

## Математичне моделювання продуктивності нафтових свердловин

© Ю.Д. Качмар

канд. техн. наук

В.В. Цьомко

канд. техн. наук

М.Б. Бабій

НДПІ ПАТ «Укрнафта»

УДК 622.276.2.001.57

*Описано математичну модель визначення потенційної продуктивності нафтових свердловин та їх поточного скін-ефекту для більшості родовищ України. Поточний скін-ефект визначають шляхом порівняння поточної продуктивності свердловини з потенційною. Перспективи збільшення її дебіту оцінюють після застосування методів інтенсифікації припливу і додаткового видобування нафти. Зіставлення прогнозованого додаткового видобутку нафти за розробленою методикою і фактичного свідчить про ефективність застосування пропонованої моделі.*

**Ключові слова:** свердловина, продуктивність, скін-ефект, гідропровідність, інтенсифікація.

*Описана математическая модель определения потенциальной производительности нефтяных скважин и их текущего скин-эффекта для большинства месторождений Украины. Текущий скин-эффект определяют путем сравнения текущей производительности скважины с потенциальной. Перспективы увеличения ее дебита оценивают после применения методов интенсификации притока и дополнительной добычи нефти. Сопоставление прогнозируемой дополнительной добычи нефти по разработанной методике и фактической свидетельствует об эффективности применения предлагаемой модели.*

**Ключевые слова:** скважина, производительность, скин-эффект, гидропроводность, интенсификация.

*The paper describes a mathematical model of determining the potential productivity of oil wells and their current skin effect for most fields in Ukraine. Current skin effect is determined by comparing current productivity with potential productivity of the well. After application of stimulation methods the prospects for production increase and the amount of additional oil production are estimated. The correlation of prospected by the developed method additional oil production and actual production is an evidence of the effectiveness of the proposed model.*

**Key words:** well, productivity, skin effect, flow capacity, intensification.

З метою прийняття обґрунтованого рішення про доцільність застосування методів інтенсифікації припливу пластових флюїдів до свердловини необхідно спочатку визначити потенційну продуктивність пластів та стан кольтатації привибійної зони і тільки після цього оцінювати можливості та перспективи збільшення дебіту методами інтенсифікації припливу.

Для вирішення поставленого завдання розроблено методику визначення потенційної продуктивності та скін-ефекту свердловини і оцінки перспективності проведення обробки привибійної зони (ОПЗ) [1]. На базі цієї методики в НДПІ ПАТ «Укрнафта» розроблено комп'ютерну програму *WProduct*.

В основу математичної моделі потенційної продуктивності свердловини покладено визначення гідропровідності кожного продуктивного пласта в розрізі свердловини зокрема і всіх пластів загалом для пластових умов родовищ Передкарпаття та Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ). Отже, продуктивність свердловини з незакольтатованою привибійною зоною та її дебіт розраховують тоді, коли скін-ефект дорівнює нулю. Після цього оцінюють поточний скін-ефект і можливість збільшення дебіту способами інтенсифікації.

Послідовність визначення потенційної продуктивності свердловини, доцільності та очікуваної ефективності застосування способів інтенсифікації така:

визначають ємнісно-енергетичний параметр (ЄЕП) свердловини, який є добутком умовної ємності порід та градієнта пластового тиску;

визначають коефіцієнт гідропровідності кожного окремого пласта, всіх або вибраних пластів;

розраховують коефіцієнт потенційної продуктивності кожного окремого пласта, всіх або вибраних пластів;

розраховують за даними досліджень на усталених режимах фільтрації значення коефіцієнта фактичної продуктивності та скін-ефекту;

розраховують очікувану ефективність застосування методів ОПЗ у вибраному інтервалі шляхом зменшення скін-ефекту.

Розглянемо сутність розрахунків на кожному зі згаданих етапів. Спочатку на основі вхідних даних про свердловину розраховують ЄЕП кожного продуктивного пласта як добуток ефективної товщини пласта, пористості, визначеної за даними геофізичних досліджень, та градієнта пластового тиску [2], тобто:

$$E_j = h_j m_0 \frac{P_{пл}}{H_{плj}}, \quad (1)$$

де  $E_j$  – ємнісно-енергетичний параметр,  $\text{м} \cdot \text{м}^3 / \text{м}^3 \cdot (\text{МПа} / \text{м})$ ;  $h_j$  – ефективна товщина продуктивного пласта,  $\text{м}$ ;  $m_0$  –

середньозважена пористість  $m^3/m^3$ ;  $P_{пл}$  – пластовий тиск, МПа;  $H_{пл}$  – середня глибина перфорації пласта, м.

СЕП усіх продуктивних пластів визначають аналогічним способом, тільки до уваги беруть сумарну ефективну товщину всіх пластів та середньозважену для цієї товщини пористість.

Порогове значення СЕП є одним із емпіричних критеріїв оцінки доцільності застосування способів інтенсифікації припливу шляхом ОПЗ, яке змінюється залежно від величини дебіту, потрібної для окупності витрат на проведення робіт з інтенсифікації, та величини очікуваного додаткового видобутку нафти. Порогове значення СЕП не є постійним, а залежить від витрат коштів на ОПЗ, собівартості та ціни однієї тонни нафти.

Найскладніше визначити проникність колектора в пластових умовах. Спочатку розраховують абсолютну проникність породи кожного пласта, яку перераховують у проникність для нафти з урахуванням залишкової водонасиченості породи, і наприкінці вносять поправку на вплив гірничого тиску на проникність породи через коефіцієнт стисливості.

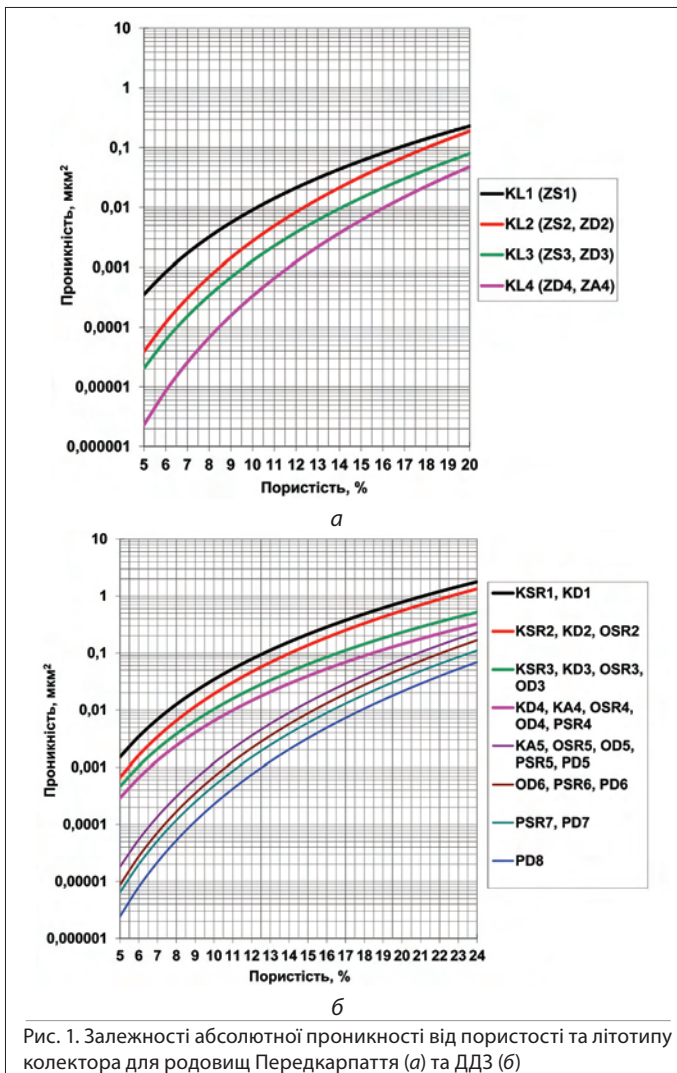


Рис. 1. Залежності абсолютної проникності від пористості та літологу колектора для родовищ Передкарпаття (а) та ДДЗ (б)

Коди і типи колекторів родовищ Передкарпаття

Гранулометричний клас і розмір уламкових зерен	Вміст цементу, %	Код типів колекторів	
		кварцові пісковики	кварцові алеволіти
Пісковики середньо- та крупнозернисті (0,25–0,5–1,0 мм)	до 5	ZS1	–
	5–10	ZS2	–
	10–20	ZS3	–
Пісковики дрібнозернисті (0,1–0,25 мм)	до 5	ZD2	–
	5–10	ZD3	–
	15–20	ZD4	–
Алеволіти (0,01–0,1 мм)	до 10	–	ZA

Абсолютну проникність визначають залежно від літологічних типів колекторів, які виділені з урахуванням фракційного складу зерен і вмісту цементу. В табл. 1 та 2 наведено інформацію про літологічні типи колекторів Передкарпаття і ДДЗ за гранулометричним складом і вмістом глинисто-карбонатного цементу.

Розроблено кореляційні залежності абсолютної проникності від відкритої пористості для кожного виділеного літологу порід Передкарпаття та ДДЗ, на основі чого побудовано графічні залежності, зображені на рис. 1.

Далі розраховують проникність  $k_n$  для фільтрації пластової нафти за залишкової водонасиченості породи (для наближення фільтрації до пластових умов для всіх типів колекторів) від абсолютної проникності  $k_a$  за експериментальними даними, за якими побудовано графічні залежності  $k_n = f(k_a)$ , показані на рис. 2.

Вплив зростання вертикального гірничого тиску на проникність породи по нафті в пластових умовах обчислюють через коефіцієнт стисливості  $k_{np}$ :

$$k_{np} = k_n \cdot \alpha_{гп}, \quad (2)$$

де  $k_n$  – проникність,  $мкм^2 \cdot 10^{-3}$ ;  $\alpha_{гп}$  – коефіцієнт стисливості породи.

Для оцінки впливу напруження стиску породи на проникність спочатку визначають напруження стиску породи як різницю вертикального гірничого та пластового тиску, МПа:

$$\Delta P_{пл} = 0,025 H_{пл} - P_{пл}, \quad (3)$$

де  $H_{пл}$  – середня глибина залягання пластів, м.

Поправку для врахування впливу гірничого і пластового тисків на стисливість породи здійснено за емпіричними залежностями, наведеними на рис. 3, які побудовано з використанням результатів досліджень Ф. Котяхова і Т. Дахкильгова [3]. Враховано вплив пористості, вмісту цементу та напруження в породи, що залежить від різниці між вертикальним гірничим і пластовим тисками.

Використовуючи графіки, зображені на рис. 3, визначають коефіцієнт стисливості породи залежно від глибини свердловини за напружень, що відповідають пластовому тиску, рівному 50, 75 та 100 % від гідростатичного і через тип колектора від розміру зерна, пористості та його глинистості.

Коефіцієнт проникності всіх нафтонасичених або вибраних пластів визначають як середньозважений по товщині пластів [4]:

$$k_{j\text{нр сеп}} = \frac{\sum(k_{j\text{нр}} \cdot h_j)}{\sum h_j}, \quad (4)$$

де  $k_{j\text{нр}}$  – коефіцієнт проникності  $j$ -го пласта, мкм<sup>2</sup>.

Гідропровідність кожного нафтонасиченого пласта  $\varepsilon_j$  із урахуванням проникності, ефективної товщини колекторів і в'язкості нафти в пластових умовах визначають за відомою формулою:

$$\varepsilon_j = \frac{k_{j\text{нр}} \cdot h_j}{\mu_j}, \quad (5)$$

де  $\mu_j$  – в'язкість нафти в пластових умовах, мПа·с.

Гідропровідність усіх нафтонасичених або вибраних пластів визначають як суму гідропровідностей.

Визначення дебіту і продуктивності свердловини здійснюють на базі класичної моделі радіального плоскопаралельного припливу до свердловини однофазної ньютонівської рідини (нафти) за законом Дарсі. На основі цього закону дебіт можна розрахувати так:

$$Q = \frac{5,43kh(P_{\text{пл}} - P_{\text{вб}})}{\mu b \ln(R_k/r_c) + S}, \quad (6)$$

де  $Q$  – дебіт рідини, м<sup>3</sup>/добу;  $k$  – коефіцієнт проникності усереднений, мкм<sup>2</sup>;  $h$  – товщина пласта, м;  $P_{\text{вб}}$  – вибійний тиск, МПа;  $\mu$  – в'язкість нафти в пластових умовах, мПа·с;  $b$  – об'ємний коефіцієнт нафти;  $R_k$  – радіус контура живлення,

$m$ ;  $r_c$  – радіус свердловини, м;  $S$  – скін-ефект, який узагальнено враховує всі додаткові опори (втрати тиску) у привибійній зоні свердловини.

Для розрахунку потенційних значень продуктивності і дебіту свердловини, тобто гідродинамічно досконалої свердловини, приймають скін-ефект, який дорівнює нулю ( $S=0$ ), а значення гідропровідності визначено раніше, тому формула (6) набуде вигляду:

$$Q = \frac{5,43\varepsilon_{\text{п}}(P_{\text{пл}} - P_{\text{вб}})}{b \ln(R_k/r_c)}. \quad (7)$$

Якщо в пласті розвинувся режим розчиненого газу, тобто пластовий тиск менший від тиску насичення  $P_{\text{нас}}$  передбачено врахування зменшення фазової проникності для нафти через частину депресії, яка рухає газовану нафту в пласті. Для врахування впливу розгазування нафти зі зниженням пластового тиску на приплив її до свердловини використано промисловий аналог функції Христіановича ( $H$ ), запропонований І.Д. Амеліном, який найкраще визначати з промислових даних за формулою  $\Delta H = A \cdot \Delta P$  де  $\Delta H$  – депресія на пласт, виражена через функцію Христіановича, МПа;  $A$  – коефіцієнт, який залежить від ступеня зниження тиску в пласті щодо тиску насичення;  $\Delta P$  – повна депресія на пласт, МПа.

Для умов родовищ Передкарпаття зменшення фазової проникності з'ясовано через

Коди і типи колекторів родовищ ДДЗ

Гранулометричний клас і розмір уламкових зерен	Вміст цементу, %	Код типів колекторів			
		кварцові пісковики	олігоміктові пісковики	поліміктові пісковики	кварцові алевроліти
Пісковики середньо- та крупнозернисті (0,25–0,5–1,0 мм)	до 5	–	OSR2	PSR4	–
	5–10	KSR1	OSR3	PSR5	–
	10–15	KSR2	OSR4	PSR6	–
	15–20	KSR3	OSR5	PSR7	–
Пісковики дрібнозернисті (0,1–0,25 мм)	до 5	KD1	OD3	PD5	–
	5–10	KD2	OD4	PD6	–
	10–15	KD3	OD5	PD7	–
	15–20	KD4	OD6	PD8	–
Алевроліти крупно- та різнозернисті (0,01–0,1 мм)	до 5	–	–	–	KA4
	5–10	–	–	–	KA5
	10–15	–	–	–	–

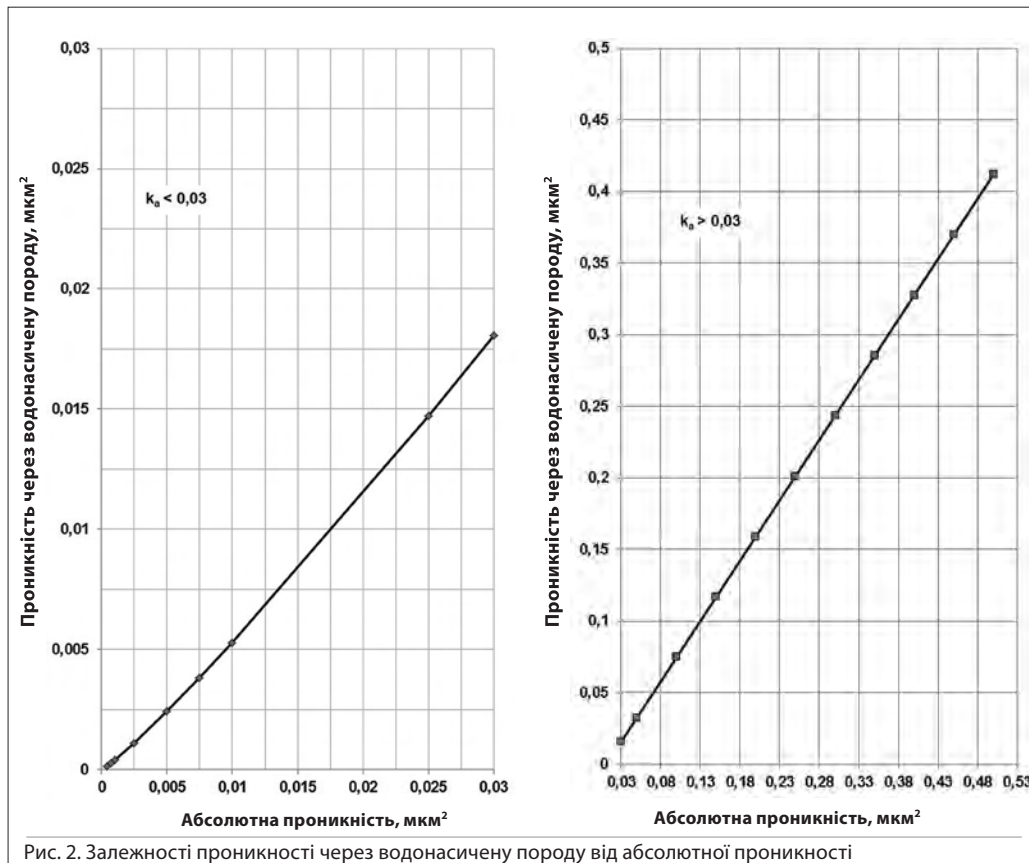


Рис. 2. Залежності проникності через водонасичену породу від абсолютної проникності

Таблиця 3

Порівняння прогнозованих показників продуктивності і дебіту після ОПЗ із фактичними

Свердловина	Коефіцієнт продуктивності, м <sup>3</sup> /(д·МПа)	Дебіт рідини, м <sup>3</sup> /добу	Коефіцієнт продуктивності, м <sup>3</sup> /(д·МПа)	Дебіт рідини, м <sup>3</sup> /добу	Коефіцієнт продуктивності, м <sup>3</sup> /(д·МПа)	Дебіт рідини, м <sup>3</sup> /добу	Коефіцієнт продуктивності, м <sup>3</sup> /(д·МПа)	Дебіт рідини, м <sup>3</sup> /добу
	до проведення ОПЗ		потенційний		прогнозований		після проведення ОПЗ	
1600-Бориславська	0,57	2,7	1,9	9,5	1,15	5	0,8	4,5
1700-Бориславська	0,8	3,2	3,9	15	1,8	8	1,14	5,3
73-Ст.Самбірська	0,69	5,7	1,5	14,5	1,35	12,5	1,34	12,5
12-Мр-Битківська	0,36	1,7	0,9	4,9	0,8	4,5	0,45	2,5
188-Пн.Долинська	0,4	2,6	3,2	23	2,9	15	3,38	23,6
214-Качанівська	0,68	2,4	2,2	8,9	1,6	6	1,9	8,2
81-Решетняківська	0,51	0,2	2,9	20	1,67	8	2,5	12,5
В середньому на одну свердловину	0,57	2,64	2,5	13,7	1,46	8,5	1,64	9,7

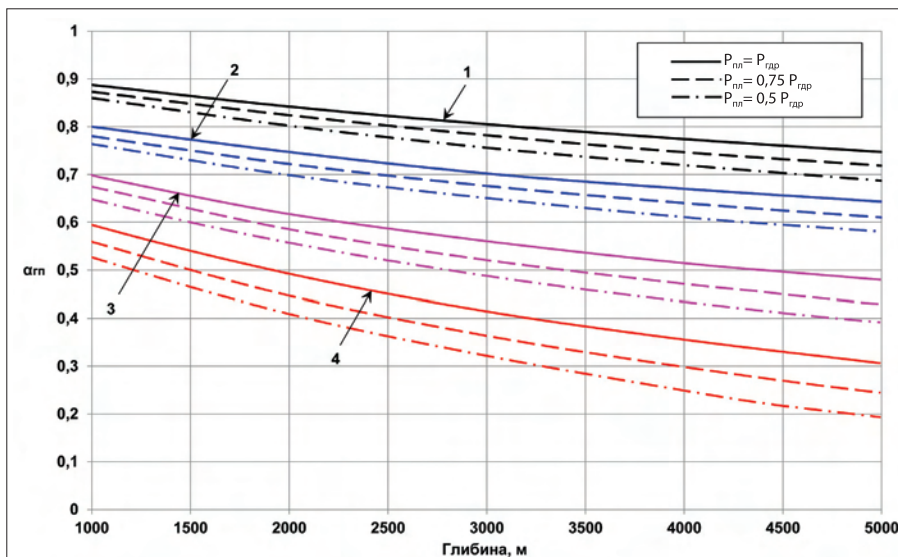
частину депресії, яка рухає газовану нафту у пласті, Р.В. Мисьовичем і В.П. Клярівським, які для визначення коефіцієнта  $A$  побудували графічну залежність  $A=f(P_{пл}/P_{нас})$ . Для оцінки впливу зниження пластового тиску порівняно з тиском насичення  $P_{нас}$  на приплив нафти до свердловини нами [5] знайдено кореляційний зв'язок у вигляді:

$$A = 0,097e^{(2,37 P_{пл}/P_{нас})}. \quad (8)$$

Для врахування руху газонасиченої нафти, тобто у випадку більшого за пластовий тиск тиску насичення, у формулу (7) додають множник  $A$ . Решту параметрів у формулу Дюпюї рекомендується підставляти такими, як при тиску насичення, а її вираз матиме такий вигляд:

$$Q_{п.газ.н} = \frac{5,43\varepsilon_n (P_{пл} - P_{вб})}{b \ln(R_k/r_c)} A. \quad (9)$$

Далі визначають потенційну продуктивність свердловини:



1 – перша група кодів колекторів: ZS1, ZD2 (Передкарпаття), KSR1, OSR2, OSR3 (ДДЗ);  
2 – друга група кодів колекторів: ZS2, ZD3 (Передкарпаття), KSR2, KSR3, KD1, OSR4, OSR5, OD3 (ДДЗ);  
3 – третя група кодів колекторів: ZS3, ZA (Передкарпаття), KD2, KD3, KD4, OD4, OD5, PSR4, PSR5, PD5 (ДДЗ);  
4 – четверта група кодів колекторів: ZD4 (Передкарпаття), OD6, PSR6, PSR7, PD6, PD7, PD8, KA4, KA5 (ДДЗ).

Рис. 3. Залежність коефіцієнта стисливості породи від глибини її залягання

$$\eta_{п} = \frac{Q_{п}}{P_{пл} - P_{вб}}. \quad (10)$$

Коефіцієнт потенційної продуктивності всіх пластів є сумою визначених коефіцієнтів продуктивності окремих пластів, подібно до гідропровідності. За формулою (7) чи (9) розраховують значення потенційного дебіту.

Фактичну продуктивність для відомих поточних значень пластового і вибірного тисків та дебіту рідини розраховують за формулою (11). Для порівняння можна задати кілька таких значень, отриманих із досліджень та замірів на свердловині в процесі її роботи.

$$\eta_{ф} = \frac{Q_{ф}}{P_{пл} - P_{вб}}. \quad (11)$$

Для визначення поточного скін-ефекту свердловини спочатку з'ясовують відношення продуктивностей  $ВП$ :

$$ВП = \frac{\eta_{ф}}{\eta_{п}}. \quad (12)$$

Величину скін-ефекту  $S$  для кожного заміру продуктивності свердловини за значеннями  $R_k$  і  $r_c$  та знайденою величиною  $ВП$  розраховують за формулою:

$$S = \frac{\ln(R_k/r_c)}{ВП} - \ln(R_k/r_c). \quad (13)$$

Розрахунки ефективності ОПЗ виконують залежно від зміни скін-ефекту і величини депресії на пласт. Очікувану продуктивність і дебіт після проведення ОПЗ розраховують за формулою (6) для скін-ефекту, що задається користувачем із урахуванням досвіду застосування того чи іншого методу ОПЗ. Наприклад, після кислотного ГРП (КГРП) досягається скін-ефект  $S=2...-1$ , менший, ніж після застосування потужного ГРП (ПГРП), який є найсильнішим із відомих методів інтенсифікації і залежно від розмірів і провідності тріщини забезпечує зниження скін-ефекту до  $S=-1...-3$ .

Описану математичну модель визначення продуктивності свердловини покладено в основу комп'ютерної програми *WProduct* [6], яку використовують для нафтових свердловин родовищ ПАТ «Укрнафта» на етапі вибору об'єктів із метою проведення ПГРП і КГРП.

У табл. 3 для порівняння наведено прогнозовані показники дебіту і продуктивності перед застосуванням заходів із інтенсифікації, визначені за допомогою програми, та фактичні дані про роботу свердловин після ПГРП і КГРП.

Із наведених у табл. 3 даних можемо побачити, що: поточний коефіцієнт продуктивності всіх свердловин був значно (майже у чотири рази) нижчий від потенційного, тобто існували хороші передумови застосування методів інтенсифікації припливу вуглеводнів;

прогнозовані коефіцієнти продуктивності та дебіт після планованих ОПЗ менші від потенційних, оскільки тільки для частини пластів свердловини планували методи інтенсифікації;

середній коефіцієнт продуктивності семи свердловин після проведення ОПЗ відрізняється від прогнозованого менше ніж на 15 %.

Із використанням розробленої методики щорічно проводиться моделювання потенційної продуктивності й очікуваного додаткового видобутку нафти в близько 100 свердловинах родовищ ПАТ «Укрнафта» на етапі вибору об'єктів для проведення ГРП. Середній додатковий видобуток співпадає з прогнозованим, що свідчить про ефективність запропонованої методики.

### Висновок

Отже, розроблено математичну модель визначення потенційної продуктивності нафтових свердловин, яку ефективно використовують для обґрунтування доцільності проведення ОПЗ у свердловинах родовищ ПАТ «Укрнафта».

### Список літератури

1. Пат. 20599А Україна, Е 21В 49/00. Спосіб визначення потенційної продуктивності розкритих свердловиною нафтонасичених пластів [Текст] / Ю.Д. Качмар, С.С. Бучковський, Ф.М. Бурмич, В.М. Дістрянов; Опубл. 27.02.98. – Бюл. № 1.
2. Качмар Ю.Д. Про фільтрацію флюїдів на пізній стадії розробки родовищ [Текст] / Ю.Д. Качмар, В.В. Цьомко / Нафт. і газова пром-сть. – 2000. – № 6. – С. 26–29.
3. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов [Текст] / Ф.И. Котяхов. – М.: Недра, 1977. – 287 с.
4. Качмар Ю.Д. Моделювання продуктивності нафтових свердловин [Текст] / Ю.Д. Качмар, В.М. Дістрянов / Нафт. і газова пром-сть. – 2001. – № 3. – С. 29–31.
5. Качмар Ю.Д. Про причини зменшення дебіту свердловин Прикарпатських родовищ [Текст] / Ю.Д. Качмар, Е.А. Малицький / Нафт. і газова пром-сть. – 2000. – № 5. – С. 31–35.
6. Свідоцтво про реєстрацію авторських прав на твір № 40522 від 19.10.2011. Програмне забезпечення моделювання продуктивності свердловини «*WProduct*» [Текст] / Ю.Д. Качмар, В.В. Цьомко, І.Ф. Климович, С.Ю. Асеев, О.Б. Залозкоцький.

## ПРОФЕСІОНАЛИ ГАЛУЗИ

### Вельмишановний Борисе Євгеновичу!

Працівники нафтової і газової промисловості України знають і цінують Вас як видатного вченого, талановитого організатора, державного та громадського діяча.

Доля дарувала Вам активне, багате і цікаве життя. Притаманні Вам працелюбність і талант, помножені на щире синівську любов до рідної землі, на велике бажання робити людям добро, стали запорукою життєвого успіху.

Ви створили потужні наукові школи в галузі зварювання, металургії і технології металів, що мають світове визнання, а їх доробок є вагомим складовою науково-технічного прогресу в економіці нашої держави.

Нам приємно відзначити, що особливу увагу Ви приділяли і приділяєте розв'язанню проблем нафтогазового комплексу, зокрема трубопровідного транспорту. Протягом шести десятиріч жоден значний проект магістрального транспортування газу, починаючи з газопроводу Дашава–Київ, не проходив повз Вашу увагу.



А внесок у вдосконалення технології виробництва і контролю нафтогазоводних труб, створення металу для їх виготовлення з високими міцнісними властивостями, а також розробку технологій та високопродуктивного обладнання для зварювання труб магістральних трубопроводів є надзвичайно вагомим. Ви і сьогодні продовжуєте очолювати міждержавну програму «Високондійний трубопровідний транспорт».

Понад півстоліття Ви, незмінний президент Національної академії наук України, докладали титанічних зусиль, щоб вона досягла визнання та заслуженого авторитету в світі.

У зв'язку з 95-річчям заснування НАН України і Вашим днем народження прийміть найщиріші побажання міцного здоров'я, особистого щастя, невичерпної енергії та наснаги у всіх Ваших добрих справах.

Нехай доля і надалі буде прихильною до Вас, даруючи радість життя, незрадливу вдячу, вірних і надійних друзів.

Голова правління Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України»  
Є.Бакулін