

МЕТОДОЛОГІЯ ЕКСПЛУАТАЦІЇ НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИН У ВИПАДКУ НЕБЕЗПЕКИ ПАРАФІНОВІДКЛАДАННЯ

В.С. Бойко, В.Д. Середюк

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

Досліджуються принципи встановлення термодинамічного режиму привибійної зони під час припливу до свердловини газованої нафти (механічної суміші газонасиченої нафти і вільного нафтового газу) формулюється методологія експлуатації нафтових свердловин за небезпеки парафіновідкладання з уточненням методики оцінки радіуса області можливого відкладання парафіну. Роботу виконано з використанням основних положень і методів підземної гідрогазомеханіки і термодинаміки нафтового пласта. Показано, що з метою отримання більшого дебіту свердловини доводиться встановлювати технологічний режим із підвищеною депресією тиску (на 10-40%) і, як наслідок виникають великі зони розгазування нафти (по радіусу до 20% від області дренажування), зниження температури потоку газованої нафти, фазовий перехід нафта-твердий парафін за певних термобаричних умов, відкладання парафіну в каналах фільтрації і зниження поточного дебіту. Розроблено уточнену методичку оцінки температурного стану привибійної зони нафтового пласта і розрахунку радіуса області можливого відкладання парафіну. Отримано залежність для температури газонафтового потоку, із якої виведено критерії за величиною газового фактора, на основі яких рекомендовано встановлювати оптимальний, допустимий або граничний технологічний режим експлуатації свердловини. Вперше обґрунтовано, що кольматація парафіном привибійної зони супроводжується випаданням останнього й на двох ділянках стовбура свердловини – безпосередньо над фільтровою зоною і з розривом (через певний інтервал) вище рівня температури насичення нафти парафіном. Подано приклад розрахунків стосовно одного із родовищ, результати яких задовільно підтверджуються практикою.

Ключові слова: технологічний режим роботи нафтової свердловини, кольматація пласта парафіном, температурний стан привибійної зони.

Исследуются принципы установления термодинамического режима призабойной зоны при притоке к скважине газированной нефти (механической смеси газонасыщенной нефти и свободного нефтяного газа), формулируется методология эксплуатации нефтяных скважин в случае опасности парафиноотложения в призабойной зоне с уточнением методики оценки радиуса области возможного отложения парафина. Работу выполнено с применением основных положений и методов подземной гидрогазомеханики и термодинамики нефтяного пласта. Показано, что с целью получения большего дебита скважины приходится устанавливать технологический режим с повышенной депрессией давления (на 10-40%) и, как следствие, возникает большая зона разгазирования нефти (по радиусу до 20% от области дренирования), снижение температуры потока газированной нефти, фазовый переход нефть-твердый парафин при определенных термодинамических условиях, отложение парафина в каналах фильтрации и снижение текущего дебита. Разработана уточненная методика оценки температурного состояния призабойной зоны нефтяного пласта и расчета радиуса области возможного отложения парафина. Получена зависимость для температуры газонефтяного потока, из которой выведены критерии по величине газового фактора, на основании которых рекомендовано устанавливать оптимальный, допустимый или предельный технологический режим эксплуатации скважины. Впервые обосновано, что кольматация парафином призабойной зоны сопровождается отложением его еще на двух участках ствола скважины – непосредственно над фильтровой зоной и с разрывом (через определенный интервал) выше уровня температуры насыщения нефти парафином. Представлен пример расчетов применительно к одному из месторождений, результаты которых удовлетворительно подтверждаются практикой.

Ключевые слова: технологический режим работы нефтяной скважины, кольматация пласта парафином, термодинамическое состояние призабойной зоны.

The article deals with the study of principles of the bottom-hole zone thermodynamic regime setting when the inflow of gas-cut oil (mechanical mixture of the gas-saturated oil and free petroleum gas) to the well takes place and the oil wells operation methodology in case of paraffin deposition risk is formed with the specification of the radius assessment methodology of the area where paraffin deposition is possible. The article has been written by using the main points and methods of the subsurface hydraulic-and-gas mechanics and thermodynamics of oil reservoir. It has been shown that in order to increase the well flow rate it is needed to set a technical regime with an increased pressure depression (by 10-40%) and, as a result, great oil degassing zones (along the radius up to 20% from the drainage area), decrease of gas-cut oil flow temperature, phase transition of oil-paraffin wax under certain pressure and temperature conditions, paraffin deposition in filtration channels and current flow rate decrease emerge. Corrected methodologies for temperature state assessment of the oil reservoir bottom-hole zone and radius calculation of the possible paraffin deposition area have been developed. The oil and gas flow temperature dependence has been obtained. The criteria according to the gas factor value have been developed on its basis. Based on these criteria it has been recommended to set an optimal, allowable or boundary technological regime of well operation. It has been grounded for the first time that the bottom-hole paraffin colmatation is accompanied

by its sedimentation in both sections of the well bore, i. e. directly above the filtration zone and with the fracture (after a certain interval) higher than the temperature level of the oil saturation by paraffin. An example of one field calculations has been provided. Their results are satisfactorily confirmed by practice.

Key words: oil well operation technological regime, formation paraffin colmatation, bottom-hole zone temperature state.

Вступ

Підвищення поточних дебітів свердловин і, відповідно, зниження собівартості видобування нафти в Україні та загалом у світі, є однією з найактуальніших проблем у нафтовидобувній галузі [1]. Це є важливим напрямком збільшення поточного видобутку власної нафти в Україні, у чому в даний час маємо велику потребу. Не другорядною причиною зниження дебітів є наявність парафіну в нафтах, що зумовлює небезпеку парафіновідкладання у привибійних зонах і стовбурах свердловин. Так, на ряді нафтових родовищ України експлуатація нафтових свердловин ускладнюється випаданням із нафти і відкладанням у привибійних зонах і стовбурах свердловин твердого парафіну разом із асфальтено-смолами [2].

Аналіз сучасних досліджень

Нафти ряду родовищ Передкарпаття і Дніпровсько-Донецької западини характеризуються високим вмістом парафіну (8-14%) та близькістю пластової температури і температури насичення нафти парафіном [3]. Звідси дослідження виконувалися щодо визначення складу нафт по окремих родовищах [4], виведення емпіричних залежностей температури насичення нафти парафіном від впливових чинників [5], умов випадання парафіну у стовбурі свердловини [2,5] та в привибійних зонах [2, 3, 4, 6], розроблення технологій видалення відкладів і попередження парафіновідкладання [2] тощо.

Видалення відкладів парафіну проводиться тепловими обробленнями за різними технологіями або обробленням вуглеводневими розчинниками [2, 6, 8]. Оцінку радіуса зони можливого відкладання парафіну дано в роботах [6, 7]. Технологічний режим експлуатації свердловин на таких та інших родовищах встановлюють тільки на основі гідродинамічних характеристик без належного урахування термодинамічного чинника [9, 10], тобто практично зовсім не враховується термодинамічний чинник через недостатню повноту його вивчення [2, 8] в аспекті небезпеки парафіновідкладання в привибійній зоні (основна увага зосереджена на температурному режимі стовбура свердловини і виділення зони відкладання парафіну в ньому [10]), а можливість відкладання парафіну в привибійній зоні констатується за фактором зниження дебіту свердловини в часі і потребою в операціях з видалення парафіну, або, в кращому випадку, на основі зіставлення значин вибіної температури потоку і пластової температури.

Виділення невирішених питань

Потребують розгляду питання впливу великої депресії тиску на ступінь розгазування нафти в пласті і відповідно на випадання парафіну із нафти, встановлення допустимої депресії тиску в аспекті можливого парафіновідкладання із урахуванням співвідношення температури газонафтового потоку у нафтовому пласті і температури насичення нафти парафіном.

Формулювання цілей статті

У даній роботі досліджуються принципи встановлення термодинамічного режиму привибійної зони при припливі до свердловини газованої нафти (механічної суміші газонасиченої нафти і вільного нафтового газу), формулюється методологія експлуатації нафтових свердловин за небезпеки парафіновідкладання в привибійній зоні з уточненням методики оцінки радіуса області можливого відкладання парафіну (у випадку економічної доцільності встановлення режиму роботи із відкладанням парафіну).

Висвітлення основного матеріалу

Відомо [2, 10], що при видобуванні нафти температура потоку флюїдів знижується, а зниження її нижче від температури насичення нафти парафіном призводить до виділення із нафти і відкладання вздовж шляху руху асфальтено-смоло-парафінових речовин і, як результат, зменшення поточних дебітів свердловин.

У низькопродуктивних свердловинах з метою отримання більшого дебіту доводиться встановлювати технологічний режим із великою депресією тиску на продуктивний пласт. Це може призводити до зниження тиску в частині пласта навколо свердловини нижче від тиску насичення нафти газом, до виділення із нафти вільного газу і, як наслідок до відкладання парафіну. Експлуатація свердловини з малими дебітами виявляється економічно нерентабельною.

Початковий і поточний пластовий тиски у покладах Передкарпаття в основному є рівними або близькими до тиску насичення нафти газом $p_{нас}$. За таких умов видобування нафти супроводжується зниженням тиску в покладі нижче від тиску насичення, виділенням із нафти вільного газу і збільшенням фільтраційного опору. Для оцінки впливу фазового переходу нафта-газ зіставляємо втрати тиску в пласті з виділенням газу вздовж шляху фільтрації газованої нафти і втрат тиску при фільтрації негазованої нафти, використовуючи відомі положення підземної гідрогазомеханіки [11], тобто:

Таблиця 1 – Зв'язок $\bar{H}(\bar{p})$ і значини коефіцієнта A

α	Інтервали \bar{p}	$\bar{H}(\bar{p})$	A
0,005	0-15	$\bar{H} = 0,375 \bar{p}$	0,375
	15-20	$\bar{H} = 0,649 \bar{p} - 4,175$	0,649
	50-200	$\bar{H} = 0,852 \bar{p} - 16,231$	0,852
0,010	0-15	$\bar{H} = 0,390 \bar{p}$	0,390
	15-30	$\bar{H} = 0,623 \bar{p} - 3,306$	0,623
	30-100	$\bar{H} = 0,814 \bar{p} - 10,030$	0,814
0,015	0-20	$\bar{H} = 0,428 \bar{p}$	0,428
	20-66,7	$\bar{H} = 0,784 \bar{p} - 7,219$	0,784
0,020	0-13,8	$\bar{H} = 0,383 \bar{p}$	0,383
	13,8-50	$\bar{H} = 0,751 \bar{p} - 5,372$	0,751
0,030	0-7	$\bar{H} = 0,278 \bar{p}$	0,278
	7-33,3	$\bar{H} = 0,697 \bar{p} - 3,273$	0,697
0,040	0-7	$\bar{H} = 0,285 \bar{p}$	0,285
	7-25	$\bar{H} = 0,683 \bar{p} - 3,013$	0,683
0,050	0-7	$\bar{H} = 0,301 \bar{p}$	0,301
	7-20	$\bar{H} = 0,678 \bar{p} - 2,746$	0,678

$$\varphi_{\Gamma} = \frac{\Delta p}{\Delta p_0} = \frac{\ln \frac{R_k}{R} + \frac{1}{A} \ln \frac{R_0}{r_c}}{\ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (1)$$

де φ_{Γ} – коефіцієнт збільшення депресії тиску;
 $\Delta p, \Delta p_0$ – втрати тиску відповідно в пласті з двома зонами фільтрації однорідної негазованої нафти та фільтрації газованої нафти і в зіставленому пласті з однією зоною фільтрації негазованої нафти;

R_k, r_c – радіуси, відповідно, контуру живлення пласта і свердловини;

R – радіус зони фільтрації газованої нафти;

A – коефіцієнт, що враховує двофазність потоку.

Коефіцієнт A , за звичай розраховують за наближеною формулою М.М. Глоголовського і М.Д. Розенберга [11]:

$$A = 0,944 - 21,43\alpha; \quad (2)$$

де α – безрозмірний коефіцієнт, який залежить від властивостей нафти і газу,

$$\alpha = \alpha_{рн} \mu_{г} / \mu_{н};$$

$\alpha_{рн}$ – коефіцієнт розчинності газу в нафті;

$\mu_{г}, \mu_{н}$ – динамічні коефіцієнти в'язкості відповідно газу і нафти за пластових умов, причому $0,015 \geq \alpha \geq 0,005$ (або $0,2 \leq p_{в} / p_{пл} \leq 1$);

$p_{в}, p_{пл}$ – вибіийний і пластовий тиски.

Коефіцієнт A встановлено в такому вигляді за І.А. Чарним з використанням методу апроксимації, причому залежність безрозмірної фун-

кції Христиановича \bar{H} від безрозмірного тиску \bar{p} за великих значин тиску \bar{p} ($\bar{p} > 20-30$), а коефіцієнт A визначається як тангенс кута нахилу лінії $\bar{H}(\bar{p})$. При зменшенні тиску \bar{p} коефіцієнт A істотно зменшується (у 2-2,5 рази), тобто $A(\bar{p})$.

Зменшення коефіцієнта A при падінні тиску призводить до зростання коефіцієнта φ_{Γ} у формулі (1).

Тому для оцінки впливу фазового переходу нафта-газ пропонуємо коефіцієнт A визначати із таблиці 1, складеної за даними І.Д. Амеліна [12], причому

$$\bar{H} = A \Delta \bar{p}; \quad (3)$$

$$H = A \Delta p; \quad (4)$$

де $\Delta \bar{H} = \bar{H}_1 - \bar{H}_2, \Delta \bar{p} = \bar{p}_1 - \bar{p}_2,$

$$\Delta H = H_1 - H_2, \Delta p = p_1 - p_2,$$

індекси 1 і 2 позначають 2 стани газованої нафти (механічної суміші газонасиченої нафти і вільного газу);

H_i – розмірні функції Христиановича;

p_i – розмірні тиски;

$$\bar{H} = \frac{H}{\varepsilon p_0}; \quad (5)$$

$$\bar{p} = \frac{P}{\varepsilon p_0}; \quad (6)$$

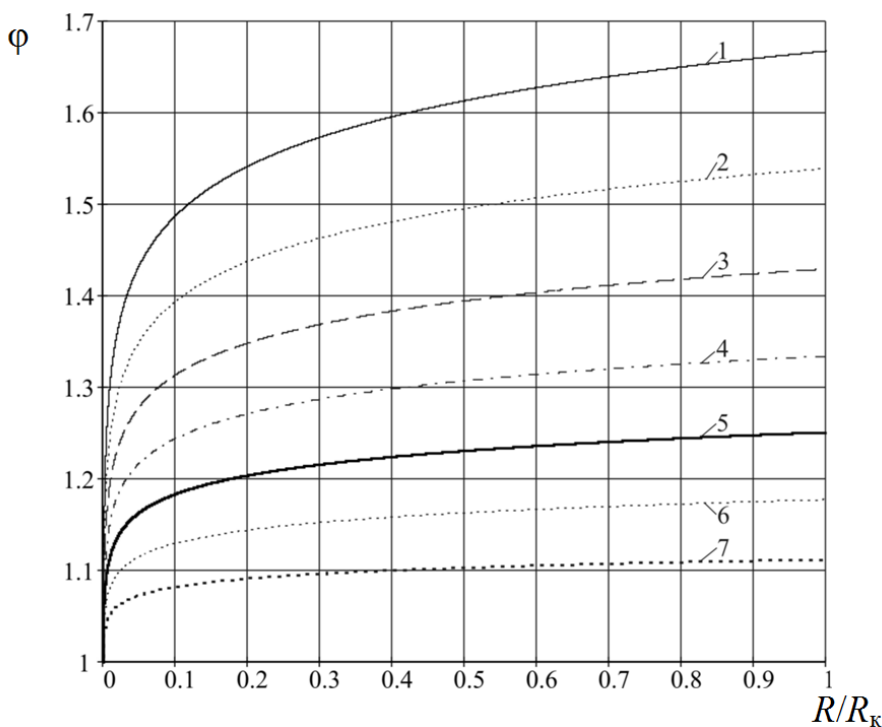


Рисунок 1 – Залежність відношення $\phi = \Delta p / \Delta p_0$ від відношення R/R_k за $R_k = 500$ м, $r_c = 0,1$ м і різних значин A : 1 – 0,6; 2 – 0,65; 3 – 0,7; 4 – 0,75; 5 – 0,8; 6 – 0,85; 7 – 0,9

де $\varepsilon = G_0 \frac{\mu_r}{\mu_n}$;

G_0 – газовий фактор;

p_0 – стандартний тиск.

У даний час зручно користуватися аналітичними залежностями $\bar{H}(\bar{p})$ для відповідних інтервалів зміни \bar{p} , враховуючи, що коефіцієнт A є функцією тиску \bar{p} .

За методичним підходом І.Д. Амеліна [12], коли пластовий тиск знижується до 40% нижче $p_{нас}$, а вибійний - до 50%, різницю функцій ΔH можна розрахувати наближено, де $p_{нас}$ – тиск насичення нафти газом. З цією метою попередньо будують прямолінійні графіки $G_0(p)$ за формулою:

$$G_0 = \left[\frac{\mu_n(p_{нас})}{\mu_r(p_{нас})\bar{p}_{пер}} \right] p, \quad (7)$$

де $\bar{p}_{пер}$ – значина безрозмірного тиску, якій відповідають переломи ліній залежності $\bar{H}(\bar{p})$ при даній значині μ_r/μ_n .

Якщо точки для розглядуваного режиму (по тисках і газовому фактору) розміщуються в одній області залежностей $G_0(p)$, тобто не розділяються прямою, то величина ΔH визначається за формулою:

$$\Delta H = \frac{A}{\mu_n b_n(\bar{p})} \Delta p, \quad (8)$$

де A – кутовий коефіцієнт залежності $\bar{H}(\bar{p})$ у відповідній області;

\bar{p} – середній тиск в цьому інтервалі тисків;

$b_n(\bar{p})$ – об’ємний коефіцієнт нафти в залежності від тиску.

Якщо точки розглядуваного режиму роботи розташовані по різних сторонах від розмежувальної прямої, то величини \bar{H}_1 і \bar{H}_2 треба розраховувати по табл. 1 у залежності від тисків p_1 і p_2 .

Величина ΔH при цьому визначається так:

$$\Delta H = \frac{\varepsilon(\bar{H}_1 - \bar{H}_2)}{\mu_n b_n(\bar{p})}. \quad (9)$$

Аналіз свідчить (рис. 1), що неминуче розгазування нафти в пласті зумовлює необхідність різкого збільшення депресії тиску на 10-40% за радіуса зони розгазування $R < 0,2R_k$, а подальший ріст величини радіуса R вже слабо впливає на підвищення депресії тиску.

Разом із тим розгазування нафти супроводжується зміною температури потоку газованої нафти і, як результат, може викликати фазовий перехід нафта – твердий парафін, що призведе до накопичення твердого парафіну в привибійній зоні пласта, збільшення гідралічного опору потокові і відповідно до збільшення втрат тиску за постійного дебіту (коли продуктивність свердловинного насоса є меншою від можливого припливу рідини із пласта з великим зануренням насоса під динамічний рівень). Так, за даними експериментальних досліджень [3] зниження температури моделі пласта Луквинського родовища нижче від температури насичення нафти парафіном усього на 2-3 К (різниця між пластовою температурою та температурою насичення нафти парафіном становить

1-4 К) призводить до зниження швидкості фільтрації в 7 разів, тоді як динамічний коефіцієнт в'язкості нафти зростає тільки в 2,4 рази, при цьому градієнти тиску, за яких витісняється нафта із моделі пласта, значно перевищують (на порядок) реально існуючі градієнти тиску на родовищі. Це свідчить, з одного боку, про збільшення фільтраційного опору, а з другого боку, про відсутність кольтатації всіх пор, інакше свердловини припинили б свою роботу через зменшення припливу рідини до нуля.

Зміна тиску вздовж шляху руху газованої нафти супроводжується зміною температури, що може спричинити виділення з нафти твердого парафіну. У роботах Г.Д. Савенкова, В.С. Бойка, В.М. Дорошенка [6, 7] вивчався процес парафінізації (виділення і накопичення парафіну) привибійної зони. Для обґрунтування технологічного режиму роботи свердловин, коли відсутня промислова інформація, яка необхідна для аналізу процесу парафінізації, нами розглянуто роботу системи пласт – свердловина в початковий (граничний) момент.

Ці роботи уточнено нами щодо урахування залежності температури насичення нафти газом від тиску і поточної газонасиченості нафти та зміни впливу двофазності газонафтового потоку на термодинамічний стан привибійної зони і розподіл тисків у пласті із зменшенням біжучого тиску.

Зазначимо, що залежно від сформульованої мети досліджень тут і надалі бралися до уваги постановка задачі з повнотою і ступенем урахування впливових факторів у розумних межах, які забезпечили можливість одержання прийнятних технологічних рішень.

У разі припливу газованої нафти (механічної суміші газонасиченої нафти і вільного нафтового газу) депресія тиску на пласт для обох фаз є однаковою, при цьому через вплив дросельного ефекту (ефект Джоуля-Томсона) нафта нагрівається, а газ охолоджується.

Усталені зміни температури нафти і вільного газу внаслідок дроселювання визначаємо за формулами робіт [6, 7]:

$$T_{пл} - T_n = -\varepsilon_n (p_{пл} - p_v); \quad (10)$$

$$T_{пл} - T_g = -\varepsilon_{ng} (p_{пл} - p_v), \quad (11)$$

а результатну температуру суміші нафти і вільного газу на вибої свердловини без урахування конвективних, теплопровідних та інших теплових змін знаходимо згідно із законом Ріхмана за калометричною формулою:

$$c_n Q_n (T_n - T_c) + c_g Q_g (T_g - T_c) = 0, \quad (12)$$

де $\varepsilon_n, \varepsilon_g$ – інтегральні коефіцієнти Джоуля-Томсона відповідно для нафти і газу, К/Па;

$T_{пл}$ – початкова пластова температура, К;

$p_{пл}$ – пластовий тиск, Па;

p_v – поточний тиск нафти і газу (вибійний тиск), якому відповідають температури окремо нафти T_n і газу T_g , Па;

$(p_{пл} - p_v)$ – депресія тиску на пласт, Па;

c_n, c_g – теплоємності відповідно нафти і газу;

T_c – температура суміші, К;

Q_n, Q_g – масові витрати нафти і газу, кг/с.

Витрату вільного газу виражаємо як функцію вибійного тиску рівнянням відповідно до закону Генрі, а саме:

$$Q_g = (G_0 - \alpha_p p_v) \frac{Q_n b_n \rho_g}{\rho_n}, \quad (13)$$

де G_0 – експлуатаційний газовий фактор, м³/м³;
 α_p – коефіцієнт розчинності газу в нафті, м³/(м³·Па);

b_n – об'ємний коефіцієнт нафти;

ρ_n, ρ_g – густини нафти і газу за нормальних умов, кг/м³.

Підставляючи рівняння (13) у рівняння (12), отримуємо наступну оцінювальну формулу для температури газонафтової суміші:

$$\frac{T_c - T_{пл}}{p_{пл} - p_v} = \frac{\varepsilon_n c_n \rho_n + \varepsilon_g c_g \rho_g b_n (G_0 - \alpha_p p_v)}{c_n \rho_n + c_g \rho_g b_n (G_0 - \alpha_p p_v)}. \quad (14)$$

Звідси одержуємо для температури $T_c = T_{пл}$ величину експлуатаційного газового фактора, за якого не зумовлюється зміна початкової температури пласта (нагрівання і охолодження взаємно компенсується), тобто:

$$G'_0 = \alpha_p p_v - \frac{\varepsilon_n c_n \rho_n}{\varepsilon_g c_g \rho_g b_n}. \quad (15)$$

Визначимо умови, за яких змінюється (зменшується) початкова пластова температура і може випадати твердий парафін у фільтраційних каналах пласта.

При температурі суміші $T_c \leq T_{нас}$ з (14) встановлюємо умову виділення твердого парафіну з розчину нафти (без урахування теплоти виділення парафіну і метастабільного стану, який залежить від багатьох неконтрольованих факторів). Тут $T_{нас}$ означає температуру насичення нафти парафіном при пластових умовах. У роботах [6, 7] температуру $T_{нас}$ взято незмінною. Відомо [15], що температура насичення нафти парафіном залежить від тиску і газового фактора, точніше газонасиченості нафти. З урахуванням цього уточнюємо методику розрахунку температурних змін. Тоді температура насичення $T_{нас}$ може бути визначена за рівнянням (у наших позначеннях) [15]:

$$T_{нас} = T_{нас,роз} + a_1 (p_v - p_0) - a_2 \alpha_p (p_v - p_0), \quad (16)$$

де $T_{нас,роз}$ – температура насичення розгазованої нафти парафіном, К;

p_0 – атмосферний тиск, Па;

a_1, a_2 – дослідні коефіцієнти (усереднені значини $a_1 = 0,019 \cdot 10^{-5}$ Па⁻¹ К; $a_2 = 0,088$ К·м³/м³ для нафтових родовищ Передкарпаття).

Умову виділення парафіну, яка справедлива при $p_{пл} - p_v \neq (T_{нас} - T_{пл})/\varepsilon_g$, записуємо за експлуатаційним газовим фактором у вигляді:

$$G''_0 \geq \left\{ \left[(\varepsilon_g c_g \rho_g \alpha_p p_v - \varepsilon_n c_n \rho_n) (p_{пл} - p_v) - (c_g \rho_g b_n \alpha_p p_v - c_n \rho_n) (T_{нас} - T_{пл}) \right] \times \right. \\ \left. \times \left[\varepsilon_g c_g \rho_g b_n (p_{пл} - p_v) - c_g \rho_g b_n (T_{нас} - T_{пл}) \right]^{-1} \right\}. \quad (17)$$

Відкладання парафіну може настати в привибійній зоні нафтового пласта й у стовбурі свердловин, коли температура потоку знахо-

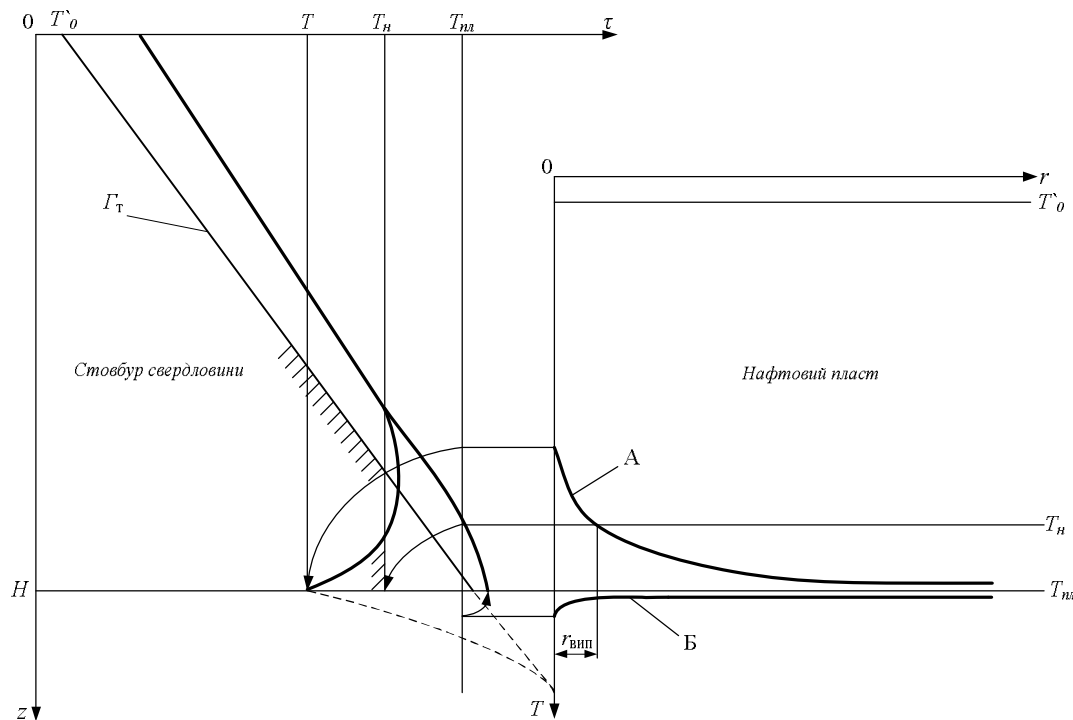


Рисунок 2 – Схематичне подання розподілу температури потоку в нафтовому пласті із нагріванням (Б) та охолодженням (А) з можливим випаданням парафіну в зоні радіусом $r_{\text{вип}}$ і у стовбурі свердловини. Інтервали випадання парафіну у стовбурі показано штриховкою; G_T – геотерма

диться нижче від температури насичення нафти парафіном (ефектом перенасичення, як це прийнято, нехтуємо).

У привибійній зоні пласта випадання парафіну із нафти пов'язано із дросельним ефектом, тобто із зниженням температури потоку внаслідок зниження тиску. Зміна температури потоку, як це показав Е.Б. Чекалюк, стосовно пружного режиму фільтрації [13], є адекватною зміні тиску. Звідси припускаємо, що створюється лійка (“воронка”) депресії температури в пласті із охолодженням (у разі фільтрації газованої нафти) або із нагріванням потоку (у разі фільтрації негазованої нафти). Нагрівання зазвичай неістотне, а охолодження потоку може бути нижчим від температури насичення нафти парафіном $T_{\text{нас}}$ на певній відстані $r_{\text{вип}}$ від свердловини, що супроводжуватиметься виділенням парафіну з нафти і парафіновою кольматацією привибійної зони, починаючи із цієї відстані (рис. 2, координати $T - r$). На вибій свердловини надходить потік із зміненою температурою відносно пластової температури $T_{\text{пл}}$ ($T > T_{\text{пл}}$ або $T < T_{\text{пл}}$).

У стовбурі свердловини глибиною H (див. рис. 2, координати $T - z$) потік при підніманні на поверхню (для простоти подання без ускладнювальних чинників розглядаємо фонтанну свердловину) також змінюється, а саме:

а) при $T > T_{\text{пл}}$ охолоджується, віддаючи теплоту верхнім холоднішим гірським породам, температура яких відповідає геотермі;

б) при $T < T_{\text{пл}}$ спочатку нагрівається до температури, рівної геотермічній температурі, а відтак аналогічно попередньому охолоджується.

У стовбурі свердловини, коли температура потоку T стане рівною температурі насичення нафти парафіном $T_{\text{нас}}$, то в обидва випадки вище від цього рівня розпочнеться випадання парафіну (зображено на рисунку штриховкою).

Якщо на вибій свердловини надходить нафта з температурою $T < T_{\text{нас}}$, то як це видно із рисунка, випадання парафіну спостерігається у стовбурі на деякому інтервалі над фільтровою зоною (див. рис. 2). Звідси вперше виснуємо наступне: кольматація парафіном привибійної зони супроводжується випаданням його ще й на двох ділянках стовбура свердловини – безпосередньо над фільтровою зоною (звичайно, і фільтрова зона сюди входить як вихід із пласта) і вище з розривом (через певний інтервал) рівня температури насичення нафти парафіном.

На основі розглянутого формулюємо методологію експлуатації нафтових свердловин у разі небезпеки відкладання парафіну в привибійній зоні пласта. Вона повинна полягати у встановленні одного із таких технологічних режимів:

1) оптимального, коли температура T_c суміші газонасиченої нафти та вільного газу (вибійна температура) і пластова температура $T_{\text{пл}}$ є рівними, тобто робота свердловини не супроводжується зміною початкової пластової температури ($T_c = T_{\text{пл}}$);

2) допустимого, коли допускається зниження вибійної температури T_c до температури насичення нафти парафіном $T_{\text{нас}}$ ($T_{\text{пл}} > T_c \geq T_{\text{нас}}$);

3) граничного, що супроводжується виділенням твердого парафіну із нафти у привибійній зоні ($T_c < T_{\text{нас}}$).

Ці умови для встановлення технологічного режиму роботи конкретної свердловини (дебіт, вибійний тиск) визначаються за значиною експлуатаційного газового фактора G_0 .

Зміна температури суміші газонасиченої нафти і вільного газу (газованої нафти) в залежності від вибійного тиску p_v як результат дросельного ефекту описується оціночною формулою (6).

Умовою оптимального режиму беремо значину газового фактора G'_0 (критерій оптимізації), за якої робота свердловини не супроводжується зміною температурного стану пласта і яку визначаємо із умови $T_c = T_{пл}$, тобто беремо за формулою (7).

Умовою допустимого технологічного режиму буде значина газового фактора G''_0 при $T_{пл} > T_c \geq T_{нас}$.

Умовою граничного режиму, що супроводжується виділенням твердого парафіну із нафти в привибійній зоні, коли $T_c < T_{нас}$, беремо за величиною газового фактора G''_0 , використовуючи формулу (17).

Для практичного встановлення технологічного режиму роботи конкретної свердловини з урахуванням термодинамічного чинника рекомендуємо виконати розрахунки експлуатаційного газового фактора у записах G'_0 і G''_0 , зіставити з існуючими параметрами і прийняти рішення щодо підвищення чи зниження вибійного тиску, узгоджуючи з даними гідродинамічного дослідження свердловини, тобто задати оптимальний, допустимий або граничний режими.

Виділення із нафти твердого парафіну і накопичення його в безпосередній околиці свердловини зумовлює необхідність здійснення періодичних оброблень вуглеводневими розчинниками чи оброблень теплотою привибійної зони нафтового пласта. Для проектування процесу оброблення необхідно знати радіус зони випадання парафіну [2].

Радіус зони виділення і можливого відкладання парафіну можна визначити за формулою, коли нехтувати наявністю зони парафінової кольматації [6, 7]:

$$R = \frac{H_{пл} - H_{вип}}{H_{пл} - H_v} R_k \left(\frac{r_c}{R_k} \right), \quad (18)$$

де $H_{пл}$, H_v – функції Христиановича на контурі області впливу свердловини з радіусом R_k і на контурі свердловини з радіусом r_c ;

$H_{вип}$ функція Христиановича на зовнішній границі зони випадання парафіну, як відповідає тиску $p_{вип}$ на цій границі.

Тиск $p_{вип}$ знаходимо за $T_c = T_{нас}$ із (14) прийнявши $p_v > p_{вип}$, методом послідовних наближень або в машинній програмі MathCad з використанням оператора Given-Find, скориставшись описаним вище методичним підходом І.Д. Амеліна щодо визначення різниць функцій Христиановича.

Якщо припустити $A = \text{const}$, що справедливо в одному інтервалі зміни безрозмірного тис-

ку p , як це прийнято в роботах [6, 7], то отримуємо вираз:

$$R = \frac{p_{пл} - p_{вип}}{p_{пл} - p_v} R_k \left(\frac{r_c}{R_k} \right). \quad (19)$$

Якщо для спрощення розрахунків додатково ще припустити, що $T_{нас} \approx T_{нас.роз}$, як це також прийнято в роботах [6, 7], то тиск на зовнішній границі випадання парафіну визначимо так:

$$p_{вип} = -\frac{c}{2} - \sqrt{\left(\frac{c_1}{2}\right)^2 - c_2}, \quad (20)$$

де

$$c_1 = \frac{(T_{нас.роз} - T_{пл}) c_r \rho_r b_n \alpha_p - \varepsilon_n c_n \rho_n - G_0}{\varepsilon_r c_r \rho_r b_n \alpha_p} - p_{пл}, \quad (21)$$

$$c_2 = \frac{p_{пл} (\varepsilon_n c_n \rho_n + G_0 \varepsilon_r c_r \rho_r b_n)}{\varepsilon_r c_r \rho_r b_n \alpha_p} - \frac{(T_{нас.роз} - T_{пл}) (c_n \rho_n + G_0 c_r \rho_r b_n)}{\varepsilon_r c_r \rho_r b_n \alpha_p}. \quad (22)$$

Отже, якщо має місце приплив газованої нафти, то умовна геотерма зміщується відносно геотерми вліво або вправо залежно від охолодження чи нагрівання газонафтового потоку згідно із записаною вище формулою. З використанням цієї формули, яка описує зміну температури, можна оцінити або умову відсутності зміни температури ($T_v = T_{пл}$), або умову випадання парафіну з нафти в пласті внаслідок охолодження ($T_v \leq T_{нас}$).

Температурні умови у привибійних зонах свердловин залежать від вибійного тиску і газового фактора, а газовий фактор може бути постійним або змінюватися з часом.

За даними, уточненими формулами, виконано розрахунки для умов Битківського нафтового родовища, зокрема взято: $T_{нас.роз} = 318$ К, $\varepsilon_r = -0,3 \cdot 10^{-3}$ К/Па; $\rho_n = 867$ кг/м³; $b_n = 1,287$; $\alpha_p = 0,492 \cdot 10^{-5}$ м³/(м³·Па); $\rho_r = 1,443$ кг/м³; $\varepsilon_n = 4,6 \cdot 10^{-7}$ К/Па; $c_n = 2093,4$ Дж/(кг·К); $c_r = 3140,1$ Дж/(кг·К), $R_p = 350$ м; $r_c = 0,05$ м. Результати розрахунків подано на рис. 3-5.

Із аналізу одержаних співвідношень і результатів розрахунків можна зробити наступні висновки:

За високих експлуатаційних газових факторів ($G_0 > 1000-1500$ м³/м³) зниження температури на вибої свердловини ($T_c - T_{пл}$) практично не залежить ні від його величини (див. рис. 3), ні від вибійного тиску p_v (див. рис. 4), а визначається, головним чином, депресією тиску Δp .

За малих значин експлуатаційних газових факторів ($G_0 < 500-1500$ м³/м³) градієнт зниження температури на вибої ($(T_v - T_{пл}) / (p_{пл} - p_v)$) переважно залежить від газового фактора G_0 (див. рис. 3) і незначно – від вибійного тиску p_v (див. рис. 4). За газових факторів менше 100-150 м³/м³ залежно від величини вибійного тиску p_v може спостерігатися незначне підвищення вибійної температури T_c (див. рис. 4).

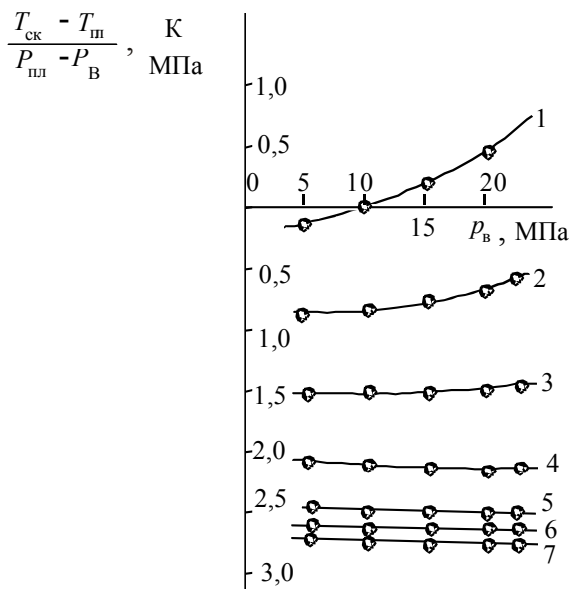


Рисунок 3 – Градієнт зміни температури на вибої свердловини $(T_c - T_{пл}) / (p_{пл} - p_{виб})$ залежно від вибійного тиску $p_{виб}$ за експлуатаційного газового фактора G_0 , рівного $100 \text{ м}^3/\text{м}^3$ (1), $250 \text{ м}^3/\text{м}^3$ (2), $500 \text{ м}^3/\text{м}^3$ (3), $1000 \text{ м}^3/\text{м}^3$ (4), $2000 \text{ м}^3/\text{м}^3$ (5), $3000 \text{ м}^3/\text{м}^3$ (6), $4000 \text{ м}^3/\text{м}^3$ (7)

Рис. 5 ілюструє величину газового фактора G'_0 , за якого не відбувається зміна початкової пластової температури, тобто $T_c = T_{пл}$, залежно від вибійного тиску p_v за різних коефіцієнтів розчинності газу в нафті.

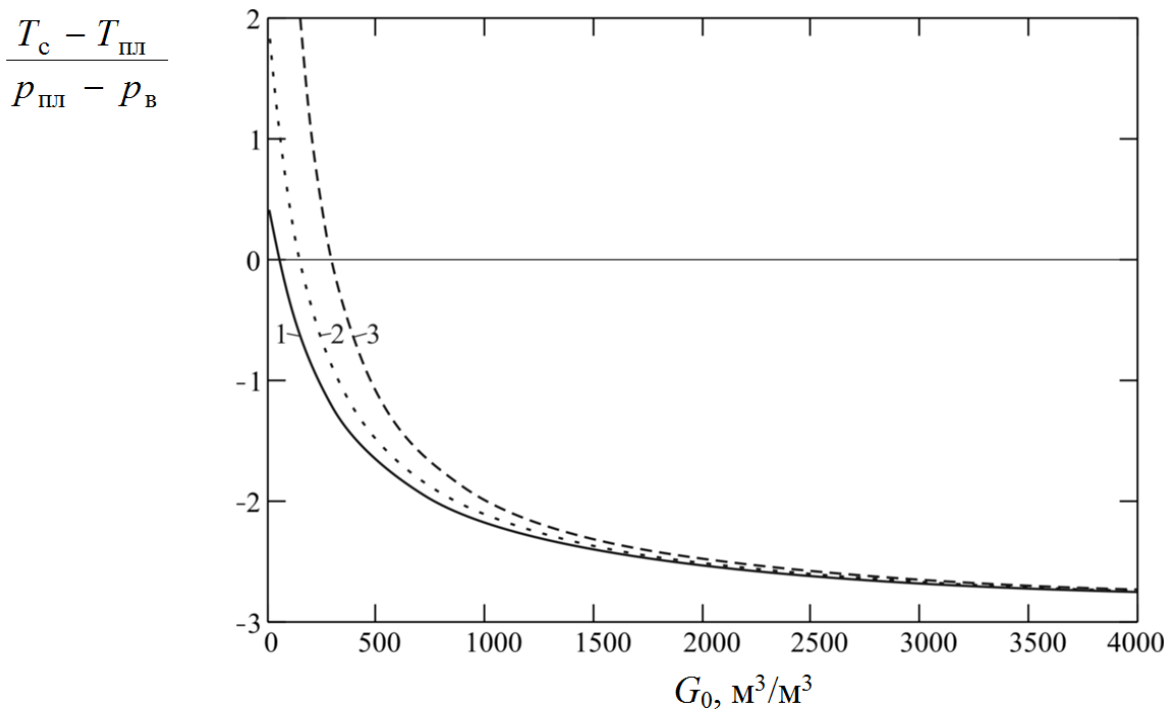


Рисунок 4 – Залежність величини градієнту зміни температури, К до депресії тиску, МПа

$\frac{T_c - T_{пл}}{P_{пл} - P_v}$ від величини газового фактора $G_0, \text{ м}^3/\text{м}^3$ при різних значеннях вибійного тиску $p_v, \text{ МПа}$: 1 – 1; 2 – 20; 3 – 50

Залежність і відповідні криві газового фактора G_0'' на рис. 4 визначають області стану парафіну в розчиненому вигляді (лівіше ізотерми пластової температури $T_{пл}$) і у твердому вигляді (правіше ізотерми пластової температури $T_{пл}$).

Рисунок 6 ілюструє значини експлуатаційного газового фактора G_0'' залежно від депресії тиску Δp , за яких пласт не охолоджується (області нижче відповідних ліній). Зменшення депресії тиску на пласт Δp за певних значин газового фактора G_0'' призводить до зменшення інтенсивності кристалізації парафіну, а відтак практично виключає її.

Звідси виснуємо, що у привибійних зонах свердловин Битківського нафтового родовища ($T_{пл} = 331 \text{ К}$, $p_{пл} - p_v = 6-10 \text{ МПа}$) випадання парафіну можливе за газових факторів $G_0 \geq 50-1500 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Зона можливого випадання парафіну оцінюється радіусом 0,5-1,5 м.

Зіставлення результатів розрахунків за запропонованими тут формулами і за формулами робіт [6, 7] стосовно Битківського нафтового родовища показала розбіжність у 9-21%.

Результати розрахунку задовільно підтверджуються практикою. Як свідчить промисловий досвід [6], у працюючих свердловинах Битківського родовища експлуатаційні газові фактори перевищують вказані вище значини, що викликає охолодження вибоїв у межах інтервалів припливу на 10-20 К і призводить до значного зниження їх продуктивності.

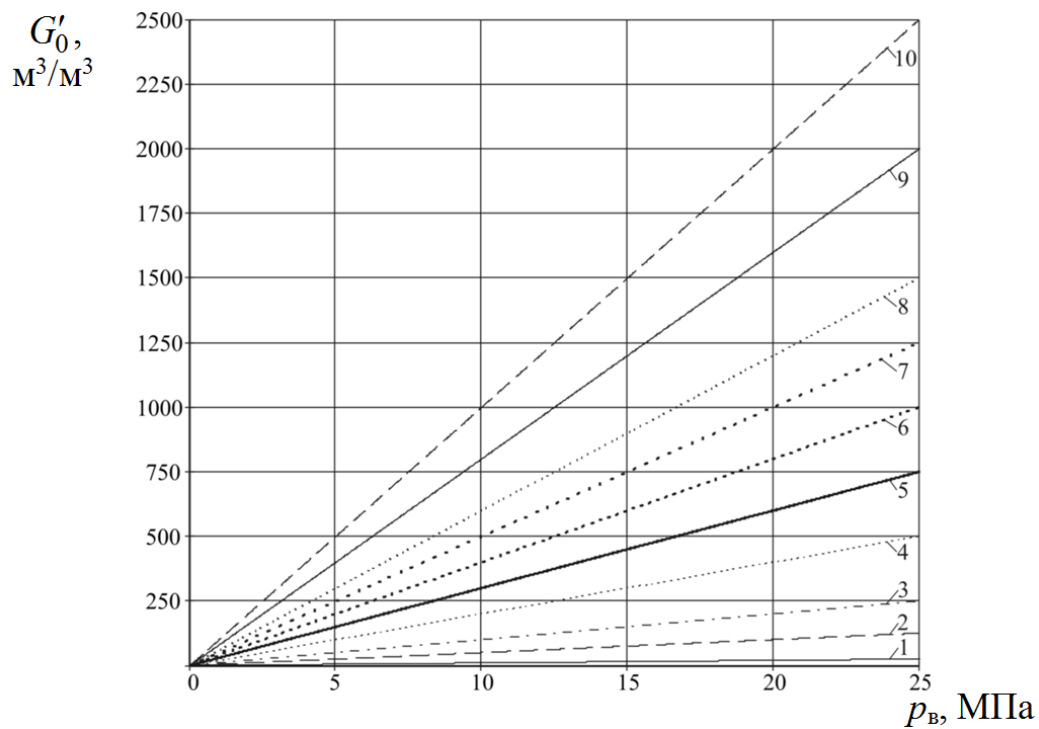


Рисунок 5 – Залежність величини газового фактора G'_0 , $\text{м}^3/\text{м}^3$, від вибієного тиску p_B , МПа при різних значеннях коефіцієнта розчинності α_p , 10^{-6} Па^{-1} : 1 – 1; 2 – 5; 3 – 10; 4 – 20; 5 – 30; 6 – 40; 7 – 50; 8 – 60; 9 – 80; 10 – 100

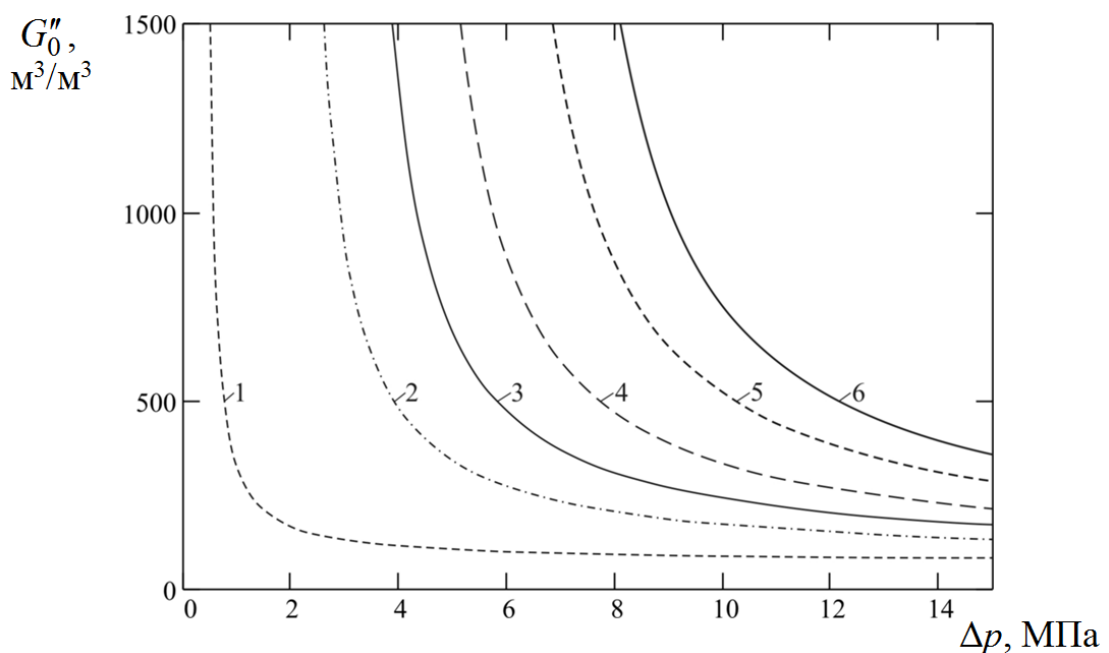


Рисунок 6 – Залежність величини експлуатаційного газового фактора G''_0 , $\text{м}^3/\text{м}^3$, в разі перевищення якої відбувається порушення фазового стану нафти, від депресії тиску Δp , МПа при різних значеннях пластової температури $T_{\text{пл}}$, К: 1 – 336; 2 – 333; 3 – 329; 4 – 326; 5 – 323; 6 – 318

Аналогічні розрахунки виконано стосовно свердловин Луквинського, Стинавського, Струтинського, Гвіздецького, Спаського і Бугруватівського родовищ. Характер залежностей подібний, а результати розрахунків мають тільки практичну цінність для видобувних підприємств і тут не подаються через великий обсяг матеріалу.

Висновки

Одним із напрямків підвищення поточного видобутку нафти в Україні і загалом у світі є встановлення обґрунтованих технологічних режимів роботи видобувних свердловин, у т. ч. і таких, що продукують парафіністі нафти в умовах близькості пластової температури і те-

температури насичення нафти парафіном. Можливість відкладання парафіну в привибійній зоні констатується за фактом зниження дебіту свердловини в часі і потребою в операціях з видалення парафіну або, в кращому випадку, на основі зіставлення значин вибійної температури потоку і пластової температури. У роботі досліджено вплив великої депресії тиску на ступінь розгазування нафти в пласті, принципи оцінки термодинамічного стану привибійної зони внаслідок прояву дросельного ефекту під час припливу суміші газонасиченої нафти і вільного нафтового газу, сформульовано методологію експлуатації свердловин за даних умов, рекомендовано встановлювати оптимальний, допустимий і граничний режими роботи за критерієм відповідного газового фактора та дано оцінку радіуса зони можливого випадання парафіну. Вперше встановлено, що кольматація парафіном привибійної зони супроводжується випаданням його ще й на двох ділянках стовбура свердловини – безпосередньо над фільтровою зоною і з розривом вище рівня температури насичення нафти парафіном. Результати розрахунків за запропонованими формулами задовільно підтверджуються практикою.

Урахування температурного чинника дає змогу встановити або “безпарафінистий” режим експлуатації свердловини, або, зіставляючи витрати на періодичне усунення відкладів парафіну в привибійній зоні та “дохід” від додатково видобутої нафти, наприклад за методикою [14], встановити термодинамічний режим із відкладанням парафіну в привибійній зоні.

Невирішеними питаннями залишаються визначення проникності в запарафінованій зоні пласта і розрахунку зміни дебіту свердловини з часом у зв'язку із парафіновою кольматацією.

Література

1 Обводнення газових і нафтових свердловин у 3-х томах. Том I. Технологічні матеріали і способи ізоляції. За ред. В.С. Бойка / В.С. Бойко, Р.В. Бойко, Л.М. Кеба, О.В. Семінський. – Київ: Міжнародна економічна фундація, 2006. – 792 с. – ISBN 966-96506-2-3.

2 Бойко В.С. Підземний ремонт свердловин: підручник для студентів ВНЗ з грифом Міносвіти і науки України; у 4-х частинах. – Частина II. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2009. – 586 с. – ISBN 966-7327-39-6.

3 Яремійчук Р.С. Повышение продуктивности скважин при освоении и эксплуатации месторождений парафинистых нефтей / Яремійчук Р.С., Світлицький В.М., Савбюк Г.П. – Киев: Укрпипроиннефть, 1993. – 226 с. – ISBN 5-7707-4648-3.

4 Атлас родовищ нафти і газу України: у 6-ти томах / За заг. ред. М.М. Іванюти, В.О. Федішина, Б.І. Денєги, Ю.О. Арсірія, Я.Г. Лазарука. – Львів, 1998.

5 Бойко В.С. Проектування експлуатації нафтових свердловин: підручник. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2002. – Частина 1. – 231 с.

6 Савенков Г.Д. Расчет процессов интенсификации притока, освоения и эксплуатации скважин / Савенков Г.Д., Бойко В.С. – Львов: Вища школа. Изд-во при Львов. ун-те, 1986. – 160 с.

7 Савенков Г.Д. Расчет температурных изменений в призабойной зоне в зависимости от режима работы скважины / Савенков Г.Д., Бойко В.С., Дорошенко В.М. // Нефтепромысловое дело. – 1973. – № 10. – С.15-17.

8 Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину. Книга перша / Ю.Д. Качмар, В.М. Світлицький, Б.Б. Синюк, Р.С. Яремійчук. – Львів: Центр Європи, 2004. – 352 с. – ISBN 996-7022-40.

9 Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ: підручник; 4-е доповнене видання. – Київ: Міжнародна економічна фундація, 2008. – 448 с.

10 Бойко В.С. Технологія видобування нафти: підручник для студентів ВНЗ. – Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2012. – 827 с.

11 Бойко В.С. Підземна гідрогазомеханіка: підручник; 2-е видання / Бойко В.С., Бойко Р.В. – Львів: Априорі, 2007. – 452 с.

12 Справочная книга по добыче нефти / Под ред. Ш.К. Гиматудинова. – Москва: Недра, 1974. – 702 с.

13 Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта / Чекалюк Э.Б. – Москва: Недра, 1965. – 238 с.

14 Оптимізація тривалості часу роботи нафтових свердловин між повторними тепловими обробленнями / В.С. Бойко, С.П. Поліщук, А.І. Піта, В.С. Орлів // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2005. – № 3 (12). – С.67-75.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
19.11.13*

*Рекомендована до друку
професором Черновим Б.О.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром техн. наук Акульшиним О.О.
(ПАТ «Український нафтогазовий інститут»,
м. Київ)*