

Дослідження та методи аналізу

УДК 622. 276. 1/7

ТЕРМОДИНАМІЧНИЙ АНАЛІЗ ГЛИБИНИ МОЖЛИВОГО ВІДКЛАДАННЯ ПАРАФІНУ У СВЕРДЛОВИНІ

В.С. Бойко¹, В.С. Орлів²

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 994196,
e-mail: public@nung.if.ua

²ДП "Кримгеологія", 95007, м. Сімферополь, вул. Беспалова, 47, тел. (0652) 23-21-61,
e-mail: geology@sf.ukrtel.net

Предложена методика определения глубины отложения парафина на основе анализа кривых распределения температуры в скважине в процессе ее эксплуатации.

There have been suggested the method of determining the paraffin deposits depth on base of analysis the distribution curve of temperature in the wells in conditions of well exploitation.

Значний вміст парафіну містять нафти як Передкарпаття (6,3-13,6%), так і Дніпровсько-Донецької западини (1,2-13%) [5]. Випадання парафіну у твердому вигляді із нафти є неминучим процесом, оскільки вздовж стовбура свердловини з вибою до поверхні землі температура знижується, і на певній глибині настає рівність температури потоку і температури насичення нафти парафіном. Найінтенсивніше парафін відкладається в піднімальних трубах. Відклади парафіну призводять до збільшення гідравлічного опору потоків, зменшення дебіту і необхідності очищення труб від парафіну [3]. Глибини відкладання парафіну в ліфтових трубах оцінюють за фактом наявності його під час піднімання труб. Нами пропонується методика визначення глибини відкладання парафіну на основі аналізу кривих розподілу температури у свердловині під час її експлуатації.

Виведемо рівняння розподілу температури у свердловині на основі закону теплопровідності. За законом теплопровідності Фур'є тепловий потік $q, \text{Вт/м}^2$ за одиницю часу через поверхню F становить [2]

$$q = -\lambda \frac{\partial T}{\partial r} F, \quad (1)$$

або

$$q = -2\pi\lambda r \frac{\partial T}{\partial r}, \quad (2)$$

де: λ – коефіцієнт теплопровідності навколишнього середовища (обсадних труб, цементно-

го каменю і гірських порід), $\text{Дж}/(\text{м}\cdot\text{с}\cdot\text{К})$ або $\text{Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$; $-\partial T/\partial r$ – градієнт температур T вздовж полярної (циліндричної) координати r на якійсь глибині z (знак мінус вказує, що прирости температури і координати протилежні), $\text{К}/\text{м}$; F – площа бокової поверхні з одиничною висотою, $F = 2\pi r \cdot l, \text{ м}^2$.

Таке теплопровідне перенесення теплоти зумовлює зміну внутрішньої енергії E , Дж навколишнього середовища. Ця енергія для її елемента V рівна $E = cTV$, де c – об'ємна теплоємність навколишнього середовища, $\text{Дж}/(\text{м}^3\cdot\text{К})$; V – об'єм елемента, висота якого дорівнює одиниці, $V = 2\pi r dr \cdot l$.

Зміна теплоти теплопровідного потоку на довжині dr становить

$$\begin{aligned} q(r) - \left[q(r) + \frac{\partial q}{\partial r} dr \right] &= -\frac{\partial q}{\partial r} dr = \\ &= -\frac{\partial}{\partial r} \left[-\lambda \frac{\partial T}{\partial r} \cdot 2\pi r \right] dr = 2\pi\lambda \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) dr. \end{aligned} \quad (3)$$

Зміну внутрішньої енергії за одиницю часу t , с записуємо так:

$$\frac{\partial E}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial t} (cT \cdot 2\pi r dr) = 2\pi c r dr \frac{\partial T}{\partial r}. \quad (4)$$

Прирівнюючи ці зміни, одержуємо диференціальне рівняння теплопровідного потоку в навколишньому середовищі

$$2\pi\lambda \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) dr = 2\pi cr dr \frac{\partial T}{\partial r}, \quad (5)$$

або після спрощення

$$\frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} = \frac{1}{\chi_T} \frac{\partial T}{\partial t}, \quad (6)$$

де χ_T – коефіцієнт температуропровідності навколишнього середовища, $\chi_T = \lambda/c$, м²/с.

Якщо взяти умови

$$T(r, 0) = T'_n = \text{const}; \quad (7)$$

$$T(r_c, t) = T' = \text{const}, \quad (8)$$

причому $T' > T'_n$, $T' - T'_n = \Delta T = \text{const}$, то, як відомо з підземної гідрогазомеханіки [1], за формальним розв'язком Е.Б.Чекалюка [4] стосовно пружного режиму фільтрації можемо записати розв'язок одержаного диференціального рівняння теплопровідного потоку так:

$$T(r, t) = T' - \frac{\Delta T}{\ln \frac{R(t)}{r_c}} \ln \frac{r}{r_c}, \quad (9)$$

де: T'_n – геотермальна температура порід на глибині z , К; T' – температура нафти у свердловині на цій же глибині, К; $\Delta T = \Delta T(z)$, К; $R(t)$ – радіус зони збурення температури порід (або поширення теплоти), $R(t) = r_c + \sqrt{\pi\chi_T t}$; m ; r_c – радіус свердловини, м.

Звідси в результаті диференціювання одержуємо градієнт температури в навколишньому середовищі

$$\frac{\partial T}{\partial r} = - \frac{\Delta T(z)}{\ln \frac{R(t)}{r_c}} \frac{1}{r}. \quad (10)$$

Підставляючи останній вираз у закон Фур'є, отримуємо тепловий потік у навколишньому середовищі

$$q = \frac{2\pi r \lambda \Delta T(z)}{\ln \left[1 + \sqrt{\frac{\pi\chi_T t}{r_c^2}} \right]}. \quad (11)$$

У розрахунку не на одиницю висоти стовбура свердловини, а на елемент стовбура свердловини висотою dz цей вираз запишемо так:

$$dq = \frac{2\pi r \lambda \Delta T(z)}{\ln \left[1 + \sqrt{\frac{\pi\chi_T t}{r_c^2}} \right]} dz, \quad (12)$$

або

$$dq = \pi\lambda K(t) \Delta T(z) dz, \quad (13)$$

де

$$K(t) = \frac{2}{\ln \left[1 + \sqrt{\frac{\pi\chi_T t}{r_c^2}} \right]}. \quad (14)$$

Тепловтрати dq і зміна тиску вздовж стовбура свердловини призводять до зміни ентальпії теплоносія у відповідності із загальним термодинамічним співвідношенням (теплота, що надається тілу, витрачається на зміну його внутрішньої енергії, потенціальної енергії і на здійснення ним роботи проти зовнішніх сил).

Ентальпія однорідної речовини залежить від температури і тиску, але впливом зміни тиску у стовбурі свердловини без істотних наслідків можна нехтувати. Тоді із загального термодинамічного співвідношення отримуємо

$$Q_m c_p dT = - \pi\lambda K(t) \Delta T(z) dz, \quad (15)$$

або

$$\frac{dT}{dz} = - \frac{\lambda K(t)}{Q_m c_p} \Delta T(z), \quad (16)$$

де: c_p – теплоємність речовини (нафти) за постійного тиску, Дж/(кг·К); Q_m – масова витрата теплоносія (нафти), кг/с.

Значення $\Delta T(z)$ змінюється вздовж стовбура свердловини з двох причин: у результаті зміни температури теплоносія (нафти) T і зміни температури порід T'_n , тобто:

$$T = T(z) \quad \text{і} \quad T'_n = T'_n(z) = T_{пл} - \Gamma_T z, \quad (17)$$

що дає

$$\Delta T(z) = T - T'_n = T' - T_{пл} + \Gamma_T z, \quad (18)$$

де: $T_{пл}$ – пластова температура (геотермічна температура нафтового пласта), К; Γ_T – геотермічний градієнт, К/м; z – вертикальна координата, що відраховується тут від вибою свердловини, м.

Тоді диференціальне рівняння розподілу температури у стовбурі нафтової свердловини запишемо так:

$$\frac{dT}{dz} + K_0 (T - T_{пл} + \Gamma_T z) = 0, \quad (19)$$

де константа у цьому рівнянні – коефіцієнт теплообміну (у м⁻¹)

$$K_0 = \frac{2\pi\lambda}{Q_m c_p \ln \left[1 + \sqrt{\frac{\pi\chi_T t}{r_c^2}} \right]} = \frac{\pi\lambda}{Q_m c_p} K(t), \quad (20)$$

оскільки тут час t , с виступає як незалежний параметр.

Це є звичайне лінійне диференціальне рівняння, яке має такий розв'язок:

$$T = e^{-K_0 z} \left[C + K_0 \int (T_{пл} - \Gamma_T z) e^{-K_0 z} dz \right], \quad (21)$$

де C – постійна інтегрування.

На вибої свердловини, коли $z = 0$, температура рівна пластовій температурі, тобто $T = T_{пл}$. Звідси отримуємо

$$C = -\Gamma_T K_0, \quad (22)$$

а тоді рівняння розподілу температури вздовж стовбура нафтової свердловини запишемо у вигляді

$$T = T_{пл} - \Gamma_T z + \frac{\Gamma_T}{K_0} (1 - e^{-K_0 z}), \quad (23)$$

або в розгорнутому вигляді

$$T = T_{пл} - \Gamma_T z + \frac{Q_M c_p}{\rho \lambda K(t)} \left[1 - \exp\left(-\frac{\pi \lambda K(t) z}{Q_M c_p}\right) \right]. \quad (24)$$

Якщо z відраховувати від гирла свердловини, то в цій формулі треба формально замінити z на $(H-z)$, тобто:

$$T = T_{пл} - \Gamma_T (H - z) + \Gamma_T \frac{Q_M c_p}{\rho \lambda K(t)} \left[1 - \exp\left(-\frac{\rho \lambda K(t) (H - z)}{Q_M c_p}\right) \right], \quad (25)$$

або

$$T = T_{пл} - \Gamma_T (H - z) + \frac{\Gamma_T}{K_0} [1 - \exp(-K_0 (H - z))], \quad (26)$$

де H – глибина свердловини (по вертикалі). Оскільки згідно з геотермою

$$T_{пл} = T_n + \Gamma_T H, \quad (27)$$

то рівняння розподілу температури можна записати ще й так:

$$T = T_n + \Gamma_T z + \Gamma_T \frac{Q_M c_p}{\pi \lambda K(t)} \left[1 - \exp\left(-\frac{\pi \lambda K(t) (H - z)}{Q_M c_p}\right) \right], \quad (28)$$

або

$$T = T_{пл} - \Gamma_T z + \frac{\Gamma_T}{K_0} [1 - \exp(-K_0 (H - z))]. \quad (29)$$

Не важко побачити, що в усіх цих розв'язках перші два доданки справа в рівнянні описують геотерму, а останній, третій, характеризує нестационарність процесу теплопередачі від гарячого потоку до холодних порід.

За малих дебітів нафти (в граничному випадку масова витрата $Q_M \rightarrow 0$ або коефіцієнт теплообміну $K_0 \rightarrow \infty$), значина температури T наближається до температури згідно з геотермічним розподілом температур $T \rightarrow T_{пл} - \Gamma_T z$ (лінія 1 на рис. 1). За дуже великих дебітів, коли $Q_M \rightarrow \infty$ або $t \rightarrow \infty$ чи $\lambda = 0$, тобто $K_0 \rightarrow 0$, температура у свердловині стабілізується на рівні $T \rightarrow T_{пл}$ (лінія 4). За $\infty > K_0 > 0$ величини T займають проміжні значини $T_{пл} > T > T_{пл} - \Gamma_T z$.

Отже, пряма 1 зображує геотерму, тобто розподіл температур у стовбурі свердловини до моменту часу її пуску $t = 0$. Крива 3 відповідає практично усталеній температурі у стовбурі після пуску свердловини з певним масовим дебітом Q_M у випадку незмінної температури на вибої $T_{пл} = \text{const}$. Якщо б рідина в потоці зберігала початкову температуру під час піднімання,

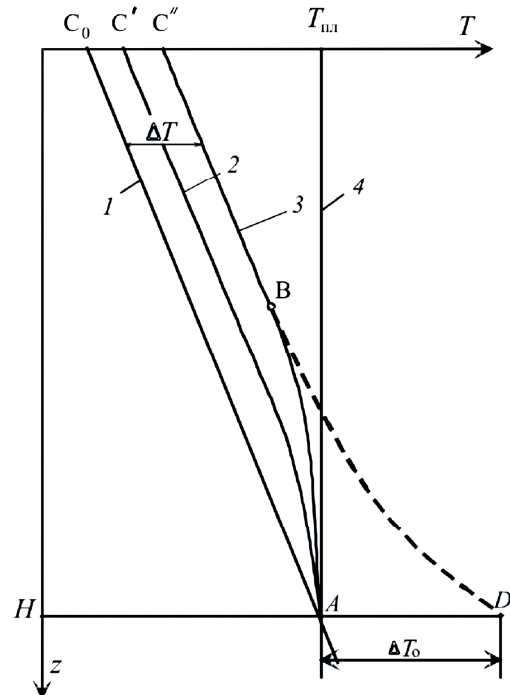


Рисунок 1 — Розподіл температури T з глибиною z у діючій нафтовій свердловині

а це можливо тільки за ідеальної теплоізоляції стовбура (коефіцієнт теплопровідності $\lambda = 0$), то геотерма свердловини, що діє, мала б вигляд вертикальної прямої лінії (лінія 4). Але в міру зростання різниці температур потоку і порід зростає інтенсивність охолодження потоку, тому фактична температурна крива шораз більше відхиляється вліво по лінії ABC і на деякій відстані (точка B) стає практично паралельною геотермі AC₀ (лінії 2, 3). Інтервал стабілізування нахилу температурної кривої AB прямо пропорційний усталеній різниці температур $\Delta T = T - T_n$, де T_n – температура згідно з геотермою. У разі достатньо високих відборів точка B може піднятися вище гирла свердловини. Це означає, що температура у стовбурі свердловини зростає однаково на всіх глибинах від гирла до точки B, а сама точка B переміщується вгору

зі швидкістю потоку $w = \frac{Q_M}{F \rho_2}$, де: F – площа перерізу струменю потоку, м²; ρ – густина рідини, кг/м³. Як видно, температура нафти, що виходить із свердловини, не має нічого спільного з вибієюною температурою, а залежить від дебіту свердловини.

Якщо додатково врахувати за Е.Б.Чекалюком тепловий ефект адиабатичного розширення рідини і стрибок температури на вибої [4], то розподіл температури потоку у стовбурі фонтанної свердловини можна обчислити за такою формулою:

а) для $z \leq wt$

$$T(z, t) = (T_{пл} - \Gamma_T z) + \frac{M + \Gamma_T}{K'_0} (1 - e^{-K_0 z}) + \Delta T_0 e^{-K_0 z} \left(t - \frac{z}{w} \right); \quad (30)$$

б) для $z > wt$

$$T(z, t) = (T_{пл} - \Gamma_T z) + \frac{M + \Gamma_T}{K'_0} (1 - e^{-K'_0 z}), \quad (31)$$

де: $T(z, t)$ – температура у точці z на момент часу t , К; z – вертикальна просторова координата, яка відраховується від покрівлі продуктивного (нафтового) пласта, м; $T_{пл}$ – початкова температура на рівні покрівлі пласта, К; Γ_T – геотермічний градієнт, К/м;

$$M = \frac{A}{c_p} \left(\frac{p_b - p_2}{\rho g H} - 1 \right), \text{ К/м}; \quad A = 9,81386 \cdot 10^{-3}$$

Дж/(кг·м) – механічний еквівалент теплоти; c_p – масова теплоємність рідини за постійного тиску, Дж/(кг·К); p_b, p_2 – тиски на вибої і на гирлі свердловини, Па; ρ – густина рідини, кг/м³; g – прискорення вільного падіння, м/с²; H – глибина свердловини, м; K'_0 – коефіцієнт теплообміну між потоком рідини і навколишнім середовищем, м⁻¹; ΔT_0 – стрибок температури на вибої свердловини, К.

Якщо нехтувати термічними опорами у стовбурі свердловини, то коефіцієнт теплообміну між потоком рідини і навколишнім середовищем можна записати так [4]:

$$K'_0 = \frac{2\lambda_T}{Q c_p \ln \left[1 + \sqrt{\frac{4\rho a_T t}{d_0^2}} \right]}, \quad (32)$$

де: λ_T – середній коефіцієнт теплопровідності оточуючого середовища, кДж/(м·год·°С); Q – об'ємна витрата рідини, м³/год; a_T – середній коефіцієнт температуропровідності оточуючого середовища, м²/год; d_0 – діаметр труби, по якій здійснюється піднімання рідини на поверхню, м; $w = Q/F$ – швидкість руху рідини в трубах, м/год; $F = (\rho d_0^2)/4$ – площа прохідного перерізу труби; ΔT_0 – стрибок температури на вибої свердловини, °С.

Приріст температури в часі на глибині z , коли $z > wt$,

$$\Delta T(z, t) = \frac{(M + \Gamma_T)}{K'_0} (1 - e^{-K'_0 z}), \quad (33)$$

а максимальний приріст температури над геотермою за $t \rightarrow \infty$

$$\Delta T_{\max} = \frac{M + \Gamma_T}{K'_0}. \quad (34)$$

Стрибок температури на вибої свердловини ΔT_0 переноситься вгору зі швидкістю потоку w і швидко при цьому згасає вздовж шляху.

На реальну термограму впливає ряд інших чинників. Так, збільшення дебіту відіграє двояку роль: збільшення дебіту призводить внаслідок збільшення теплоперенесення потоком до підвищення температури по стовбуру, але під час переходу від ламінарного режиму до турбулентного внаслідок збільшення коефіцієнта тепловіддачі від потоку до труб може мати місце стрибкоподібне зниження температури, а відтак подальше зростання. Виділення газу з

нафти супроводжується поглинанням теплоти, тому температура висхідного потоку знижується. Якщо виділення газу відсутнє, то втрати теплової енергії відповідно знижуються. На розподіл температури вздовж стовбура свердловини можуть впливати відклади парафіну на стінках піднімальних труб, які призводять до погіршення радіального теплообміну між потоком і породами. Продукція свердловини з часом щораз більше обводнюється. Теплоємність води майже в 2 рази більша за теплоємність нафти. Внаслідок цього теплоперенесення потоком води зростає, що зумовлює підвищення температури вздовж стовбура порівняно з потоком нафти. У свердловині мають місце також теплопровідні потоки вздовж труб. Але вертикальний градієнт температури дуже малий відносно радіального градієнта температури, тому це не вносить значних змін у розподіл, особливо за $t \gg 0$.

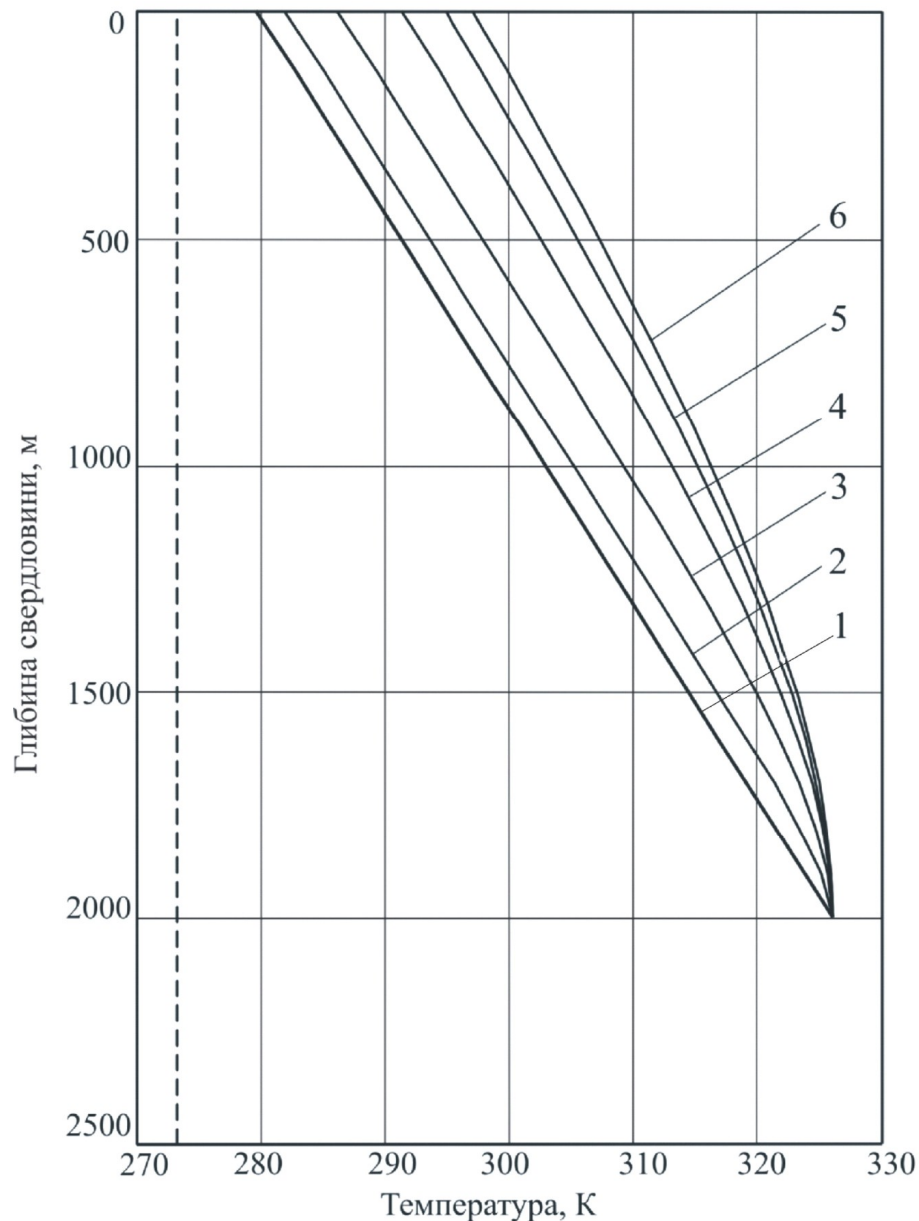
Теоретичний розподіл температури у фонтанній свердловині зображено на рис. 2. Для розрахунку було взято: $H = 2000$ м; $T_{пл} = 326$ К; $\Gamma_T = 0,023$ К/м; $T_n = 280$ К; $\lambda = 2$ Вт/(м·К); $\chi_T = 1,38 \cdot 10^{-6}$ м²/с; $r_c = 0,2$ м; $c_p = 2100$ Дж/(кг·К); $Q_m = 90$ т/доб. На рисунку бачимо, що в перші дні роботи свердловини спостерігається помітне підвищення температури потоку на гирлі. З часом інтенсивність зміни температури зменшується, а через кілька місяців зміна температури ледве помітна.

Оскільки свердловини характеризуються різною величиною дебіту, то нами досліджено максимальний приріст температури від величини дебіту Q_m (через коефіцієнт теплообміну K'_0) (рис. 3) для даних стосовно умов одного із родовищ Передкарпаття, де взято $H = 3500$ м; $T_{пл} = 365$ К (92°С); $\Gamma_T = 0,023$ К/м; $T_n = 284,5$ К (11,5°С); $\lambda = 2$ Вт/(м·К); $\chi_T = 1,38 \cdot 10^{-6}$ м²/с; $r_c = 0,2$ м; $c_p = 2100$ Дж/(кг·К); $Q_m = 7$ т/доб. Аналіз свідчить, що за незначних дебітів максимальне підвищення температури є незначним.

Аналіз температурних умов у свердловині під час її експлуатації засвідчує, що температура у стовбурі свердловини на будь-якій глибині зростає від геотермічної температури (початок експлуатації свердловини) до певної величини. Підвищення температури над геотермічною температурою різне на різних глибинах і зростає з часом. Найбільший темп зростання температури спостерігається в перші години роботи свердловини, а відтак — зменшується.

Під час експлуатації свердловини температура потоку протягом цих перших годин мало відрізняється від геотермічної температури, а, отже, має місце процес відкладення парафіну на стінках НКТ, де температура потоку є меншою за температуру насичення нафти парафіном. Звідси випливає, що за верхню межу глибини (найбільша глибина) парафіну слід узяти умову, коли геотермічна температура дорівнює температурі насичення нафти парафіном.

З часом температура поверхні НКТ зростає. Максимальне підвищення температури за



1 – геотерма; 2 – через 1 год після початку роботи; 3 – через 1 добу; 4 – через 1 місяць;
5 – через 100 днів; 6 – через 1 рік

Рисунок 2 — Теоретичний розподіл температури у фонтанній свердловині глибиною 2000 м

малих дебітів може сягати 2-3 К, а за великих – 20-30 К, але при цьому температура стінки НКТ не підвищується до температури топлення парафіну, тобто топлення відкладеного парафіну на глибині верхньої межі не відбувається. Вище цієї глибини температура потоку є меншою. Тут може мати місце тільки деяке розчинення парафіну в свіжих порціях нафти, яка поступає із пласта, хоч нафта знаходиться на межі насичення парафіном.

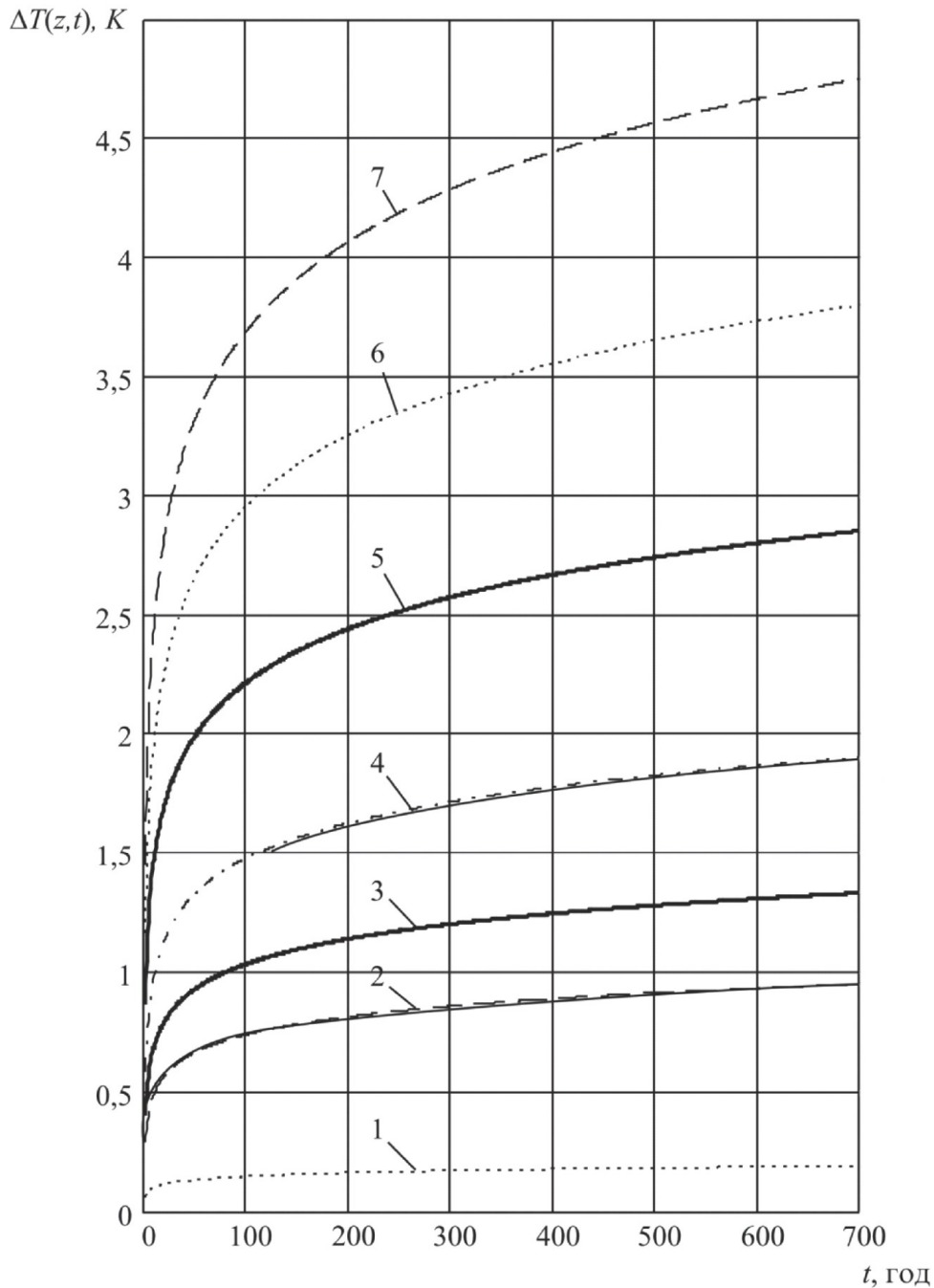
З часом відбувається підвищення температури поверхні НКТ, і рівень глибини початку відкладання парафіну переміщується вгору.

Звідси випливає, що товщина шару парафіну на стінці НКТ зростає від глибини нижньої межі відкладання як за рахунок переміщення рівня глибини початку відкладання па-

рафіну (нагрівається потік), так і за рахунок збільшення температурного перепаду (див. вище).

Нижня межа глибини відкладання парафіну (найменша глибина), тобто глибина припинення відкладання парафіну, залежить від величини вмісту парафіну в нафті.

Отже, за глибину початку відкладання парафіну на стінках НКТ для умов малих дебітів свердловин слід брати глибину, що відповідає геотермічній температурі, рівній температурі насичення парафіном. Наприклад, для умов розглянутого родовища, коли $G_T = 0,023$ К/м, $T_{пл} = 92$ °С, $T_0 = 11$ °С, $T_{нас} = 32$ °С, ця глибина становить 1164 м. Для умов великих дебітів з урахуванням фактичного розподілу температур її можна взяти меншою.



1 – 1 м³/доб; 2 – 5 м³/доб; 3 – 7 м³/доб; 4 – 10 м³/доб; 5 – 15 м³/доб; 6 – 20 м³/доб; 7 – 25 м³/доб

Рисунок 3 — Приріст температури $\Delta T(z,t)$ у свердловині з часом t , год за дебітів

Таким чином, для обґрунтування глибини можливого відкладання парафіну в ліфтових трубах конкретної свердловини необхідно проаналізувати розподіл температури у стовбурі за заданого дебіту і з урахуванням темпу приросту температури вибрати верхню чи нижню глибини відкладання парафіну.

Література

1. Бойко В.С. Підземна гідромеханіка. – К.: ІСДО, 1995. – 228 с.

2. Бойко В.С. Проектування експлуатації нафтових свердловин. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2002. – Частина I. – 215 с.

3. Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ. – 3-тє доповнене видання. – К.: Реал-Принт, 2004. – 695 с.

4. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. – М.: Недра, 1965. – 240 с.

5. Яремийчук Р.С., Светлицкий В.М., Савюк Г.П. Повышение продуктивности скважин при освоении и эксплуатации месторождений парафинистых нефтей. – К.: Укрпиронии-нефть, 1993. – 226 с.