

1. Мелькановицький І.М. Геофизические методы при региональных гидрогеологических исследованиях. – М.: Недра, 1984. – 175 с. 2. Методы геофизики в гидрогеологии и инженерной геологии. – М.: Недра, 1985. – 184 с. 3. Павлова Т.А., Хмелевской В.К. Оценка водопроницаемости толщ пород по их поперечному электрическому сопротивлению // Гидротехника и мелиорация. – 1978. – №11. – С. 47-48. 4. Вижва С.А., Нікіташ О.П., Онищук І.І. Особливості гідрогеологічної інтерпретації електрондунувач при пошуках тріщинних вод // Тези доп. IV Міжн. наук. конф. Моніторинг небезпечних геолог. проц. та еколог. стану середовища (9-11 жовтня). – Київ, 2003. – С. 74-75. 5. Шмарьян С.А., Онищук І.І., Комская А.Ю. Опыт применения геофизических методов при

геоэкологических исследованиях (лесостепная зона Украины) // Сб. материалов. Геофизические исследования в гидрогеологии, инженерной геологии. – Ташкент, 1991. – С. 104-106. 6. Вижва С.А., Дейнеко С.І. Геофизичний моніторинг карстово-суфозійних процесів на території Рівненської АЕС // Вісник Київ. ун-ту. Геологія. – 2004. – Вип. 29. – С. 4-7. 7. Кузьменко Е.Д., Багрий С.М., Вдовина О.П., Штогрин М.В., Бачинський В.А. Комплекс геофізичних методів прогнозування розвитку соляного карсту в Передкарпатті // Вісник Київ. ун-ту. Геологія. – 2003. – Вип. 26. – С. 43-50.

УДК (550.83.015.013:550.382.7):553.98

О.Т. Азімов, канд. геол.-мінералог. наук, ст. наук. співроб.

АНАЛІТИЧНИЙ РОЗРАХУНОК АНОМАЛІЙ МАГНІТНОГО ПОЛЯ ВІД ПОКЛАДІВ НАФТИ І ГАЗУ

Розглянуто функціональні вирази вертикальної складової магнітного поля Z для моделі горизонтального пласта. Для умов Керченського підняття Прикерченської ділянки шельфової зони Чорного моря у контексті синергетичної обробки/інтерпретації комплексу дистанційних і геолого-геофізичних даних аналітично розраховано аномальний ефект в магнітному полі від ідеалізованого нафтогазового покладу.

Functional expressions of magnetic field vertical component (Z) for a horizontal stratum model are considered. For the Kerch uplift conditions of the Black sea' Kerch shelf zone the anomalous effect in magnetic field of an idealized petroleum deposit is calculated analytically. It is presented in a context of the synergetic processing and interpretation of integrated remote sensing and geological-geophysical data.

Вступ

В межах територій, до яких проявляється підвищений нафтогазопотушковий інтерес, проводяться різноманітні геолого-геофізичні пошукові роботи (в тому числі дистанційні аерокосмічні). Часто це здійснюється без взаємного врахування отриманих результатів. Разом із тим роботи з виявлення покладів вуглеводнів (ВВ) повинні базуватися на економічно обґрунтованих комплексних геолого-геофізичних дослідженнях, які включають інтеграцію і спільну інтерпретацію великих об'ємів різноманітних числових даних (Data Fusion): вимірів геофізичних полів, отриманих в різних спектральних діапазонах електромагнітних хвиль матеріалів дистанційного зондування Землі (ДЗЗ), параметричних характеристик геологічного середовища [7, 14]. Тобто таких дослідженнях, які ефективно реалізують синергетичний підхід на підставі використання нейромережевих технологій.

Побудова моделі

Як елемент синергетичного підходу обробки та інтерпретації даних виконаємо аналітичний розрахунок кількісно можливого пошукового сигналу (аномалії магнітного поля – ΔT або Z), який пов'язаний з нафтогазовим покладом. Припустимо, що останній являє собою пласт малої товщини (Δh), яка менше за його горизонтальні розміри (2b) (рис. 1):

$$\Delta h < 2b, \quad (1)$$

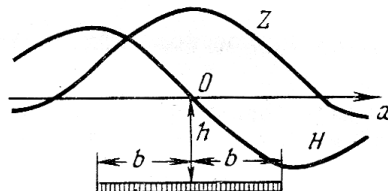
що цілком відповідає переважній більшості умов відомих родовищ ВВ різних морфогенетичних типів багатьох нафтогазоносних областей. Таким чином, для аналітичного вираховування можливого пошукового сигналу (аномалії ΔT або Z) апроксимацію передбачуваного нафтогазового покладу здійснимо двовимірною прямокутною призмою, а гірських порід за контуром покладу – напівшарами.

Отже, функціональний вираз вертикальної складової магнітного поля (Z) над пластом обмеженого розповсюдження на глибину буде являти собою різницю виразів Z над двома пластами нескінченно великого розповсюдження на глибину. Один із цих пластів має верхню кромку, яка збігається з заданою (покрівля покладу ВВ), а в іншого вона відповідає нижній кромці заданого пласта (підшова покладу ВВ).

Якщо товщина пласта Δh дуже мала порівняно з глибиною його залягання (h) і горизонтальними параметрами $2b$, то отримаємо пласт, який залягає горизонтально

(рис. 1). Припустимо, що й можливий нафтогазовий поклад також залягає горизонтально. Таким чином, щоб написати аналітичний вираз напруженості магнітного поля по лінії (осі) X , яка перпендикулярна до простягання пласта (Декартова система координат), достатньо взяти похідну по h зі зворотнім знаком від виразу, що відповідає напруженості поля пласта великої товщини, і помножити на Δh . Останнє є значенням товщини пласта обмеженого розповсюдження на глибину.

а



б

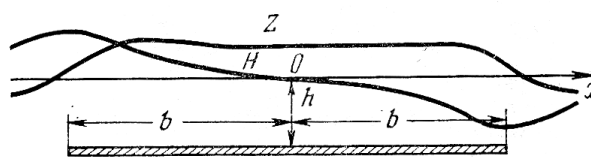


Рис. 1. Криві Z і H над горизонтальним пластом (а – горизонтальна потужність пласта менше або порівнянна з глибиною його залягання; б – горизонтальна потужність пласта значно перевищує глибину його залягання) [5]: x – лінія (вісь), яка перпендикулярна до простягання пласта і вздовж якої вираховують значення магнітного поля ($x=0$ у точці, яка відповідає проекції середини верхньої кромки пласта на вісь X), b – $1/2$ горизонтальних розмірів пласта, h – глибина до верхньої кромки пласта

Відповідно до [4], в загальному вигляді напруженість поля похилого пласта великої товщини виражається формулою:

$$Z = 2J \left[\left(\arctg \frac{x+b}{h} - \arctg \frac{x-b}{h} \right) \cos \nu - \frac{1}{2} \sin \nu \ln \frac{h^2 + (x+b)^2}{h^2 + (x-b)^2} \right] \sin \alpha, \quad (2)$$

при цьому

$$v = \alpha - \varphi, \quad (3)$$

де J – намагніченість пласта,

b – 1/2 горизонтальних розмірів пласта,

h – глибина до верхньої кромки пласта,

x – відстань по осі X до точки виміру величини Z

(при умові, що початок координат збігається з проекцією середини верхньої кромки пласта на вісь X),

α – кут падіння похилого пласта,

φ – кут між віссю X і проекцією вектора J на площину XOZ (кути φ і α відраховуються від додатного напрямку осі X) ([4], рис. 62).

Отже, Z горизонтального пласта ($\alpha=90^\circ$) малої товщини буде:

$$Z = 2J2b \frac{(h^2 + b^2 - x^2)\cos v - 2hx\sin v}{\left[h^2 + (x+b)^2\right]\left[h^2 + (x-b)^2\right]} \Delta h, \quad (4)$$

або

$$Z = 2M \frac{(h^2 + b^2 - x^2)\cos v - 2hx\sin v}{\left[h^2 + (x+b)^2\right]\left[h^2 + (x-b)^2\right]}, \quad (5)$$

де добуток $J2b\Delta h$ дорівнює магнітному моменту перетину пласта:

$$J2b\Delta h = M. \quad (6)$$

Якщо прийняти, що $v=0^\circ$ (тобто пошуковий пласт намагнічений вертикально, $\varphi=90^\circ$), то отримаємо:

$$Z = 2M \frac{h^2 + b^2 - x^2}{\left[h^2 + (x+b)^2\right]\left[h^2 + (x-b)^2\right]}. \quad (7)$$

Аналогічний аналітичний вираз Z для профілю, який проходить ухрест простягання горизонтального пласта, знаходимо також у [5].

Проаналізуємо поведінку кривої Z на наявність екстремумів. Так у випадку, коли горизонтальні розміри пласта невеликі або наближені до глибини його залягання ($2b \approx h$), крива Z має максимум (або мінімум – в залежності від значень магнітної сприйнятливості к гірських порід пласта) в точці $x=0$ (рис. 1, а). Якщо ж горизонтальні параметри пласта великі порівняно з глибиною його залягання ($2b > h$), точка $x=0$ відповідає мінімуму (або максимуму) значень Z . В цьому випадку максимуми (або мінімуми) кривої Z утворюються поблизу країв пласта в точках з координатами (рис. 1, б):

$$x = \pm \sqrt{h^2 + b^2 - 2h\sqrt{h^2 + b^2}}. \quad (8)$$

Через нуль ($Z=0$) крива Z переходить у точках:

$$x = \pm \sqrt{h^2 + b^2}. \quad (9)$$

При вертикальній (або наближеній до неї) намагніченості пласта, коли останній має суттєві лінійні розміри верхньої грані порівняно з глибиною до неї і значною віддаленістю нижньої грані від верхньої, що характерно для прямокутного паралелепіпеда, поле Z може бути виражене [4, 8] через різницю кутів видимості верхньої та нижньої його поверхонь (в розрізі по осі X):

$$Z = 2\pi J\theta, \quad (10)$$

де θ – тілесний кут видимості об'єкта з точки спостереження, або

$$Z = 2\pi\sigma\theta, \quad (11)$$

де σ – поверхнева щільність магнетизму пласта:

$$\sigma = J\cos\varphi, \quad (12)$$

а оскільки $\varphi=90^\circ$, то

$$\sigma = J. \quad (13)$$

Аналітичні вирази напруженості магнітного поля над пластом з обмеженим розповсюдженням на глибину

при $v \neq 0^\circ$ настільки складні, що [4] не вдалося знайти формули для вирахування великої кількості невідомих.

Результати розрахунків

Нижче застосуємо вказані розрахунки стосовно умов Керченської структури, яка розташована в межах Прикерченської ділянки шельфової зони Чорного моря. Дана територія останнім часом привертає до себе підвищену увагу з нафтогазопозукової точки зору, особливо з урахуванням відкриття в її межах у 2005 році промислового покладу вуглеводневої сировини на піднятті Субботіна.

В тектонічному відношенні Керченська структура приурочена до Індоло-Кубанського крайового прогину і лежить у межах Тамансько-Керченського нафтогазоносного району [1]. За аналогією з Придорожним газовим родовищем (Керченський півострів), яке просторово належить до вказаних регіональних об'єктів і знаходиться найближче до Керченського підняття, припустимо, що можливий поклад ВВ на останньому приурочений до нижньої частини відкладів майкопської серії палеогену. На перспективність даних утворень вказують також інші дослідники [6].

Так із свердловини 1-В(Д), яка забурена на Придорожній структурі в 1990 році, у 1992 році отримано вплив горючого газу з відкладів нижнього майкопу (пачка М-5, інт. 4955–4967 м). Дебіт газу через діафрагму діаметром 6 мм становив 26,8 тис. м³/добу при буферному тиску 5,0 і затрубному – 8,7 МПа. Товщина продуктивної пачки М-5 становить 25–30 м. Вона складена чергуванням різнозернистих пісковиків та аргілітів. Ефективна товщина пачки – 10–15 м.

Отже, у своїх розрахунках Δh пласта візьмемо рівною 30 метрам, оскільки за даними [6] ефективна нафтонасичена товщина пачки в районі Керченської площі теж передбачається у 30 м.

Для встановлення інших геометричних параметрів будови можливого покладу ВВ на Керченському піднятті проаналізуємо структурну карту по горизонту відбиття ІІа (P_3 , нижня частина відкладів майкопської світи) за даними сейсмозв'язувальних робіт методом відбитих хвиль спільної глибинної точки (автори Г.Г.Маркова і В.В.Напраснова [18]). Згідно з даною картою підняття являє собою брахіантиклінальну структуру, яка простягається з південного заходу на північний схід. У південно-західній і центральній частинах структури виявлене локальне склепіння розміром 1,5×5,0 км, яке оконтурюється замкнутою ізогіпсою –1800 м, у той час як у центральній його частині розміром 0,8×3,0 км глибини простеження горизонту відбиття ІІа становлять 1500–1600 м. Отже, в розрахунках горизонтальні розміри $2b$ пласта прирівняємо до 3000 метрів, а глибину до верхньої його кромки – до 1,5 км. Таким чином, маємо випадок, коли горизонтальні розміри пласта невеликі й наближені до глибини його залягання ($b \approx h$).

Вказане локальне склепіння викликає певну зацікавленість щодо пошуків покладів нафти і газу у зв'язку з тим, що просторово з ним збігається аномалія з передбачувано зниженими значеннями температур поверхневих вод, які, окрім іншого, характерні й для покладів ВВ. Аномалія виділена нами [13, 16] за даними ДЗЗ, зокрема космічного знімка (КЗ) "Landsat" від 05.05.1992 р. Склепіння у плані повністю лежить у контурі теплової аномалії, яка хоча й має неправильну форму, проте у цілому зорієнтована у напрямку простягання Керченського підняття з південного заходу на північний схід (рис. 2).



Рис. 2. Співставлення виділеної теплової аномалії (темно-сірий колір) на комп'ютерно обробленому космічному знімку Landsat TM (05.05.1992 р., 6-ий канал, діапазон 10,4–12,5 мкм) із контуром локального склепіння Керченської структури (світло-сірий колір, горизонт відбиття ІІа – нижня частина відкладів майкопської світи)

У формі аномалії спостерігаються деякі флуктуації, які або субширотно дещо витягують її, або невеликим відгалуженням продовжують у північ-північно-східному напрямку за межі контуру Керченської структури. Можливо, вказані флуктуації індукують активізовані на сучасному етапі тектогенезу малоамплітудні зони тектонічних порушень, які не виділяються за даними сейсморозвідки. В такому разі аномалія знаходиться у вузлі перетину зон субширотного і північно-східного простягання. Про це свідчить загальна форма контуру аномалії, яку морфологічно можна віднести до типу нахиленого у східному напрямку "хреста". Наявність неоднорідних субвертикальних зон передбачається також за результатами дешифрування матеріалів ДЗЗ іншими дослідниками [2], які виявили в районі підняття низку лінеamentів діагональної та ортогональної систем.

В межах Керченської структури спостерігається також плодове (на 80% за контурами) збігання теплової аномалії за дистанційними даними з перспективною для пошуків покладів ВВ ділянкою за даними інтерпретації атмогеохімічних досліджень [2, 12].

Величину намагніченості J зони прогнозного нафтогазового покладу в межах Керченського підняття приймемо, відповідно до [8], рівною $-4\pi \cdot 10^{-6}$ од. СІ, що узгоджується з даними значень магнітної сприйнятливості (κ) гірських порід продуктивної на ВВ товщі за [3, 8, 10, 15, 17, 19] для земного намагнічуючого поля $H \approx 40-56$ А/м. Вказані параметри пов'язані між собою співвідношенням [4]:

$$J = \kappa H. \quad (14)$$

Таким чином, для ідеалізованого покладу ВВ у межах Керченської структури з застосуванням комп'ютерної програми Excel 97 були виконані кількісні розрахунки аномального ефекту в магнітному полі (для рівня моря) від власне покладу. Зокрема встановлено (рис. 3), що над центром моделі спостерігається мінімум інтенсивності

до -5 нТл (точка № 24, $x=0$ м, позначена трикутником), поблизу країв пласта (точки №№ 9 і 39, $x=-1500$ і 1500 метрів відповідно, позначені кружками) значення Z становлять -2 нТл, а на віддалі приблизно 620 м від країв покладу (точки №№ 2 і 46, $x \approx -2121,32$ і $2121,32$ метрів відповідно) крива Z перетинає позначку 0 нТл.

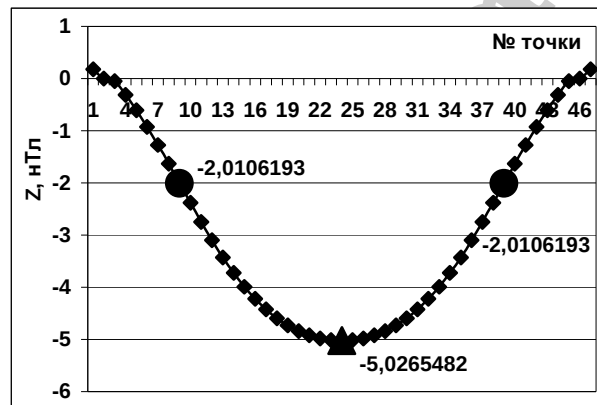


Рис. 3. Аналітично розрахована крива вертикальної складової магнітного поля Z вздовж горизонтального профілю, який проходить вхрест простягання ідеалізованого нафтогазового покладу на Керченській структурі. Центр покладу позначений трикутником, його краї – кружками.

Отже, на Керченському піднятті аномальний ефект в магнітному полі від ідеалізованого нафтогазового покладу сягає -3 нТл в межах його контуру. Ці дані тісно корелюють з результатами розрахунків, що отримані [8, 9] для схематичних магнітних моделей нафтогазоносних структур різних типів, які свідчать про фіксацію здебільшого відносно від'ємних аномалій магнітного поля величиною від долів до перших десятків нанотесл (найчастіше – перших одиниць нанотесл). Це є передумовою фіксування пошукових об'єктів детальними наземними та аеромагнітними зйомками за умови точності приладів $0,1$ нТл, а також виділення їх з метою подальшої інтерпретації.

Висновки і рекомендації

Разом з тим необхідно відмітити, що дійсні магнітні та геометричні параметри прогнозного покладу в межах Керченської площі можуть відрізнятися від тих, які ми приймали для розрахунків моделі. Більш того, сумарний ефект у магнітному полі від нафтогазоносної структури зумовлений особливостями не лише зони покладу ВВ, а й параметрами зони відновлення, зони окислення, крайових зон, та аналізується з урахуванням даних про нафтогазовмісне середовище за контуром покладу, аномалії Z від яких нами не розраховувалися через відсутність достовірної інформації. Окрім того, будова власне нафтогазоносної структури може ускладнюватися елементами диз'юнктивної тектоніки, на що вказують отримані нами [13, 16] за даними дешифрування КЗ результати. В такому випадку модель нафтогазоносного покладу повинна враховувати наявність підвідних каналів, які, згідно з температурним режимом та петромагнітними даними [3, 11, 17], мають супроводжуватися збільшенням намагніченості. Цілком можлива наявність джерел магнітних аномалій нижче покладу ВВ, особливо у тріасово-юрському фундаменті та інших частинах геологічного розрізу. Отже, як наслідок відміченого вище, над передбачуванням Керченським, а також іншими нафтогазовими покладами можуть спостерігатися досить складні додатні, від'ємні або знакозмінні аномалії магнітного поля різної величини, протяжності та форми. Ці питання потребують наступного вивчення.

Наведені результати з урахуванням матеріалів параметричних досліджень гірських порід, які пройдені свердловиною глибокого буріння на піднятті Субботіна, в подальшому можуть застосовуватися для детального вивчення за даними магнітометрії та ДЗЗ низки структур Прикерченської та суміжних ділянок шельфової зони Чорного моря, інших нафтогазоносних областей і провінцій на підставі методу візуального районування або його математичного аналогу (апарат розпізнавання образів), а також для наступного поглибленого моделювання з використанням побудованої моделі як початкового наближення.

1. Атлас родовищ нафти і газу України. В шести томах. Т. 6. Південний нафтогазоносний регіон / Колектив авт. – Львів, 1998.
2. Баєрий І.Д. Прогнозування розломних зон підвищеної проникності гірських порід для вирішення геоecологічних та пошукових задач. – К., 2003.
3. Кобранова В.Н. Петрофізика. – М., 1986.
4. Логаачев А.А. Магниторазведка. – Л., 1968.
5. Магниторазведка. Справочник геофизика / Под ред. В.Е. Никитского, Ю.С. Глебовского. – М., 1980.
6. Нафтогазоносний потенціал акваторій Чорного і Азовського морів. У трьох томах. Т. 3. Нафтогазоносний потенціал Керченсько-Таманського шельфу Чорного моря, континентального схилу і глибоководної западини Чорного моря / Колектив авт. – К., 1996.
7. Азімов О.Т. Теоретико-методичні аспекти використання дистанційних аерокосмічних методів при вивченні геодинамічних процесів // Вісн. Київського нац. ун-ту ім. Тараса Шевченка. Геологія. – 2004. – Вип. 29-30. – С. 88–93.
8. Березкин В.М., Лощаков А.М., Николаев М.И. Применение магниторазведки для поисков месторождений нефти и газа // Прикладная геофизика. – 1982. – Вып. 103. – С. 128–136.
9. Орлюк М.И. Магнітні моделі типових нафтогазових структур // Нафтова і газова пром-сть. – 1997. – № 2. – С. 9–11.
10. Орлюк М.И., Максимчук В.Е., Вакарчук Г.И., Чепиль П.М. Магнитометрические исследования при региональном и локальном прогнозе нефтегазоносности земной коры Днепровско-Донецкой впадины // Геофиз. журн. – 1998. – 20, № 3. – С. 92–102.
11. Bukha V. Geomagnetism of the external field

- Czechoslovakian Carpatians and the possible causes of anomalies geophysical manifestations // Stud. geophys. et geod. – 1984. – 24, № 3. – Pp. 227–251.
12. Баєрий І.Д., Гладун В.В., Цюха О.Г. та ін. Використання оптимального комплексу приповерхневих структурно-атмосферно-хімічних методів з метою прогнозування перспективних нафтогазоносних площ на північно-східному шельфі Чорного моря / Проблеми геодинаміки і нефтегазоносности Черноморско-Каспийского региона: Тез. докл. на V Междунар. конф. "Крым-2003" (пгт. Гурзуф, 8-13 сент. 2003 г.). – Симферополь, 2003. – С. 94–96.
13. Азімов О.Т., Чепиль П.М., Шульга В.І. Особливості комп'ютерної обробки та геологічної інтерпретації даних багатозональних космічних зондів для шельфових зон / Нафта і газ України: 36. наук. пр.: Матеріали 8-ї Міжнар. наук.-практ. конф. "Нафта і газ України – 2004" (Судак, 29 верес.-1 жовт. 2004 р.) у 2-х т. – Львів, 2004. – Т. 1. – С. 31–34.
14. Азімов О.Т. Кількісна оцінка аномалій геомагнітного поля від покладів вуглеводнів як елемент синергетичного методу обробки та інтерпретації комплексу дистанційних і геофізичних даних / Матеріали VI Міжнар. наук. конф. "Моніторинг небезпечних геологічних процесів та екологічного стану середовища" (Київ, 6-8 жовт. 2005 р.). – К., 2005. – С. 66–68.
15. Максимчук В.Ю., Горюхінський Ю.М., Кудеревець Р.С. Магнітні властивості відкладів нижнього карбону Селюхівського родовища Дніпровсько-Донецької западини / 36. наук. пр. УкрДГРІ. – К., 2003. – № 1. – С. 120–125.
16. Азімов А.Т., Чепиль П.М. Об эффективности использования современных информационных систем дистанционного зондирования Земли при нефтегазопроисковых работах на шельфе / Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазоносные системы осадочных бассейнов. – М.: ГЕОС, 2005. – С. 32–34.
17. Орлюк М.И. Магнитная модель земной коры юго-запада Восточно-Европейской платформы. Дис. ... д-ра геол. наук. Киев: Ин-т геофизики НАНУ, 1999.
18. Ночвай М.В. (відп. викон.) та ін. Звіт про пошукові сейсморозвідувальні роботи МВХ СГТ на Керченському шельфі Чорного моря (титул 406/2001). К.: ДГП "Укргеофизика", 2003.
19. Попович В.С., Ингерров А.И. Результаты комплексных геофизических исследований на Виноградовско-Дорошевской и других площадях ДДВ с целью прогнозирования нефтегазоперспективных структур. Отчет. Днепропетровск: ГСП "Днепрогеофизика", 1989.

УДК 551.3:550.83

І.І. Онищук, канд. геол. наук, зав. лаб.,
М.В. Рева, канд. фіз.-мат. наук, доцент,
О.П. Нікіташ, нач. гідрогеол. партії,
В.І. Онищук, студ.

ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕХНОГЕННОГО ЗАБРУДНЕННЯ ДОВКІЛЛЯ ГЕОФІЗИЧНИМИ МЕТОДАМИ

Розглядаються особливості методики геофізичних досліджень при вивченні техногенного забруднення геологічного середовища. Наведені геоелектричні параметри різних типів ґрунтів і порід верхньої частини розрізу однієї із ділянок в залежності від інтенсивності забруднення.

The features of geophysical prospecting methods for studying of geological environment technogenic pollution are shown. The geoelectrical parameters of various types of soils and rocks of profile's upper part are revealed with regarding of pollution intensity.

Техногенна дія на геологічне середовище різноманітна за своєю природою, геометричними параметрами джерел збурення, їх гіпсометрією, інтенсивністю, часовою характеристикою і рядом інших ознак. Техногенна дія включає: видобуток та переміщення гірських порід; зміну їх властивостей і стану; антропогенний літогенез; порушення режиму підземних вод; виникнення нових або зміну існуючих природних фізичних і хімічних полів (фізичне та хімічне забруднення) [1].

Основними джерелами техногенного забруднення є: енергетичні комплекси, гірничодобувні промислові підприємства, будівництво, транспортна мережа, радіо- і телестанції, сільськогосподарська діяльність. Ці джерела класифікуються за формою і розмірами, за часом дії та за багатьма іншими ознаками. Вони бувають точковими, лінійними, площинними та об'ємними. За часом – постійними, тимчасовими, періодичними та епізодичними [1].

Вплив різних техногенних факторів спричинений господарською діяльністю людини досить часто приводить до глибоких техногенних змін та забруднення геологічного середовища, розвитку несприятливих та небезпечних інженерно-геологічних процесів і явищ. Досить часто розвиток техногенних забруднень провокують процеси підто-

плення територій, які в свою чергу спричиняються підпором поверхневих вод різноманітними водосховищами. При цьому змінюється склад, водно-фізичні і петрофізичні властивості ґрунтів та порід верхньої частини розрізу (ВЧР) геологічного середовища. Ці зміни створюють фізичні передумови застосування геофізичних методів при геоecологічних дослідженнях [2-4].

Передбачення та попередження небажаних явищ, що зв'язані з господарською діяльністю людини, потребує вдосконалення системи спостережень за геологічними середовищем і особливого підходу до інтерпретації отриманої інформації. Більшість видів забруднення тісно зв'язані один з одним. Зміни фізичних властивостей та забруднення довкілля впливають на геофізичні поля, які використовуються для їх дослідження і, таким чином, є об'єктом вивчення.

Найбільш різноманітну інформацію про геологічне середовище і про вплив на нього антропогенного навантаження дають саме геофізичні методи досліджень.

В першу чергу слід відзначити універсальність геофізичної інформації, яка дає можливість характеризувати геометрію і властивості геологічних та техногенних тіл, а також їх зміни з плином часу. Це дозволяє, зокрема, визначати напружений стан масивів гірських порід і ґрунтових товщ,