

М. М. Рой, канд. техн. наук, доцент (Полтавський національний технічний університет ім. Юрія Кондратюка), ongpl@ukr.net

ВИЗНАЧЕННЯ РІВНЯННЯ ПРИПЛИВУ ДЛЯ КОЖНОГО РЕЖИМУ ПРОМИВАННЯ ПРИ ГАЗОПРОЯВАХ У ПРОЦЕСІ БУРІННЯ

Наведено спосіб визначення коефіцієнтів лінійного й інерційного опорів рівняння припливу, a , $отже$, і самого рівняння припливу для кожного режиму промивання при газопроявах з вимірюванням газозмісту промивальної рідини й пластового тиску для кожного режиму промивання, а також коефіцієнта продуктивності пласта.

Ключові слова: *пластовий тиск, газопрояви, буріння свердловин, рівняння припливу, коефіцієнт продуктивності.*

Відомо, що під час буріння свердловин трапляються газопрояви. Найчастіше вони спричинені: фільтрацією газу у стовбур свердловини в умовах, коли вибійний тиск менший від пластового; дегазацією шламу вибуреної гірської породи при транспортуванні її на поверхню під час буріння; формуванням зон аномально високих пластових тисків (АВПТ); дифузії газу; капілярним чи осмотичним перетіканням; зниженням вибійного тиску у свердловині внаслідок контракційного ефекту промивальної рідини тощо.

Практика ліквідації газопровів, яка існує нині, призводить до втрати цінної геологічної інформації про глибини залягання нафтогазонасичених пластів, їхню продуктивність, величину пластового тиску в них. Обваження промивальної рідини задля ліквідації газопровів не завжди приводить до їхньої ліквідації. Навпаки, збільшення густини промивальної рідини, особливо з великою водовіддачею, часто сприяє проникненню фільтрату промивальної рідини в пласт і витісненню газу у стовбур свердловини внаслідок ефекту заміщення [1, 2].

Тому перевагу в технологічному плані слід віддавати не усуненню газопровів, а їхньому вивченню, що дасть змогу отримувати цінну геологічну інформацію про пласти.

Одним з важливих показників, що характеризують приплив пластового флюїду у свердловину, є рівняння припливу. Щоб його отримати, потрібно знати коефіцієнти лінійного A та інерційного B опорів. Для визначення (розрахунку) коефіцієнтів лінійного й інерційного опорів рівняння припливу у свердловину маємо виконати не менше семи вимірювань газозмісту промивальної рідини на різних режимах промивання.

Отримати таку кількість режимів промивання можливо із застосуванням насосів з регульованою подачею [3] або регульованого дроселя ДРТ-350, змонтованого на маніфольдній лінії або на викиді насоса. При цьому режими створюються скиданням частини промивальної рідини з маніфольдної лінії в жолобну систему або приймальну місткість.

Свердловину промивають в режимах подачі бурового насоса q' , q'' , q''' , ... q^n при

глибині спуску бурильних труб L_1 , яка узгоджується з нижньою межею досліджуваного інтервалу, і вимірюють газоміст промивальної рідини $\Phi_1', \Phi_1'', \Phi_1''' \dots \Phi_1^n$. Потім бурильні труби піднімають до глибини L_2 , яка узгоджується з верхньою межею досліджуваного інтервалу, і вимірюють $\Phi_2', \Phi_2'', \Phi_2''' \dots \Phi_2^n$ за таких самих подач буровим насосом промивальної рідини. Одночасно вимірюють або визначають тиск у свердловині на глибині середини досліджуваного інтервалу.

Газоміст промивальної рідини для досліджуваного інтервалу розраховують за формулами:

$$\Phi' = \Phi_1' - \Phi_2', \quad (1)$$

$$\Phi'' = \Phi_1'' - \Phi_2'', \quad (2)$$

$$\Phi''' = \Phi_1''' - \Phi_2''', \quad (3)$$

$$\Phi^n = \Phi_1^n - \Phi_2^n. \quad (4)$$

В усіх випадках потрібно внести поправку з урахуванням залишкового газомісту промивальної рідини, що подається у свердловину, Φ_0 , який маємо віднімати від газомісту промивальної рідини, що виходить зі свердловини. Дебіти газу розраховують за формулами:

$$Q' = \Phi' \cdot q', \quad (5)$$

$$Q'' = \Phi'' \cdot q'', \quad (6)$$

$$Q''' = \Phi''' \cdot q''', \quad (7)$$

$$Q^n = \Phi^n \cdot q^n. \quad (8)$$

Розрахунок коефіцієнтів лінійного A й інерційного B опорів рівняння припливу розраховують методом найменших квадратів [4] за формулами:

$$A = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{P_{ам,i}^2 - P_{воб,n}^2}{2P_{ам} (Q_n - Q_i)} \cdot \sum_{i=1}^n (Q_n + Q_i)^2 - \sum_{i=1}^n (Q_n + Q_i) \cdot \sum_{i=1}^n \frac{(P_{ам,i}^2 - P_{воб,n}^2) \cdot (Q_n + Q_i)}{2P_{ам} (Q_n - Q_i)}}{N \sum_{i=1}^n (Q_n + Q_i)^2 - \left[\sum_{i=1}^n (Q_n + Q_i) \right]^2}, \quad (9)$$

$$B = \frac{N \cdot \sum_{i=1}^n \frac{(P_{ам,i}^2 - P_{воб,n}^2) \cdot (Q_n + Q_i)}{2P_{ам} (Q_n - Q_i)} \cdot \sum_{i=1}^n (Q_n + Q_i) - \sum_{i=1}^n \frac{(P_{ам,i}^2 - P_{воб,n}^2)}{2P_{ам} (Q_n - Q_i)}}{N \cdot \sum_{i=1}^n (Q_n + Q_i)^2 - \left[\sum_{i=1}^n (Q_n + Q_i) \right]^2}, \quad (10)$$

де N – число комбінацій;
 m – число режимів;

n – порядковий номер режиму;
 $i = 1, 2, 3, \dots, m$.

Число комбінацій розраховують за формулою

$$N = \Sigma(m-i). \quad (11)$$

Наприклад, якщо число режимів $m = 7$, то $N = 21$. Коли $m = 8$, то $N = 28$. І відповідно якщо $m = 9$, то $N = 36$ тощо.

Далі наведено приклад розрахунку коефіцієнтів лінійного й інерційного опорів рівняння припливу.

Вихідні дані:

глибина свердловини 6000 м,
інтервал дослідження 5925–6000 м,
кількість режимів промивання – 7.

Решта вихідних даних результатів вимірювання газомісту й розрахунку дебітів газу за формулами (5–8) наведено в таблиці.

За даними таблиці та з урахуванням того, що для $m = 7$ відповідно $N = 21$, розраховують величини коефіцієнтів лінійного A й інерційного B опорів рівняння припливу: $A = 2,535 \cdot 10^{12}$ Па·с/(м³/с); $B = 378,2 \cdot 10^{12}$ Па/(м³/с)². Це означає, що рівняння припливу газу у свердловину в процесі газопрояву описують рівнянням

$$\frac{P_{пл}^2 - P_{воб}^2}{2P_{ам}} = 2,535 \cdot 10^{12} Q + 378,2 \cdot 10^{12} Q^2.$$

Якщо підставити в цю формулу значення $P_{ам}^2$ і дебітів Q з будь-якого рядка таблиці й розв'язати отримане рівняння припливу щодо $P_{пл}$, то отримаємо величину пластового тиску: $P_{пл} = 83,3 \cdot 10^6$ Па. Беручи до уваги, що коефіцієнт продуктивності пласта – це величина, обернена до величини коефіцієнта A лінійного опорів рівняння припливу $K_n = \frac{1}{A}$, можна розрахувати також величину коефіцієнта продуктивності

$$K_n = \frac{1}{A} = \frac{1}{2,535 \cdot 10^{12}} = 0,39 \cdot 10^{-12} \frac{м^3}{Па \cdot с}.$$

Отже, можна констатувати, що вивчення газопроявів є дійсно джерелом важливої геологічної інформації про га-

Таблиця. Режими промивання, тиски в середині інтервалу дослідження, результати вимірювання газомісту й розрахунку дебітів газу

Подача бурового насоса, q , м ³ /с	Вибійний тиск $P_{\text{вib}}$ в середині інтервалу дослідження, Па	$P_{\text{вib}}^2$, Па	Газоміст промивальної рідини, Φ , м ³ /м ³	Дебіт газу Q , м ³ /с
0,005	80,49·10 ⁶	6478,64·10 ¹²	0,1600	0,0008
0,0075	80,87·10 ⁶	6539,9569·10 ¹²	0,0938	0,00070356
0,00885	81,09·10 ⁶	6575,5881·10 ¹²	0,073028	0,00064634
0,0100	81,29·10 ⁶	6608,0641·10 ¹²	0,05934	0,0005934
0,0121	81,69·10 ⁶	6673,2561·10 ¹²	0,040041	0,00048457
0,0136	81,98·10 ⁶	6720,7204·10 ¹²	0,0296426	0,00040314
0,0150	82,30·10 ⁶	6773,29·10 ¹²	0,020705	0,00031057

зопроярні пласти. І замість того, щоб обважнювати промивальну рідину в разі появи газопроявів, їх потрібно вивчати: з'ясувати причину їхнього виникнення, на основі цього робити висновки про методи їхнього усунення й отримувати при цьому цінну інформацію про досліджувані пласти.

ЛІТЕРАТУРА

1. Булатов А. И., Рябченко В. И., Сибирко И. А., Сидоров Н. А. Газопроявления в скважинах и борьба с ними. – М.: Недра, 1969. – 280 с.
2. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. – М.: Недра, 1980. – 301 с.
3. Ловчев С. В., Роцупкин В. И., Галкин С. Л. и др. Буровые насосы с регулируемой подачей. – М.: Недра, 1977. – 270 с.

4. Шевцов Д. В. Борьба с выбросами при бурении скважин/Д. В. Шевцов. – М.: Недра, 1977. – 183 с.

REFERENCES

1. Bulatov A. I., Ryabchenko V. I., Sibirko I. A., Sidorov N. A. Gas displays in wells and fight against them. – Moskva: Nedra, 1969. – 280 p. (In Russian).
2. Instruction on complex research gas and gascondensate layers and wells. – Moskva: Nedra, 1980. – 301 p. (In Russian).
3. Lovchev S. V., Roshupkin V. I., Galkin S. L. and other. Borings pumps with the managed serve. – Moskva: Nedra, 1977. – 270 p. (In Russian).
4. Shevcov D. V. Fight against extrass at well-drilling. – Moskva: Nedra, 1977. – 183 p. (In Russian).

Рукопис отримано 4.07.2016.

Н. Н. Рой, Полтавский национальный технический университет им. Юрия Кондратюка, ongpl@ukr.net

ОПРЕДЕЛЕНИЕ УРАВНЕНИЯ ПРИТОКА ДЛЯ КАЖДОГО РЕЖИМА ПРОМЫВКИ ПРИ ГАЗОПРОЯВЛЕНИЯХ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Описан способ определения коэффициентов линейного и инерционного сопротивления уравнения притока, а, следовательно, и самого уравнения притока для каждого режима промывки при газопроявлениях с измерением газосодержания промывочной жидкости и пластового давления для каждого режима промывки, а также коэффициента продуктивности пласта.

Ключевые слова: *пластовое давление, газопроявления, бурение скважин, уравнение притока, коэффициент продуктивности.*

М. М. Roy, *Yurii Kondratiuk national technical university Poltava*, ongpl@ukr.net

FINDING OF EQUALIZATION OF INFLUX FOR EVERY MODE OF WASHING AT GAS DISPLAYS IN THE PROCESS OF BORING DRILLING

It is known that equalization of wave describes filtration of gas from a productive layer during his filtration to the backwall of well. The coefficients of linear and inertia resistance enter in the complement of equalization of wave.

They not only are the elements of equalization of wave, and also in itself carry geological information. Therefore their determination is important enough in an informative relation. And that is why it is so important to be able to define them in the case when in a well gas displays happen in the process boring drilling. The method of coefficients determination of linear and inertia resistances of wave equalization is resulted in a publication, and, consequently, and wave equalization, for every mode of washing at gas displays with gas content measuring of washing liquid and lawyer pressure for every mode of washing, and also coefficient of the productivity of layer.

Keywords: *stratal pressure, gas displays, well-drilling, equalization of influx, coefficient of the productivity.*