

ВИКОРИСТАННЯ МНОЖИННОЇ ЛІНІЙНОЇ РЕГРЕСІЇ ДЛЯ ПРОГНОЗУВАННЯ ТЕПЛОВОГО РЕЖИМУ СВЕРДЛОВИН

¹Я.С.Білецький, ¹К.О.Бурак, ²О.К.Бурак

¹ ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, тел. (03432)572380,
e-mail: biletsky.ua@yandex.ua

²ТОВ “Новоуренгойська Бурова Компанія”;
629300, м. Ново-Уренгой, вул. Промислова, Східна промзона, д. 27, тел. (3494) 928560,
e-mail: office@nubk.ru

Розглядаються питання прогнозування теплового режиму свердловини для підрахунку параметрів буріння. Проведено аналіз досліджень, публікацій і виявлено, що рекомендацій щодо методики виконання в літературі немає. Пропонується виконувати таке прогнозування з використанням багатofакторного регресійного аналізу, використовуючи результати вимірів температури, які виконують під час геофізичних досліджень свердловини відразу після закінчення буріння. Наведено приклад використання методики, що пропонується. На основі математично-статистичного аналізу одержаних результатів підтверджено, що температурний режим залежить не тільки від глибини планового положення, але і від часу експлуатації родовища.

Ключові слова: родовище, свердловина, геотермічна ступінь, множинна лінійна регресія, прогнозування.

Рассматриваются вопросы прогнозирования теплового режима скважины для подсчета параметров бурения. Проведен анализ исследований, публикаций и отмечено, что рекомендаций методики выполнения в литературе нет. Предлагается выполнять такой прогноз с использованием многофакторного регрессионного анализа, используя результаты измерений температуры, которые выполняются во время геофизических исследований скважины сразу после окончания бурения. Приведен пример использования предлагаемой методики. На основе математического статистического анализа полученных результатов подтверждено, что температурный режим зависит не только от глубины, планового положения, но и от времени эксплуатации месторождения.

Ключевые слова: месторождение, скважина, геотермическая степень, множественная линейная регрессия, прогнозирование.

The issue of well thermal regime prediction in order to calculate drilling parameters is considered. The analysis of studies and publications was conducted and it was found out that in the literature there are no recommendations concerning methodology for its conducting such a prediction. It is suggested to perform this prediction with the help of the multi-factor regression analysis using the results of the temperature measurements, which are performed during geo-physical well logging as soon as drilling has been completed. An example of the suggested methodology utilization is provided. Based on the mathematical and statistical analysis of the obtained results it was proven that the temperature regime depends not only on the depth of the horizontal position, but also on the time of the field operation.

Keywords: field, well, geothermal step, multiple linear regression, prediction.

Вступ

У процесі буріння свердловини, внаслідок тепломасопереносу буровим розчином, температура на стінках свердловини зазнає стрибкоподібних змін (знижується), що призводить до термічних напружень. Ці напруження слід враховувати під час буріння, оскільки вони полегшують руйнування гірських порід долотом, особливо там, де є високий геотермічний градієнт.

В той же час, саме температура визначає вибір типу розчину чи в'язючого матеріалу, метод їх хімічного оброблення, так як фізико-механічні і, особливо, реологічні властивості бурових і тампонажних цементних розчинів більшою мірою залежать від температури, ніж від тиску [6]. Температура змінює гідравлічні втрати, час прокачування тампонажних розчинів, цементацийну стійкість циркулюючих розчинів тощо.

Для визначення температури бурового розчину після достатньо довгого періоду циркуляції $t_{i, \text{свердл}}$ пропонується [5] використовувати формулу:

$$t_{i, \text{свердл}} = \frac{t_{i, \text{стат}}}{\sqrt[6]{Q} (0,58 + 10^{-4} \Gamma_i)} \quad (1)$$

де $t_{i, \text{стат}}$ – статична температура в забої через 6-8 год. після того, як циркуляцію припинили;

Q – розхід бурового розчину в л/с;

Γ_i – глибина вибою.

Перші дослідження теплового режиму свердловин в різних районах були проведені Д. В. Голубятніковим, М. В. Абрамовичем, В. Н. Дахновим та іншими. За матеріалами цих досліджень було рекомендовано для більшості регіонів приймати геотермічну ступінь (ГТС) рівною 33 м/°С. На основі подальших досліджень [1] рекомендовано для визначення зміни

Таблиця 1 – Характеристики планово-висотного положення свердловин

Параметри	№ свердловини, дата каротажу						
	337 09/2006	344 01/2008	546 03/2003	512 09/2004	506 06/2007	501 05/2004	352 06/2007
Висота гирла, м	137,4	141,0	144,6	137	142	138,2	137,9
Висота вибою, м	-3532	-3679	-3495	-3483	-3477	-3411	-3772
x гирла, М	6434	6104	8939	6391	5641	5984	6454
y гирла, М	8735	9491	9292	8478	10533	9457	8796

температури з глибиною використовувати формулу

$$t_{\Gamma} = 23,5 + 0,0179\Gamma \quad (2)$$

Зазначимо, що t_{Γ} відображає температуру пласта на глибині Γ в свердловині, буріння якої закінчили вже декілька місяців тому. Існують і інші гіпотези про розподіл t_{Γ} які також ґрунтуються на експериментальних даних [7]. У роботі [2] детально розглянуто теплові процеси в затрубному просторі свердловини, яка буриться, на основі поглибленого аналізу стану питання, зроблено висновок, що для кожного конкретного родовища слід уточнювати навіть величини геотермічного градієнта (ГТГ). Тим більше це відноситься до визначення $t_{i, \text{стат}}$. Разом з тим рекомендацій для такого уточнення (прогнозування) ні в нормативній, ні в технічній літературі немає.

Якщо вважати просторове положення свердловини інтегруючим фактором, який відображає вплив на температурне поле всередині і навколо свердловини всіх екзогенних і техногенних факторів, то для такого прогнозування виникає проблема представлення теплового поля родовища в вигляді аналітичної залежності

$$t_{i, \text{стат}} = f(x, y, H, T), \quad (3)$$

де T – час експлуатації родовища починаючи від часу забурювання першої свердловини;

x, y – планові координати свердловини;

H – абсолютна висота точки (над рівнем моря).

Використання в залежності (3) замість параметру глибина параметру абсолютна висота пояснюється фізичною природою ГТГ. Врахування часу в математичній моделі відображає факт підвищення температури нафтового родовища в процесі експлуатації.

Постановка задачі дослідження

Мета роботи полягає в розробці методу одержання та оцінки точності параметрів функції (3) за даними замірів температури в свердловинах відразу після закінчення процесу буріння.

Виклад основного матеріалу

Дослідження виконано з використанням матеріалів замірів температурного поля в п'яти свердловинах родовища, планово-висотні координати яких наведено в таблиці 1.

Графіки зміни температури з абсолютною висотою (над рівнем моря) для всіх семи свердловин зображено на рис. 1. Графіки зміни температури в свердловинах 506 і 337 наведено для ілюстрації факту підвищення температури родовища в процесі експлуатації і одержані за результатами вимірів в свердловинах, температурний режим яких вважається тривалим. На цьому ж рисунку зображено і графік зміни температури з глибиною, розрахований за формулою (1).

Аналіз графіків свідчить, що, для прикладу, значення температури в свердловині №337 значно різняться від результатів вимірів температури на близько розміщених (віддалі менше 100 м) свердловинах № 512 і № 352. Для наочності на рис. 2 подано графіки температури в трьох, близько розміщених свердловинах.

Свердловини 337 і 352 є найбільш близькими в просторовому розташуванні, їх температури в гирлі і вибої майже співпадають. Разом з тим, на однакових висотах їх температури значно різняться (для прикладу, на висоті мінус 1500м різняться майже на 20°C). Це є доброю ілюстрацією відмінності t_{Γ} і $t_{i, \text{стат}}$, загального підвищення температури родовища в процесі експлуатації і необхідності уточнення прогнозування.

Геологічні умови частини родовища, на якій розміщені досліджувані свердловини такі, що літолого-стратиграфічне диференціювання порід і пов'язані з цим природні фактори (магматичні вогнища, радіоактивний розпад, окислення сульфідних руд, розчинення солей, виділення в свердловину газу), які можливі на даній площі, явно не могли спричинити таку різницю температур в сусідніх свердловинах на одних і тих же висотах. Причиною може бути тільки вплив штучних теплових полів (бурового розчину, затвердіваючого цементного каменю, води нагнітання, спеціальних свердловинних нагрівачів тощо). Для даного випадку єдиним фактором, впливом якого можна пояснити значну відмінність температур, (зменшення температури в свердловинах 512, 501, 546 і 352), на нашу думку, є вплив бурового розчину. Найбільш близькими за значеннями температури є свердловини 546 і 501, в той же час вони є найбільш віддаленими одна від одної, що також додатково свідчить про однорідність геологічних умов досліджуваної ділянки родовища.

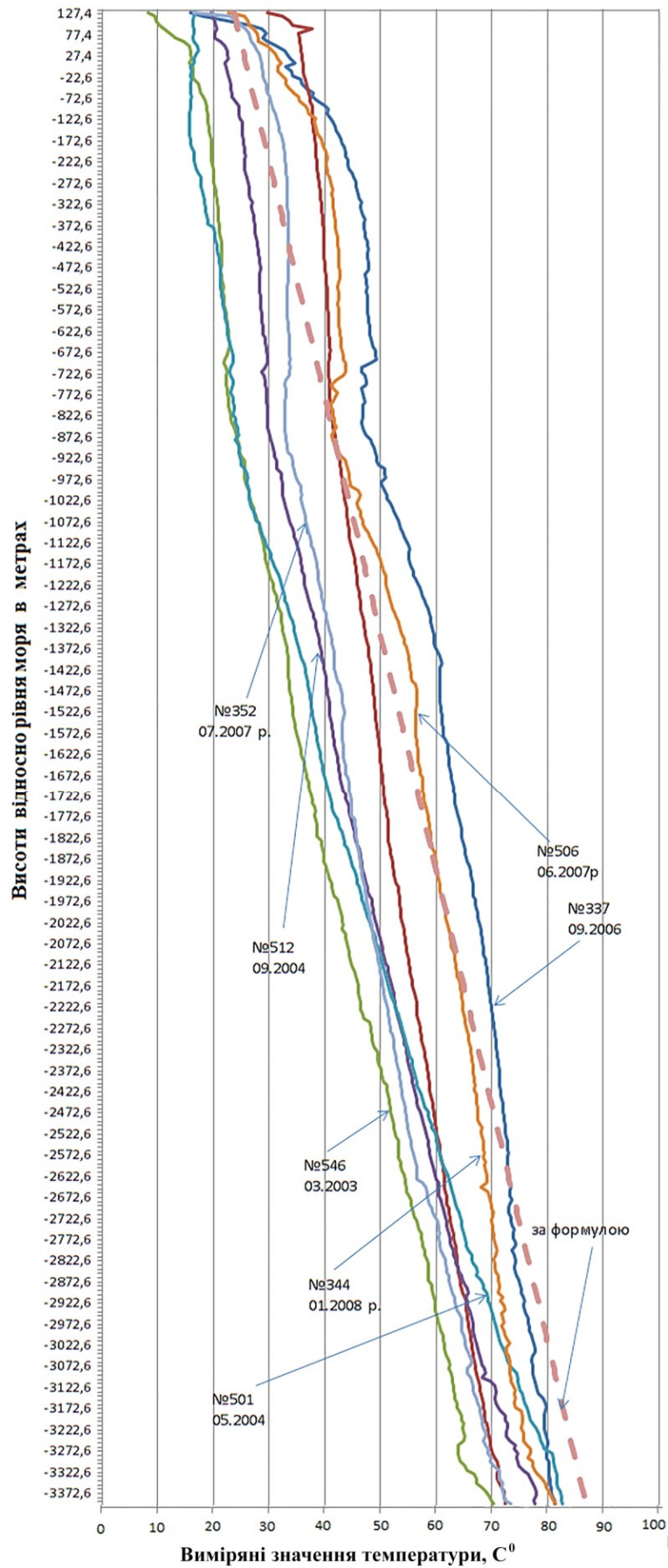


Рисунок 1 – Результати вимірів температури на Бугруватівському родовищі

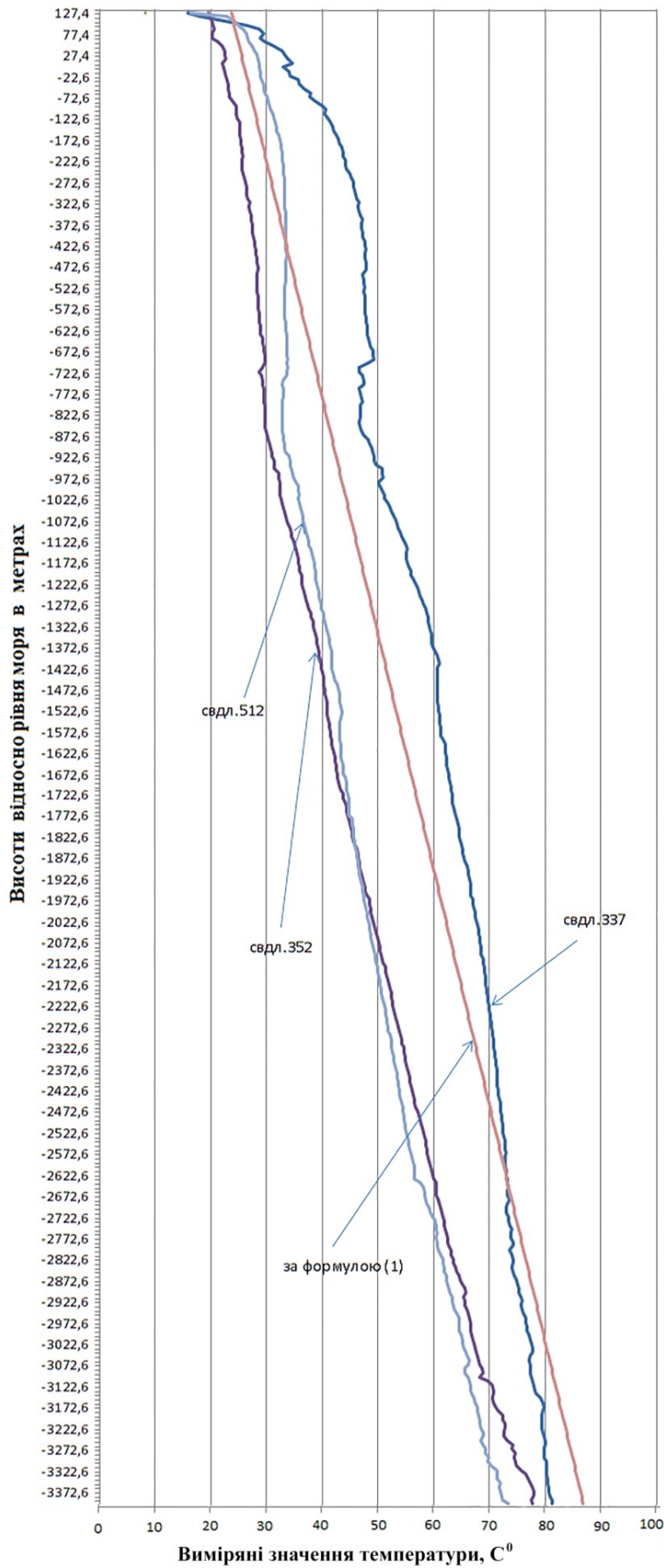


Рисунок 2 – Графік зміни температури в трьох близько розміщених свердловинах

Як ми вже зазначали, рівняння регресії слід одержувати окремо як для групи свердловин температурний режим яких вважається тривалим, так і для групи свердловин, дані про температурний режим яких одержано під час каротажу, який проводили відразу після закінчення процесу буріння. В першому випадку ми одержимо вираз, який дозволить прогнозувати температуру затрубного простору, спричинену дією екзогенних факторів. В другому випадку – температуру затрубного простору свердловини під час буріння, яка буде характеризувати $t_{i, \text{стат}}$. Для даного випадку до першої групи відносяться тільки дві свердловини 337 і 506. До другої групи – свердловини 352, 512, 501, 546 і 344.

Для прогнозу пропонується розглядати температуру на висоті H відносно рівня моря – $t_{i, \text{стат}}$ як величину, яка лінійно залежить від чотирьох просторових координат x, y, H і часу T :

$$\left. \begin{aligned} t_{i, \text{стат}} &= \alpha_1 x + \alpha_2 y + \alpha_3 H + \alpha_4 T + b, \\ H &= H_{\text{устя}}, \dots, H_{\text{забою}} \end{aligned} \right\} \quad (4)$$

де $b, \alpha_1, \alpha_2, \alpha_3, \alpha_4$ - параметри, які треба визначити.

Матричний запис рівняння (4):

$$Y = X \alpha, \quad (5)$$

де Y – вектор залежної змінної, розмірності $k \times 1$, k - кількість точок, в яких вимірювали температуру в свердловині;

X – матриця незалежних змінних (x, y, H, T) розмірності $k \times 4$;

α – вектор незалежних параметрів розмірності 5×1 .

Для оцінювання невідомого вектора параметрів залежності (5) слід розглядати не як функціональну, а як стохастичну, що дає можливість для визначення параметрів використати метод найменших квадратів (МНК) [4].

$$Q = Q(\alpha) = \sum_{i=1}^k (y_i - \alpha_1 x_{i1} - \alpha_2 x_{i2} - \alpha_3 x_{i3} - \alpha_4 x_{i4} + b)^2 = \min. \quad (6)$$

Такий підхід дає змогу не тільки знайти параметри залежності (6), але і додаткову регресійну статистику для оцінки достовірності результатів, а саме:

а) коефіцієнт детермінованості – r^2 , який за F -статистикою дає змогу оцінити, у випадку r^2 близького до одиниці, чи не є встановлений зв'язок просто випадковим;

б) значення оцінок стандартних похибок коефіцієнтів $\alpha - S_\alpha$, що дозволяє протестувати вплив кожного з них на значення температури.

Для п'ятих свердловин другої групи за даними замірів температури (2210 значень вимірюваних температур від гирла до вибою з інтервалом 10 м) за залежностями (2-6) одержали рівняння регресії:

$$t_{i, \text{стат}} (\text{в градусах}) = 16,4 + 0,122T - 0,0154H + 0,0005y - 0,00095x. \quad (7)$$

Значення просторових координат в формулі (7) приймаються в метрах, T – в місяцях (для даного випадку від дати 03.2002 р.), результат одержуємо в градусах. Зазначимо, що рівняння справедливе тільки для вибраної нами умовної системи координат.

Коефіцієнт детермінованості виявився рівним 0,932, що свідчить про сильну залежність між параметрами і температурою в стовбурі свердловини.

Значення стандартних похибок коефіцієнтів виявились рівними: $S_{\alpha_1}=0,005$, $S_{\alpha_2}=1E-4$, $S_{\alpha_3}=0,003$, $S_{\alpha_4}=0,0001$ і $S_b=2,7$, що вказує на можливу залежність температури від кожного з цих факторів, особливо від H .

За наявності відповідних даних за цією ж методикою можна виконати і прогнозування температурного режиму в затрубному просторі- t_T .

Знайдені значення S_α дозволяють встановити вплив кожного з коефіцієнтів α на результат. Для цього знаходять значення для даного

коефіцієнта $t = \frac{\alpha}{S_\alpha}$ і порівнюють його з крити-

чним значенням, яке можна знайти за допомогою функції Microsoft Excel СТЮДРАСПОБР. Відповідні значення коефіцієнтів виявились рівними $t_T=26$, $t_H=168$, $t_x=1,7$, $t_y=8,8$, $t_b=6$ при критичному значенні СТЮДРАСПОБР(0,05; 2210)=1,96. Це дозволяє зробити впевнений висновок, що всі параметри є корисні для підрахунку температури. Для даного родовища основний вплив на значення температури має глибина і час розробки родовища. Що стосується параметрів планового положення, то порівняно малі значення t свідчать, що досліджувані свердловини знаходяться на площі, де відсутнє значне літолого-стратиграфічне диференціювання порід.

Для порівняння точності апроксимації були пораховані суми квадратів відхилень вимірюваних значень температури від одержаних для тих же глибин за допомогою рівнянь (7) і (2) і відповідні їм значення середньо квадратичних похибок за формулою:

$$m = \sqrt{\frac{SSE}{n-1}},$$

де n – загальна кількість вимірів температури в усіх свердловинах на всіх висотах - 2210.

Одержані значення середньоквадратичних похибок - m для рівняння множинної лінійної регресії за результатами розрахунків виявились рівним $4,3^{\circ}\text{C}$, а для рівняння (2) $12,7^{\circ}\text{C}$, що свідчить про значне підвищення точності.

Висновки

Для родовища, яке вже тривалий час знаходиться в експлуатації, виміряні в свердловинах значення температури на одних і тих же висотах можуть відрізнятися до 20°C і за відсутності літолого-стратиграфічного диференціювання порід.

Температура в стовбурі свердловини в процесі буріння залежить від техногенних факторів і значно відрізняється від температури затрубного простору, яка залежить переважно від екзогенних факторів.

Така різниця температур відчутно впливає на напружено-деформований стан гірських порід і, відповідно, на режими буріння і повинна враховуватись при виборі бурових і тампонажних розчинів.

Значення температури в стовбурі значимо корелюються не тільки з глибиною і літолого-стратиграфічним диференціюванням порід, але і загальним підвищенням температури родовища в процесі його експлуатації. Тому, при вивченні теплових процесів під час розбурювання родовища, використовуючи рівняння множинної регресії, параметри якого визначені з використанням даних вимірів температури в ряді вже пробурених свердловин, можна одержати для даного родовища більш точні дані про тепловий режим, ніж з використанням традиційних методик.

Література

- 1 Мехтиев Ш.Ф. Геотермия нефтеносных областей Азейбарджана и Туркмении / Ш.Ф.Мехтиев, А.А.Геодекян, А.Б.Цатурянц и др. – М: Наука, 1973. – 294 с.
- 2 Есьман Б.И. Термогидравлика при бурении скважин. – М: Недра, 1982. – 247 с.
- 3 Демиденко Е.З. Линейная и нелинейная регрессии. – М: Финансы и статистика, 1981. – 303 с.
- 4 Корн Г., Корн Т. Справочник по математике (для научных работников и инженеров. – М.: Наука, 1977. – 832 с.
- 5 Поляков Г.Г. Температурный режим в бурящихся скважинах./ Г.Г. Поляков // Нефтяное хозяйство. – 1965. – № 7.
- 6 Щербан А.Н., Черняк В.П. Прогноз и регулирование теплового режима при бурении глубоких скважин. – М.: Недра, 1974.
- 7 Tragesser A.F. A method for calculating temperatures.: Jour. Petr. Tech., nr 11, 1967. - p. 1507-1512.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
19.11.14*

*Рекомендована до друку
професором Федоришиним Д.Д.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором Гасюком І.М.*

*(Прикарпатський національний університет
ім. В. Стефаника, м. Івано-Франківськ)*