

УДК 550.832

## ПЕРСПЕКТИВИ РАДОНОВОГО ІНДИКАТОРНОГО МЕТОДУ У ВИЗНАЧЕННІ ОБВОДНЕНИХ ІНТЕРВАЛІВ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ, НАСИЧЕНИХ В'ЯЗКОЮ НАФТОЮ (НА ПРИКЛАДІ СЕМЕНІВСЬКОГО НАФТОВОГО РОДОВИЩА)

В.А. Старостін, І.О. Федак

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42056,  
e-mail: geophys@nuing.edu.ua

*Рассмотрена возможность использования радонного индикаторного метода для выделения интервалов обводнения в карбонатном разрезе при условии низкоминерализованной пластовой воды. Используется разница в скоростях проникновения носителя радиоактивных изотопов (вода, дизельное топливо) в пласты, насыщенные вязкой нефтью и пластовой водой, за счет разницы фазовых проницаемостей нефтеносной и водоносной частей продуктивного пласта. В водоносной части продуктивных пластов образуется источник радиоактивного излучения большей интенсивности, чем в нефтеносной, за счет объема поступившего индикатора. Интервалы с повышенной радиоактивностью четко выделяются на диаграммах гамма-каротажа.*

*In article the possibility of use the radon indicator's method for allocation of water-encroached intervals in carbonate section under condition of low-mineralized formation water is considered. The difference in speeds of penetration of the carrier radioactive isotopes (water, diesel fuel) in the layers, that saturated by viscous oil and formation water is used, due to a difference in phase permeability of oil and water-saturated parts of a productive layer. In the water-saturated parts of productive layers the source of radioactive radiation of the greater intensity, than in petroliferous is formed, due to volume of the arrived indicator. Intervals with the raised radio-activity are precisely allocated on the gamma-log diagrams.*

Контроль за обводненням продуктивних пластів-колекторів є однією із найважливіших і складних проблем розробки нафтових родовищ. Використання різних технологій інтенсифікації без впровадження систем контролю може призвести навіть до випереджуючого обводнення. Спостереження за процесом обводнення можна здійснювати тільки з використанням комплексного підходу геолого-промислових і геофізичних досліджень у свердловинах.

Більшість нафтогазових родовищ України належать до багатопластових продуктивних комплексів. В багатьох випадках пласти продуктивного комплексу мають різні фільтраційні властивості, що ускладнює ефективність вилучення нафти. Крім того, труднощі у технології підтримки пластового тиску виникають під час закачки води на нафтових родовищах, які характеризуються в'язкою нафтою. Динамічна в'язкість нафти коливається в широких межах. Для прикладу, нафта Леляківського нафтового родовища (ДДЗ) характеризується динамічною в'язкістю 2,6 МПа·с, Битківського родовища – 6,5 МПа·с, Сараполінського родовища – 61 МПа·с, Кохановського родовища (Передкарпаття) – 339 МПа·с (значення динамічної в'язкості наведені за  $T=20^{\circ}\text{C}$ ). Важливість і актуальність контролю за обводненням продуктивних пластів не викликає сумніву. Розглянемо цю проблему на прикладі Семенівського нафтового родовища.

Продуктивні поклади Семенівського родовища залягають на невеликих глибинах і насичені нафтою високої в'язкості ( $\mu = 28\div 40$  МПа·с)[1]. Пластова вода низкоминерализована. Продуктивні пачки характери-

зуються багатопрощарковою структурою. Фільтраційна модель Семенівського родовища, яка розроблена за інформацією ГДС, вказує на значну неоднорідність фільтраційних властивостей окремих прошарків продуктивної пачки [2], що створює передумови до випереджуючого обводнення. Для прикладу, зміна дебіту з часом експлуатаційної свердловини №76 вказує на те, що за рік її роботи кількість води в продукті збільшилась від 0% до 66%, але після тривалої зупинки свердловини її роботу відновлено з видобуванням продукту, який містить тільки 2% води. Аналогічна ситуація відбувається на свердловині №8. Аналіз причини обводнення, проводився на основі фільтраційної моделі родовища. Перфорацією розкрито п'яту продуктивну пачку, яка представлена декількома прошарками. Нижній прошарок характеризується високою проникністю відносно інших. Враховуючи різницю у в'язкості нафти і води, можна припустити, що вода надходить до інтервалу перфорації через нижній високопроникний пропласток і випереджує за об'ємом нафту. Після зупинки свердловини внаслідок гравітаційного розподілу води і нафти конус обводнення розформовується.

Роботи з контролю за обводненням проводяться геофізичними методами, які можна розділити на три групи. Перша група вимагає дослідження в необсаджених свердловинах, пробурених через значний період часу від початку розробки родовища. Основними методами в цій ситуації є методи електричного каротажа. До другої групи відносяться дослідження нейтронними методами в обсаджених свердловинах в межах продуктивної пачки. Третя група об'єд-

нує методи, які дають змогу здійснювати контроль обводнення колекторів за зміною складу рідини в межах працюючих інтервалів та швидкістю потоку рідини в стовбурі працюючої свердловини. Розглянемо окремо кожну з груп методів геофізичних досліджень.

Перша група контролю за обводненням проводиться на основі інтерпретації геофізичної інформації зі свердловин, пробурених на пізньому етапі розробки. Для вирішення поставленого завдання використання електричних методів обмежується кількістю необсаджених свердловин. Відсоток таких свердловин на старих родовищах дуже низький, тому електричні методи використовуються дуже рідко.

Друга група досліджень проводиться виключно методами нейтронного каротажу. Більшу перспективу має метод імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу за рахунок великої енергії швидких нейтронів, що збільшує радіус дослідження. Цей метод успішно використовується на багатьох родовищах України. Основною ознакою, за якою поділяються колектори на водо- і нафтонасичені, є час життя теплових нейтронів  $\tau_n$ . Різниця у часі життя теплових нейтронів обумовлена вмістом хлору. Виділення контакту вода-нафта за даними методу ІННК можливе за умови, що мінералізація води не менша 35 г/л при коефіцієнті пористості 20%. Семенівське родовище характеризується низькою мінералізацією пластових вод. За результатами досліджень цей показник становить в середньому 17,2 г/л. Тому використання методу ІННК проблематичне. Нами проведені розрахунки часу життя теплових нейтронів у водоносному і нафтоносному пластах свердловини №8 Семенівського нафтового родовища, які мають однаковий мінеральний склад скелета і однакову пористість. Модель породи представимо рівнянням

$$\lambda = \lambda_{ск} \cdot (1 - K_n) + \lambda_3 \cdot K_n, \quad (1)$$

де:  $\lambda$  – декремент затухання теплових нейтронів в пласті;  $\lambda_{ск}$  – декремент затухання теплових нейтронів у скелеті породи;  $\lambda_3$  – декремент затухання теплових нейтронів у заповнювачі;  $K_n$  – пористість гірської породи, яка визначається за результатами АК, НГК, МБК та ін.

Для розрахунку декременту затухання теплових нейтронів у воді використана формула [3]

$$\lambda_6 = 4,83 + 0,077 \cdot C, \quad (2)$$

де  $C$  – мінералізація води (г/дм<sup>3</sup>). Для нафти декремент затухання теплових нейтронів розраховували за формулою [3]

$$\lambda_n = \frac{43,5 \cdot y}{12 \cdot x + y} \cdot \sigma_n, \quad (3)$$

де  $x$  і  $y$  – кількість атомів вуглецю і водню в молекулі нафти.

За розрахунками час життя теплових нейтронів у водоносному вапняку з мінералізацією води 17,2 г/л рівний  $\tau_n = 2,46 \text{ мс}^{-1}$ , у нафтоносному вапняку  $\tau_n = 2,44 \text{ мс}^{-1}$ . Отримані значення

свідчать про те, що на кривій ІННК не може існувати чітка диференціація і однозначно розділити водоносну і нафтоносну частини пласта (або водоносний і нафтоносний пласти) неможливо. Тому метод ІННК є неефективним для вирішення завдання контролю обводнення продуктивних пластів на Семенівському родовищі.

До третьої групи віднесемо методи термометрії, витратометрії та метод визначення складу рідини у свердловині. Ці методи широко застосовуються для вирішення питання визначення положення ВНК в експлуатаційних свердловинах, але їх ефективність не є дуже високою під час дослідження низькодебітних свердловин.

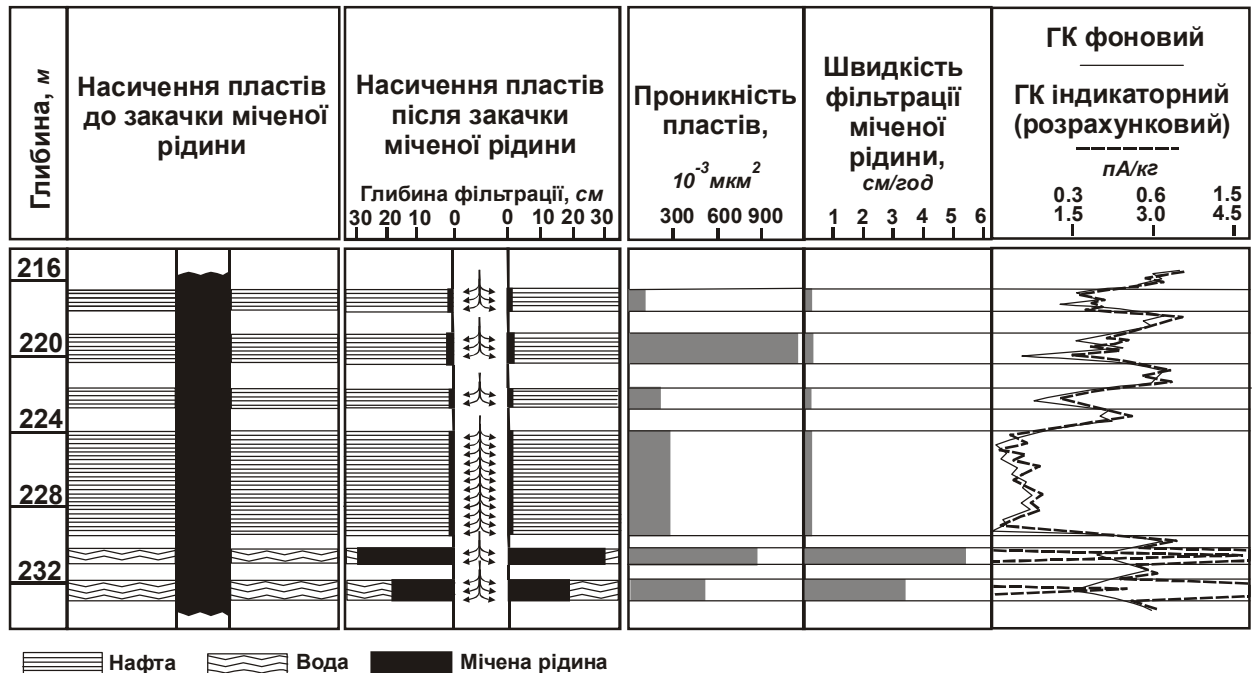
В даній ситуації існує необхідність подальшого пошуку ефективніших способів визначення інтервалів обводнення за умови в'язкої нафти. Нами пропонується використати різницю у фазовій проникності пластів-колекторів, насичених водою і в'язкою нафтою, та застосувати метод радонової індикації для визначення інтервалів обводнення в діючих свердловинах.

Основи методу радіоактивних індикаторів і технологія застосування були запропоновані В.Н.Дахновим і вперше успішно реалізовані в 1952 році. Радоновий індикаторний метод (РІМ) сформувався як самостійний геофізичний метод у 70-х роках минулого століття. Для нього у 1985 році Д.А.Кожевников запропонував методику і алгоритм кількісної інтерпретації. Суть методу полягає у створенні в стовбурі свердловини, що повністю або частково заповнена рідиною, збагаченою радіоактивним агентом, надлишкового тиску і як наслідок в проникненні радіоактивних частинок в пласти-колектори. В результаті в присвердловинній зоні навпроти проникних пластів утворюються об'ємні джерела радіоактивного випромінювання, які фіксуються на кривій ГК, що дає можливість визначити границі проникних інтервалів. В 1963 році Р.Н.Шехалієв і А.А.Алі-Заде запропонували використовувати у якості індикатора радон.

Головною особливістю застосування методу радонової індикації для розділення водоносної і нафтоносної частин продуктивного пласта є значна різниця у в'язкості пластової води і нафти, внаслідок чого об'єм поступлення рідини індикатора в ці частини пласта буде різним.

Розглянемо моделі пласта за умови витіснення нафти і води міченою рідиною. Дослідимо зміну границь поступлення міченої рідини. Головною умовою створення радіоактивного джерела за рахунок міченої рідини є переміщення в радіальному напрямку границі не більше ніж на відстань, що рівна радіусу  $r$ , який обумовлений глибинністю дослідження методу ГК. На радіус проникнення міченої рідини впливає тільки вертикальна неоднорідність пласта. У горизонтальному напрямку за фільтраційними властивостями пласт приймається однорідним. Припускаємо, що між прошарками існують проникні пласти, тому витіснення нафти міченою рідиною приймається поршневе, і гравітаційний ефект не враховується.

Пластовий тиск на контурі  $P_k$  і на вибої  $P_n$  новому матеріалі. Розглянемо функцію швид-



**Рисунок 1 — Ілюстрація методики виділення у геологічному розрізі свердловин водонесних пластів-колекторів з використанням радонового індикаторного методу (на прикладі V продуктивної пачки свердловини №11 Семенівського нафтового родовища)**

приймається постійним  $P_k = P_n$ . Швидкість витіснення нафти визначається за законом Дарсі, за умови однорідного складу рідини: води, нафти, активованої рідини. Для спрощення приготування активованої рідини використовуємо дизельне паливо, яке характеризується високим порівняно з водою коефіцієнтом розчинення  $\Omega$  радону (більшим від води у 34 рази). Швидкість фільтрації активованої рідини визначалась за формулою

$$V_{\phi} = \frac{K_{np}^a \cdot \bar{K}_{npj}}{\mu_j} \cdot \frac{(P_c - P_n)}{(r' - r_c)}, \quad (4)$$

де:  $K_{np}^a$  – абсолютна проникність;  $\bar{K}_{npj}$  і  $\mu_j$  – відносна фазова проникність і динамічна в'язкість рідини ( $j$  – індекс, який вказує тип рідини під час фільтрації: 1 – нафта; 2 – вода);  $P_n, P_c$  – пластовий і вибійний тиск;  $r_c$  – радіус свердловини;  $r'$  – радіус поступлення активованої рідини.

Для розрахунку швидкості фільтрації міченої рідини нами приймалася умова, що максимальний радіус  $r'$  залежить від глибинності методу ГК. Іншими словами, розв'язувалась задача дослідження швидкості фільтрації міченої рідини на відстань, що дорівнює радіусу дослідження методу ГК, за умови різного флюїдонасичення. Швидкість переміщення границі контакту залежить від характеру флюїду, що насичує пласт. Розрахунки базувались на результатах визначення абсолютної і фазової проникності флюїдів з використанням даних геофізичних досліджень свердловин та підтвержені лабораторними дослідженнями на кер-

кості пересування границі контакту флюїду і міченої рідини. Швидкість руху границі у нафтовій частині пласта буде перебувати у прямій залежності від властивостей нафти та фільтраційних характеристик пласта. Слід зауважити, що завжди буде виконуватись умова  $V_{гр.н} \ll V_{гр.мр}$  ( $V_{гр.н}$  – швидкість руху границі нафта–мічена рідина;  $V_{гр.мр}$  – швидкість руху умовної границі мічена рідина–мічена рідина). Для границі вода–мічена рідина ця умова буде:  $V_{гр.в} \approx V_{гр.мр}$ . Функція швидкості руху границі контакту від коефіцієнта динамічної в'язкості характеризується степеневу залежністю. При значеннях в'язкості  $\mu = 28 \text{ МПа}\cdot\text{с}$  швидкість пересування контакту у водонесній частині пласта перевищує швидкість пересування контакту у його нафтоносній частині в 100-300 разів. Тобто, при фіксованому часі впливу на пласт об'єм міченої рідини, що надходить у пласт, буде різним для його частин з різним характером насичення. На рисунку 1 наведений розрахований приклад надходження міченої рідини у пласти-колектори п'ятої продуктивної пачки свердловини № 11 Семенівського нафтового родовища.

З результатів розрахунків видно, що в процесі закачування міченої рідини основний її об'єм поступить у пласти, насичені водою. В результаті в цих пластах утвориться об'ємне джерело радіоактивного випромінювання, яке на кривій ГК-індикаторного навпроти водонесних пластів зумовить високі покази. На рис. 1 можна порівняти криву ГК-фоновий (за яку прийнято криву ГК, що записана під час прове-

дення комплексу ГДС на свердловині) і ГК-індикаторного (значення якого були розраховані), та переконатись, що існує можливість чіткого виділення у розрізі свердловин водоносних інтервалів.

Для розрахунків об'єму поступлення міченої рідини у пласти-колектори використано результати досліджень Ханіна А.А. [4]. Проникність системи паралельних прошарків у випадку переміщення рідини в напрямку напластування дорівнює

$$K_{np}^{\Sigma} = \frac{\sum_{i=1} F_{n,i} \times K_{np,i}}{\sum_{i=1} F_{n,i}}, \quad (5)$$

де:  $F_{n,i}$  – поперечний переріз окремих прошарків;  $K_{np,i}$  – проникність окремих прошарків. Для багатопластових покладів розрахунки об'єму міченої рідини, що поступає у пласт, проводились за формулою Дюпюї

$$Q^p = \frac{2\pi K_{np}^{\Sigma} H (P_{nл} - P_{г})}{6\mu \ln \frac{R_{к}}{r_c} + C}, \quad (6)$$

де:  $\mu$  – динамічна в'язкість флюїду;  $P_{nл}$  – пластовий тиск;  $P_{г}$  – вибійний тиск;  $R_{к}$  – радіус контуру живлення;  $r$  – радіус свердловини в інтервалі продуктивних пластів;  $Q^p$  – дебіт міченої рідини;  $K_{np}^{\Sigma}$  – інтегральна проникність інтервалу перфорації;  $H$  – товщина пласта;  $\nu$  – об'ємний коефіцієнт рідини у пластових умовах;  $C$  – коефіцієнт додаткового фільтраційного опору.

Розподіл величини коефіцієнта проникнення вздовж інтервалу продуктивного пласта визначає об'єм рідини, що поступає в пласт; інтервал обводненої частини відмічається максимальним радіусом і об'ємом поступлення.

Радоновий індикатор, який представляє собою одноатомний газ з періодом напіврозпаду  $T=3,823$  доби і утворює гамма-кванти з енергією  $E_{\gamma}=(0,38 \div 3,92) \cdot 10^{-3}$  Дж, є безпечним радіоактивним джерелом. Радон дифундує в газах і рідинах так само, як важкі молекули органічних сполук. Розчинений радон не адсорбується на буровому і каротажному обладнанні, на глинистій кірці та скелеті породи.

Радіоактивна рівновага між радоном і гамма-випромінюючими короткоживучими продуктами його розпаду у замкнутій системі настає достатньо швидко – не пізніше ніж через 3-4 години. Тому гамма-активність радонової рідини прямо залежить від концентрації у ній еманції радію і змінюється у часі  $t$  за законом розпаду радону  $e^{-\lambda t}$  ( $\lambda$  – постійна розпаду).

Для проведення робіт у свердловині потрібно не менше 10 нг радону на 2-5 м<sup>3</sup> носія. Отримання такої кількості радону можливе за допомогою рідинно-фазового генератора радону. Методика отримання радону широко висвітлена у літературі і застосовується в медичних закладах для підготовки радонових ванн.

Приготування радонового індикатора проводиться на гирлі свердловини. Введення у свердловину проводиться двома способами. Перший спосіб полягає у розчиненні радону в дизельному пальному і подальшій його закачці у свердловину. Другий спосіб дозволяє за допомогою спеціального глибинного обладнання розчинити радон у стовбурі свердловини безпосередньо в інтервалі досліджуваного пласта.

У період протікання радіоактивної рівноваги між радоном і гамма-випромінюючими короткоживучими продуктами його розпаду рекомендуємо проводити контроль рівномірності розподілу радону за допомогою проведення вимірювань методом гамма-каротажу (ГК-розподіл).

Отримавши в стовбурі свердловини навпроти досліджуваного інтервалу рівномірну індикаторну рідину, починають здійснювати вплив на продуктивну область, підвищуючи тиск на гирлі. Час дії підвищеного тиску визначається геометричними факторами і фільтраційно-емісійними властивостями пласта. Після закінчення впливу знижується тиск і проводиться вимірювання аномалій гамма-поля методом ГК (ГК-індикаторний). Інтерпретація матеріалів дослідження вказує на інтервали підвищеної ефективної проникності, тобто на водоносну частину.

Інтерпретація результатів вимірювань починається з оцінки очікуваної амплітуди корисних ефектів за умови відомих значень концентрації радону  $C$  і пористості  $K_n$  породи, впливу похибки визначення  $I_a$  і деяких інших факторів на результати досліджень. Для розрахунків використовують залежність

$$I_a^n = \frac{4 \cdot \pi \cdot K_{\gamma} \cdot K_n \cdot C}{100 \cdot \mu_{ef} \cdot \rho} \cdot X(\rho l) \cdot Y(\rho h) \cdot (1 - F), \quad (7)$$

де:  $I_a^n$  – складова  $I_a$ , зумовлена проникненням радону в породу (для центральної частини пласта), нА/кг;  $K_{\gamma}$  – гамма-стала радону, (нА/кг)·(см<sup>2</sup>/нг);  $K_n$  – ефективна пористість породи, %;  $C$  – концентрація радону в рідині, що проникла в пласт (в момент вимірювання інтенсивності гамма-випромінювання), нг/см<sup>3</sup>;  $\mu_{ef}$  – ефективний масовий коефіцієнт ослаблення гамма-випромінювання, см<sup>2</sup>/г;  $\rho$  – густина породи після проникнення в неї радонової рідини, г/см<sup>3</sup>;  $X(\rho l)$  – функція відносної зміни  $I_a^n$  в міру проникнення радону в пласт;  $l$  – глибина проникнення;  $Y(\rho h)$  – функція відносної зміни  $I_a^n$  по мірі збільшення товщини  $h$  пласта;  $F$  – частка гамма-випромінювання, що поглинається буровим розчином, обсадною колоною та ін. [5]

На амплітуду гамма-ефектів впливає не тільки той радон, що знаходиться в порах породи, але й той, що знаходиться у свердловині. Тому під час проведення ГК-індикаторного необхідно, щоб концентрація радону в досліджуваному пласті була значно вища, ніж у стовбурі свердловини. Для підвищення достовірності диференціювання розрізу за глибиною проникнення міченої рідини слід забезпечити активування всіх досліджуваних інтервалів радоновим індикатором однакової концентрації. Важливо

також під час інтерпретації даних ІМР враховувати вплив радону, що знаходиться в стовбурі свердловини. За інших рівних умов цей вплив можна ослабити, якщо використовувати свердловинні прилади найбільшого діаметра.

В основу виділення в розрізі свердловини водонасичених інтервалів радоновим індикаторним методом покладено створення об'ємних джерел гамма-випромінювання. Під час інтерпретації даних ІМР визначають інтенсивність  $I_a = I - I_{\phi}$ . В деяких випадках додатково знаходять складові цієї інтенсивності, зумовлені концентрацією радону, що знаходиться у стовбурі свердловини, ефектом адсорбції короткоживучих продуктів розпаду еманції на стінках фільтраційних каналів та ін.. Для об'ємних джерел з різною середньою віддаленістю в радіальному напрямку атомів радону від каротажного приладу під час аналізу матеріального балансу використовують замість інтенсивності  $I_a$  концентрацію еманції  $C$ . В простих випадках, коли ГК виконують в колоні і носієм радону є прісна вода, концентрацію еманції приблизно визначають за емпіричною формулою

$$C = \frac{12,5 \cdot I_a}{d_k - d_{np}}, \quad (8)$$

де  $d_k, d_{np}$  – діаметр колони і каротажного приладу, мм.

Інтерпретація значно спрощується, якщо введена у свердловину (або приготовлена в ній) індикаторна рідина зумовлює аномальні гамма-поля високої інтенсивності. Тому до початку індикаторних робіт оцінюють за теоретичною або емпіричною формулами очікувану амплітуду гамма-поля при заданих значеннях  $C$ .

З аналізу можливостей геофізичних методів дослідження свердловин можна зробити висновок, що існуюча проблема визначення положення водонафтових контактів у карбонатних розрізах з низькомінералізованою водою, яка насичує пласт, стоїть сьогодні дуже гостро і ефективно не вирішується жодним з методів. Запропонована для вирішення цього завдання методика використання радонового індикаторного методу дає реальну можливість чітко розділяти у розрізі свердловин водоносні і нафто-

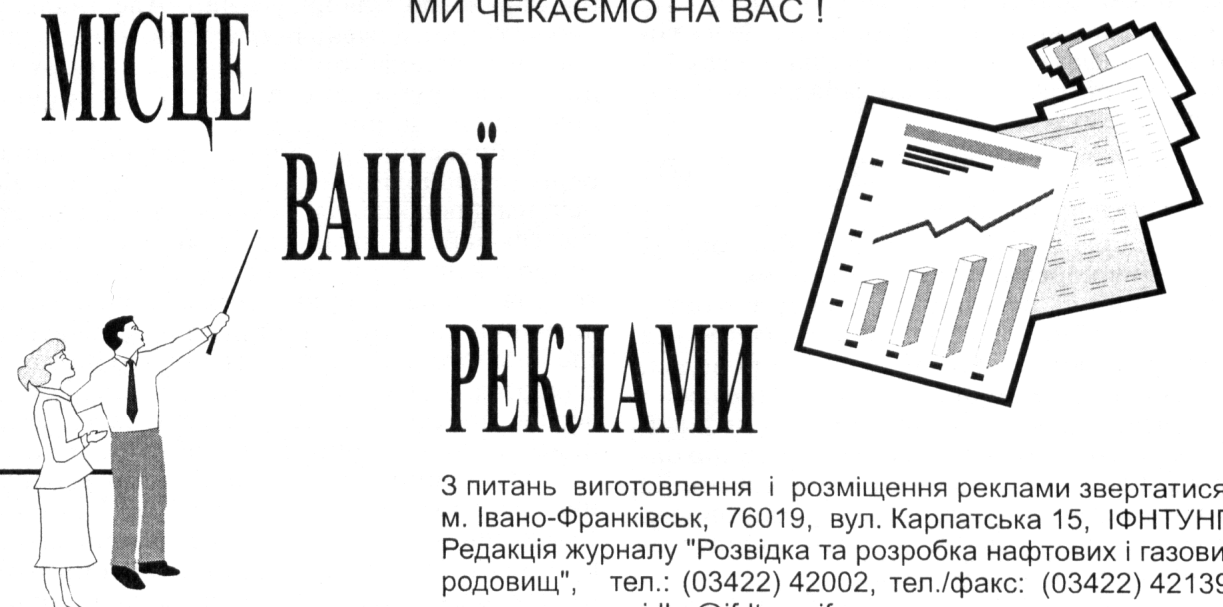
носні пласти (або частини одного пласта). Корисний ефект досягається за рахунок значної різниці у в'язкості води і нафти. Закачуючи мічену рідину у пласти-колектори досягають створення штучного об'ємного джерела радіоактивного випромінювання в інтервалі водоносної частини пласта, яке фіксується на кривій ГК-індикаторного. Зважаючи на малий період напіврозпаду радону, можна говорити про абсолютну безпеку використання методу. Широке використання радону у вітчизняній медицині свідчить також і про економічну ефективність застосування запропонованої методики.

### Література

1. Атлас родовищ нафти і газу України. Південний нафтогазоносний регіон. Т-VI. – Львів: Центр Європи, 1998.
2. Старостін В.А., Федоришин Д.Д., Федак І.О., Старостін А.В. Побудова фільтраційної моделі Семенівського нафтового родовища за геофізичною інформацією // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ, 2005. – № 3(16).
3. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализов керна, опробований и испытаний продуктивных пластов / Под ред. Б.Ю.Вендельштейна, В.Ф.Козяра, Г.Г.Яценко. – Калинин: НПО Союзпромгеофизика, 1990. – 261 с.
4. Ханин А.А. Порода-коллекторы нефти и газа и их изучение. – М.:Недра, 1969. – 368 с.
5. Методическое руководство по применению радонового индикаторного метода для определения технического состояния скважин и выделения проницаемых пластов. РД 39-4-957-83. – Волгоград: НИПИнефть, 1984. – 69 с.

МИ ЧЕКАЄМО НА ВАС !

# МІСЦЕ ВАШОЇ РЕКЛАМИ



З питань виготовлення і розміщення реклами звертатися:  
м. Івано-Франківськ, 76019, вул. Карпатська 15, ІФНТУНГ,  
Редакція журналу "Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ", тел.: (03422) 42002, тел./факс: (03422) 42139,  
ел. пошта: rozvidka@ifdtung.if.ua