

Бурение скважин и разработка месторождений

УДК 622

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДИАГРАММ ПОВЕДЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЭТАЛОННЫХ КРИВЫХ РЕМИ И ДРУГИХ МЕТОДОВ В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ

INTERPRETATION OF PRESSURE BEHAVIOR DIAGRAMS USING REMI'S STANDARD
CURVES AND OTHER METHODS IN OIL WELLS

Мохаммед Джавад Зейн Аль-Абидин, Фаик Саад, М. Л. Карнаухов,
Ш. Ж. Мирбобоев

Mohammed Jawad Zein Al-Abideen, Caad Faiq, M. L. Karnaukhov, Sh. J. Mirboboev

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень
Киркукский университет, г. Киркук, Ирак

Ключевые слова: ИПТ (Испытатель пластов на трубах); типовые кривые; диаграммы давления; безразмерное давление; безразмерная скорость притока; проницаемость; скин-фактор
Key words: formation tester on pipes; standard curves; dimensionless pressure; dimensionless inflow rate; Permeability; skin-factor

Разработка теоретических и методологических проблем — одно из перспективных направлений в науке, занимающихся разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений. Большой процент неудачных работ с ИПТ (испытатель пластов на трубах) связан с нарушением технологических процессов при управлении забойным оборудованием, которые, в свою очередь, являются результатом погрешностей в интерпретации показателей давления.

Процедура анализа эталонных кривых метода Реми полагается на метод Эрлаугера и используется для интерпретации данных, полученных при работе с ИПТ или slugtest. Процедура анализа такова.

1. Строятся полулогарифмические и логарифмические графики для

$$p_6 = f(ts), \quad p_6 = f(t_6/C_6)$$

- и логарифмические графики для функции

$$q_6 = 1 - p_6 f(t_6/C_6).$$

Наносится график либо на кальку, либо на полулогарифмическую и логарифмическую бумагу с таким же масштабом, как и у кривых притока.

2. Графики с данными испытания совмещаются с соответствующими типовыми кривыми (функциями) (рис. 1–3), и находится кривая (функция), которая наиболее совпадает с графиком фактической кривой. Рис. 1. позволяет получить высокую точность расчета как начального, так и позднего времени замера, в то время как рис. 2 и 3 более подходят для анализа только позднего или только начального времени испытания соответственно.

Заметим, что p_6 и q_6 имеют значения между нулем и единицей и не зависят от дебита скважины и свойств пласта. Следовательно, мы просто подбираем одинаковые значения p_6 или q_6 для теоретических кривых (функций) и фактических кривых по сдвигам графиков по горизонтали относительно друг друга до совпадения соответствующих кривых. Чтобы уменьшить неоднозначность расчетов параметров, связанных с анализом кривых, рекомендуется одновременное сопоставление p_6 или q_6 со сравнением совпадений по всем трем графикам.

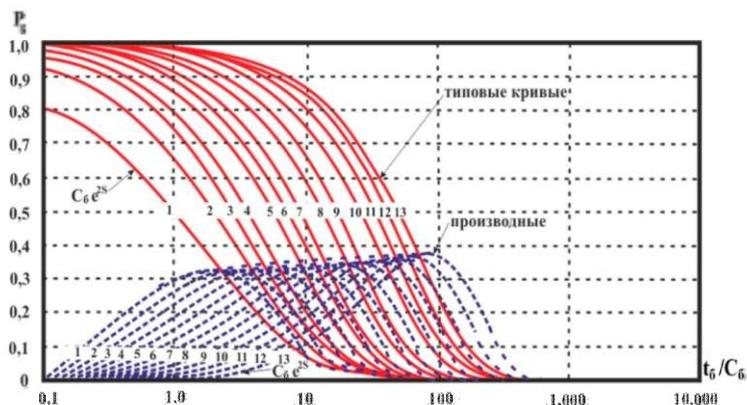


Рис. 1. Полулогарифмические кривые Реми и др. [1] для анализа ранних и поздних данных по притоку во время испытания пласта

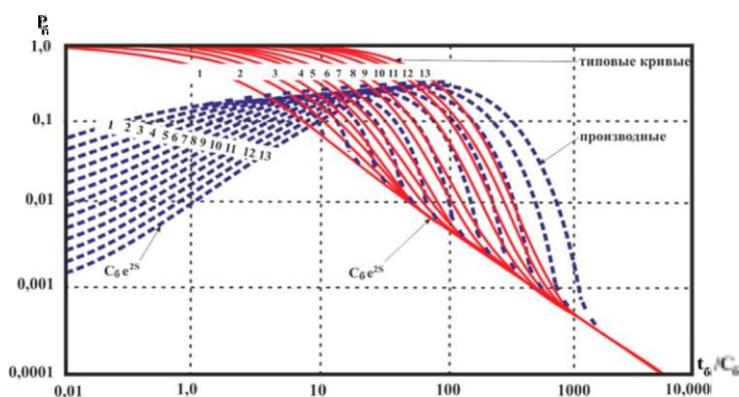


Рис. 2. Логарифмические кривые Реми и др. [1] для поздних данных по притоку во время испытания пласта

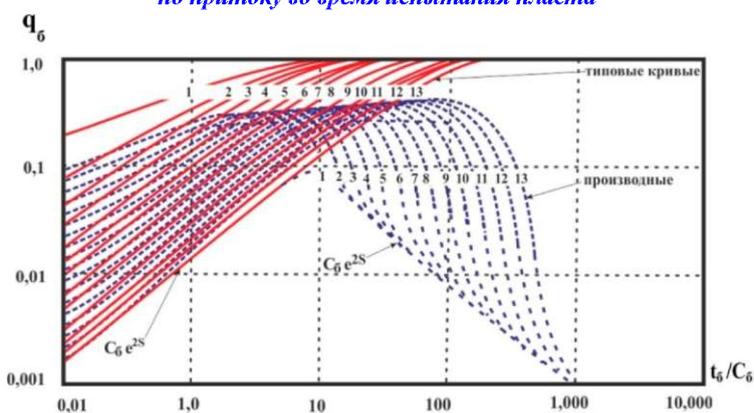


Рис. 3. Логарифмические кривые Реми и др. [1] для анализа ранних данных по притоку во время испытания пласта

3. После нахождения совпадающих кривых записывается значение параметра корреляции $C_6 e^{2S}$. Значение этого параметра для обоих p_6 и q_6 должно совпадать.

4. Из наиболее полного совпадения кривых на графиках выбирается наиболее подходящий и отмечается $(p, t_6/C_6)_{MP}$.

5. Вычисляется коэффициент емкости скважины по формуле

$$C = \frac{A_{cb}}{\rho_c} \quad (1)$$

6. Вычисляется безразмерный коэффициент емкости скважины C_6 , определяемый из уравнения

$$C_6 = \frac{C}{\varphi c_t h r_w^2} \quad (2)$$

7. Рассчитывается проницаемость по значению временной точки (пункт 4) и ко-эффициента емкости скважины (пункт 5). При значении времени в часах получим за-висимость

$$k = \frac{\mu C}{h} \left(\frac{t_6 / C_6}{t} \right) MP \quad (3)$$

Оценивается скин-эффект из параметра $C_6 e^{2s}$ и безразмерный коэффициент сква-жины C_6 .

$$s = 0,5 \ln \left[\frac{\varphi c_t r_w^2 (C_6 e^{2s}) MP}{C} \right] = 0,5 \ln \left[\frac{(C_6 e^{2s}) MP}{C_6} \right] \quad (4)$$

Кривые Реми и др. [1] разработаны для однородных однопластовых залежей [2], но подобные кривые подходят для пластов с двойной пористостью, для скважин с ГРП [3] и многослойных залежей [4]. В случае данного исследования представлен анализ дан-ных ИПТ на бурильной колонне по кривым Реми.

Анализ данных испытания скважины испытателем пластов на бурильной колонне по кривым Реми. Исследование скважины испытателем пластов включало в себя пери-од притока жидкости в скважину (5 часов) и период восстановления пластового давле-ния после остановки скважины (6 часов). Данные давления и времени для кривой при-тока приведены в табл. 1, расчеты по Реми и др. [1] выполнены для анализа данных и вычисления проницаемости, скин-фактора и безразмерного коэффициента емкости скважины.

$$P_{пл} = 22,85749841 \text{ МПа}$$

$$\varphi = 0,13$$

$$h = 7,0104 \text{ м}$$

$$\mu = 0,00043 \text{ Па}\cdot\text{с}$$

$$P_0 = 1,814010567 \text{ МПа}$$

$$r_c = 0,111252 \text{ м}$$

$$C = 3,71 \cdot 10^{-7} \text{ м}^3 / \text{Па}$$

$$c_t = 2,132 \cdot 10^{-9} \text{ Па}^{-1}$$

Таблица 1

Таблица 2

Данные по давлению и времени при регистрации кривой притока при ИПТ

t, час	pз(t) МПа
0,0506	2,444880832
0,0675	2,642070882
0,090	2,899934794
0,120	3,23570946
0,160	3,669389675
0,213	4,227175517
0,285	4,938024963
0,379	5,835032849
0,506	6,948536105
0,675	8,305424282
0,90	99,16728993
1,20	11,76521334
1,60	13,79502981
2,13	15,89793069
2,85	17,91809449
3,79	19,67832595
5,06	21,03383518

Графики функций безразмерных давления и дебита

t, час	p6	q6	tр6
0,0506	0,970020642	0,029979358	-
0,0675	0,960650044	0,039349956	0,0376
0,090	0,948396186	0,051603814	0,0490
0,120	0,932439959	0,067560041	0,0635
0,160	0,911831198	0,088168802	0,0821
0,213	0,885324858	0,114675142	0,1045
0,285	0,851544838	0,148455162	0,1326
0,379	0,80891845	0,19108155	0,1664
0,506	0,756004063	0,243995937	0,2034
0,675	0,691523869	0,308476131	0,2449
0,90	0,614953638	0,385046362	0,2857
1,20	0,52711248	0,47288752	0,3203
1,60	0,430654304	0,569345696	0,3423
2,13	0,330723109	0,669276891	0,3394
2,85	0,234723633	0,765276367	0,3118
3,79	0,151076308	0,848923692	0,2579
5,06	0,086661643	0,913338357	-

Предлагается следующее решение.

1. Применим полулогарифмические и логарифмические графики для безразмерного давления p_6 от t_3 и логарифмические графики для безразмерного расхода $q_6 = 1 - p_6$ от t_3 в том же масштабе, что и у типовых кривых. В табл. 2 приведены данные графиков. Например, при времени притока $t = 0,0506$ ч p_6 и q_6 будут равны

$$p_6 = \frac{p_{пл} - p_3(t)}{p_{пл} - p_0} = \frac{22,85749841 - 2,444880,832}{22,85749841 - 1,814010567} = 0,9700, \quad (5)$$

$$q_6 = 1,0 - p_6, \quad (6)$$

$$q_6 = 1,0 - 0,9700 = 0,0300,$$

при времени притока 0,0675 ч

$$t_{p6} = \frac{p_{61} - p_{62}}{\ln t_1 - \ln t_2} = \frac{0,9700 - 0,9484}{[\ln(182,16) - \ln(324)]} = -0,0376.$$

2. Графики фактических кривых сравним с соответствующими подходящими типовыми графиками и выявим типовую кривую, которая наиболее полно совпадает с эталонной. Заметим, что p_6 и q_6 имеют значения между 0,0 и 1,0 на обоих графиках, поэтому достаточно выровнять вертикальные оси и сдвинуть графики данных по горизонтали до совпадения. Из рис. 4–6 получаем хорошее совпадение для $C_6 e^{2s}$.

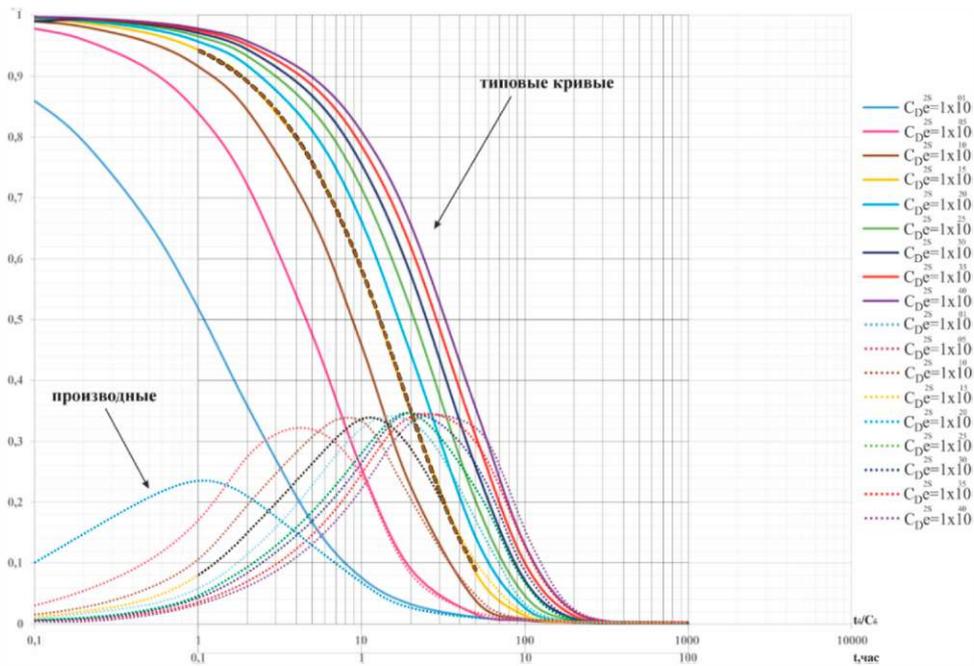


Рис. 4. Полулогарифмические кривые Ремзи и др. [1] для анализа ранних и поздних данных притока

3. Интерполируя кривые, получаем параметр корреляции кривых $C_6 e^{2s} = 1 \times 10^{15}$ по рис. 4, 5, 6.

4. Выбираем временную точку $(t, t_6/C_6)_{MP}$; $t = 1$ час (рис. 6) и $(t_6/C_6) = 10,0$.

5. Вычисляем безразмерный коэффициент емкости скважины C_6 , который определяется уравнением

$$C = \frac{A_{cb}}{\rho_c},$$

$$C_6 = \frac{C}{\varphi c_t h r_c^2} = \frac{(3,71 * 10^{-7})}{(0,13)(2,132 * 10^{-9})(7,0104)(0,111252)^2} = 15427,1216.$$

6. Рассчитываем проницаемость по значению временной точки и коэффициенту емкости скважины из 5 пункта

$$k = \frac{\mu C}{h} \left(\frac{t_6 / C_6}{t} \right) MP,$$

при $t = 1$, $\frac{t_6}{C_6} = 10$, $C_6 e^{2S} = 1 \times 10^{15}$ $k = 2,275619 \times 10^{-7} \text{ м}^2$

7. Оцениваем скин-фактор с помощью параметра корреляции кривой $C_6 e^{2S}$ из пункта 3 и безразмерного коэффициента емкости скважины C_6 , рассчитанного в пункте 5.

$$S = 0,5 \ln \left[\frac{(C_6 e^{2S}) MP}{C_6} \right],$$

при $C_6 e^{2S} = 1 \times 10^{15}$ (см. рис. 6) $S = 12$.

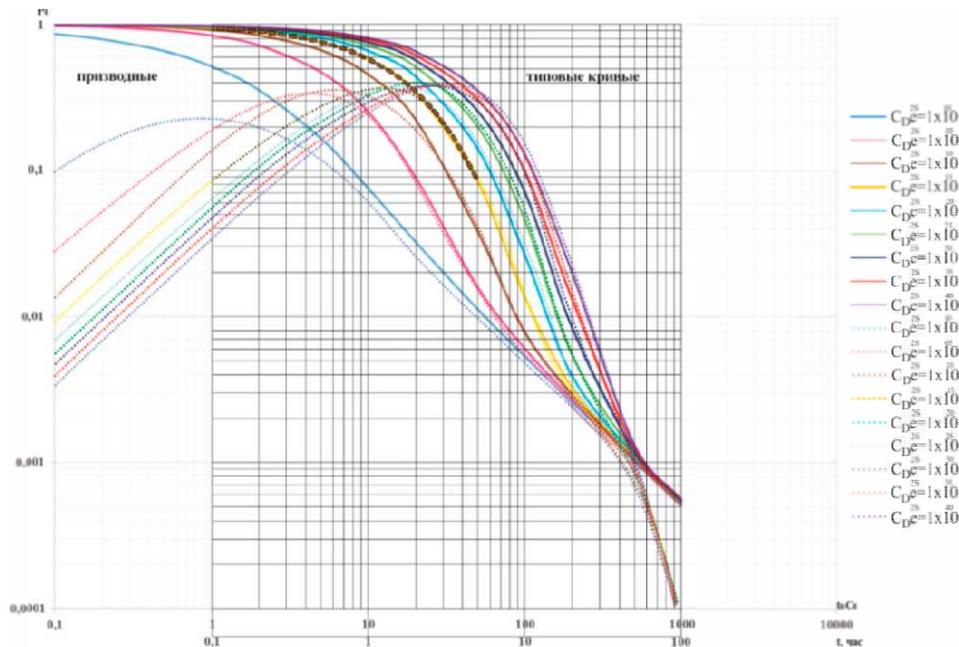


Рис. 5. Логарифмические кривые Реми и др. [1] для анализа поздних данных притока

Основные выводы и рекомендации

- Реми и др. исследователями были предложены различные эталонные кривые для анализа испытания скважин, но этот метод был разработан для коллекторов с однородным строением, с наличием одного пласта или однопластовой системы однослойных пластов.
- Предложенный метод для эталонных кривых учитывает давление, параметры которого находятся в диапазоне от нуля до одного и зависят от скорости потока и других свойств.
- Использование метода эталонных кривых уменьшает дополнительные шаги, которые необходимы для получения параметров любого уравнения.

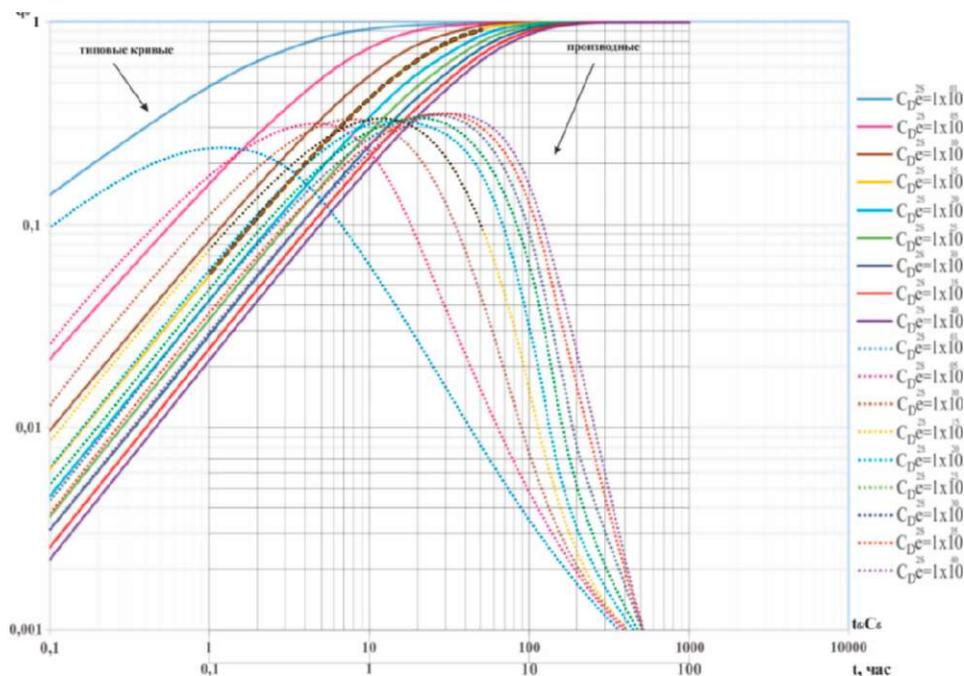


Рис. 6. Логарифмические кривые Реми и др. [1] для анализанных данных притока

- Разработка таких графиков позволяет учитывать поток, не доходящий до поверхности, при изменениях давления, вызванного закачиванием или выкачиванием воды, нефти или газа из пласта.
- Метод Хорнера и старые методы эталонных кривых 1970-го года не могли моделировать случай, когда флюид не может достигнуть поверхности (естественно или с помощью оборудования), и случай, когда скорость потока колеблется.
- Скин-фактор и объем нефти в стволе скважины может быть вычислен на основании именно таких эталонных кривых.
- Раздвижные тестовые графики имеют следующие совпадения: у-ось крепится к давлению, а х-ось не связана с уравнением непосредственно и зависит только от времени испытания.
- Этот метод может быть использован для любого оборудования в испытании скважин и не ограничивается испытателем пластов.

Список литературы

1. Ramey H. J. Jr., Agarwal R. and Martin, I.: «Analysis of Slug Test or DST Flow Period Data», J. Cdn. Pet. Tech. (July-September 1975) 37.
2. Grader A. S. and Ramey, H. J. Jr.: «Shug-Test Analysis in Double-Porosity Reservoirs», SPEFE (June 1988) 329.
3. Rushing J. A. et al.: «Analysis of Slug Test Data From Hydraulically Fractured Coalbed Methane Wells» paper SPE21492 presented at the 1991 SPE Gas Technology Symposium, Houston, 23-25 January.
4. Karsaki K., Long, J. C. S., and Witherspoon, P. A.: «Analytical Models of Slug Tests», Water Resources Research J. (1988) 24, No.1, 115.
5. Карнаухов М. Л., Пьянкова Е. М. Современные методы гидродинамических исследований скважин. – М.: Инфра-Инженерия, 2010.

Сведения об авторах

Зеин Аль-Абидин Мохаммед Джавад, аспирант кафедры «Моделирование и управление процессами нефтегазодобычи», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень; Куркукский университет, г. Куркук, Ирак; тел. +79829327362, e-mail: mehemet80@yahoo.com

Information about the authors

Zein Al-Abideen Mohammed Jawad, postgraduate of the chair «Modeling and control of oil and gas production processes», Tyumen State Oil and Gas University, phone: +79829327362, e-mail: mehemet80@yahoo.com

Фаик Саад, аспирант кафедры «Моделирование и управление процессами нефтегазодобычи», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 89199428514, e-mail: saadala79@yahoo.com

Карнаухов Михаил Львович, д. т. н., профессор кафедры «Моделирование и управление процессами нефтегазодобычи», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 89222677181, e-mail: karnauhov@front.ru

Мирбобоев Шухрат Ж., аспирант кафедры «Моделирование и управление процессами нефтегазодобычи», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. +79324888126, mirboboev88@mail.ru

Caad Faiq, postgraduate of the chair postgraduate of the chair «Modeling and control of oil and gas production processes», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 89199428514, e-mail: saadala79@yahoo.com

Karnaukhov M. L., Doctor of Engineering, professor of the chair «Modeling and control of oil and gas production processes», Tyumen State Oil and Gas University, phone: 89222677181, e-mail: karnauhov@front.ru

Mirboboev Sh. J., postgraduate of the chair «Modeling and control of oil and gas production processes», Tyumen State Oil and Gas University, phone: +79324888126, mirboboev88@mail.ru