

М. М. Рой, канд. техн. наук, доцент кафедри ОНГП

(Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка),
ongp1@ukr.net, ORCID-0000-0002-0415-3819,

О. О. Акульшин, д-р техн. наук, заступник голови правління з наукової роботи
Українського нафтогазового інституту (ПАТ "УкрНГП")

МЕТОДИКА ОБРОБЛЕННЯ ПОЧАТКОВИХ КРИВИХ ПРИПЛИВУ ТА ВІДНОВЛЕННЯ ТИСКУ ДЛЯ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

На основі проведеного аналізу застосування та результативності методик оброблення кривих припливу й відновлення вибійного тиску пропонуємо методику їхнього оброблення в разі, якщо криві мають лише початкові ділянки й обробити їх відомими методами немає можливості.

Ключові слова: крива припливу, крива відновлення тиску, випробування об'єктів випробувачами пластів.

Актуальність роботи. Одним з дуже поширених методів визначення продуктивної характеристики пласта, гідродинамічних параметрів пласта й величини пластового тиску в процесі буріння свердловин є застосування даних, отриманих під час випробування пластів випробувачами пластів на бурильних трубах. При цьому всі відомі методики математичного оброблення кривих зміни вибійного тиску під час випробування потребують того, щоб кінцева ділянка кривої відновлення тиску (КВТ) мала завершений вигляд, тобто виходила на пластовий тиск або асимптотично наближалася до пластового тиску. Але на практиці досить часто трапляються випадки, коли під час випробування пластів у процесі буріння свердловин у складних геолого-технологічних умовах через можливі ускладнення й аварії потрібно скорочувати час нерухомого стояння випробувального інструменту на вибої.

У цих випадках неможливо отримані в процесі випробування незавершені криві припливу й відновлення тиску обробити

за відомими методиками та отримати потрібні параметри пласта. Тому в багатьох випадках не вдається отримати в процесі буріння продуктивну й газогідродинамічну характеристику пластів і тому змушені переносити вирішення цього завдання на пізніший час – до спуску експлуатаційних колон і їхньої перфорації. У випадку непродуктивності об'єктів (45–50 % від загальної кількості випробуваних об'єктів) це призводить до істотного збільшення вартості розвідувальних робіт. Неможливість математичного оброблення початкових кривих припливу й відновлення тиску є причиною невдалих випробувань, бо не можемо отримувати газогідродинамічні параметри пластів і величин пластового тиску в них. Така кількість невдало випробуваних об'єктів у загальній кількості випробувань, виконаних під час буріння свердловин, становить 25–30 %.

Тобто одним із суттєвих недоліків загальноприйнятої методики випробування газонасичених пластів є короткочасність самого процесу випробування. Особливо

актуальним є це при спробах виконати випробування газових чи газоконденсатних свердловин у режимі пробної експлуатації [1], щоб отримати якнайбільше інформації про випробовувані пласти з високою ступінню достовірності, оскільки в цьому випадку проблема тривалого перебування випробувального інструменту на вибої свердловин ще більше загострюється.

Задача розрахунку газогідродинамічних параметрів газових і газоконденсатних свердловин під час їхнього випробування набуває важливого значення й потребує вирішення, якщо під час випробування об'єктів у процесі буріння свердловин умови випробування дають змогу отримати записи кривих припливу й відновлення тиску не повністю, а лише в початковому стані внаслідок обмеженості часу стояння на припливі та часу на зняття кривої відновлення тиску. За отриманими при цьому кривими припливу газу з пласта й кривими відновлення пластового тиску неможливо за відомими методиками визначити достовірну газодинамічну й продуктивну характеристики пласта, витрачаючи на це здебільшого часу й матеріальних затрат стільки ж, як і на буріння свердловини.

Отже, для підвищення ефективності застосування випробувачів під час випробування перспективних на нафту й газ пластів у процесі буріння свердловин у складних геолого-технологічних умовах потрібно розробити методику, яка могла б розширити можливості відомих методик у цьому напрямі й давала б можливість за початковими ділянками кривих припливу й відновлення вибірного тиску визначати величини пластового тиску, дебіту припливу і газогідродинамічні параметри пласта.

Метою роботи є визначення методики інтерпретації початкових ділянок кривих припливу та КВТ, використовуючи відомі методи їхнього оброблення.

Матеріали й результати досліджень

Зазвичай у практиці випробування об'єктів випробувачами пластів у багатьох випадках час припливу флюїду з пласта і час відновлення пластового тиску обмежено настільки, що криві тиску неможливо обробити методом Д. Р. Хорнера [2, 3] і дотичної [4]. Такі криві припливу й відновлення пластового тиску варто вважати початковими.

На рис. 1 показано криві припливу пластового флюїду АББ' і відновлення

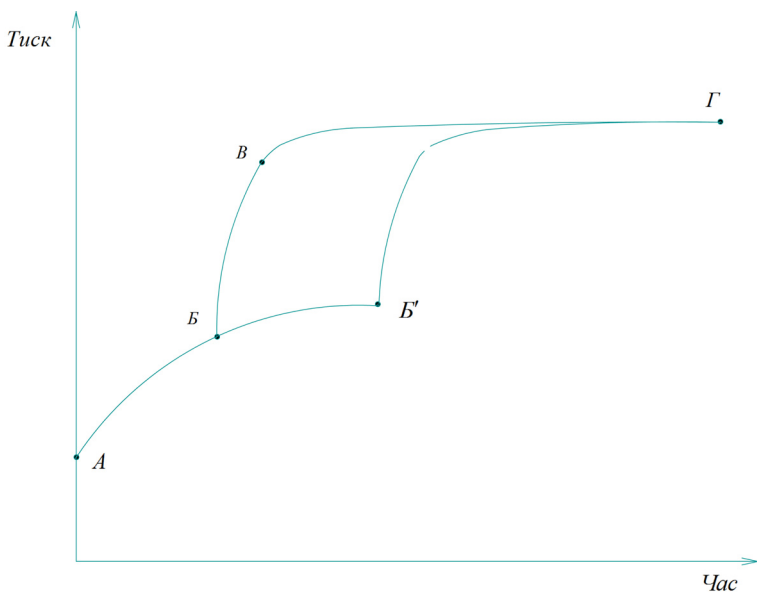


Рис. 1. Криві припливу пластового флюїду й відновлення пластового тиску

АБ – початкова ділянка кривої припливу пластового флюїду; ВВ – початкова ділянка КВТ; АББ' – повна крива припливу пластового флюїду; ВВГ і Б'Г – повні криві відновлення пластового тиску

пластового тиску БВГ і Б'Г і їхні початкові ділянки АБ і БВ відповідно.

Для оброблення початкових ділянок кривих припливу пластового флюїду й відновлення пластового тиску пропонуємо застосовувати інтегральний метод Е. Б. Чекалюка [5].

Математичне оброблення початкової ділянки кривої припливу газу

Застосовуючи інтегральний метод Е. Б. Чекалюка [5] для математичного оброблення початкової ділянки кривої припливу газу, розраховуємо за формулою

$$Y^2 = \frac{\bar{P}_n^2 \bar{Q}_m^2 - \bar{P}_m^2 \bar{Q}_n^2}{\bar{Q}_m - \bar{Q}_n} + X \frac{\bar{Q}_m \bar{Q}_n}{\bar{Q}_m - \bar{Q}_n} \ln \frac{t_n}{t_m}, \quad (1)$$

де Y – ордината сім'ї прямих, яку описано у формулі (1), Па; \bar{P}_m , \bar{P}_n – усереднені поточний і кінцевий вибірні тиски в процесі припливу газу, Па; \bar{Q}_m , \bar{Q}_n – усереднені поточний і кінцевий дебїти газу в атмосферних умовах, $\frac{M^3}{c}$; t_m , t_n – поточний і кінцевий час припливу газу, с; X – абсциси сім'ї прямих, яку описано у формулі (1), $\frac{Па}{M^3 / c}$.

Усереднені поточний і кінцевий дебїти газу розраховуємо за формулами

$$\bar{Q}_m = \frac{V(t_m)}{t_m}, \quad (2)$$

$$\bar{Q}_n = \frac{V(t_n)}{t_n}, \quad (3)$$

де $V(t_m)$, $V(t_n)$ – сумарний приплив газу з пласта за час t_m і t_n відповідно, m^3 .

Усереднені значення поточних \bar{P}_m^2 і кінцевого \bar{P}_n^2 вибірних тисків у процесі припливу газу розраховуємо за формулами А. П. Канюги [3]

$$\bar{P}_m^2 = \alpha(d)_m \cdot P_m^2, \quad (4)$$

$$\bar{P}_n^2 = \alpha(d)_n \cdot P_n^2, \quad (5)$$

де $\alpha(d)_{m,n}$ – інтеграл Дюамеля, який розраховують за формулами

$$\alpha(d)_m = 0,925 \frac{\int_0^{t_m} P_m^2(t) dt}{P_m^2 t_m} + 0,075, \quad (6)$$

$$\alpha(d)_n = 0,925 \frac{\int_0^{t_n} P_n^2(t) dt}{P_n^2 t_n} + 0,075. \quad (7)$$

Якщо у формулі (1) ввести позначення:

$$A_{m,n} = \frac{\bar{P}_n^2 \bar{Q}_m - \bar{P}_m^2 \bar{Q}_n}{\bar{Q}_m - \bar{Q}_n}, \quad (8)$$

$$B_{m,n} = \frac{\bar{Q}_m \cdot \bar{Q}_n}{\bar{Q}_m - \bar{Q}_n} \ln \frac{t_n}{t_m}, \quad (9)$$

тоді її можна записати у вигляді

$$Y^2 = A_{m,n} + B_{m,n} \cdot X. \quad (10)$$

За даними випробування газонасиченого пласта для різних поточних t_m і кінцевого t_n розраховують коефіцієнти $A_{m,n}$ і $B_{m,n}$ за формулами (5) і (6) відповідно і будують сім'ю прямих, описану рівнянням (7). Сім'ю прямих показано на рис. 2.

Абсциса точки перетину Y^2 дорівнює P_{na}^2 , а абсциса точки перетину X_{cp} чисельно дорівнює величині $\frac{\mu \cdot P_{am}}{2\pi kh}$, тобто

$$X_{cp} = \frac{\mu \cdot P_{am}}{2\pi kh}, \quad (11)$$

де P_{am} – атмосферний тиск, який дорівнює $0,1013 \cdot 10^6$ Па; μ – динамічна в'язкість газу в пластових умовах, Па·с; k – коефіцієнт проникності газонасиченого пласта, m^2 ; h – ефективна товщина газонасиченого пласта (проникна частина розкритого інтервалу), м.

Вирішуючи за формулою (8) відносно kh/μ , розраховуємо газопровідність при свердловинній зоні пласта

$$\left(\frac{kh}{\mu} \right)_1 = \frac{P_{am}}{2\pi X_{cp}}. \quad (12)$$

Якщо відома ефективна товщина пласта h , то вирішуючи (12) відносно проникності k , визначаємо її величину

$$k = \frac{P_{am}\mu}{2\pi X_{cp}h}. \quad (13)$$

Для всіх t_m і t_n розраховують значення $\frac{P_{nl}^2 - \bar{P}_m^2}{Q_m}$ і $\frac{P_{nl}^2 - \bar{P}_n^2}{Q_n}$ та $\ln t_m$ і $\ln t_n$. Будуєть висхідну пряму в координатах $\frac{P_{nl}^2 - \bar{P}_m^2}{Q_m}$, $\ln t_m$ (рис. 3). Ця лінія нахилена до осі абсцис під кутом, тангенс якого дорівнює величині i і відтинає на осі абсцис відрізок x_0 . За значеннями x_0 та i розраховують комплексний параметр п'єзопровідності та газопровідності

$$\frac{\alpha}{r_n^2} = e^{-x_0}, \quad (14)$$

$$\left(\frac{kh}{\mu}\right)_2 = \frac{P_{am}}{2\pi i}. \quad (15)$$

У процесі буріння можна прийняти зведений радіус свердловини рівним радіусу свердловини за долотом $r_n \approx r_c$. Тоді комплексний параметр п'єзопровідності розраховують за формулою

$$\frac{\alpha}{r_c^2} = e^{-x_0}. \quad (16)$$

Коефіцієнт п'єзопровідності звідси розраховують множенням комплексного параметра п'єзопровідності на квадрат радіуса свердловини за долотом.

Математичне оброблення кривої відновлення тиску інтегральним методом Е. Б. Чекалюка

В умовах нестационарного режиму припливу газу перед зупинкою роботи свердловини початкову ділянку КВТ обробляють сумісно з кривою припливу. У цьому

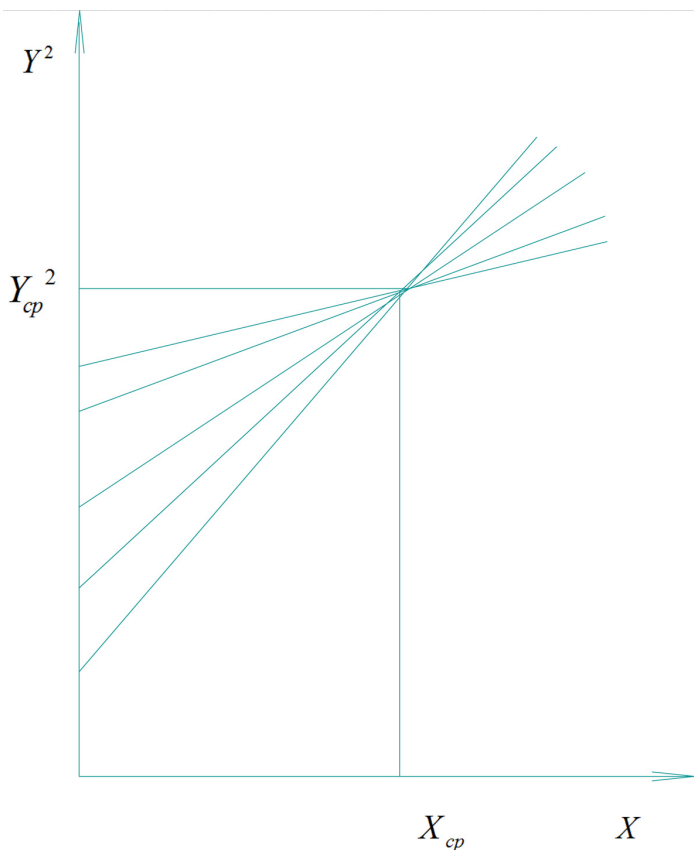


Рис. 2. Множина прямих $Y^2=f(A_{m,n}, B_{m,n}, X)$

разі криві припливу й відновлення тиску розглядають як безперервну криву припливу. Час і тиск кінцевої точки кривої відновлення тиску позначають t_n, P_n , а всіх інших точок – t_m, P_m . Розрахункові формули від (1) до (16) залишаються справедливими для оброблення сумісної кривої припливу й відновлення тиску. Починаючи з моменту зупинки роботи свердловини (закриття впускного клапана випробувача пластів), сумарний приплив газу розраховують за формулами

$$V(t_m) = V(t_{np}) + \frac{V_{cv}}{RT_{nl} \rho_{z.am}} \left(\frac{P_m}{Z_m} - \frac{P_{np}}{Z_{np}} \right), \quad (17)$$

$$V(t_n) = V(t_{np}) + \frac{V_{cv}}{RT_{nl} \rho_{z.am}} \left(\frac{P_n}{Z_n} - \frac{P_{np}}{Z_{np}} \right), \quad (18)$$

де $V(t_m)$ – сумарний приплив газу за період t_m в атмосферних умовах, m^3 ; $V(t_n)$ – сумарний приплив газу за період t_n , тобто за період припливу й відновлення тиску разом в атмосферних умовах, m^3 ; $V(t_{np})$ – сумарний приплив газу впродовж відкритого періо-

ду випробування в атмосферних умовах, m^3 ; t_{np} – період кривої припливу (відкритий період), с; V_{cv} – об'єм підпакерної зони свердловини, заповнений газом, m^3 ; R – питома газова стала, Дж/кг·К; T_{nl} – пластова термодинамічна температура, К; $\rho_{z.am}$ – густина газу в стандартних умовах (при $P_{am} = 101\,325$ Па, $T_{cm} = 293$ К), kg/m^3 ; P_m – тиск упродовж сумісної кривої припливу, Па; P_n – кінцевий тиск кривої відновлення тиску, Па; P_{np} – кінцевий тиск кривої припливу (відкритого періоду випробування), Па; Z_m – коефіцієнт стисливості газу за P_m і T_{nl} , безрозмірний; Z_n – коефіцієнт стисливості газу за P_n і T_{nl} , безрозмірний; Z_{np} – коефіцієнт стисливості газу за P_{np} і T_{nl} , безрозмірний.

Приклад математичного оброблення початкових ділянок кривих припливу й відновлення тиску

Вихідні дані:

глибина свердловини – 7 000 м;

об'єм підпакерної зони свердловини – 1,12 m^3 ;

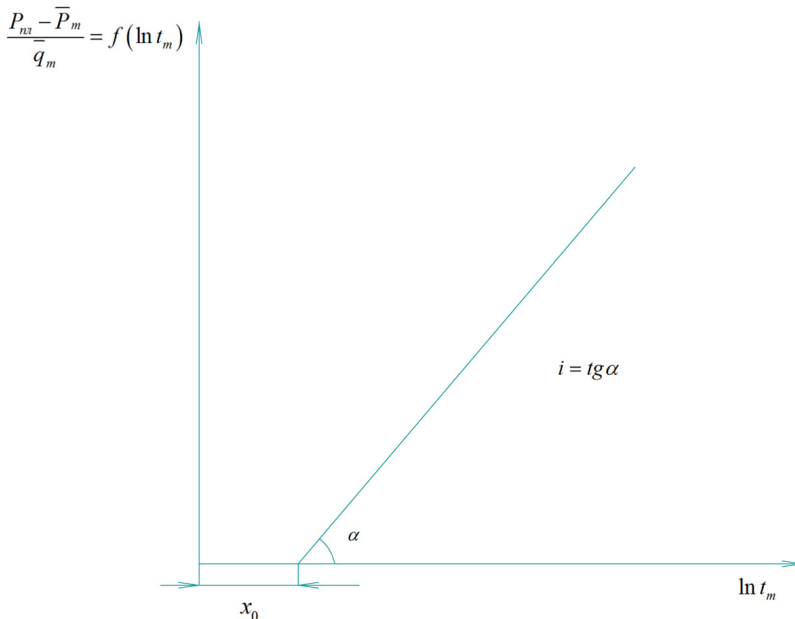


Рис. 3. Вихідна пряма $\frac{P_{ni} - \bar{P}_m}{q_m} = f(\ln t_m)$

радіус свердловини $r_c = 0,095$ м;
 тривалість припливу (відкритий період)
 $t_{np} = 3600$ с;
 тривалість відновлення тиску (закри-
 тий період) $t_{np} - t_0 = 1800$ с;
 тривалість припливу й відновлен-
 ня тиску (відкритий і закритий періоди)
 $t_n = 3600 + 1800 = 5400$ с;
 в'язкість газу в пластових умовах
 $\mu = 0,0382 \cdot 10^{-3}$ Па·с;

критичний тиск газу $P_{кр} = 4,52 \cdot 10^6$ Па;
 критична температура газу $T_{кр} = 210,5$ К;
 питома газова стала $R = 420,34$ Дж/кг К;
 густина газу в стандартних умовах (за
 $P_{ам} = 101325$ Па, $T_{см} = 293$ К), $\rho_{2,ам} = 0,823$ кг/м³;
 пластова температура 465 К.

Зважаючи на фізичні властивості газу,
 визначаємо величини коефіцієнта стисли-
 вості газу Z , які наведено в табл. 1.

Зміну вибієного тиску й сумарного
 припливу газу з пласта за період t_{Σ} наве-
 дено в табл. 2.

Інтеграл $\int_0^{t_m} P_m^2(t) dt$ розраховуємо як
 площу, обмежену кривою $P_m^2 = f(t_m)$, ося-
 ми ординат і абсцис. Результати розра-
 хунку \bar{P}_m^2 , \bar{Q}_m , $A_{m,n}$, $B_{m,n}$ наведено також
 у табл. 2.

За даними табл. 2 побудовано сім'ю
 прямих $Y^2 = A_{m,n} + B_{m,n} \cdot X$ (рис. 4), яка пере-
 тинається в кількох точках з координата-
 ми X_1 і Y_1^2 , X_2 і Y_2^2 , X_3 і Y_3^2 і т. д. Розрахо-
 вуємо X_{cp} і Y_{cp}^2 як середньоарифметичні
 координат точок перетину сім'ї прямих
 $Y^2 = f(A_{m,n}, B_{m,n}, X)$

$$X_{cp} = 40,2 \cdot 10^{12},$$

$$Y_{cp}^2 = 5620 \cdot 10^{12}.$$

Звідси

$$P_{nl} = \sqrt{Y^2} = \sqrt{5620 \cdot 10^{12}} = 74,97 \cdot 10^6 \text{ Па};$$

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{P_{ам}}{2\pi X_{cp}} = \frac{0,1013 \cdot 10^6}{6,263185 \cdot 40,2 \cdot 10^{12}} =$$

$$= 401,055 \cdot 10^{-12} \frac{M^3}{\text{Па} \cdot \text{с}};$$

$$kh = 401,055 \cdot 10^{-12} \cdot 0,0382 \cdot 10^{-3} = 0,01532 \cdot 10^{-12} M^3.$$

Розраховуємо $\frac{P_{nl}^2 - \bar{P}_m^2}{\bar{Q}_m}$ і $\ln t_m$ для кож-

ного t_m , P_m . Результати розрахунку наведе-
 но в табл. 3.

За даними табл. 3 побудовано висхід-
 ну пряму $\frac{P_{nl}^2 - \bar{P}_m^2}{\bar{Q}_m} = f(\ln t_m)$, зображену

на рис. 5. Вона нахилена до осі абсцис під
 кутом, тангенс якого $i = 40,07 \cdot 10^{12}$, і відті-
 нає на осі абсцис відрізок $x_0 = 5,46$. За фор-
 мулою (15) розраховуємо газопровідність
 пласта

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{P_{ам}}{2\pi i} = \frac{0,1013 \cdot 10^6}{6,2832 \cdot 40,07 \cdot 10^{12}} = 402,4 \cdot 10^{-12} \frac{M^3}{\text{Па} \cdot \text{с}}.$$

За формулою (16) розраховуємо комп-
 лексний параметр п'єзопровідності

$$\frac{\alpha}{r_n^2} = e^{-x_0} = 2,71828^{-5,46} = 0,00425 c^{-1}.$$

Помноживши комплексний параметр
 п'єзопровідності на величину квадрата
 зведеного радіуса, який можна прийняти
 рівним радіусу свердловини за долотом,
 розраховуємо коефіцієнт п'єзопровіднос-
 ті α .

Висновки

На основі викладеного можна зробити
 висновок про те, що під час випробуван-
 ня свердловин у процесі буріння в склад-
 них геолого-технологічних умовах (через
 можливі ускладнення й прихоплення ви-
 пробувального інструменту) або в режимі
 пробної експлуатації [1], коли потрібно
 істотно обмежувати час відкритого й за-

Таблиця 1. Коефіцієнт стисливості газу за тисків від $68 \cdot 10^6$ до $75 \cdot 10^6$ Па і за $T_{nl} = 465$ К

P_m , Па	$68 \cdot 10^6$	$69 \cdot 10^6$	$70 \cdot 10^6$	$71 \cdot 10^6$	$72 \cdot 10^6$	$73 \cdot 10^6$	$74 \cdot 10^6$	$75 \cdot 10^6$
Z	1,362	1,374	1,375	1,395	1,405	1,416	1,426	1,435

Таблица 2. Результаты математического обробления кривых припливу газу й відновлення тиску за інтегральним методом Е. Б. Чекалюка

t_m, c	$P_m, Па$	$P_m^2, Па$	$\int_0^{t_m} P_m^2(t) dt$	$\frac{\int_0^{t_m} P_m^2(t) dt}{P_m^2 \cdot t_m}$	$a(d)_m$	$\bar{P}_m^2 \cdot 10^{12}, Па^2$	$V(t_m), м^3$	$\bar{Q}_m \cdot 10^{12}$	$A_m \cdot 10^{12}$	$B_{m,n}$
0	$75,00 \cdot 10^6$	$5625 \cdot 10^{12}$	—	—	—	—	—	—	—	—
600	$75,00 \cdot 10^6$	$4953,34 \cdot 10^{12}$	$3107307 \cdot 10^{15}$	1,045525847	1,042111409	5161,932	7349,565	12,249275	4851,8333	19,170608
1200	$75,00 \cdot 10^6$	$4791,41 \cdot 10^{12}$	$6030,732 \cdot 10^{15}$	1,04887914	1,045213205	5008,045	11256,393	9,380328	4948,4647	16,778031
1800	$75,00 \cdot 10^6$	$4712,82 \cdot 10^{12}$	$8882,001 \cdot 10^{15}$	1,047025984	1,043499036	4917,823	15498,625	8,610347	5072,1700	13,713388
2400	$75,00 \cdot 10^6$	$4663,52 \cdot 10^{12}$	$11694,903 \cdot 10^{15}$	1,044892324	1,0415254	4857,175	19658,710	8,191129	5184,3675	10,933631
3000	$75,00 \cdot 10^6$	$4638,97 \cdot 10^{12}$	$14485,650 \cdot 10^{15}$	1,040866683	1,037801818	4814,332	23670,956	7,890318	5284,3844	8,4556435
3600	$75,00 \cdot 10^6$	$4630,80 \cdot 10^{12}$	$17266,581 \cdot 10^{15}$	1,035733027	1,03305305	4783,862	27503,521	7,639867	5375,2865	6,2036245
4200	$75,00 \cdot 10^6$	$5346,5344 \cdot 10^{12}$	$20259,781 \cdot 10^{15}$	0,90222131	0,90955471	4862,9655	27514,930	6,5511738	5393,4032	5,7631221
4800	$75,00 \cdot 10^6$	$5382,8634 \cdot 10^{12}$	$23478,600 \cdot 10^{15}$	0,90869387	0,91554183	4928,2366	27515,387	5,7323722	5401,6107	5,4019311
5400	$75,00 \cdot 10^6$	$5399,3104 \cdot 10^{12}$	$26713,252 \cdot 10^{15}$	0,91620931	0,92249361	4980,8293	27515,683	5,0954968	—	—

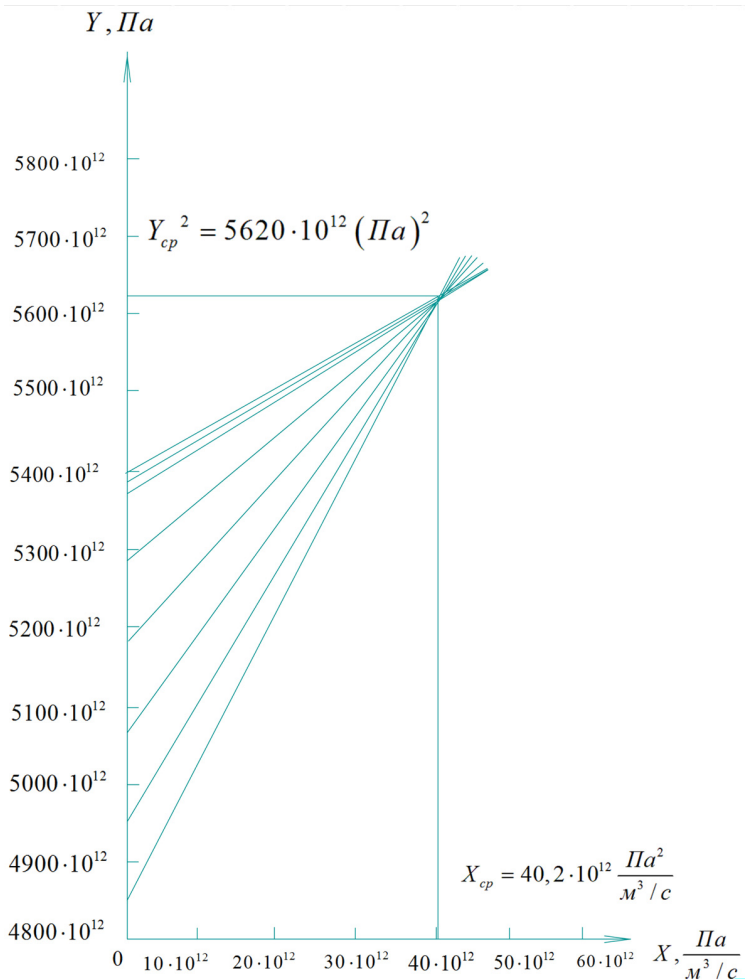


Рис. 4. Сім'я прямих $Y^2=f(A_{m,n}, B_{m,n}, X)$ математичного оброблення кривих припливу газу й відновлення пластового тиску

Таблиця 3. Результати розрахунку $\frac{P_{nl}^2 - \bar{P}_m^2}{Q_m}$ і $\ln(t_m)$ кривих припливу газу й відновлення тиску

t_m, c	\bar{P}_m^2	\bar{Q}_m	$\frac{P_{nl}^2 - \bar{P}_m^2}{Q_m}$	$\ln(t_m)$
600	$5161,932 \cdot 10^{12}$	12,249275	$37,3955 \cdot 10^{12}$	6,396930
1200	$5008,045 \cdot 10^{12}$	9,380328	$65,2381 \cdot 10^{12}$	7,090077
1800	$4917,823 \cdot 10^{12}$	8,610347	$65,2381 \cdot 10^{12}$	7,495542
2400	$4857,175 \cdot 10^{12}$	8,191129	$65,2381 \cdot 10^{12}$	7,783224
3000	$4814,332 \cdot 10^{12}$	7,890318	$65,2381 \cdot 10^{12}$	8,006368
3600	$4783,862 \cdot 10^{12}$	7,639867	$65,2381 \cdot 10^{12}$	8,188689
4200	$4862,9655 \cdot 10^{12}$	6,5511738	$65,2381 \cdot 10^{12}$	8,342840
4800	$4928,2366 \cdot 10^{12}$	5,7323722	$65,2381 \cdot 10^{12}$	8,476371
5400	$4980,8293 \cdot 10^{12}$	5,0954968	$65,2381 \cdot 10^{12}$	8,594154

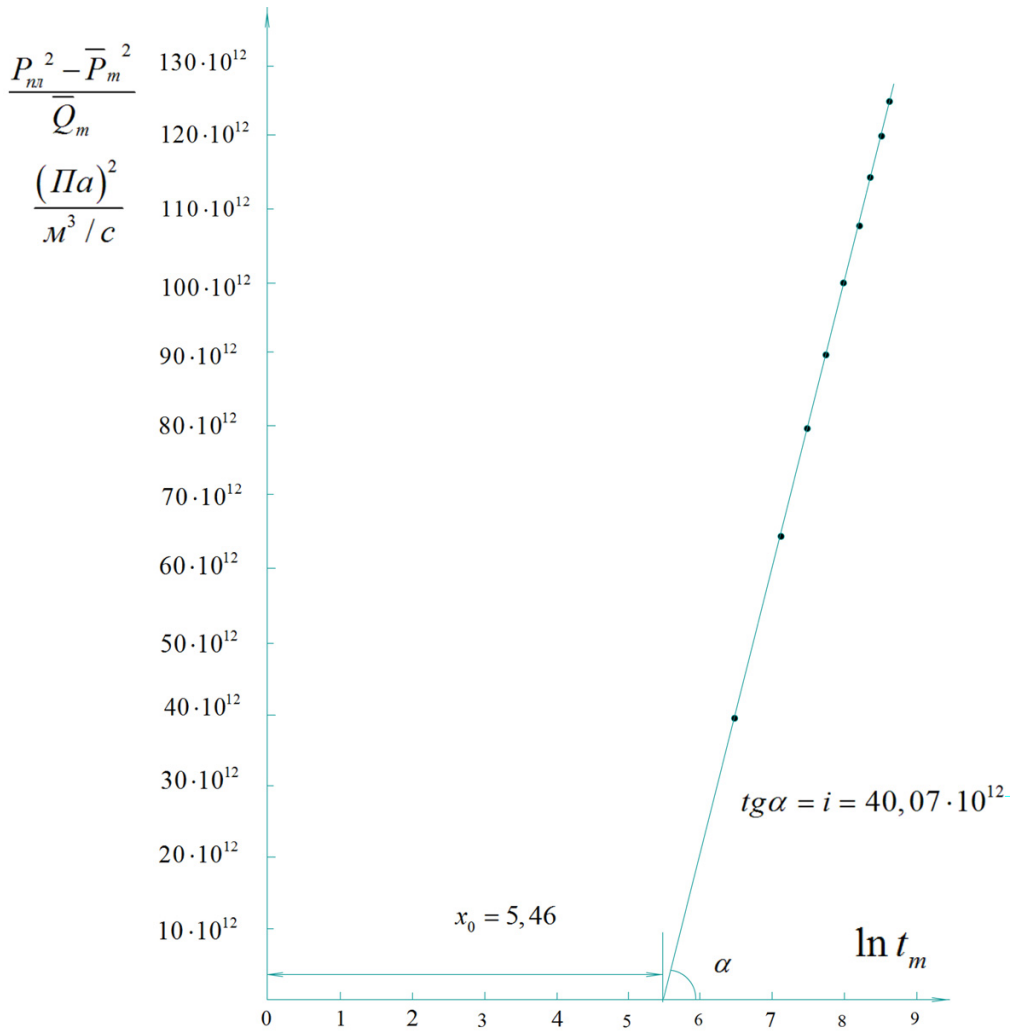


Рис. 5. Висхідна пряма $\frac{P_{nz}^2 - \bar{P}_m^2}{\bar{Q}_m} = f(\ln t_m)$ математичного оброблення кривих припливу газу й відновлення пластового тиску

критого періоду випробувань (що стає причиною неякісних кривих припливу й відновлення тиску) є можливість отримати потрібну інформацію про досліджувані пласти, отримавши лише початкові ділянки кривої припливу та КВТ і обробивши їх за викладеною методикою. Це дасть змогу суттєво розширити інформацію щодо перспективності пластів у процесі буріння свердловин завдяки визначенню більшої кількості газогідродинамічних параметрів пласта, ніж за відомими методиками,

і отримати суттєвий економічний ефект. Лише вилучення з випробування непродуктивних пластів в експлуатаційних колонах дасть змогу щороку економити чималі кошти й час. Уникнення потреби спускати експлуатаційні колони, щоб отримати продуктивні характеристики досліджуваного пласта, є чинником істотного підвищення ефективності проведення робіт для геологорозвідувальної галузі нафтогазопромислового комплексу України.

ЛІТЕРАТУРА

1. Рой М. М. Перспективність випробування газонасичених пластів у процесі буріння в режимі пробної експлуатації/М. М. Рой, В. Г. Ластовка//Матеріали наук.-техн. конф. “Підвищення ефективності буріння свердловин та інтенсифікації нафтогазовидобутку на родовищах України” (Івано-Франківськ, 16–18 листопада 2010 р.). – Івано-Франківський нац. техн. ун-т нафти і газу, 2010. – С. 62–64.
2. Чернов Б. С. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов/Б. С. Чернов, М. Н. Базлов, А. И. Жуков. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 317 с.
3. Каныога А. П., Шелешко Т. В., Мельничук Я. Г., Синицын В. Я. и др. Руководство по гидрогазодинамическим и термометрическим исследованиям разведочных скважин. – К.: Наукова думка, 1973. – 348 с.
4. Чекалюк Э. Б. Универсальный метод определения физических параметров пласта по измерениям забойных давлений и притоков/Э. Б. Чекалюк//Нефтяное хозяйство. – 1964. – № 2. – С. 36–40.
5. Чекалюк Э. Б. Основы пьезометрии залежей нефти и газа/Э. Б. Чекалюк. – К.: Государственное издательство технической литературы УССР, 1961. – 286 с.

REFERENCES

1. Roy N. N., Lastovka V. H. Perspective of gas-saturated layers test in the drilling process in the mode of burn-in//Mater. sc.-tech. conf. “Increase of well-drilling and intensification efficiency to the oil-gaz booty on the deposits of Ukraine” (Ivano-Frankivsk, 16–18 november 2010). – Ivano-Frankivsk nats. tech. in-t oil and gas, 2010. – P. 62–64. (In Ukrainian).
2. Chernov B. S., Bazlov M. N., Zhukov A. I. Hydrodynamic methods of research of wells and layers. – Moskva: Gostoptehizdat, 1960. – 317 p. (In Russian).
3. Kanyuga A. P., Sheleshko T. V., Melnichuk Ja. G., Sinicyn V. Ja. Guidance to on hydrogazdynamic and thermometrical researches of reconnaissance wells. – Kyiv: Naukova dumka, 1973. – 348 p. (In Russian).
4. Chekalyuk Je. B. Universal method of physical parameters determination of layer for measurings of backwall pressures and influxes// Neftjanoe hozjajstvo. – 1964. – № 2. – P. 36–40. (In Russian).
5. Chekaljuk Je. B. Bases of piezomeasurings beds of oil and gas. – Kiev: Gosudarstvennoe izdatelstvo tehnichekoj literatury USSR, 1961. – 286 p. (In Russian).

Рукопис отримано 23.03.2017.

Н. Н. Рой, *Полтавский национальный технический университет имени Юрия Кондратиюка*, ongp1@ukr.net, ORCID-0000-0002-0415-3819,

А. А. Акульшин, *Украинский нефтегазовый институт (ПАТ “УкрНГИ”)*

МЕТОДИКА ОБРАБОТКИ НАЧАЛЬНЫХ КРИВЫХ ПРИТОКА И ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ ДЛЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

На основании проведенного анализа применения и результативности методик обработки кривых притока и восстановления забойного давления предлагаем методику их обработки в случае, когда кривые имеют лишь начальные участки и обработать их по известным методикам невозможно.

Ключевые слова: кривая притока, кривая восстановления давления, испытание объектов испытателями пластов.

M. M. Roy, *Poltava national technical of Yurii Kondratiuk university, Ukraine*, ongp1@ukr.net, ORCID-0000-0002-0415-3819,

O. O. Akulshin, *Ukrainian oil and gas institute (UOGI)*

TREATMENT METHOD OF INITIAL CURVES OF INFLUX AND REPRESSURING FOR GAS WELLS

The problem of calculation of gashydrodynamic parameters of gas and gas condensate wells at their test acquires an important value and requires a decision, if at the test of objects in the process of well-drilling condition of test allow to get the records of curves of wave and proceeding in pressure not fully, but only in the initial state as a result of narrow-mindedness of time of standing on a wave

and time on the removal of proceeding in pressure curve. After got here the curves of gas wave from a layer and curves of proceeding in layer pressure it is impossible after the known methods to define reliable gas-dynamic and productive descriptions of layer, outlaying on it, in most cases, time and financial expenses so much, as well as on a well-boring.

Therefore a problem of gashydrodynamic parameters finding is actual, especially for the cases of test in difficult geology-technological terms, when it is difficult enough to get a valuable weekend information for the leadthrough of calculations with the purpose of lauter and productive descriptions receipt of the probed layers.

Consequently, with the purpose of increase application of testers efficiency at perspective test of on oil and gas of layers in the process of well-drilling in difficult geology-technological terms it is necessary to develop a method which would extend possibilities of the known methods in this direction, and would enable after the initial areas of curves of wave to determine proceeding in backwall pressure sizes of layer pressure, to the debit of wave and gashydrodynamic parameters of layer.

On the basis of the conducted analysis of application and effectiveness of methods of treatment of curves of wave and proceeding in backwall pressure the method of their treatment is offered in case if curves have only initial areas and to process them the known methods there is not possibility.

That, the purpose of work is finding of method of interpretation of initial areas of curves of wave and KVT, using the known methods of their treatment. These methods are difficult, because use the known methods which are based on integral and differential mathematical methods, but this complication is compensated exactness which necessary parameters are determined with.

For simplification of using these difficult methods it is recommended all calculations to conduct by a software product, executed in a modern mathematical environment. All together will provide the calculation of greater amount of parameters and will promote their exactness which will be instrumental in upgrading test and research of productive objects.

Keywords: curve of influx, curve of repressuring, test of objects the layers testers.