплуатации (особенно при изучении пластов с низкой проницаемостью). Преимущества проведения измерений при постоянном забойном давлении следующие: (1) легко контролируется выход флюида (при изучении с постоянным дебитом забойное давление меняется со временем); и (2) влияние объема нефти в забое скважины на данные измерений кратковременно. Одна из причин, по которой ВНР тесты не должны использоваться при исследовании коллектора, заключается в том, что для цилиндрических источников с постоянным ВНР доступно только численное решение уравнения диффузии.

Благодаря сходству законов Дарси и Фурье, одно и то же дифференциальное уравнение диффузии описывает переходное состояние

потока несжимаемого флюида в пористой среде и передачу тепла в твердых телах. В результате получаем соответствие между следующими параметрами:

- объемная скорость потока, градиент давления, подвижность флюидов (коэффициент пластовой проницаемости и вязкости), гидравлический коэффициент диффузии
- и коэффициент теплопередачи, температурный градиент, теплопроводность и тепловая диффузия.

Таким образом, одно и то же аналитическое решение диффузионного уравнения (в соответствии с начальными и краевыми условиями) может быть использовано для определения вышеуказанных параметров.

Ранее мы предлагали псевдотеоретическое выражение для аппроксимации безразмерной величины теплового потока от бесконечного цилиндрического источника с постоянной температурой на поверхности (Kutasov, 1987). Это выражение (в терминах давления и величины потока) было использовано для обработки данных пошаговой проверки на герметичность обсадной колонны, когда флюид последовательно извлекался при двух различных забойных давлениях (Kutasov, 1998). Одно и то же выражение было использовано для оценки эффективности возбуждающих операций (Kutasov and Kagan, 2003). В обоих случаях была разработана методика определения пластовой проницаемости и КНЭКП с использованием данных исследования коллекторских свойств пласта в возбуждаемых скважинах.

Целью данной статьи является предложение похожих методик определения проницаемости пласта и КНЭКП, используя данные тестов ВНР при постоянном снижении давления в пласте в возбужденных скважинах. Мы должны также упомянуть о поврежденных скважинах (там безразмерное время, зависящее от кажущегося радиуса скважины, очень велико), где используется простое выражение для обработки полевых данных (Sengul, 1983; Earlougher, 1977).

Коэффициент нарушения эксплуатационных качеств пласта (КНЭКП)

Пластовые воды, связанные с нефтеносным пластом, содержат различные растворенные вещества (твердый осадок). Его осаждение происходит вместе с извлечением нефти и газа. В окрестности скважины давление увеличивается в логарифмическом масштабе с радиусом. По этой причине на стволе скважины часто встречается твердый осадок, который частично закупоривает поры, создавая корку. Со временем толщина корки увеличивается. Отложение взвесей в порах значительно снижает проницаемость пластов в районе ствола скважины. Это приводит к уменьшению давления и, соответственно, к понижению продуктивности скважины. Возбуждение скважины с помощью окисления или гидравлического разрыва пласта позволяет восстановить ее производительность и в ряде случаев даже до более высокого уровня, чем существовал в ненарушенных условиях. (Schechter, 1992).

¹Pajarito Enterprises, 3 Jemez Lane, Los Alamos, New Mexico 87544, USA; E-mail: ikutasov@hotmail.com

²Dept. of Geophysics and Planetary Sciences, Raymond and Beverly Sackler Faculty of Exact Sciences, Tel Aviv University, Ramat Aviv 69978, Tel Aviv, Israel; E-mail: lev@frodo.tau.ac.il. Tel: +972 3 6405086; Fax: +972 3 6409282 *Corresponding author.

Количественно коэффициент нарушения эксплуатационных качеств пласта определяется как параметр, который зависит от толщины и эффективной проницаемости пласта в корке (Hawkins, 1956):

$$s = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w} \quad (1)$$

Намного удобнее выразить КНЭКП через кажущийся (эффективный) радиус скважины (Lee, 1982):

$$r_{wa} = r_w e^{-s} \quad (2)$$

Для гидравлически разрушенных скважин значение r_{wa}/r_w может быть очень большим. Мы предположим, что для возбужденных скважин ($s < 0$) может быть использовано понятие о кажущемся радиусе (Uraiet and Raghavan, 1980; Ehlig-Economides and Ramey, 1981). На практике это означает, что радиус исследования должен быть много больше кажущегося радиуса.

В этой работе мы будем считать только «физическую корку» - зону измененной (уменьшенной или увеличенной) проницаемости. Величина потока, зависящая от корки (для газовых скважин), не является предметом рассмотрения этой работы.

Безразмерная величина дебита

Предположим, что из скважины ведется добыча при постоянном забойном давлении (ВНР) из безгранично-действующего коллектора. Здесь мы будем рассматривать только скважины, которые завершены (перфорированы) на всем продуктивном интервале. В этом случае отношение между величиной потока и временем для скважин с постоянным забойным давлением в единицах нефтедобычи (Lee, 1982) будет

$$q = \frac{kh(p_i - p_{wf})}{141.2B\mu} q_D \quad (3)$$

$$t_D = \frac{0.0002637kt}{\phi c_i \mu r_{wa}^2} \quad (4)$$

где q_D - безразмерная величина дебита, а t_D - безразмерное время, зависящее от кажущегося радиуса ствола скважины r_{wa} .

Мы также должны обратить внимание на то, что выражение 3 широко используется в нефтяной промышленности для прогноза величины нефтяного потока (дебита нефти). Аналитическое выражение для функции $q_D = f(t_D)$ имеет место только для больших значений t_D . Сенгул (Sengul) (1983) рассчитал значения $q_D = f(t_D)$ для широкого диапазона безразмерного времени. Используя метод проб и ошибок для аппроксимации значений безразмерного потока, полученных Сенгулом, мы обнаружили (Kutasov, 1987), что для любого значения безразмерного времени эксплуатации можно использовать псевдотеоретическое выражение (5) для определения безразмерной величины потока

$$q_D = \frac{1}{\ln(1 + D\sqrt{t_D})} \quad (5)$$

$$D = d + \frac{1}{\sqrt{t_D} + b} \quad (6)$$

$$d = \frac{\pi}{2} \quad b = \frac{2}{2\sqrt{\pi} - \pi} \quad (7)$$

Значение q_D , рассчитанное из выражения (5), и результат численного решения (Sengul, 1983) (q_D^*) сравниваются между собой (Рисунок 1). Полученные по этим двум методам результаты q_D и q_D^* хорошо согласуются друг с другом.

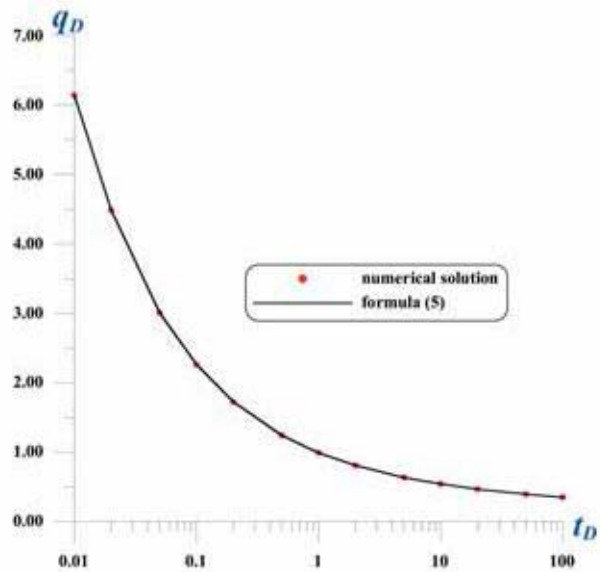


Рисунок 1 Безразмерная величина потока в зависимости от безразмерного времени.

Рабочая формула

Предположим, что по крайней мере два значения величины потока (q_1 and q_2) для $t = t_1$ и $t = t_2$ нам известны. Тогда из выражений (3) и (4) следует, что

$$q_1 = \frac{kh(p_i - p_{wf})}{141.2B\mu} q_D(t_{D1}) \quad (8)$$

$$t_{D1} = \frac{0.0002637kt_1}{\phi c_i \mu r_{wa}^2} \quad (9)$$

$$q_2 = \frac{kh(p_i - p_{wf})}{141.2B\mu} q_D(t_{D1}\beta) \quad \beta = \frac{t_2}{t_1} \quad (10)$$

Допустим, что произведение общей сжимаемости и пористости известны. В нашем случае перепад давления ($p_i - p_{wf}$) задан (постоянен), и тогда система уравнений (8) и (10) будет обеспечивать единственность решения (в терминах проницаемости пласта и КНЭКП).

Объединяя последние три уравнения, мы получим

$$\gamma = \frac{q_1}{q_2} = \frac{q_D(t_{D1})}{q_D(t_{D1}\beta)} \quad (11)$$

Пусть абсолютная погрешность расчета соотношения γ равняется ϵ , тогда выражения для расчета t_{D1} :

$$\gamma - \frac{q_D(t_{D1})}{q_D(t_{D1}\beta)} = \epsilon \quad (12)$$

Для решения уравнения (12) был использован метод Ньютона (Grossman, 1977).

В нем решение ищется в виде последовательности чисел, которая ближе и ближе приближается к истинному решению. Условия, которые требуются для использования метода Ньютона и обеспечивают единственность решения, выполняются (Grossman, 1977, p.259).

Выбор параметра ε (уравнение 12) определяется относительной погрешностью соотношения γ (выражение (11) и (12)). К примеру, если значения относительной погрешности

$$\frac{\Delta\gamma}{\gamma} = 0.001, \text{ то } \varepsilon = 0.001$$

Проницаемость пласта определяется из выражения (8):

$$k = \frac{141.2 B \mu q_i}{h(p_i - p_{wf}) q_D(t_{D1})} \quad (13)$$

Кажущийся (эффективный) радиус скважины рассчитывается из выражения (9):

$$r_{wa} = \sqrt{\frac{0.0002637 k t_i}{t_D \phi c_i \mu}} \quad (14)$$

и, наконец, из выражения (2):

$$s = -\ln \frac{r_{wa}}{r_w} \quad (15)$$

Заметьте, что если доступно N записей скорости потока, то возможно рассчитать $N \times (N - 1)/2$ пар значений k и s . В этом случае метод регрессии может быть использован для обработки контрольных данных.

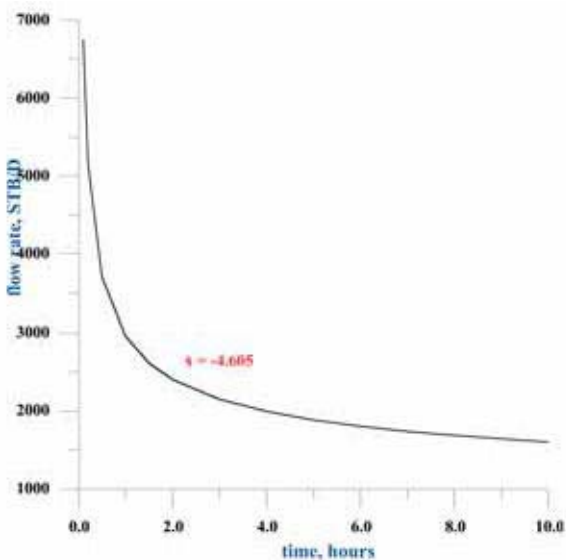


Рисунок 2 Величина потока в зависимости от времени для примера $s = -4.605$.

Пример

С помощью таблицы (Sengul, 1983) $q_D^* = f(t_D)$ мы получили данные для примера моделирования. Данные по коллектору, скважине и флюиду (Таблица 1) были выбраны чтобы избежать интерполяции значений q_D^* . Теперь допустим, что скважина начала извлекать нефть и КНЭКП был равен нулю. Далее, по истечению некоторого времени, наблюдалось существенное уменьшение скорости потока. Для повышения дебита скважины было проведено

Assumed parameters	
$h = 50, \text{ ft}$	$k = 34.84, \text{ md}$
$\phi = 0.15$	$p_i = 3000, \text{ psi}$
$c_i = 25 \cdot 10^{-6}, \text{ l/psi}$	$p_{wf} = 2500, \text{ psi}$
$B = 1.028, \text{ RB/STB}$	$\mu = 2.0, \text{ cp}$
$r_w = 0.35, \text{ ft}$	

Таблица 1 Данные по коллектору, скважине и флюиду для примера моделирования

$t_i, \text{ hrs}$	q_D^*	$q_i, \text{ STB/D}$	$t_i, \text{ hrs}$	q_D^*	$q_i, \text{ STB/D}$
0.1	2.24880	6747.0	4.0	0.66440	1993.4
0.2	1.71520	5146.1	5.0	0.62818	1884.7
0.5	1.23360	3701.1	6.0	0.60088	1802.8
1.0	0.98377	2951.6	7.0	0.57928	1738.0
1.5	0.86994	2610.1	8.0	0.56157	1684.9
2.0	0.80058	2402.0	9.0	0.54668	1640.4
3.0	0.71620	2148.8	10.0	0.53392	1601.9

Таблица 2 Исходные данные для примера моделирования (предполагается: $s = -4.605, k = 34.84 \text{ md}$)

$t_1, \text{ hrs}$	$t_2, \text{ hrs}$	$k, \text{ md}$	s
0.1	0.2	34.01	-4.617
0.2	0.5	34.07	-4.616
0.5	1.0	34.05	-4.616
1.0	2.0	34.07	-4.616
1.5	3.0	34.08	-4.615
2.0	4.0	34.08	-4.615
2.0	7.0	34.09	-4.615
3.0	6.0	34.09	-4.615
4.0	8.0	34.10	-4.614
4.0	9.0	34.10	-4.614
5.0	10.0	34.11	-4.614

Таблица 3 Результат вычислений

возбуждение и тест с новым постоянным забойным давлением (Таблица 2) показал, что КНЭКП уменьшился до $s = -4.605$. Результаты расчетов с использованием выражений (2) - (15) представлены в Таблице 3 и на Рисунке 2. Полученные данные свидетельствуют о том, что выражение (5) может быть использовано как основное выражения для прогноза скорости потока, определения проницаемости пласта и КНЭКП. В действительности, предположенные и расчетные значения КНЭКП и проницаемости пласта хорошо согласуются.

Выводы

Был разработан новый метод анализа возбужденных скважин при постоянном забойном давлении, который позволяет рассчитать КНЭКП и проницаемость пласта.

Условные обозначения

- B = объемный коэффициент нефтяного пласта, RB/STB
 c_i = общая сжимаемость, psi^{-1}
 h = мощность коллектора, ft
 q = скорость течения флюида, STB/D
 q_D = безразмерная скорость течения флюида
 k = проницаемость пласта, md
 k_s = эффективная проницаемость скин-слоя, md

r_w	=	радиус скважины, футы
r_s	=	толщина корки, футы
r_{wa}	=	эффективный радиус дренирования пласта скважиной, футы
p_i	=	начальное пластовое давление, psi
p_{wf}	=	гидродинамическое забойное давление, psi
s	=	КНЭКП
t	=	время добыча/тест, часы
t_D	=	безразмерное время добыча/тест
β	=	временное отношение
ε	=	абсолютная погрешность
γ	=	коэф. расхода флюида
μ	=	вязкость, сП
ϕ	=	пористость

Ссылки

- Akhter, M.S. and Kreidler, C.W. [1990] Reliability and applicability of DSTs and bottomhole pressure measurements in Texas Gulf Coast Tertiary formations. *Journal of Petrol. Sci. and Engineer.*, **3**, 4, 287-303.
- Earlougher, R.C. (Jr.) [1977] *Advances in Well Test Analysis*. SPE, NY-Dallas, USA.
- Ehlig-Economides, C.A. and Ramey, H.J. (Jr.) [1981] Pressure buildup for wells produced at a constant pressure. *Soc. Pet. Eng. J.*, February, 105-114.
- Grossman, S.I. [1977] *Calculus*. Academic Press, NY, San Francisco, London, 256-259.
- Hawkins, M.F. [1956] A note on the skin effect. *Trans. of AIME*, **207**, 356.
- Kutasov, I.M. [1987] Dimensionless temperature, cumulative heat flow and heat flow rate for a well with a constant bore-face temperature. *Geothermics*, **16**, 2, 467-472.
- Kutasov, I.M. [1998] Program analyses step-pressure data. *Oil & Gas Journal*, 5 January, 43-46.
- Kutasov, I.M. and Kagan, M. [2003] Determination of the skin factor for a well produced at a constant bottomhole pressure. *J. of Energy Resources Techn.*, **125**, March, 61-63.
- Lee, J. [1982] Well testing. SPE Monograph Series, NY-Dallas, USA.
- Schechter, R.S. [1992] *Oil well stimulation*. Prentice Hall, Englewood Cliffs, NJ, USA.
- Sengul, M.M. [1983] Analysis of step-pressure tests. *Trans. of the 58th Ann. Techn. Conf. and Exhib.*, SPE Paper No. 12175. San Francisco, 5-8 October.
- Uraiet, A.A. and Raghavan, R. [1980] Unsteady flow to a well producing at constant pressure. *J. Pet. Tech.*, July, 1803-1812.
- Yang, D., Zhang, O. and Gu, Y. [2003] Integrated optimization and control of the production-injection operation systems for hydrocarbon reservoirs. *Journal of Petrol. Sci. and Engineer.*, **37**, 1-2, 69-81.