УДК 550.832

ОБҐРУНТУВАННЯ МОЖЛИВОСТЕЙ МЕТОДУ ТЕРМОМЕТРІЇ ПРИ КОНТРОЛІ ОБВОДНЕННЯ НАФТОНАСИЧЕНИХ ПЛАСТІВ ЗА УМОВ ВПРОВАДЖЕННЯ ПІДТРИМАННЯ ПЛАСТОВОГО ТИСКУ

[1]Р. І. Нагорняк, [2]В. А. Старостін, [2]Я. М. Коваль

[1]НДПІ ПАТ "Укрнафта"; 76019,м. Івано-Франківськ, вул. Північний Бульвар, 2,
тел. (03422) 4-60-11, e-mail: *p p t@n d p i . u k r n a f t a . c o m*

[2]ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел. (0342) 727123;
e-mail: g e o p h y s@n u n g . e d u . u a

Більшість розвіданих родовищ нафти і газу на Україні перебувають на середній та пізній стадіях розроблення. Для підвищення ефективності вилучення вуглеводнів використовується метод підтримання пластового тиску, що запобігає випереджуючому обводненню продуктивних пластів. Спостереження за процесом нагнітання проводиться методом закачування індикаторної рідини. Для багатопластових покладів визначення окремих інтервалів поглинання є дуже складною і актуальною задачею.

Авторами роботи запропоновано нову технологію вимірювання та інтерпретації температурної характеристики свердловини після припинення нагнітання індикаторної рідини, що базується на дослідженні динамічного режиму теплообмінних процесів у свердловині. Встановлено зв'язок між теплопровідністю сухої і вологої порід та проникністю, що вказує на домінуючий вплив структури порового простору на процес перенесення тепла у породі-колекторі, де поровий простір насичений водою. Результати експериментальних робіт щодо впливу конвекції на передачу тепла у свердловині свідчать про те, що на цих різницях температур відсутній конвекційний потік і його можна не враховувати під час досліджень аномалій, утворених проти пластів, які приймають рідину.

Теоретичне обґрунтування і аналіз результатів досліджень теплових аномалій з розповсюдження теплоти з пластів, які приймають нагнітальну рідину, дають підстави свідчити про реальну можливість використання динамічних характеристик теплового поля для визначення інтервалів надходження індикаторної рідини. Особливо важливим у застосуванні розглянутого напрямку є дослідження продуктивних покладів, які представлені колекторами зі складною будовою.

Ключові слова: обводнення, нагнітання, порода-колектор, термокаротаж, температура.

Большинство разведанных месторождений нефти и газа на Украине находятся на средней и поздней стадиях разработки. Чтобы повысить эффективность извлечения углеводородов используют метод поддержания пластового давления, что предотвращает опережающее обводнение продуктивных пластов. С целью наблюдения за процессом нагнетания используют метод закачки индикаторной жидкости. Для многих пластовых залежей определение отдельных интервалов поглощения является очень сложной и актуальной задачей.

Авторами работы предложена новая технология измерений и интерпретации температурной характеристики скважины после прекращения нагнетания индикаторной жидкости, которая базируется на исследовании динамического режима теплообменных процессов в скважине. Установлена связь между теплопроводностью сухой и влажной пород и проницаемостью, что указывает на доминирующее влияние структуры порового пространства на процесс переноса тепла в породе-коллекторе, где поровое пространство насыщено водой. Проведенные экспериментальные работы по влиянию конвекции на передачу тепла в скважине свидетельствуют о том, что на этих разницах температур отсутствует конвекционный поток и его можно не учитывать при исследовании аномалии, образованных напротив принимающих жидкость пластов.

Теоретическое обоснование и анализ результатов исследований тепловых аномалий по распространению теплоты из принимающих нагнетательную жидкость пластов подтверждает реальную возможность использования динамических характеристик теплового поля с целю определения интервалов поступления индикаторной жидкости. Особенно важным в применении рассматриваемого направления является исследование производительных залежей, представленых коллекторами со сложным строением.

Ключевые слова: обводнения, нагнетания, порода-коллектор, термокаротаж, температура.

Most of the explored oil and gas fields in Ukraine are in the middle and late stages of development. To improve the efficiency of hydrocarbon extraction the method of maintaining reservoir pressure, which prevents ahead hydration of productive layers is used. The observation of the injection process is performed by pumping fluid indicator. For multi layered reservoirs the definition of separate absorption ranges is very complex and urgent task.

The authors proposed a new technology for measurement and interpretation of the temperature characteristics of the well after the cessation of pumping indicator fluid, which is based on a study of the dynamic mode of heat exchange processes in the well. There was established a link between the thermal conductivity of dry and wet rocks and permeability that indicates the dominant influence of the pore space structure on the process of heat transfer in the rock reservoir, where pore space is saturated with water. The results of an experimental work about the influence of convection on heat transfer in the well indicate that on these temperature differences the convection flow is absent, and it can be not considered when testing anomalies of the layers that accumulate fluid.

Theoretical reasoning and analysis of the research results on the thermal anomalies with the heat distribution from layers that accept injected fluid prove the real possibility to use dynamic characteristics of a thermal field to determine the admission intervals of indicator fluid. Particularly important in the application of the considered area is the research of productive fields which are the reservoirs with complex structure.

Key words: flooding, pumping, reservoir rock, thermal logging, temperature.

Розробка нафтових родовищ шляхом заводнення є основним і ефективним методом максимального вилучення нафти [1-7], що забезпечує підвищення темпів і техніко-економічної ефективності видобування нафти. Однак обводненість продукції часто зумовлена передчасними некерованим прориванням води у видобувні свердловини в проникно-неоднорідних покладах. У роботі М. Л. Сургучова [6] вказано, що неоднорідність пластів за проникністю і розмірами пор є одним із трьох основних чинників, які визначають залишкові запаси нафти в покладах з пористими колекторами після заводнення.

Пласти заводнюються, як правило, в активному режимі витіснення, а не виснаженням пластової енергії, а тріщинуватість пластів вважають основною причиною, яка обмежує чи стримує застосування методів підвищення нафтовилучення [8, 9], що зумовлено передчасними прориваннями витіснювальних агентів у видобувні свердловини.

У тріщинувато-поровому просторі пласта перерозподіл потоків води у матриці та інших пропластках визначає ефективність водоізоляційних робіт. В умовах різнотріщинуватості чистого тріщинного та тріщинувато-пористого пласта ефективність робіт залежить від співвідношення кількостей відкритих і затампонованих тріщин.

Отже, можна зробити висновок, що з метою регулювання процесу заводнення і зменшення відборів води слід нагнітати реагент у весь пласт, а не тільки в привибійну його зону, тобто тампонувати високопроникні канали углиб пласта. Для проектування і контролю за інтервалами надходження реагентів необхідно використовувати побудовані за геофізичною інформацією фільтраційні моделі.

Актуальними питанням на сьогодні є застосування нових технологій контролю за вилученням вуглеводнів, які б дали можливість збільшити нафтовіддачу пластів, з яких традиційними методами видобути значну кількість залишкових запасів вуглеводнів вже неможливо.

Підвищення ступеня вилучення запасів вуглеводнів можна забезпечити шляхом детального вивчення геологічної будови та фільтраційної неоднорідності міжсвердловинного простору продуктивних колекторів. Це дозволяє прогнозувати не охоплені процесом витіснення нафти ділянки пласта та попереджувати зони випереджувального обводнення у високопроникних пропластках. Одним з ефективних методик вивчення горизонтальної проникності є технологія індикаторних досліджень, яка включає розрахунок необхідної кількості індикаторної рідини для закачування в нагнітальну свердловину та спостереження за її рухом у видобувних свердловинах.

Для закачування індикаторної рідини використовується весь інтервал перфорації, який представлений багатопластовими покладами. Визначити положення інтервалу пласта, важливо для аналізу параметрів проходження до працюючих свердловин. Однак існує багато прикладів, коли індикатора рідина не потрапляє до видобувних свердловин.

Щоб визначити інтервали окремих поглинаючих пластів під час роботи нагнітальної свердловини автори пропонують скористатись методом термометрії. Після припинення закачування індикаторної рідини у нагнітальних свердловинах виникає диференціація температури з утворенням теплових аномалій у зоні пласта, куди надходить рідина. Згідно з даними термометрії на ефективність виділення окремих діючих пластів багатопластових покладів впливає теплопровідність порід геологічного розрізу, товщина пласту, об'єм рідини, що надходить до пласту, час проведення вимірювань тощо. У статті пропонується нова технологія вимірювання та інтерпретації кривих розподілу температури після припинення нагнітання рідини на основі дослідження динамічного режиму теплообмінних процесів у свердловині.

Використання термометричних досліджень свердловин з метою визначення інтервалів надходження індикаторної рідини у продуктивні пласти значною мірою залежить від дослідження петрофізичних характеристик порід-колекторів, які впливають на температурне поле, утворене шляхом нагнітання рідини у свердловину.

Термічна характеристика гірських порід загалом є функцією літологічної і структурної будови порід-колекторів, властивостей породоутворюючого матеріалу, речовинного складу порового простору. Дія цих чинників не однакова. У деяких випадках основний вплив на термічні параметри чинить мінералогічний склад породи, в інших випадках основну роль відіграє насичення. При аналізі теплових полів нагнітальних свердловин значну увагу необхідно приділити анізотропії теплопровідності пластів. До анізотропних відноситься теригенні породи. Термічні властивості однієї породи не залишаються постійними, що обумовлено значною неоднорідністю складу порід. У роботі наведено аналіз зв'язків фільтраційно-колекторських властивостей порід і температурних характеристик.

Наявність у гірських породах порового простору, заповненого флюїдом, ускладнює процес передачі тепла, оскільки останній залежить від кондуктивної теплопередачі тепла у мінералах скелету та на контактах з'єднання зерен скелету породи, на границі розділу скелету і порового простору.

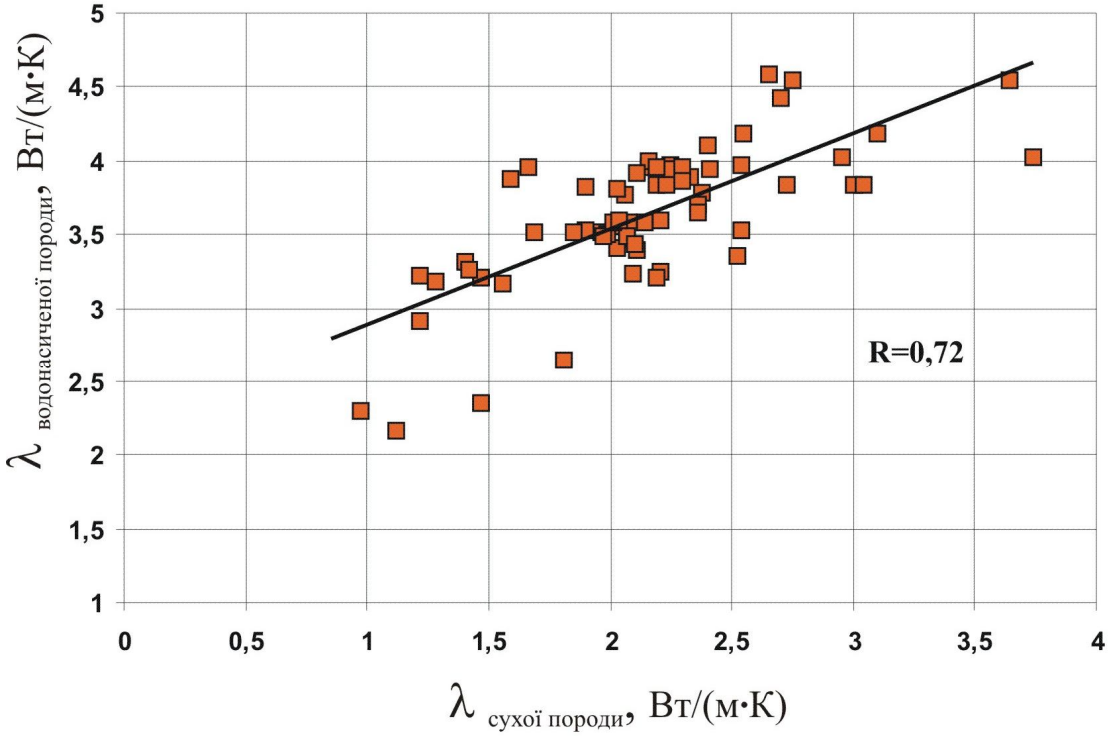


Рисунок 1 – Залежність теплопровідності водонасичених і сухих зразків гірських порід

Структура порового простору впливає на теплофізичні властивості породи. Так, для конгломератів, гравелітів, пісковиків спостерігається така закономірність: теплопровідність породи (λ) зменшується зі зменшенням розмірів зерен [10, 11]. Але за умови $l_ф << d_з$, (де $l_ф$ – довжина вільного пробігу фонона – кванта теплового поля коливань кристалічної гратки з енергією $E \approx 6{,}6 \times 10^{-21}$ Дж; $d_з$ – діаметр зерен) коефіцієнт теплопровідності залежить не від розмірів зерен, а від теплофізичних властивостей скелету. Для врахування мінливості величини теплопровідності порід необхідно досліджувати природу чинників, що обумовлюють диференціацію λ. Не завжди існує можливість провести такі дослідження на кожній свердловині через відсутність лабораторних досліджень керну. Тому для дослідження впливу флюїдонасиченості породи-колектора на теплопровідність продуктивних відкладів необхідно враховувати їх ідентичність за параметрами структури порового простору.

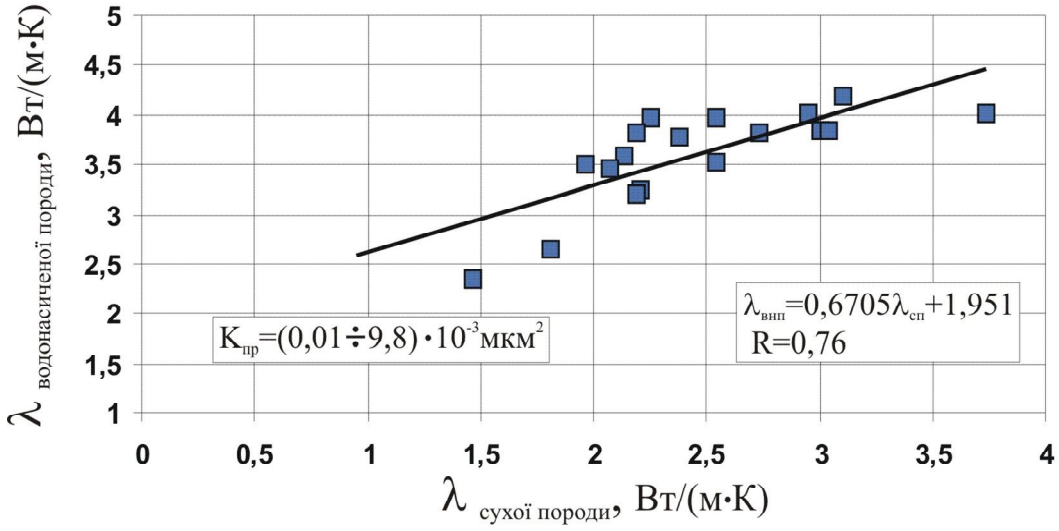
Залежності теплопровідності порід-колекторів від пористості та від водонасиченості мають протилежний характер. Зі зростанням пористості коефіцієнт теплопровідності (сухої породи) зменшується, а зростання водонасиченості порового простору призводить до підвищення теплопровідності. В роботі [11] показано, що зв'язок теплопровідності сухих і водонасичених зразків породи характеризується високою щільністю. Така залежність представлена на рис. 1. Вона характеризується коефіцієнтом кореляції R=0,72. Використовуючи результати лабораторних досліджень, нами проведено аналіз зв'язку теплопровідності зразків сухої і водонасиченої порід з врахування фільтраційно-ємнісних властивостей.

Колекція зразків поділена на три групи за зростанням коефіцієнта проникності. На рис. 2 (а) наведено залежність для першої групи зразків, де проникність змінюється в межах $0{,}01 \times 10^{-3} \div 9{,}6 \times 10^{-3}$ мкм^2. Видно, що коефіцієнт кореляції збільшився. На рис. 2 (б, в) наведено залежності для другої і третьої частин колекції і вказано межі зміни коефіцієнта проникності. Спостерігається зростання коефіцієнтів кореляції до R=0,85. Зростання коефіцієнта кореляції спостерігається зі збільшенням коефіцієнта проникності, тобто для зразків високої проникності $33 \times 10^{-3} \div 442 \times 10^{-3}$ мкм^2 зв'язок між коефіцієнтами теплопровідності сухого і водоначенного зразків характеризується більшою тіснотою зв'язку.

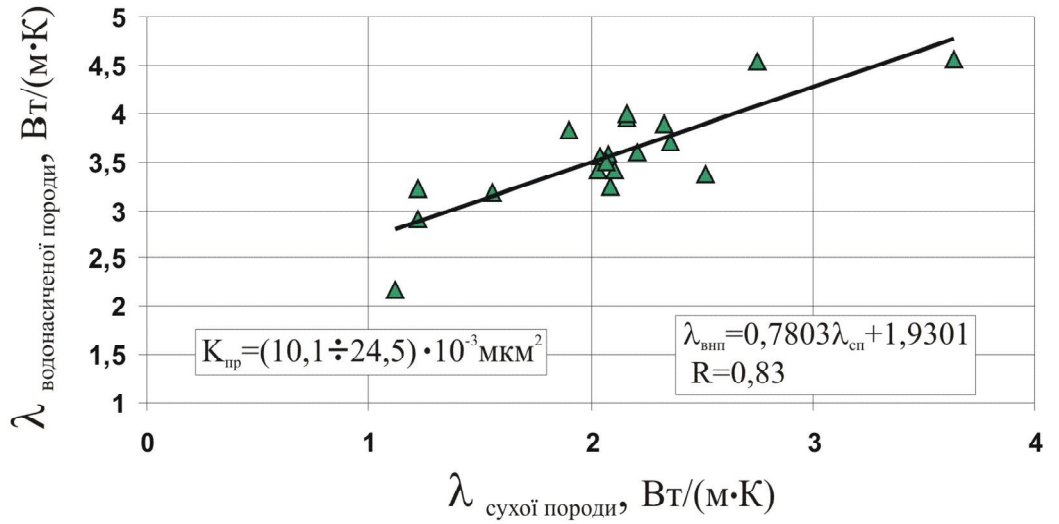
Зі збільшенням коефіцієнта проникності збільшується просвітленість порового простору, тобто рух рідини стає вільним, що, в свою чергу, обумовлює збільшення коефіцієнта теплопровідності.

Для виділених груп порід нами проведено дослідження зв'язку теплопровідності сухого зразка з об'ємом порового простору, які вказують на дуже низькі коефіцієнти кореляції (R=0,09÷0,1). Тобто, на зв'язок λ з $K_п$ впливають інші чинники, які характеризують будову скелета породи.

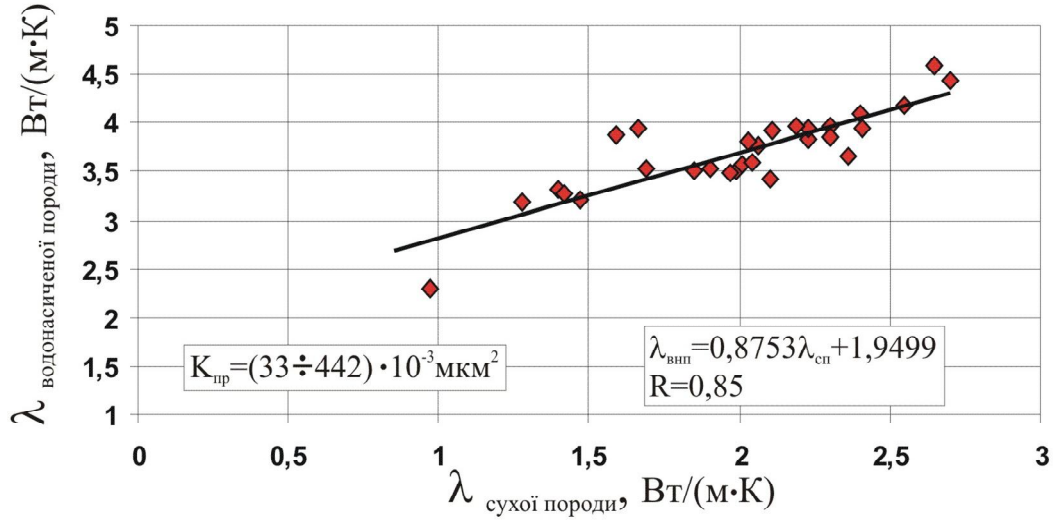
Встановлений зв'язок теплопровідності сухої і вологої порід з проникністю вказує на домінуючий вплив структури порового простору на процес перенесення тепла у породі-колекторі, де поровий простір насичений водою.



а)

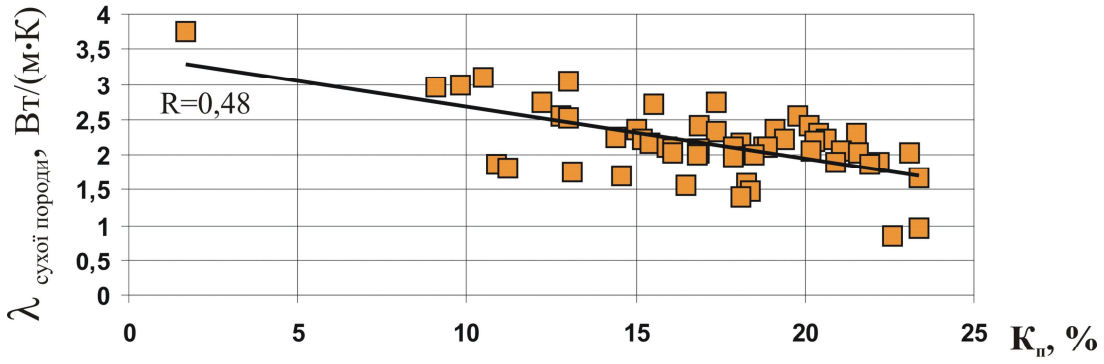


б)

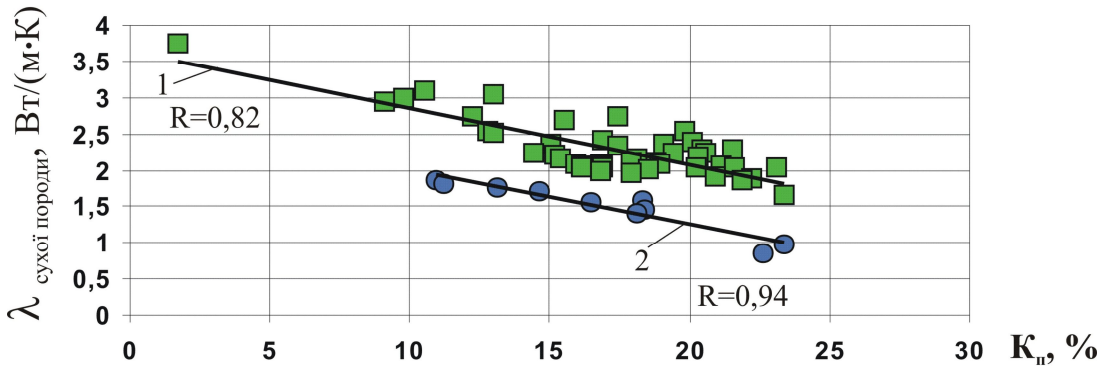


в)

Рисунок 2 – Розподіл залежностей теплопровідності водонасичених і сухих зразків гірських порід за критерієм коефіцієнта проникності



а)



б)

1 – залежність для порід з карбонатно-глинистим цементом;
2 – залежність для порід з глинисто-карбонатним цементом

Рисунок 3 – Залежність теплопровідності сухих зразків гірських порід від коефіцієнта пористості

Дослідимо зв'язок теплопровідності з пористістю. Для розглянутої колекції зразків зіставимо коефіцієнт теплопровідності з об'ємом порового простору (рис. 3(а)). Зв'язок характеризується низькою щільністю (R=0,48), що вказує на різні теплофізичні властивості мінерального скелету і цементу породи, які входять до колекції. Загалом теплопровідність зменшується зі збільшенням пористості.

Виділимо зразки з глинисто-карбонатним і карбонатно-глинистим цементом і розглянемо залежність $\lambda_{сух}$ від $К_п$ (рис. 3(б)). У верхній частині представлено графік $\lambda_{сух}=f(К_п)$ для порід з карбонатно-глинистим цементом, а в нижній частині – для порід з глинисто-карбонатним цементом. Перша залежність характеризує зразки з підвищеною теплопровідністю, що зумовлено підвищенням щільності контакту карбонатним цементом. Для другої залежності спостерігається нижча теплопровідність за рахунок збільшення об'єму глинистої фракції.

Розглянемо взаємозв'язки фізичних полів електричного каротажу і термокаротажу, що дасть змогу встановити аналогію використання термометрії і електрометрії для виділення міжфлюїдних контактів. Зіставлення законів Фур'є і Ома свідчить про їх подібність. Закон передачі тепла крізь гірську породу описується рівнянням:

$$q = \frac{dQ}{d\tau} = \lambda S \frac{dt}{dx}, \qquad (1)$$

де q – витрата тепла;

$\frac{dt}{dx}$ – градієнт температури;

S – площа поперечного перерізу;

λ – теплопровідність;

Q – кількість тепла. Витрати, зумовлені градієнтом температури.

Передача електричного струму крізь породу-колектор описується рівнянням:

$$I = \frac{dQ}{d\tau} = \sigma S \frac{dV}{dx}, \qquad (2)$$

де I – сила струму;

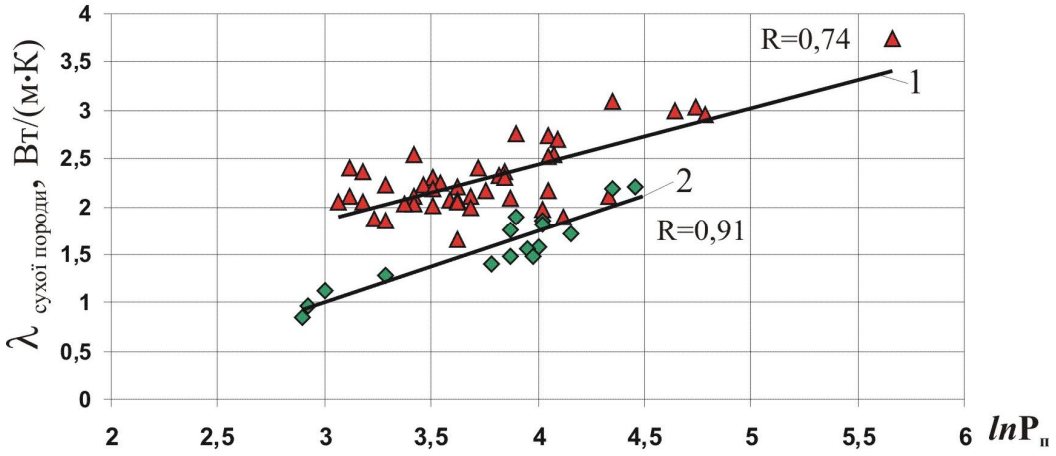
σ – електропровідність;

$\frac{dV}{dx}$ – градієнт потенціалу;

Q – кількість електрики.

Величина струму зумовлена градієнтом електричного потенціалу.

Розглянемо зв'язок теплопровідності зразків гірських порід з їх електропровідністю. Для вибраних двох груп зразків з різним складом цементу побудуємо залежність $\lambda=f(P_n)$. На рис. 4 наведено графіки залежностей для пер-



1 – залежність для порід з карбонатно-глинистим цементом;
2 – залежність для порід з глинисто-карбонатним цементом

Рисунок 4 – Залежність теплопровідності зразків гірських порід від їх електричних властивостей

шої і другої груп зразків, які характеризуються високими коефіцієнтами кореляції. Другій групі властиві низькі значення електричного опору за низької теплопровідності. Окрім того, друга група характеризується низькими значеннями коефіцієнта проникності і підвищеною глинистістю. Такі властивості порід зумовлюють низький електричний опір зразків і їх понижену теплопровідність. Завищені значення електричного опору для першої групи за тих самих значень теплопровідності другої групи вказує на нижчу глинистість і кращу щільність контакту між зернами за рахунок більшого об'єму карбонатної фракції цементу у порід.

За умови врахування об'єму порового простору встановлений зв'язок електропровідності і теплопровідності порід-колекторів дає змогу охарактеризувати теплопровідність розрізу свердловин за результатами електрометричних досліджень свердловин.

Залежність теплопровідності і електропровідності порід у напівлогарифмічному масштабі описується наступними рівняннями:

$$\lambda_{сухої\ породи} = 0{,}5833 \cdot \ln P_n + 0{,}1078\,, \quad (3)$$

$$\lambda_{сухої\ породи} = 0{,}7416 \cdot \ln P_n - 1{,}232\,. \quad (4)$$

Поділ цементу, на карбонатно-глинистий і глинисто-карбонатний відбувається тільки за вмістом у ньому карбонатної фракції. Для практичного використання цієї залежності на конкретному родовищі необхідно враховувати тип і склад цементу. Отримані залежності використовуються для встановлення впливу теплопровідності порід розрізу свердловини при дослідженні динамічного режиму встановлення урівноваження теплових аномалій, утворених проти пластів, які сприймають нагнітальну рідину.

Температурний стан нафтогазових свердловин залежить від геотермічного градієнта та швидкості потоку флюїду, а також теплофізичних властивостей порід і характеру насичення колекторів.

Для аналізу температурної характеристики свердловин розглянемо природу теплового поля у нагнітальних свердловинах.

Теплове поле характеризується геотермічним градієнтом, який вказує на інтенсивність підвищення температури з глибиною *Z*. Визначення геотермічного градієнта як середнього значення між температурою нейтрального шару і температурою вибою не дає достовірної інформації, що обумовлено наявністю теплопровідності осадових порід свердловини та варіації температури нейтрального поверхневого шару. Використання інформації з геотермічного градієнта Γ_i окремих інтервалів свердловини, які характеризуються однорідними теплофізичними властивостями і визначаються, як $\Gamma_i = (T_{i+1} - T_i)/(H_{i+1} - H_i)$, де Γ_i – геотермічний градієнт і-го інтервалу °С/м; T_i і T_{i+1} – температура покрівлі і підошви досліджуваного інтервалу (м), дає змогу розраховувати середньозважений геотермічний градієнт ($\Gamma_{ср\ зв}$) за формулою:

$$\Gamma_{ср.зв} = \frac{\Gamma_1 \cdot h_1 + \Gamma_2 \cdot h_2 + ... + \Gamma_n \cdot h_n}{h_1 + h_2 + ... + h_n}\,, \quad (5)$$

де $h_1 = H_{i+1} - H_i$ – товщина інтервалу з однорідними теплофізичними властивостями.

Параметри теплофізичних властивостей окремих інтервалів і оцінка їх однорідності тісно пов'язані з літологічною характеристикою розрізу.

Загалом геотермічний градієнт залежить від теплофізичних умов нафтогазоносних структур.

Локальна зміна геотермічного градієнта буде створювати додаткові похибки при інтерпретації термограм, які зареєстровані у нагнітальних свердловинах. Для зменшення похибок при визначені аномального значення температури пластів, які приймають нагнітальну воду, буде використана фонова крива температури. Фонову криву реєструють на початку проведення закачування індикаторної рідини. Нагні-

тальні свердловини, які працюють значний період часу, характеризуються індивідуальним розподілом температури, значення якої залежить від інтенсивності нагнітання та початкової температури нагнітальної рідини.

Технологія вимірювання фонової кривої розподілу у часі є дуже важливим питанням визначення інтервалів надходження індикаторної рідини у процесі нагнітання. Форма фонової кривої температури на початку досліджень, щодо визначення положення приймаючих інтервалів може бути спотворена через неврахування часу між припиненням роботи нагнітальної свердловини і початком досліджень.

Розглянемо особливості розподілу температури у нагнітальних свердловинах. Вода, яка нагнітається у свердловину, може мати різну температуру, яка відрізняється від температури нейтрального шару та температури продуктивних інтервалів. Швидкість урівноваження температури у стовбурі свердловини буде залежати від теплообмінних процесів, об'єму закачуваної води і глибини інтервалу їх надходження. Таким чином, стаціонарне теплове поле буде порушуватись. У свердловині можуть виникати конвективні течії рідини, яка заповнює стовбур свердловин після припинення закачування.

Нами проведено експериментальні дослідження з впливу конвекції на передачу тепла у свердловині. Результати досліджень свідчать про те, що на цих різницях температур відсутній конвекційний потік і його можна не враховувати при досліджені аномалій, утворених навпроти пластів, які приймають рідину.

У роботі [12] також вказується, що конвекційні течії не вносять істотних змін в стаціонарне теплове поле, навіть для глибоких свердловин. Тобто зменшення густини рідини за рахунок зростання температури з глибиною майже компенсується збільшенням густини за рахунок гідростатичного тиску. В цьому випадку при розрахунку теплового поля у нагнітальній свердловині ефект конвекційного перенесення тепла не буде враховуватися.

Суттєвий вплив на розподіл температурного поля при закачуванні індикаторної рідини чинить початкова температура рідини і теплопровідність гірських порід свердловини.

Для розрахунку розподілу температури розглянемо процес передавання тепла. Нагнітання теплої води у продуктивні пласти зумовлює зміну внутрішньої енергії навколишнього середовища. Ця енергія визначається за формулою $E = C \cdot T_p \cdot V$. Зміна внутрішньої енергії на одиницю часу t дорівнює:

$$\frac{\partial E}{\partial t} = 2 \cdot \pi \cdot C r dr \frac{\partial t}{\partial r}, \qquad (6)$$

де C – об'ємна теплопровідність середовища;

V – об'єм елемента товщиною 1 м ($V = 2 \cdot \pi \cdot r dr \cdot 1$)

T_p – температура рідини;

$\frac{\partial E}{\partial t}$ – градієнт температури T_p вздовж координати r на певній глибині Z.

Враховуючи закон теплопровідності Фур'є, зміна теплоти теплопровідного потоку на довжині dr становитиме:

$$q(r) - \left[q(r) + \frac{dq}{\partial r} dr \right] = 2 \cdot \pi \cdot C \cdot r dr \frac{\partial t}{\partial r}. \qquad (7)$$

Порівнюючи зміни теплового поля, отримуємо диференційне рівняння теплопровідного потоку у свердловині:

$$2 \cdot \pi \cdot \lambda \frac{\partial t}{\partial r} \left(r \frac{\partial t}{\partial r} \right) dr = 2 \cdot \pi \cdot C \cdot r dr \frac{\partial t}{\partial r}, \qquad (8)$$

де λ – коефіцієнт теплопровідності.

За умови, що геотермальна температура $\Gamma_{mz}=const$ і температура рідини на цій же глибині $T'_p=const$, то розв'язок рівняння (3.10) запишеться так:

$$T(r,t) = T_p{}^{/} - \frac{T^{/} - \Gamma_m z}{\ln \frac{R(t)}{r_c}} \ln \frac{r}{r_c}, \qquad (9)$$

де $R(t)$ – радіус поширення теплоти у породі, $R(t) = t_c + \sqrt{r \cdot a \cdot t}$;

r_c – радіус свердловини;

a – коефіцієнт теплопровідності $a = \lambda / C \cdot \rho$;

C – питома теплоємність;

ρ – густина породи.

Шляхом диференціювання отримаємо градієнт температури:

$$\frac{\partial T}{\partial r} = \frac{\Delta T(Z)}{\ln \frac{R(t)}{r_c}} \frac{1}{r}, \qquad (11)$$

де $\Delta T(z) = T^{/} - \Gamma_m z$.

Тепловий потік на елемент висоти стовбура свердловини висотою dZ запишеться так:

$$dq = \frac{2\pi\lambda\Delta T(Z)}{\ln\left[1 + \sqrt{\frac{\pi a t}{r_c^2}}\right]}. \qquad (12)$$

Враховуючи, що зміна тиску у свердловині не значна і нею можна знехтувати, то із загального термодинамічного співвідношення отримуємо рівняння:

$$Q_p C dT = -\frac{2\pi\lambda}{\ln\left[1 + \sqrt{\frac{\pi a t}{r_c^2}}\right]} \Delta T(Z) dZ, \qquad (13)$$

де Q_p – масова витрата рідини.

Значення $\Delta T(Z)$ змінюється вздовж свердловини за рахунок зміни температури теплоносія і зміни температури порід.

Диференціальне рівняння розподілу температури у стовбурі свердловини запишеться:

$$\frac{dT}{dZ} + K_0 (T - \Delta T(Z)) = 0, \qquad (14)$$

де K_o – константа і є коефіцієнтом теплообміну.

$$K_o = \frac{2 \cdot \pi \cdot \lambda}{Q_p \cdot C \cdot \rho \cdot \ln\left[1 + \sqrt{\frac{\pi \cdot a \cdot t}{r_c^2}}\right]} = \frac{\pi \cdot \lambda}{Q_p \cdot C \cdot \rho} K(t). \quad (15)$$

Оскільки час t – незалежний параметр, то розв'язок матиме такий вигляд:

$$T = \Delta T(z) + \frac{Q_p \cdot C \cdot \rho}{\pi \cdot \lambda \cdot K(t)} \times \left[1 - \exp\left(-\frac{\pi \cdot \lambda \cdot K(t)(H - z)}{Q_p \cdot C \cdot \rho}\right)\right] \quad (16)$$

і рівняння розподілу температури можна записати ще й наступною формулою:

$$T = T_p - \Gamma_m z + \frac{\Gamma_m}{K_0}\left[1 - \exp\left(-\frac{\pi \cdot \lambda \cdot K(t)(H - z)}{Q_p \cdot C \cdot \rho}\right)\right]. \quad (17)$$

Отримане рівняння дає змогу розрахувати температуру індикаторної рідини, що закачується у свердловину. Характеристика температурного стану свердловини залежить від початкової температури індикаторної рідини, дебіту і часу нагнітання. Дослідимо форму розподілу температури при закачуванні індикаторної рідини.

Розрахунки проводились за умови, що *t=const* з формули (17) і представлені на рис. 5. Із рисунку видно, якщо температура води індикатора T_p буде меншою за температуру продуктивної пачки пластів, у які нагнітається вода, але більша середньої фонової температури свердловини. Рідина буде інтенсивно охолоджуватися за рахунок термоградієнту, а потім монотонно урівноважується з температурою покладу до нижнього інтервалу поглинання. У цьому випадку температура у свердловині набуде значення, що буде залежатиме від дебіту, геотермічного градієнта та часу роботи свердловини. Охолодження рідини у свердловині відбувається до глибини h_0, місця перетину, де охолодження потоку замінюється нагріванням. Це є точка перетину геотермічної кривої, де відбувається інверсія температури. Крива розподілу температури з глибиною проходить майже паралельно до геотерми, але на рівні, який зумовлений теплоємкісними і теплопровідними умовами свердловини.

У випадку закачування індикаторної води високої температури при великих дебетах і значному часі нагнітання температура у свердловині набуватиме значень T_p, близьких до температури рідини, що закачується у пласт. Однак нагнітання високотемпературної індикаторної рідини в інтервали значної глибини забезпечити важко.

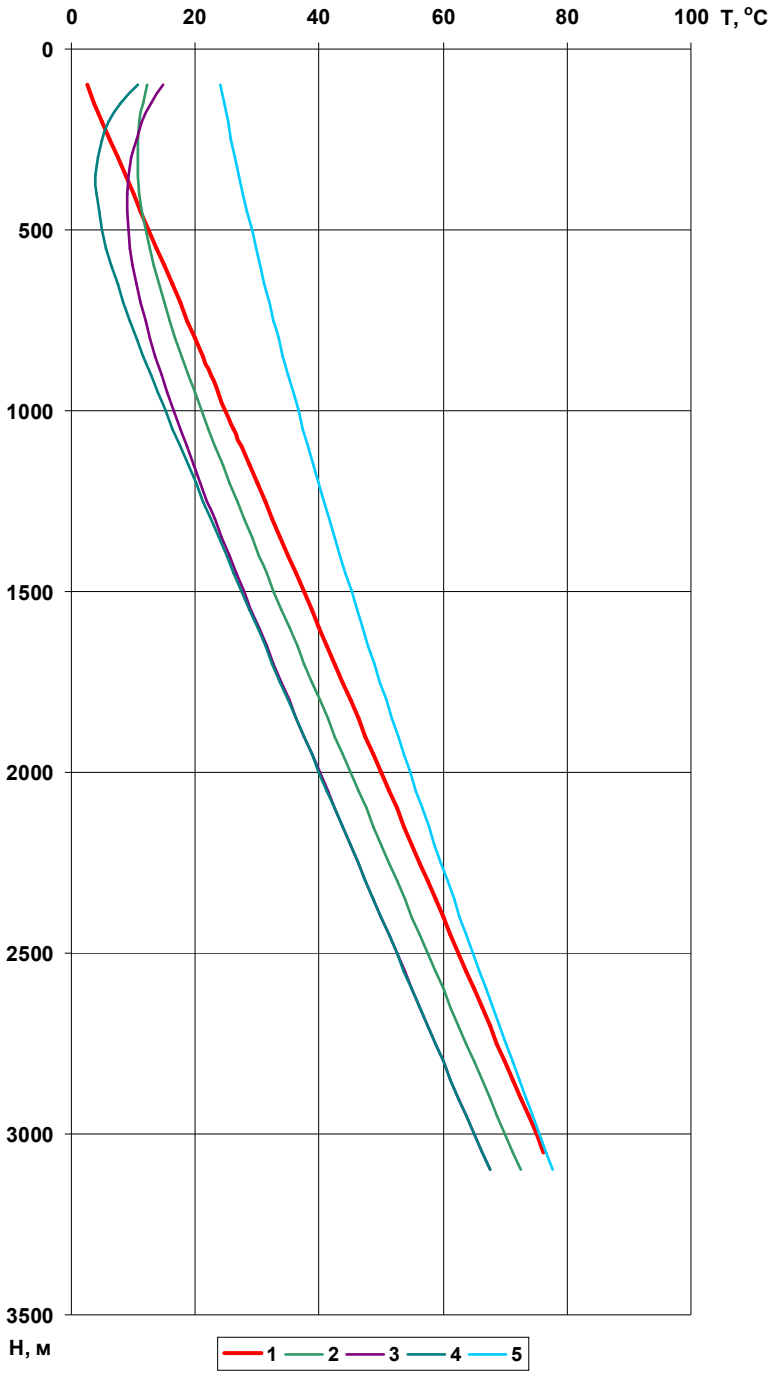
Псевдостаціонарний тепловий режим у нагнітальних свердловинах встановлюється достатньо швидко. У роботі [13] вказується, що дослідними промисловими роботами з нагнітання холодної води на родовищі Узень при поглинанні 400–500 м^3/доб температура на вибої встановилася за 24–36 годин. За низьких об'ємів поглинання цей тепловий режим встановлюється довше.

У роботі [13] вказується, що розподіл температури у свердловині характеризується монотонним зростанням, тобто у процесі нагнітання підтримується тепловий баланс між температурою рідини і термічним градієнтом. У зонах локального поглинання можуть утворюватися зони зміни градієнта, що залежить від температури індикаторної рідини (збільшення, або зменшення). Ці зони можуть утворюватися за умов незначного поглинання свердловини і значних відстанях між поглинаючими пластами.

За умов значних об'ємів поглинання ці зони майже не спостерігаються. Визначення положення інтервалів поглинання методом термометрії є достатньо складним завданням, оскільки температурна аномалія навпроти поглинаючого пласта залежить від теплопровідності пласта, вміщуючих порід та об'єму рідини, що нагнітається у пласт. Процес утворення температурної аномалії здебільшого обумовлений кондукцією. У роботі [14] вказується, що оскільки у нагнітальних свердловинах немає калоритмічного і дросельного ефектів, а основну роль відіграє лише процес теплообміну між потоком і породами, то виділити інтервал поглинання за термограмою дуже важко. Така характеристика теплового поля свердловини і обумовила необхідність пошуку технологій дослідження методами термометрії окремих інтервалів поглинання.

Для підвищення ефективності визначення локальних інтервалів поглинання нами пропонується проводити дослідження температурного стану свердловини у динамічному режимі. Після припинення нагнітання води з індикатором інтервали пластів, де надходила рідина, мають додаткову теплову енергію і з досягненням стану урівноваження температури тут виникатимуть теплові аномалії. Пласти щільні, непроникні отримають теплову енергію тільки за рахунок води, яка знаходилась у стовбурі свердловини. За таких умов час урівноваження буде меншим і частина непроникних пластів швидше набуде температури середнього градієнта. Незначні коливання можуть виникати за рахунок різної теплопровідності порід розрізу. Для пластів, що поглинали рідину, баланс температур настає за більший час, аномалії будуть більш диференційованими у часі, що сприяє застосуванню динамічного режиму досліджень.

Враховуючи різні теплофізичні властивості пластів під час підготовки індикаторної рідини, необхідно забезпечити таку її температуру, яка створить ділянку монотонного зростання температури у межах продуктивної товщі. Положення цієї ділянки залежить від точки інверсії температури, у якій $dT/dr = 0$. Ділянка температурної кривої, що характеризується монотонно зростаючою кривою (або вертикальна для неглибоких свердловин) дає змогу зменшити



1 – крива геотермічного градієнта;
2, 3, 4, 5 – індикаторні криві за різних початкових температур

Рисунок 5 – Теоретичні криві температури у процесі нагнітання індикаторної рідини у свердловину

вплив неоднорідності при утворенні теплових аномалій.

Для створення монотонної ділянки зміни температури для кожної свердловини необхідно визначити точку інверсії. Глибина точки інверсії h_0 визначається з теоретичної формули (16) розподілу температури у свердловині і дорівнює:

$$h_0 = \frac{1}{K_0}\left[1 + K_0 \frac{T_p - T_n}{T_m}\right]. \qquad (18)$$

Встановлення необхідної величини точки інверсії дає змогу встановити відповідні температурі показники. Змінити величину точки h_0 можна шляхом підвищення температури на гирлі свердловини, збільшенням витрат рідини та збільшення обсягів нагнітання у пласт.

Теоретичне обґрунтування і аналіз результатів досліджень теплових аномалій з розповсюдження теплоти з пластів, які приймають нагнітальну рідину, дають підстави свідчити про реальну можливість використання динамі-

чних характеристик теплового поля для визначення інтервалів надходження індикаторної рідини. Особливо важливим в застосуванні розглянутого напрямку є дослідження продуктивних покладів, які представлені колекторами зі складною будовою.

Література

1 Желтов Б. П. Разработка нефтяных месторождений / Б. П. Желтов. – М. : Недра, 1986. – 332 с.

2 Бойко В. С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений / В. С. Бойко. – М. : Недра, 1990. – 427 с.

3 Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ: Підручник / В. С. Бойко. – 3-є доповнене видання. – К.: Реал-принт, 2004. – 695 с.

4 Бойко В. С. Системна технологія регулювання процесу заводнення нафтових родовищ шляхом закачування керованих потоковідхиляючих композицій: Рекламний проспект / В. С. Бойко – Мін. освіти України, ІФДТУНГ, Івано-Франківськ, 1997. – 4 с.

5 Галлямов М. Н. Повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин на поздней стадии разработки месторождений / М. Н. Галлямов, Р. Ш. Рахимкулов; под ред. А.Х. Мирзаджанзаде. – Москва: Недра, 1978. – 207 с.

6 Сургучев М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М. Л. Сургуєв. – М. : Недра, 1985. – 308 с.

7 Сидоров И. А. Воздействие на призабойную зону скважин в целях ограничения отбора воды / И. А. Сидоров, Ю. А. Поддубный // Нефтепромысловое дело. – 1984. – Вып. 1 (73). – 56 с.

8 Извлечение нефти из карбонатных коллекторов / М.Л. Сургучев, В.И. Колганов, А.В. Гавура, В.Г. и др. – Москва: Недра, 1987. – 230 с.

9 Справочник по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин / А.С. Яшин, С.В. Авилов, О.А. Гамазов, С.Т. Овнатанов и др. – Москва: Недра, 1973. – 262 с.

10 Зинченко В. С. Петрофизические основы гидрогеологической и инженерно-геологической интерпретации геофизических данных : учеб. пособ. / В. С. Зінченко. – М.-Тверь : АИС, 2005. – 392 с. – ISBN 5-94789-117-4

11 Теплофизические свойства горных пород / В. В. Бабаев, В. Ф. Будымка, Т. А. Сергеева, М. А. Домбровский – М.: Недра, 1987. – 156 с.

12 Череменский Г. А. Прикладная геотермия / Г. А. Череменский. – М. : Недра, 1977. – 224 с.

13 Вахитов Г. Г. Геотермические методы контроля за разработкой нефтяных месторождений / Г. Г. Вахитов, Ю. П. Гаттенбергер, В.А. Лутков. – М. : Недра, 1984. – 240 с.

14 Бойко В. С. Проектування експлуатації нафтових свердловин: підручник для вищих навчальних заходів у 2-х ч. / В. С. Бойко. – Івано-Франківськ: Іван-Франк. нац. техн. ун-т нафти і газу, 2002. – Ч. 1. – 215 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії 30.05.14
Рекомендована до друку професором ***Федоришиним Д.Д.*** *(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)*
канд. геол. наук ***Яремою А.*** *(НДПІ ПАТ «Укрнафта», м. Івано-Франківськ)*