

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 552.5:553.98.048

О ВЫБОРЕ МЕТОДА ОБРАБОТКИ КВД

Б.А. БОГАЧЕВ, И.И. ЦЕПЛЯЕВ, А.С. ЯГОВЦЕВ

В статье рассматривается случай часто встречающийся в нефтепромысловой практике, когда применяемый метод обработки кривых восстановления давления не соответствует способу возбуждения скважины.

На теоретическом примере показаны возможные при этом погрешности при определении параметров пласта и скважины.

Рекомендуются некоторые методы обработки кривых восстановления давления, соответствующие выбранному способу возмущения скважины.

В нефтепромысловой практике при использовании данных исследования скважин, снятых при неустановившихся режимах фильтрации жидкости в пласте, нередко встречаются случаи, когда исследователь затрудняется в выборе метода обработки полученных замеров, либо использует привычную методику обработки, которая для данного случая может оказаться ошибочной.

Одним из авторов настоящей заметки в [1] была сделана попытка классифицировать способы возбуждения скважины и методы обработки снятых замеров значений, изменяющихся во времени функций, депрессий и притока жидкости. Но в цитируемой работе из бесконечно-возможного многообразия способов возбуждения скважины описаны только три случая: пуск скважины в работу после продолжительного простаивания; остановка скважины на устье после продолжительной работы на установившемся режиме; пуск скважины после простоя с помощью создания скачка депрессии на забое.

В настоящей работе остановимся на другом способе возбуждения скважины, который отсутствует в [1], но получил в последнее время на нефтедобывающих предприятиях Башкирии, Татарии [2] и у нас в Тюменской области довольно широкое распространение.

Глубинно-насосную скважину, оборудованную ШСНУ, продолжительное время работавшую на установившемся режиме ($\Delta P = \text{const}$, $Q = \text{const}$), при закрытом затрубном пространстве на устье, останавливают. Одновременно с прекращением отбора жидкости из скважины, открывают задвижку на затрубном пространстве и стравливают давление газа до атмосферного. И только после этого начинают снимать замеры роста уровня жидкости в затрубье, а по ним вычислять дискретные значения функций притока и депрессии, изменяющиеся во времени – $q(t)$ и $\Delta P(t)$. В дальнейшем ведут обработку полученных данных одним из приближенных методов (например: поправочного коэффициента и др.), начиная от начала замеров роста уровня жидкости в затрубье, отбрасывая значения изменения названных функций с момента остановки скважины.

В таком случае допускается одновременно две теоретические ошибки:

1. Функции, полученные по КВД, $q(t)$ и $\Delta P(t)$, не монотонного характера обрабатываются методами, предназначенными для монотонных кривых;
2. Недопустимо отбрасываются начальные участки КВД, снятые от начала нарушения установившегося режима работы скважины до ее остановки.

С целью доказательства вышесказанного решим один теоретический пример.

Допустим, что в гипотетической скважине, оборудованной ШСНУ, работавшей на установившемся режиме, с закрытым затрубным пространством на устье, в какой-то момент был прекращен отбор жидкости с одновременным открытием задвижки на затрубье.

Пусть после остановки скважины дебит ее во времени, подчиняется закону:

$$q(t) = Q_0 \cdot e^{nt}, \quad (1)$$

где: $n = (b \cdot t) - (c \cdot t^2)$; Q_0 – дебит скважины до остановки, см³/с; t – время, отсчитываемое от момента остановки скважины, b и c – постоянные коэффициенты, характеризующие темп изменения притока жидкости из пласта в скважину соответственно, с⁻¹ и с⁻².

Используя решение И. А. Чарного и И. Д. Умрихина [3] получаем выражение:

$$\Delta P(t) = [(\mu \cdot e^n) / 4 \cdot \pi \cdot k \cdot h] \cdot [Ln(4 \cdot m_{np} / \gamma) + \int_0^{t-1} q(t) \cdot dt / (t - \tau)], \quad (2)$$

В выражении (2) параметр $n=(b \cdot t) - (c \cdot t_2)$. Подставляя (1) в (2), получим аналитическое выражение для вычисления дискретных значений функции изменяющейся депрессии на забое гипотетической скважины после ее остановки:

$$\Delta P(t) = [(Q \cdot \mu \cdot e^n) / 4 \cdot \pi \cdot k \cdot h] \cdot [Ln(4 \cdot m_{np} / \gamma) + J(t)], \quad (3)$$

где: $m_{np} = \chi / r_2^2 \cdot c^{-1}$; $\gamma = 1.7810724 \dots$ – постоянная Эйлера,

$$J(t) = \int_1^t e^{2ctu - bu - cu^2} du / u, \quad (4)$$

Разделив правую и левую части выражения (3) на $q(t)$ и отложив расчетные точки в координатах $y(t) = \Delta P(t)/q(t) - J(t)$, получим прямую на плоскости, по тангенсу угла наклона которой ($i = tg \alpha$) к горизонтальной оси, находим параметр гидропроводности пласта:

$$k \cdot h / \mu = 1 / 4 \cdot i, \quad (5)$$

а по величине отсекаемого участка на вертикальной оси (A) продолжением построенной прямой находим параметр:

$$m_{np} = (e^{A/i}) / 4\pi. \quad (6)$$

Здесь же обработаны и монотонные участки кривых функций $\Delta P(t)$ и $q(t)$ методом поправочного коэффициента, а расчетные точки отложены в координатах $z(t) = [\Delta P_0 - \Delta P(t)] / [Q_0 - q(t)]$ и $Ln t$ (рис.1).

Для проведения расчетов были приняты для гипотетической скважины следующие параметры: $Q=350.0 \text{ см}^3/\text{с}$, $\Delta P_0=9.1360197 \text{ кг}/\text{см}^2$, $k \cdot h / \mu=50.0 \text{ (мкм}^2 \cdot \text{см)} / (\text{с} \cdot \text{мПа})$, $m_{np}=1000 \text{ с}^{-1}$, $b=1.5 \cdot 10^{-3} \text{ с}^{-1}$, $c=10^{-6} \text{ с}^{-2}$.

Результаты расчетов для различных значений времени, прошедших после остановки гипотетической скважины, сведены в таблицу 1 и представлены на рисунке 1.

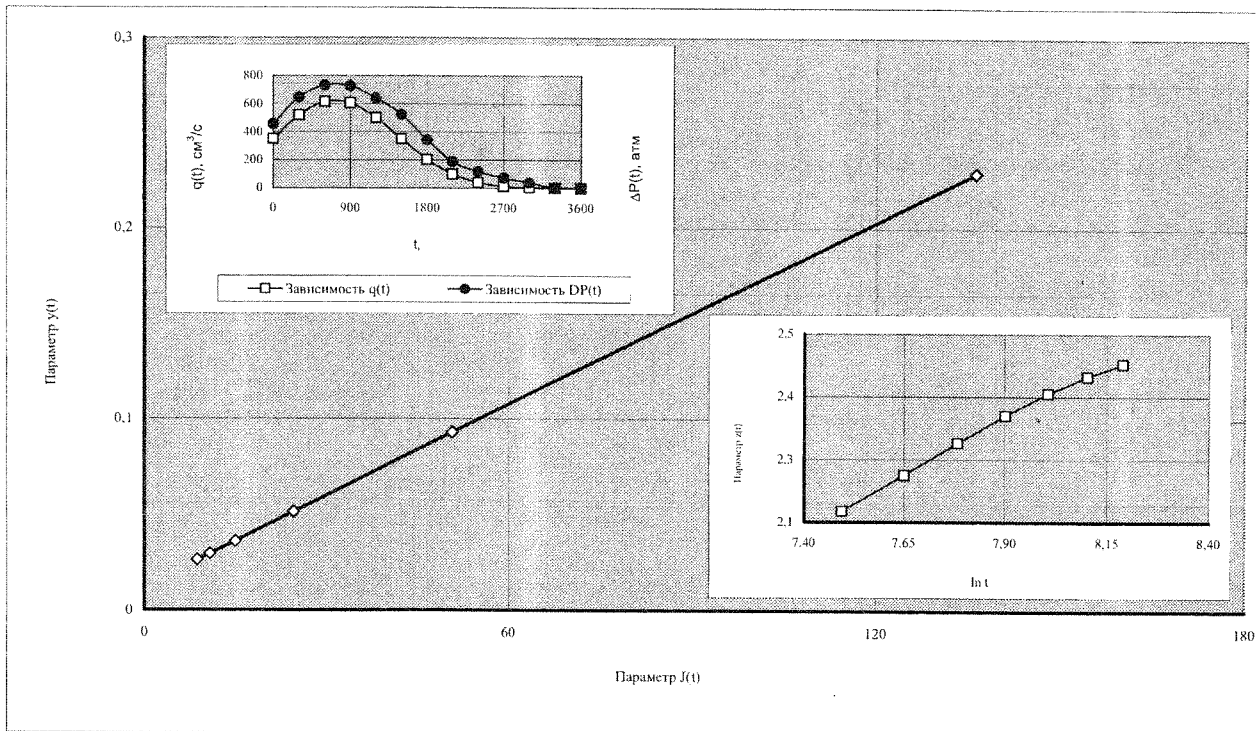


Рис. 1. Зависимости гипотетической скважины

Таблица 1. Расчетные точки и конечные вычисления параметров пласта и скважины

t, с	Q(t), см ³ /с	ΔP(t), кг/см ²	Y(t)	J(t), кг·с/см ⁵	Ln t	Z(t), кг·с/см ⁵
метод обработки [3]				метод поправочного коэффициента		
1500	350.0	9.136019	2.6103·10 ⁻²	8.68411	-	-
1800	203.96189	5.998751	2.9411·10 ⁻²	10.76273	7.95542	2.14825·10 ⁻²
2100	99.27891	3.572230	3.5982·10 ⁻²	14.89115	7.649693	2.21912·10 ⁻²
2400	40.363792	2.066980	5.1209·10 ⁻²	24.45864	7.783224	2.28301·10 ⁻²
2700	13.707363	1.273890	9.2934·10 ⁻²	50.67114	7.901007	2.33791·10 ⁻²
3000	3.8881493	0.891376	2.2925·10 ⁻²	136.3280	8.006368	2.38208·10 ⁻²
3300	-	-	-	-	8.101678	2.41579·10 ⁻²
3600	-	-	-	-	8.188689	2.44110·10 ⁻²
Результат расчета m _{пр}	1000.0, с ⁻¹				3.32·10 ⁻² , с ⁻¹	
Результат расчета k·h/μ	50.0 (мкм ² ·м)/(с·мПа)				18.31 (мкм ² ·м)/(с·мПа)	

Выводы

1. Из рисунка видно, что все расчетные точки, полученные методом [3] строго укладываются на прямую линию, а параметры пласта и скважины, вычисленные по i и A из (5) и (6) точно равны тем величинам, какие заложены в расчет (табл. 1).
2. Обработка монотонных участков функций $\Delta P(t)$ и $q(t)$ (без учета начальных) методом поправочного коэффициента располагает расчетные точки на кривой линии (рис. 1), а обработка их методом наименьших квадратов дает при определении параметров пласта и скважины значительные занижения гидропроводности и особенно параметра $m_{пр}$ в сравнении с истинными значениями (табл. 1).

Рекомендации

1. При получении КВД немонотонного и монотонного характеров следует использовать при обработке опытных данных один из следующих трех методов в [3], [4] и [5]. Заметим, что метод [3] предпочтительнее, т. к. при той же точности расчетов, что и остальные, более прост в интерпретации опытных данных.
2. Следует отказаться от использования любых приближенных методов обработки КВД, соблазняясь их простотой, т. к. этими методами возможно обрабатывать только кривые монотонного характера и с заведомо большими погрешностями.
3. При любом характере КВД (монотонном или немонотонном), замеренные и вычисленные опытные функции $\Delta P(t)$ и $q(t)$ надлежит обрабатывать от начала нарушения установившегося режима работы скважины.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Богачев Б. А., Каптелин Н. Д., Медведев Ю. А. Известия ВУЗов, "Нефть и газ", № 3, 1968.
2. Хисамов Р. С., Суллейманов Э. И., Фахруллин Р. Г., и др. "Гидродинамические исследования скважин (методы обработки результатов измерений)", Москва, ОАО ВНИИОЭНГ, 2000.
3. Чарный И. А., Умрихин И. Д. "Гидродинамические методы исследований скважин и пластов", "Недра", 1973.
4. Баренблатт Г. И. и др. Известия А. Н. СССР, ОТН, № 11, 1957.
5. Чекалюк Э. Б. "Основы пьезометрии залежей нефти и газа", Киев, Гос. изд. тех. литературы, 1961.