

© О.М. Зазуляк  
В.Б. Руцак  
НДПІ ПАТ «Укрнафта»

## Спосіб оцінки стану привибійної зони пласта газових свердловин

УДК 622.276

*Запропоновано спосіб оцінки стану привибійної зони пласта (ПЗП) газових свердловин за результатами інтерпретації газодинамічних досліджень на ustalених режимах фільтрації на прикладі Великобубнівського родовища.*

**Ключові слова:** свердловина, газодинамічні дослідження, коефіцієнт продуктивності.

*Предложен способ оценки состояния призабойной зоны пласта газовых скважин по результатам интерпретации газодинамических исследований на установившихся режимах фильтрации на примере Великобубновского месторождения.*

**Ключевые слова:** скважина, газодинамические исследования, коэффициент продуктивности.

*Evaluation method of gas wells bottom-hole formation zone state by interpretation results of gas-dynamic studies at steady state filtration mode on the example of Velykobubnivske field was proposed.*

**Key words:** well, gas-dynamic well test, production ratio.

Під час планування обробок із інтенсифікації видобутку вуглеводнів важливо знати поточні і максимальні можливості пласта в точці розкриття його свердловиною. Як показники, що характеризують взаємозв'язок між поточними і максимальними можливостями, використовують такі параметри: скін-ефект, коефіцієнт відношення продуктивностей, коефіцієнт досконалості свердловини тощо. Значення цих параметрів розраховують за результатами обробки кривих відновлення вибійного тиску [1].

Для багатьох газових свердловин, особливо під час експлуатації на пізній стадії розробки, а також у зв'язку з економічною ситуацією, газодинамічних досліджень на неусталеному режимі фільтрації з реєстрацією зміни вибійного тиску в часі, як правило, не проводять. Тому виникають труднощі з визначенням оціночних параметрів стану ПЗП та ефективності від проведення геолого-технічних заходів по кожній конкретній свердловині.

Подібна картина характерна для газових свердловин Великобубнівського родовища. Поточний об'єм газодинамічних досліджень незначний, а отримана інформація в деяких випадках некоректна.

Запропоновано спосіб визначення оцінки стану ПЗП газових свердловин на прикладі горизонту В-15 Великобубнівського родовища із використанням рівняння Роулінса [1, 2]:

$$Q_r = C \cdot (P_{пл}^2 - P_b^2)^n, \quad (1)$$

де  $Q_r$  – дебіт газу, тис. м<sup>3</sup>/добу;  $C$  – коефіцієнт продуктивності по Роулінсу;  $P_{пл}$ ,  $P_b$  – пластовий і вибійний тиски відповідно, МПа;  $n$  – показник степеня.

Для оцінки стану ПЗП визначаємо коефіцієнт відношення продуктивностей:

$$C_{вп} = \frac{C_{пот}}{C_{max}}, \quad (2)$$

де  $C_{пот}$ ,  $C_{max}$  – поточний і максимальний коефіцієнти продуктивності по Роулінсу відповідно.

Поточний коефіцієнт продуктивності газових свердловин визначають за результатами інтерпретації даних газодинамічних досліджень свердловин на ustalених режимах фільтрації.

Послідовність визначення максимальних коефіцієнтів продуктивності газових свердловин за формулою Роулінса на прикладі горизонту В-15 Великобубнівського родовища така [3]:

- проводять розрахунок значень питомої ємності пласта у свердловинах за даними геофізичних досліджень (табл.);

- визначають поточні коефіцієнти продуктивності свердловин за результатами інтерпретації даних газодинамічних досліджень на ustalених режимах фільтрації за методом Роулінса (табл.);

- проводять зіставлення значень продуктивностей свердловин зі значеннями питомої ємності пласта (рисунок);

- установлюють функціональну залежність максимальних коефіцієнтів продуктивності свердловин від питомої ємності пласта для горизонту В-15 Великобубнівського родовища:

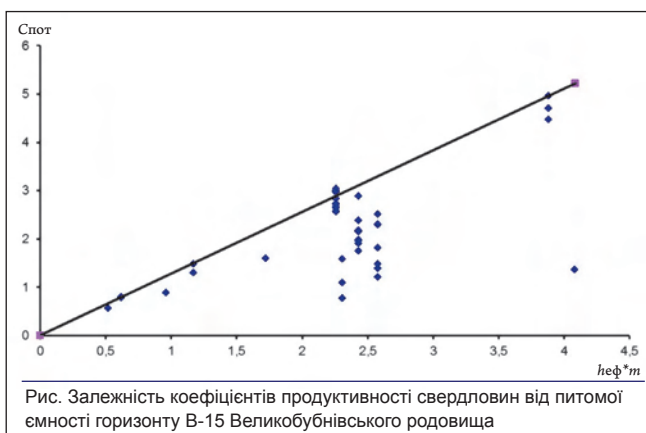
$$C_{max} = 1,278 \cdot h_{эф} \cdot m, \quad (3)$$

де  $h_{эф}$  – ефективна товщина пласта, м;  $m$  – коефіцієнт пористості, част. од.;

- порівнюють поточні коефіцієнти продуктивності свердловин з їх максимальними значеннями, отриманими за розрахунковою формулою (3) (табл.);

- виділяють свердловини з низькими коефіцієнтами продуктивності, в навіколостобурній зоні яких погіршені фільтраційні властивості пласта (знижений потенціал свердловини за продуктивністю).

За результатами проведеного порівняльного аналізу максимальних коефіцієнтів продуктивності з пито-



Розрахунок оціночних параметрів стану ПЗП газових і газоконденсатних свердловин горизонту В-15 Великобунівського родовища за даними досліджень на ustalених режимах фільтрації

Номер свердловини	Інтервал перфорації, м	$P_{пл}$ , МПа	Ефективна товщина, м	Пористість, част. од.	$h_{ef}$ , м	Коефіцієнт продуктивності в рівнянні Роулінса		Коефіцієнт відношення продуктивностей, $C_p$	Примітка
						поточний	max		
31	2885–2893	17,18	6	0,16	0,96	0,89	1,23	0,73	продуктивність знижена в 1,38 раза
109	2908–2920	16,17	13,3	0,17	2,261	2,67	2,89	0,92	стан ПЗП задовільний
		7,90				2,83			
110	2888–2898	8,30	13,5	0,18	2,43	1,90	3,11	0,61	продуктивність знижена в 1,63 раза
		8,00				2,38			0,77
114	2860–2870	9,70	9	0,13	1,17	1,30	1,50	0,87	продуктивність знижена в 1,18 раза
		9,47				1,48			0,99
120	2904–2917	8,64	11,6	0,20	2,31	1,09	2,95	0,37	продуктивність знижена в 2,71 раза
		8,02				1,58			0,54
128	2920–2945	8,03	20,4	0,20	4,08	1,36	5,21	0,26	продуктивність знижена в 3,83 раза
135	2908–2918	9,54	8,6	0,20	1,72	1,60	2,20	0,73	продуктивність знижена в 1,37 раза
137	2887–2906	8,55	11,2	0,23	2,58	1,39	3,29	0,42	продуктивність знижена в 2,37 раза
		7,54				2,29			0,70
138	2930–2940	10,82	3,2	0,19	0,62	0,80	0,79	1,01	стан ПЗП задовільний
		10,82				0,78			0,98
140	2848–2876	8,50	20	0,19	3,88	4,70	4,96	0,95	стан ПЗП задовільний
		7,80				4,47			0,90

мою ємністю пласта встановлено, що між зазначеними параметрами існує досить добрий кореляційний зв'язок. Це підтвердило припущення про те, що коефіцієнт продуктивності відображає фільтраційні характеристики пласта.

### Висновки

Результати проведеної роботи дають змогу зробити такі висновки:

- у св. 109, 114, 138, 140 поточні коефіцієнти продуктивності близькі до максимальних;
- у св. 31, 110, 120, 128, 135, 137 продуктивність знижена відповідно в 1,38; 1,30; 1,87; 3,83; 1,37 та 1,44 раза.

Зниження поточного коефіцієнта продуктивності

Таблиця

нижче максимального обумовлено зменшенням проникності пласта в навколостовбурній зоні за відсутності на вибої зачупорки або стовпа рідини. Ці свердловини і є кандидатами для планування та проведення геолого-технічних заходів після уточнення ефективної товщини пласта та проведення газодинамічних досліджень.

Результати проведеної роботи дають можливість виділити об'єкти, на яких доцільно застосовувати методи інтенсифікації видобутку вуглеводнів без зупинення свердловин для реєстрації кривої відновлення вибірного тиску.

### Список використаних джерел

1. **СОУ 11.1-00135390-091:2009** Інтерпретація гідрогазодинамічних досліджень нафтових, нагнітальних, газових і газоконденсатних свердловин родовищ ВАТ «Укрнафта»: введ. 01.05.09. – К., 2009. – 121 с.
2. **Роулінс Е.Л.** Испытание газовых скважин / Е.Л. Роулінс, М.А. Шелхард. – М.: Гостехиздат, 1947. – 208 с.
3. **Рушак В.Б.** Методика оцінювання потенційної продуктивності свердловин на прикладі горизонту Б-5 Суходолівського родовища / В.Б. Рушак // Нафт. і газова пром-сть. – 2007. – № 3. – С. 37–38.