

РОЗДІЛ 2

МЕТОДИ ДИСТАНЦІЙНОГО ПОШУКУ ПОКЛАДІВ ВУГЛЕВОДНІВ

2.1. Критерії виявлення нафтогазоперспективних ділянок на суходолі з використанням геотермо-мікробіологічних методів та аерокосмоснімків теплового діапазону

2.1.1. Механізм і модель підвищення температури в приповерхневих шарах при наявності нафтогазового покладу

Зміст цього підрозділу базується на матеріалах роботи [1]. У працях [2, 3] зазначалася наявність в гірських породах над нафтовими і газовими покладами позитивних температурних аномалій, значення яких збільшуються зверху вниз від кількох десятків часток градуса в приповерхневій зоні до кількох десятків градусів Цельсія безпосередньо над покладом. Це явище зазвичай пояснюють екзотермічними процесами виділення тепла в нафтогазових покладах при деструкції нафти і газу, обумовленої окисненням [2, 5, 6]. Перенесення тепла, що виділялося, відбувається кондуктивним (молекулярним) і конвективним (рухомим флюїдом) механізмами. У першому випадку (найбільш поширеному) значення температурної аномалії над нафтогазовим покладом лінійно зменшується зі зменшення глибини, у другому (характерний для зон тектонічних порушень, за якими може відбуватися висхідна фільтрація підземних флюїдів) — температурна аномалія над покладом в приповерхневих шарах буде більшою, ніж в першому.

Співробітники ІГН АН УРСР на підставі польових геотермічних вимірювань в різноглибинних свердловинах і на денній поверхні (глибини від 0 до 10 м) над типовими нафтовими і газовими родовищами ДДЗ [7, 10] із залученням результатів вимірів температур в неглибоких свердловинах, виконаних іншими дослідниками [2, 4], встановили явище — аномально високі (0.5...4.0°C) перевищення температур ґрунту (в порівнянні з температурою фонових ділянок на тій же глибині) над нафтовими і газовими покладами в інтервалі глибин 1...6 м [1]. Для пояснення цього явища ІГН та Інститут мікробіології і вірусології АН УРСР на території полігонів геотермічної зйомки провели додаткові спеціалізовані

біогеохімічні і літологічні дослідження. Це дозволило запропонувати відповідні біогеохімічний і пов'язаний з ним теплофізичний механізми, що пояснюють явище аномального підвищення температури в приповерхневих шарах.

Як встановлено нами, причиною формування таких температурних аномалій є тепло, що виділяється в приповерхневих шарах при інтенсивних процесах життєдіяльності мікроорганізмів, що окислюють (в умовах надмірного вмісту кисню на цих глибинах, так званих зонах аерації) природні ВВ ряду C_1-C_4 , які мігрують знизу з нафтогазових покладів. Таким чином, на глибинах від 1 до 6 м (глибини можуть дещо змінюватися в залежності від сезону року, що свідчить про деяку вертикальну міграцію джерела тепла) над нафтогазовими покладами існує своєрідний "біогеохімічний реактор", що функціонує внаслідок створення на цих глибинах оптимальних умов (наявність достатньої кількості ВВ і кисню) для інтенсивної життєдіяльності мікроорганізмів, які окислюють гази метанового ряду, що супроводжується виділенням тепла, прогріваючи приповерхневі шари ґрунту. Ці біогеохімічні процеси протікають за реакціями:



Для прикладу, розглянемо особливості розподілу приросту температур і вміст основних біогеохімічних складових даного процесу, що протікає в приповерхневих шарах (глибини 0, 1, 2, 3, 4, 5, 6 та 8 м) на типовому для ДДЗ Прилуцькому нафтовому родовищі (рис. 2.1, [1]). Матеріали буріння свідчать про те, що в приповерхневих шарах цього родовища розвинені субаеральні і гляціальні відклади, що не містять скупчень піритів й інших з'єднань, які в процесі окислення могли бути джерелами тепла. Вимірювання температури (синхронні) і відбір проб для відповідних аналізів проводилися в свердловинах за

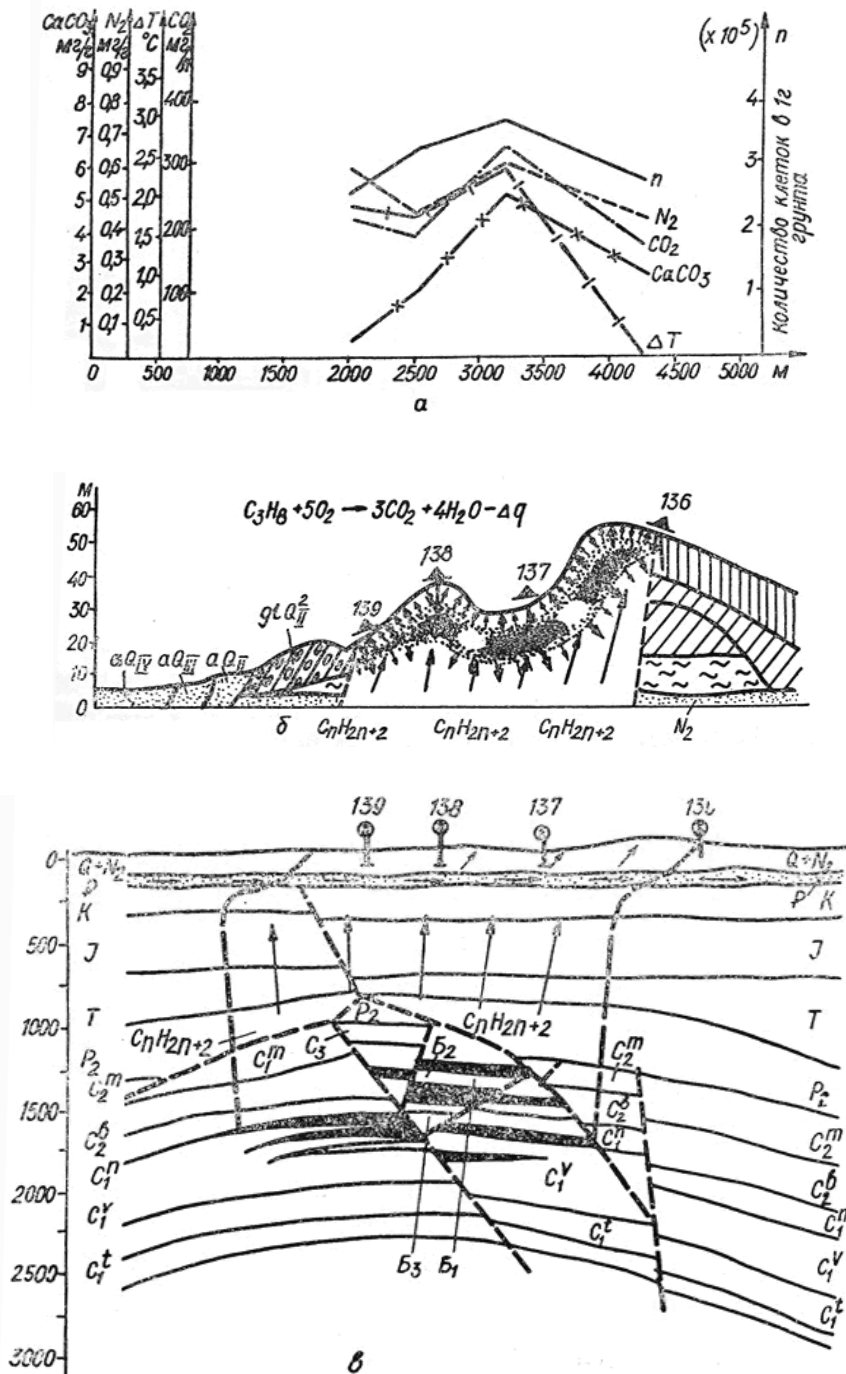


Рис. 2.1. Результати комплексних польових робіт, проведених на Прилуцькому нафтовому родовищі ДДЗ

профілем, що проходив через родовище. Похибка визначення перевищень температури в свердловинах становить $\pm 0.02^\circ\text{C}$ (вимірювання здійснювалися термозондом з використанням термісторів ММТ-1). У відібраних пробах ґрунту визначалися кількість мікроорганізмів, що окислюють природні ВВ ряду C_1-C_4 (метан, етан, пропан, бутан), і вміст продуктів їх життєдіяльності: вільної вуглекислоти (продукт мікробіологічного окислення ВВ в даний час), мікроконкрецій $CaCO_3$ (свідчать про інтенсивність і тривалість процесів мікробіологічного окислення ВВ, за яких виділяється CO_2 , що реагує з іоном каль-

цію ґрунтових вод), загального азоту (результат накопичення біомаси вуглеводневоокиснювальних бактерій).

У лабораторних умовах було доведено, що виявлені в пробах специфічні мікроорганізми інтенсивно окислюють ВВ — гомологи метанового ряду. Проведена ідентифікація виділених штамів показала, що вони належать до видів *Nocardia rhodochrous*, *Nocardia ucrainica*, *Methylomonas methanica*, *Methylococcus bovis* та ін. [8].

Виконані дослідження показали, що на всіх вивчених глибинах максимальні перевищення темпе-

ратур (в порівнянні з фоном), найбільша кількість вуглеводневоокиснювальних мікроорганізмів і підвищений вміст продуктів їх життєдіяльності (вільна вуглекислота, загальний азот, мікроконкреції CaCO_3) приурочені до свердловин, розташованих над центральною частиною родовища, де залягають основні запаси нафти. Як показали розрахунки, деякий зсув максимальних значень цих величин від центру родовища, можливо, зумовлено впливом руху підземних вод в бучак-канівському водоносному горизонті, що залягає над нафтовим родовищем. При цьому виявилось, що з усіх вивчених глибинних зрізів найбільші абсолютні перевищення температур, вміст вуглеводневоокиснювальних мікроорганізмів і продуктів їх життєдіяльності характерні для глибини 4 м (див. рис. 2.1). Ці особливості свідчать про інтенсивність функціонування на даній глибині над Прилуцьким нафтовим родовищем “біогеохімічного реактора”, в якому відбуваються процеси мікробіологічного окислення природних ВВ. Побудовані залежності показують тісний кореляційний зв'язок між цими параметрами, близький до лінійного. Згідно з отриманими даними по св. 137, на глибині 6 м відзначається потік вуглекислого газу, що дорівнює $8 \cdot 10^{-4} \text{ г}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$. При виділенні $8 \cdot 10^{-9} \text{ г}$ вуглекислого газу виділяється $1.46 \times 10^{-4} \text{ Дж}$. Така кількість тепла може створювати температурну аномалію $1-8^\circ\text{C}$ на глибині декількох метрів. З робіт В. А. Соколова [6], Ф. А. Алексеєва та ін. [9] слідує, що ореоли розсіювання вуглеводневих газів над покладами нафти і газу формуються потоками газів зі швидкістю $10-5-10-8 \text{ см}/\text{с}$, що забезпечує “пальним” зафіксовані аномалії температур і вуглекислого газу в приповерхневих шарах зони “біогеохімічного реактора”.

Для отримання більш точних кількісних оцінок температурних аномалій у приповерхневих шарах і на поверхні Землі було проведено моделювання. На квазіаналоговій моделі досліджувався процес теплопереносу, обумовлений дією розподіленого джерела тепла, розташованого між денною поверхнею та рівнем ґрунтових вод, і впливом горизонтального конвективного переносу в цих водах.

Область, що розглядається, представляє собою напівнескінченну полосу, на верхній границі якої передбачались граничні умови третього роду, а на нижній — другого.

Математична задача формулюється наступним чином:

$$\lambda_1 \left(\frac{\partial^2 T_1}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right) + B(x, z) = 0; \quad (2.1)$$

$$|x| \leq l \ll \infty, \quad 0 \leq z \leq z_1.$$

$$m \lambda_2 \frac{\partial^2 T^2}{\partial x^2} - \rho v_x m \frac{\partial T_2}{\partial x} - \lambda_1 \frac{\partial T_1^-}{\partial z} + \lambda_2 \frac{\partial T_3^+}{\partial z} = 0; \quad (2.2)$$

$$|x| \leq l < \infty, \quad z = z_1;$$

$$\lambda_3 \left(\frac{\partial^2 T_3}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T_3}{\partial z^2} \right) = 0; \quad (2.3)$$

$$|x| \leq l < \infty, \quad z_1 < z < z_2$$

$$\text{і } z=0; -\lambda_1 \frac{\partial T_1}{\partial z} = \alpha (T_B - T_1); \quad z = z_1; T_1 = T_2 \text{ і } T_2 = T_3;$$

$$\text{і } z = z_2; -\lambda_3 \frac{\partial T_3}{\partial z} = q; \quad \text{для } x = \pm l; \quad \frac{\partial T}{\partial x} = 0, \quad (2.4)$$

де $B(x, z)$ — питома потужність джерела розподілу

$$B(x, z) = \begin{cases} B_0, & |x| \leq \frac{l}{2}; z_{II} \leq z \leq z_{II} + b; \\ 0, & |x| > \frac{l}{2}; \end{cases}$$

l , b — розміри дії джерела по вертикалі та горизонталі; m — потужність горизонту ґрунтових вод; z_1 — глибина залягання ґрунтових вод; z_{II} — глибина верхньої границі джерела.

При моделюванні зручно використати принцип суперпозиції, для чого задаємо $T_B = 0$ та

$$\lambda_3 \frac{\partial T_3}{\partial z} \Big|_{z=z_2} = 0.$$

У цьому випадку отримане на моделі рішення є шуканим приростом температури (температурної аномалії), що обумовлене дією джерела розподілу. Конвективне перенесення тепла в моделі виконувалося квазіаналоговим методом.

Результати моделювання отримані для $l = 100$, $\lambda_1 = \lambda_2 = \lambda_3 = 0.838 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$, $b = 4 \text{ м}$, $z_i = 2 \text{ м}$, $v = 0, 1, 3, 10 \text{ м}/\text{год}$, $z_1 = 10, 20, 40 \text{ м}$ і показали, що розподіл за глибиною температурної аномалії істотно залежить від глибини залягання ґрунтових вод і швидкості фільтрації, в той же час максимальне значення аномалії завжди відповідає нижній межі джерела тепла $z_i + b$.

При $V_0 = 0.1 \text{ Вт}/\text{м}^3$ максимальне значення температурної аномалії для різних значень v і z_1 знаходиться в межах від 1.2 до 2.2°C , а значення аномалії на земній поверхні від 0.4 до 0.5°C .

Порівняння розподілу температурної аномалії за глибиною в св. 137 (св. 136 прийнята як фонові) (рис. 2.2), отриманого при геотермозйомці на Прилуцькому родовищі, з аналогічним розподілом за результатами моделювання для центральної частини теплового джерела ($x = 0$) при $v = 5 \text{ см}/\text{рік}$, $z_1 = 10 \text{ м}$ показало хороший збіг цих кривих.

У той же час необхідно враховувати, що стаціонарна модель є лише першим наближенням при опису біохімічного механізму формування теплової аномалії і потребує подальшого вивчення і вдосконалення.

Встановлена додаткова генерація тепла в приповерхневих шарах над нафтогазовими покладами створює реальні передумови для прямих наземних і дистанційних геотермічних пошуків за позитив-

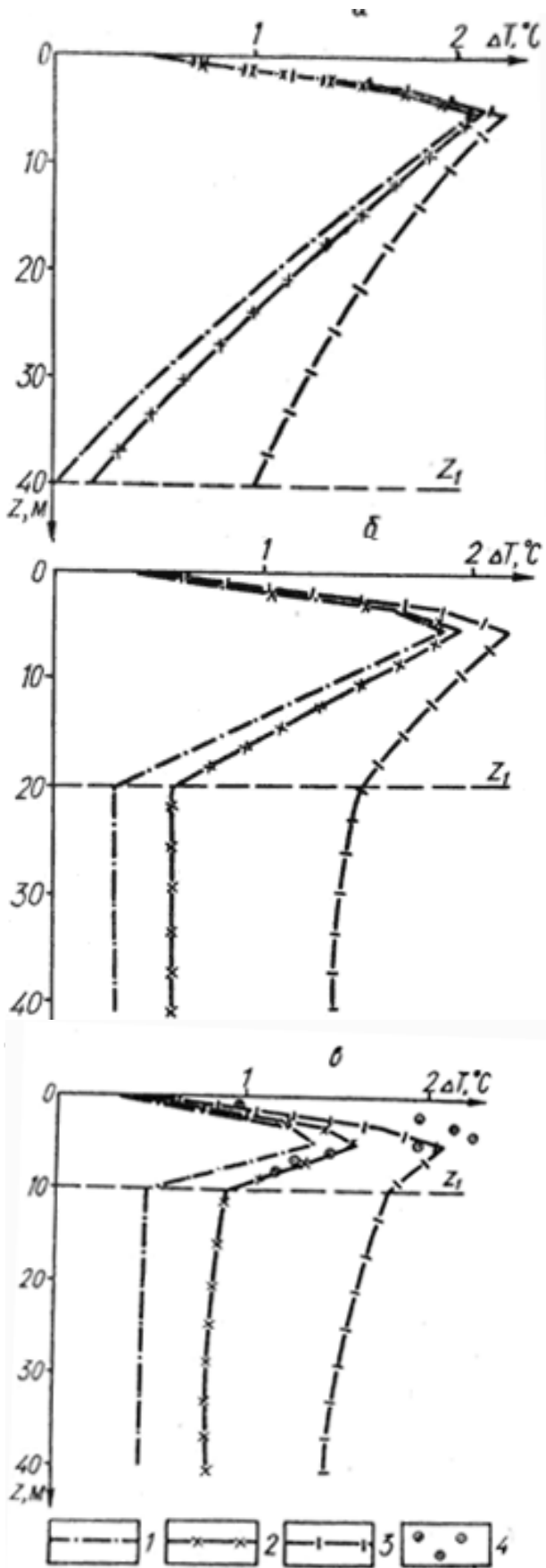


Рис. 2.2. Розподіл температурної аномалії за глибиною при дії приповерхневого теплового джерела

ними аномаліями у приповерхневих шарах (до кількох градусів) і на земній поверхні (до десятих часток градуса).

2.1.2. Обґрунтуваннях геотермічних критеріїв дистанційних пошуків покладів нафти і газу за допомогою режимних контактних вимірювань температури земної поверхні

Якуже вище зазначалося, позитивні температурні аномалії в надрах над ділянками нафто- і газомісних порід супроводжуються температурними аномаліями на земній поверхні [2, 3, 7]. Таке явище може бути ознакою для пошукових нафтогазових покладів, а також використано для розробки дистанційних методів [7].

Порівнюючи тепловий баланс земної поверхні двох ділянок над покладом і за його контуром, близько розташованих один від одного, з приблизно однаковими експозицією поверхні, типами ґрунту і рослинністю, відзначаємо, що в один і той же час температури цих ділянок можна визначати за відмінними значеннями теплових потоків (обумовлених тепловими процесами) з надр нафтогазових покладів і перекриваючих шарів. Якщо теплофізичні характеристики ґрунтів незалежні від температури, що практично завжди спостерігається в реальних умовах приповерхневої зони, то величину температурної аномалії можна записати у вигляді формули

$$\Delta T = T_{(ан)} - T_{(фон)} = \frac{q_{(ан)} - q_{(фон)}}{M_1 + \alpha + B_1}, \quad (2.5)$$

де $T_{(ан)}$ і $T_{(фон)}$, $q_{(ан)}$ і $q_{(фон)}$ — температури поверхні і теплові потоки на аномальній та фоновій ділянках; M_1 — коефіцієнт, що характеризує довгохвильове випромінювання поверхні Землі; α — коефіцієнт тепловіддачі поверхні Землі у повітря.

Для проведення експериментальних досліджень температури поверхні обрані Прилуцька і Леляківська (нафтоносна), Качанівська (нафтогазонасна) і Руденківська (газонафтоносна) продуктивні площі, де була проведена геотермічна зйомка в неглибоких свердловинах, за допомогою якої встановлені позитивні температурні аномалії.

Вимірювання температури земної поверхні на кожній ділянці виконувалися одночасно в трьох точках: в центрі покладу, за його контуром і між ними. Пікети розташовувалися поблизу свердловин геотермічної зйомки [7]. Ділянки поверхні, на яких проводилися дослідження, вибиралися однотипними за складом ґрунту, вологістю, типом рослинного покриву, орієнтацією і експозицією схилів. Відстань між крайніми пікетами не перевищувала 4...5 км, тому метеорологічні умови на момент зйомки на цих точках можна вважати однаковими. Таким чи-

ном, умови дослідження були максимально наближені до ідеальних.

Аналіз отриманих результатів показав, що оптимальним часом для вимірювання температури на поверхні Землі є інтервал від 5 до 6 години ранку, відповідний передсвітанковому часу. У ці години спостерігаються мінімальні швидкості зміни температури і вплив екзогенних факторів.

Значення температурної аномалії, тобто різниця температури поверхні Землі над покладом і за його межами, визначали за результатами, отриманими в нічний та передранішній часи (рис. 2.3).

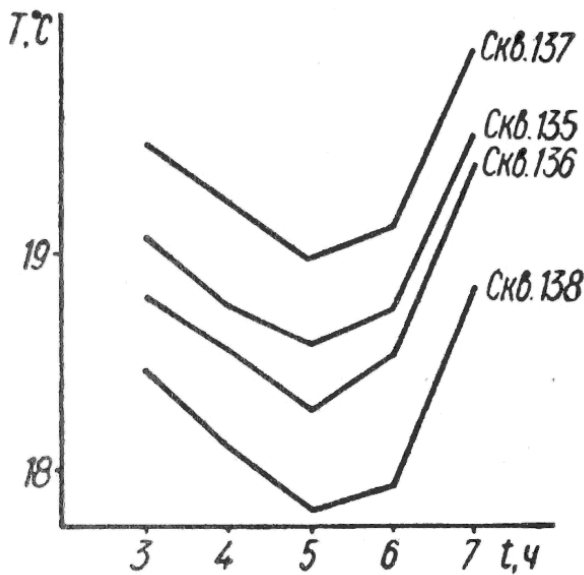


Рис. 2.3. Результати синхронних вимірювань температури на земній поверхні в передранішній час над Прилуцьким нафтовим родовищем в районі свердловин геотермічної зйомки

Температуру ґрунтів на ділянці визначали як середньоарифметичне за показниками трьох датчиків. При цьому показники другого і третього датчиків приводилися до часу реєстрації показань першого за допомогою лінійної інтерполяції.

Отримані дані свідчать про те, що температура земної поверхні над усіма дослідними родовищами перевищує температуру поверхні за їх межами, а значення температурних аномалій на Лесяківській, Прилуцькій, Руденківській і Качанівській площах складають 0.3...1.5°C (рис. 2.4, 2.5).

Ці результати добре узгоджуються з матеріалами геотермічної зйомки в неглибоких свердловинах [7, 10]. На Прилуцькому родовищі вимірювання температури поверхні виконувалися паралельно з геотермічною зйомкою на глибинах 1... 6 м. Графіки, побудовані за результатами досліджень, показали хороший збіг температурних аномалій в неглибоких свердловинах і на поверхні Землі [1]. Характерні точки графіків, максимуми і мінімуми простежуються на всіх глибинах аж до денної поверхні.

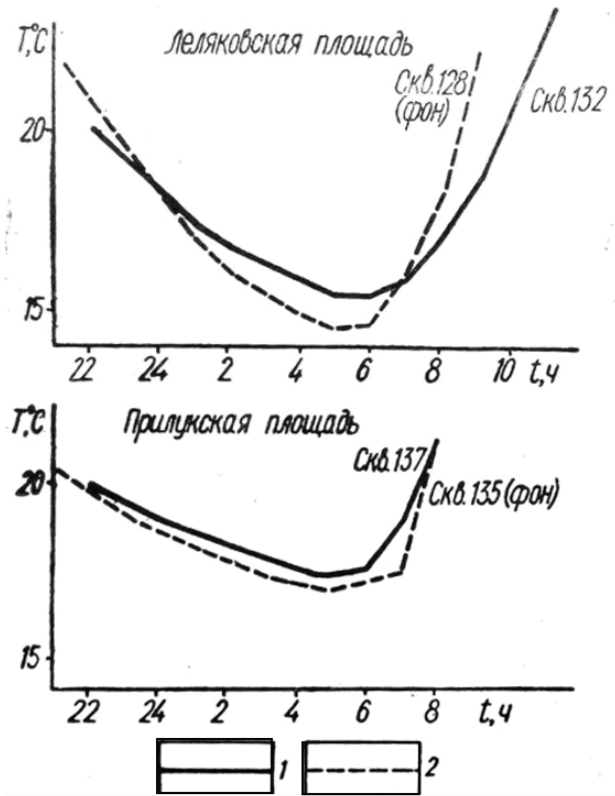


Рис. 2.4. Зміни поверхневої температури протягом доби в центральній частині покладу (1) і за контуром родовища (2)

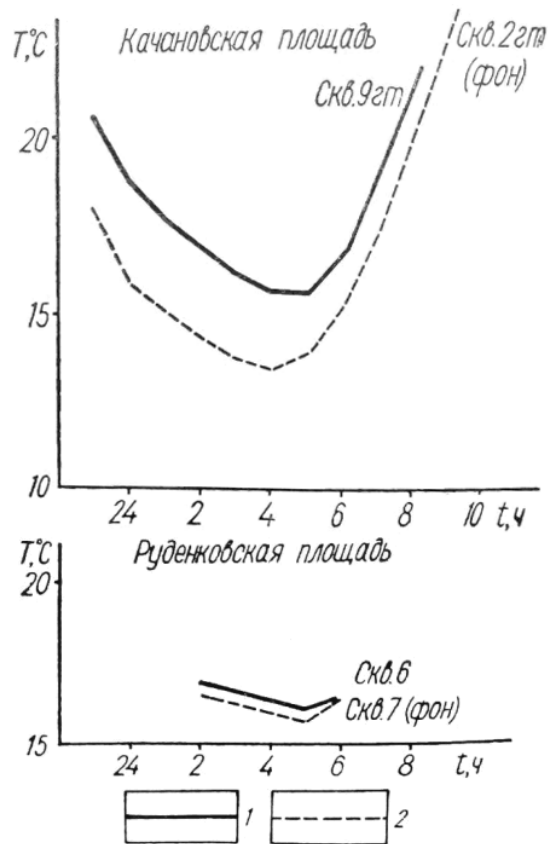


Рис. 2.5. Зміни поверхневої температури протягом доби в центральній частині покладу (1) і за контуром родовища (2)

Таким чином, теплові і температурні аномалії в надрах, властиві нафтогазовим родовищам, супроводжуються аномаліями на поверхні Землі.

Значення температурних аномалій на поверхні Землі над нафтогазовими родовищами становлять кілька десятих часток градуса і можуть бути виявлені відомими методами.

Температурні аномалії на поверхні Землі над нафтогазовими родовищами і хороша кореляція з аномаліями на незначних глибинах дозволяють розглядати ці поверхневі аномалії як пошукову ознаку на нафту і газ, а також використовувати для дистанційних пошуків теплову зйомку з повітряних та космічних апаратів.

2.1.3. Використання дистанційної геотермічної зйомки для пошуків нафтогазових покладів

Дослідженнями [11] доведено, що геологічне дешифрування аерокосмічних знімків земної поверхні дозволяє виявити глибинні структури (і, отже, пов'язані з ними корисні копалини) завдяки так званому ефекту генералізації. Згідно цього ефекту при зйомках із значних висот деталі рельєфу і розподіл рослинності, не пов'язані з глибинними структурами багатокілометрової протяжності, створюють фон фотознімку. Такі поверхневі фактори, пов'язані з глибиною будовою, обумовлюють на земній поверхні певну картину, яка буде показувати структуру надр, що може бути виявлена на аерокосмічному знімку. Чим з більшої висоти зроблений знімок (тобто чим вища ступінь генералізації), тим більше глибокозалегаючий і протяжний геологічний об'єкт буде на ньому відображений.

Багатьма роботами також експериментально встановлено, що над покладами ряду корисних копалин (нафти, газу, сульфідних руд та ін.) фіксуються підвищенні температури, пов'язані з процесами окислення цих копалин. Прогрівається земна поверхня над територіями, де в надрах інтенсивно відбувається циркуляція термальних вод. Це дозволяє використовувати зазначені явища для геотермічних пошуків подібних корисних копалин шляхом виявлення позитивних температурних аномалій за допомогою наземної і дистанційної теплових зйомок [12].

Комплексне застосування дистанційних методів в пошукових ланцюгах у такій постановці передбачає використання на першому етапі геологічного дешифрування дрібномасштабних аерокосмічних знімків для виділення геологічних структур, з якими можуть бути пов'язані корисні копалини. На виділених таким шляхом перспективних ділянках проводяться вже більш великомасштабні дистанційні теплові зйомки земної поверхні для виявлення геотермічних аномалій, які формуються над

покладами певних видів наземних копалин. При цьому геотермічне поле не може дати повної геологопошукової інформації. Для підвищення інформативності метод дистанційних геотермічних пошуків слід застосовувати в комплексі з іншими наземними і дистанційними геофізичними і геохімічними методами.

Для розробки методів інтерпретації результатів дистанційної теплової зйомки земної поверхні для нафтогазових пошуків були розглянуті процеси, що відбуваються в надрах і формують розподіл температури на поверхні.

З цією метою виконані дослідження по вивченню теплового режиму верхніх частин розрізу на добре вивчених родовищах нафти і газу. Режимні вимірювання в різноглибинних свердловинах, аналіз геологічного матеріалу дозволили визначити основні закономірності процесів теплогенерації і теплопереносу, які формують розподіл температур і теплових потоків в надрах, і розробити теплову модель нафтогазового родовища. Вперше відкритий процес інтенсивного мікробіологічного окиснення ВВ в приповерхневих шарах, що мігрують з покладів та обумовлюють аномальний прогрів земної поверхні, є пошуковим геотермічним критерієм при дистанційних пошуках цих корисних копалин. Експериментальна інфрачервона аерозйомка і наземні геотермічні вимірювання проводилися на 14 дослідних площах ДДЗ. Враховуючи представлення про тепловий баланс поверхні Землі і тепловий режим приповерхневих шарів над нафтогазовими покладами, розроблені основи дистанційних геотермічних пошуків природних ВВ, включаючи автоматизоване дешифрування результатів теплових зйомок і рішення обернених задач теплопереносу в надрах для визначення місця розташування покладів.

Нижче викладені в стислому вигляді відомості про теоретичні основи методу дистанційних геотермічних пошуків нафтогазових покладів та результати його дослідної перевірки на нафтогазових родовищах ДДЗ.

2.1.4. Теоретичні основи дистанційних геотермічних пошуків нафтогазових покладів

На родовищах деяких корисних копалин (нафти, газу, сульфідних руд і ін.) відбуваються процеси, що супроводжуються виділенням тепла в поклади, над ними або перерозподілом теплового потоку. Ці процеси викликають утворення підвищеного теплового потоку, що веде до формування температурних аномалій в надрах і на поверхні Землі.

Із покладів такої корисної копалини відбувається також міграція газоподібних хімічних сполук або елементів, які є продуктами екзотермічних окислю-

вальних реакцій. Це веде до формування геохімічних аномалій.

Над покладами нафти і газу в повному обсязі перекриваючих порід утворюються температурні аномалії та газові ореоли, викликані окисленням ВВ і надходженням вуглеводневих газів з покладів. Газонасиченість гірських порід і їх температура зазвичай плавно наростають з глибиною і по горизонталі в міру наближення до покладу.

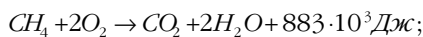
Однак існують нафтогазові родовища, де газові ореоли розсіювання дуже слабо виражені, а над покладом іноді формується бактеріальна аномалія. Це привносить неоднозначність в інтерпретацію результатів газової зйомки в приповерхневих шарах.

Одним з методів, що доповнюють прямі геохімічні пошуки, є метод геотермічної зйомки. З його допомогою в приповерхневих шарах і на земній поверхні фіксуються температурні і теплові аномалії, що формуються над покладами таких корисних копалин, як нафта і газ, внаслідок окислення останніх.

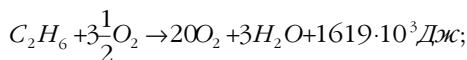
У товщах осадових порід окислення ВВ може здійснюватися при їх взаємодії з сульфатними підземними водами, коли під дією сульфатредуючих бактерій сульфати реагують з органічною речовиною, внаслідок чого органіка окислюється до CO₂, а сірчані сполуки реагують з водою. Але ці процеси можуть протікати тільки при температурах нижче 70–100°C, тобто до глибин 2–3 км. На великих глибинах можна вказати на два можливих види окислення ВВ. Один — хімічне окислення сульфатами при температурах 150–200°C і вище з утворенням вуглекислого газу і сірководню. Інший — окислення відбувається за участю кисню, що виділяється в результаті природного радіолізу підземних вод.

Інтенсивність протікання процесів окислення в основному залежить від надходження окиснювача і характеризується істотним підвищенням температури. Величина температурної аномалії в зводах продуктивних структур може досягати 10–15°C, зменшуючись у міру наближення до земної поверхні.

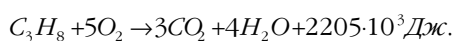
Для процесу окислення (до CO₂) нафти і газу (як під впливом омивання кисневмісними водами, так і внаслідок діяльності мікроорганізмів) характерні екзотермічні реакції з питомим виділенням тепла вихідного продукту:



Метан



Етан



Пропан

Інтенсивність процесу окислення, отже, і виділення тепла, залежить від інтенсивності подачі кисню.

Тому можна припустити, що в міру наближення до поверхні (особливо в межах зони аерації) процес виділення тепла (в мігруючому потоці газоподібних ВВ) відбуватиметься все активніше.

За даними, наведеними в роботах [6, 9], поклади газу, що знаходяться під тиском 20 МПа на глибині 2 000 м, перекривають породи з проникністю $2 \cdot 10^{-6} \dots 2 \cdot 10^{-3} \text{ дarcy}$, завдяки чому відбувається витікання ВВ з швидкістю $10^{-7} \dots 10^{-11} \text{ см/с}$. Окислення такої кількості ВВ забезпечить тепловий потік $4.19 \cdot 10^{-2} \text{ Вт/м}^2$, тобто може утворити теплову аномалію, характерну для родовищ нафти і газу.

Модель тепломасопереносу в родовищі нафти і газу (рис. 2.6) представимо у вигляді процесу нестационарного тепломасопереносу в вертикальному розрізі, що перетинає поклад. Розглянемо неоднорідну область в півплощині xoz , в якій вісь oz спрямована вертикально вниз, а вісь ox , розташована го-

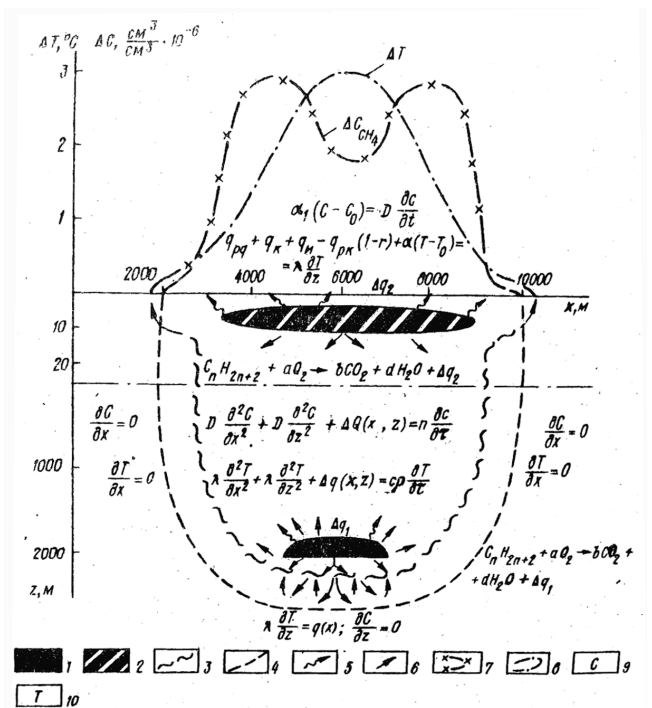


Рис. 2.6. Модель формування геотермогеохімічного сигналу нафтогазовим покладом: 1 — нафтогазовий поклад; 2 — зона мікробіологічного окиснення вуглеводневих газів в приповерхневих шарах над нафтогазовим покладом; 3 — контур газового ореолу навколо покладу; 4 — контур теплового ореолу навколо покладу; 5 — напрямок міграції газоподібних ВВ; 6 — напрямок теплового потоку; 7 — розподіл вмісту метану в приземному повітрі; 8 — розподіл температури земної поверхні; 9 — концентрація метану; 10 — температура, °C

ризовально. Теплопровідність λ , теплоємність C_0 , щільність гірських порід розподіляються відповідно до їх літологічних особливостей. Процес теплопереносу ускладнюється рухом води, щільністю ρ , теплоємністю C , швидкість руху визначається проєкціями на координатні осі v_x, v_z і наявністю джерел тепла з інтенсивністю $\beta(x, z, t)$. Тоді температурне поле в даній області буде описуватися рівнянням

$$\frac{\delta}{\delta x} \left[\lambda(x, z) \frac{\delta T}{\delta x} \right] + \frac{\delta}{\delta z} \left[\lambda(x, z) \frac{\delta T}{\delta z} \right] - c\rho \frac{\delta}{\delta x} (v_x T) - c\rho \frac{\delta}{\delta z} (v_z T) + B(x, z, \tau) = c_0 \rho_0 \frac{\delta T}{\delta \tau} \quad (2.6)$$

$$-a < x < 0, \quad 0 < z < b,$$

де T — температура; вісь Ox співпадає з поверхнею Землі, а вісь Oz проходить через центр родовища. Нижня і бокові границі області вибираються так, щоб тепловий вплив покладу не поширювався на неї.

Граничні умови на поверхні ($z = 0$) повинні враховувати вплив сонячної радіації, тепломасообмін з атмосферою, теплообмін випромінюванням і затрати тепла на випаровування ґрунтової вологи. Ці умови можуть бути записані за допомогою рівняння теплового балансу земної поверхні [13, 14]

$$q_{\Pi} = -\lambda \frac{\delta T}{\delta z} = (1-r)q_{pk}(t) - q_{pg}(t) - q_k(t) - q_u(t), \quad (2.7)$$

де q_{Π} — тепловий потік в ґрунт; q_{pk} — сумарна короткохвильова радіація; r — альbedo поверхні; $q_{pg}(t)$ — ефективне довгохвильове випромінювання; $q_k(t)$ — конвективний тепловий потік; $q_u(t)$ — тепловий потік, що витрачається на випаровування.

З достатньою точністю складові теплового балансу можна записати наступним чином (при $z = 0$):

$$q_{\Pi} = -\lambda \frac{\delta T}{\delta z} = N(t)[T_3(t) - T_{\Pi}], \quad (2.8)$$

$$\text{де } N(t) = M_1 + \alpha + \beta_1 \quad (2.9)$$

$$T_3 = \frac{q_{pk}(1-r) + M_2 + \alpha T_B + B_2}{M_1 + \alpha + \beta_1}, \quad (2.10)$$

T_{Π} — температура земної поверхні.

Гранична умова для масообміну на земній поверхні можна записати наступним чином (при $z = 0$):

$$-D \frac{\delta C}{\delta z} + v_z C = \alpha(C_0 - C), \quad (2.11)$$

де C_0 — концентрація мігруючого газу в приземному шарі повітря.

Ці результати добре узгоджуються з матеріалами геотермічної зйомки в неглибоких свердловинах [7, 10]. На Прилуцькому родовищі вимірювання температури поверхні виконувалися паралельно з геотермічною зйомкою на глибинах 1, 2, 3, 4 і 6 м. Графіки, побудовані за результатами досліджень, показали хороший збіг температурних аномалій в неглибоких свердловинах і на поверхні Землі [1]. Характерні точки графіків, максимуми і мінімуми простежуються на всіх глибинах аж до денної поверхні.

Тоді, порівнюючи рівняння температури поверхні для обох ділянок, отримуємо:

$$\Delta T_{\Pi} = T_{an} - T_{фон} = \frac{q_{\Pi(an)} - q_{\Pi(фон)}}{M_1 + \alpha + \beta_1}, \quad (2.12),$$

де $T_{фон}$ — температура земної поверхні; $q_{\Pi(an)}$, $q_{\Pi(фон)}$ — тепловий потік в ґрунт відповідно для аномальної та фонові ділянок; M_1 — коефіцієнт, що визначає довгохвильове випромінювання і залежить від пружності водяної пари в атмосфері, хмарності, температури повітря; α — коефіцієнт тепловіддачі від поверхні Землі в повітря; β_1 — коефіцієнт, що визначає тепловий потік, який витрачається на випаровування.

Якщо експериментальні дослідження температури земної поверхні виконуються в однотипному ландшафтно-кліматичному районі, в межах якого розташовані аномальні і фонові за тепловим потоком в надрах ділянки, то різниця синхронних значень потоків тепла (температур) в ґрунті, на аномальній і фоновій ділянках земної поверхні (припускаючи рівність інших складових теплового балансу), може бути пояснена процесами, пов'язаними з наявністю певного типу теплогенеруючих корисних копалин.

Дистанційний тепловий сигнал можна визначити як

$$\Delta T_{дист} = \sqrt[4]{\varepsilon} \cdot \Delta T_{\Pi} = \sqrt[4]{\varepsilon} \frac{q_{нол}}{M_1 + \alpha + \beta_1}, \quad (2.13)$$

де $q_{нол}$ — додатковий (до фону) тепловий потік, що утворюється за рахунок процесів, які відбуваються в покладах і пластах над ними.

Таким чином, дистанційний сигнал буде дещо менший, ніж значення температурної аномалії, що фіксується на поверхні, і величина його залежить від радіаційної характеристики поверхні.

Для врахування спотворюючого впливу різних природних факторів на пошуковий геотермічний сигнал були виконані польові експериментальні роботи, а також комп'ютерне моделювання процесів теплопереносу в приповерхневих шарах, які дозволили оцінити кількісно спотворення, що впливають на нафтогазопошуковий геотермічний сигнал на земній поверхні, зокрема, такими факторами, як тип ґрунту і рослинність (ступінь чорноти і альbedo земної поверхні), експозиція і крутизна рельєфу, літологія розрізу, ступінь обводнення ґрунтів і рух підземних вод, а також час проведення теплової зйомки (рис. 2.7).

2.1.5. Методика дистанційної геотермічної зйомки з метою пошуку нафтогазових покладів

Вимірювання розподілу радіаційних температур на земній поверхні може бути здійснено за допомогою бортових (дронових) інфрачервоних радіометрів з точністю вимірювань 0.1°C [15].

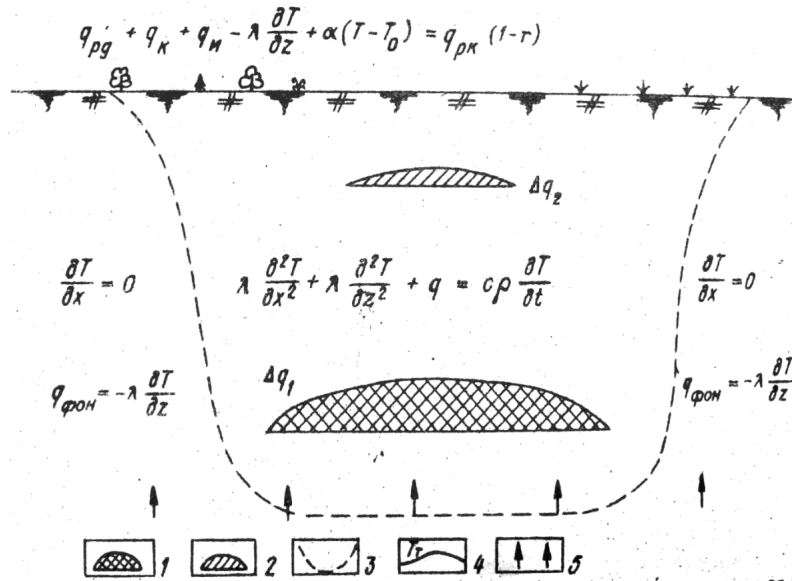


Рис. 2.7. Модель формування радіаційних температур земної поверхні над нафтогазовими покладами: 1 — нафтогазовий поклад; 2 — зона біохімічного окислення в поверхневих шарах над покладом; 3 — границя зони теплового впливу покладу; 4 — крива радіаційної температури поверхні землі; 5 — напрямок глибинного теплового потоку

На підставі виконаних досліджень пропонуються наступні рекомендації по методиці проведення інфрачервоних зйомок і дешифрування їх матеріалів з нафтогазопошуковими цілями.

1. Знімання потрібно проводити в осінньо-весняний період, коли мінімальний екрануючий вплив рослинного покриву.

2. Оптимальним періодом доби для інфрачервоної зйомки є передсвітанковий, коли стають мінімальними теплові контрасти, обумовлені нерівномірним прогріванням земної поверхні в денний час, і швидкість зміни температури земної поверхні. Хороші результати можуть бути також отримані при проведенні дистанційних зйомок в денний час при повній хмарності, коли внаслідок ослаблення короткохвильової радіації і рівномірного її розподілу по площі зменшується швидкість зміни температури підстильної поверхні і величини теплових контрастів.

3. Зйомка повинна проводитися в період сталої погоди при штилі або слабкому вітрі (до 5–3 м/с), відсутності опадів та інтенсивних фазових переходів води на земній поверхні.

4. Ділянки з різною літологією і вологістю, як і ділянки з різними видами підстильної поверхні, проявляються у вигляді контрастів радіаційних температур. Значення цих контрастів, за експериментальними даними при оптимальних умовах для зйомки, знаходяться в межах 1–2°C і можуть змінювати знак в залежності від періоду доби: вночі ділянки з підвищеною вологістю “тепліші”, вдень “холодніші”.

5. При дешифруванні теплові контрасти ділянок з різними видами поверхні і вологістю усуваються шляхом їх приведення до єдиних умов теплообмі-

ну еталонної ділянки з використанням методики, викладеної нижче.

Запропонований метод нафтогазопошукових робіт заснований на явищі аномального прогріву земної поверхні над нафтогазовими покладами, яке може бути зафіксоване за допомогою дистанційної інфрачервоної зйомки. Цей метод доцільно застосовувати в комплексі з відомими геологічними, геофізичними та геохімічними нафтогазопошуковими методами, що має підвищити загальну інформативність і однозначність комплексних робіт.

Метод слід використовувати на всіх етапах геологоснімальних робіт, починаючи від регіональних зйомок (1: 1 000 000 і менше) з КА до детальних аерозйомок (1: 200 000–1: 10 000). При цьому дистанційні зйомки повинні супроводжуватися комплексом наземних робіт по вимірюванню температури і вологості порід в приповерхневих шарах і на поверхні в період проведення зйомок.

Етапність виконання досліджень полягає в тому, що після регіональних оглядових зйомок на ділянках виділених теплових аномалій проводиться великомасштабна тепла авіа- або безпілотна зйомка і наземна перевірка геотермічних аномалій за профілями різноглибинних свердловин (глибиною до 10 м).

Продуктивність дистанційних знімальних робіт залежить від необхідного масштабу зйомки, швидкості і висоти польоту носія апаратури і видів апаратури.

При знімальних роботах масштабу 1: 50 000 зйомка трасовим інфрачервоним радіометром повинна виконуватися паралельними маршрутами з відстанню між ними 500 м. Застосування скануючого радіометра для цих цілей істотно підвищує продук-

тивність і інформативність робіт. Висота польоту визначається кутом зору радіометра, який повинен забезпечити просторову розрізняльну здатність на місцевості менше 50 м. (Наприклад, при куті зору трасового радіометра 7° висота польоту при зйомці масштабу 1: 50 000 становить 100 м, а величина розрізняльної здатності на місцевості — близько 12 м).

Швидкість польоту носія лімітується допустимою точністю реєстрації границь в зонах теплових контрастів для різних ділянок підстильної поверхні, тобто інерційністю апаратури. Так, при виконанні зйомки масштабу 1: 50 000 на висоті 100 м за допомогою радіометра, інерційність якого дорівнює 0,3 с зі швидкістю 100 км/год., зона спотворення границь теплових контрастів (з точністю до 10%) займає ділянку термограми, що відповідає 20 м на місцевості, при швидкості 500 км/год. ця зона збільшиться до 100 м.

Виходячи з того, що найбільш оптимальним часом для отримання геотермічної нафтогазопушкової інформації за матеріалами інфрачервоних зйомок є передранкові години (менш бажані денні години при повній хмарності) в весняні та осінні місяці (відсутність сніжного покриву або рослинності, що перекриває шар ґрунту), загальна кількість годин дистанційної зйомки протягом року для пошуків нафти і газу складає близько 300 годин. При швидкості польоту 150 км / год. протяжність відзнятих маршрутів складе близько 22 000 км, враховуючи, що майже половина льотного часу витрачається на допоміжні види робіт (підльоти, вихід на маршрут і т. п.). При цих умовах в масштабі 1: 50 000 може бути знята територія площею близько 10 000 км².

Наземні види робіт, виконані в період проведення інфрачервоних зйомок включають проведення буріння різноглибинних свердловин на ділянках фону і ділянках, де передбачаються аномалії, режимні виміри температур і відбір проб на вміст вуглеводневоокиснювальних мікроорганізмів, газовий склад, вологість, теплофізичні властивості, а також у визначення режиму радіаційних температур поблизу границь розділу ділянок з різними видами земної поверхні (рілля, болото, ліс і т. п.).

Обсяги наземного забезпечення дистанційної інфрачервоні зйомки визначаються її масштабом. Наприклад, в разі зйомки масштабу 1: 50 000 доцільне виконання в межах кожного планшета наземних робіт, що складаються в розбурюванні такої кількості свердловин глибиною до 30 м, скільки виявлено радіаційних аномалій температур. Кожна з цих свердловин повинна бути розташована в центрі виявленої аномалії радіаційних температур, і одна або дві такі свердловини повинні бути пробурені на фонових ділянках. У кожній з пробурених свердловин здійснюється вимірювання температур через 1 м по глибині протягом річного періоду з періодичністю вимірювань 1 раз на місяць, а також відбираються проби на зазначені вище визначення.

Особливості розподілу радіаційної температури на досліджуваній території пов'язані не тільки з корисним тепловим сигналом, а й з цілим рядом чинників: теплофізичними властивостями приповерхневих шарів ґрунту, вологістю, рухом підземних вод, альбедо і ступенем чорноти поверхні, видом рослинності, напрямком і швидкістю вітру, вологістю повітря, хмарністю, експозицією і нахилом поверхні і т. д. Ці обставини визначають специфіку дешифрування. Запропонована методика враховує різку зміну характеристик ґрунту, видів поверхні при переході кордону між однорідними ділянками.

Запропоновано два підходи до методики дешифрування матеріалів інфрачервоні зйомки. Перший з них ефективний для рівнинних областей (нафта, газ) і ґрунтується на обліку різкої зміни характеристик земної поверхні при переході границь між різними однорідними ділянками. Наприклад, виміряні радіаційні температури на ділянках з різною рослинністю наводяться до температури однієї ділянки, прийнятій за базову.

Другий підхід доцільно застосовувати в умовах гірськоклядчастих областей, де істотний вплив спотворення за рахунок крутизни та експозиції схилів на геотермічний пошуковий сигнал. Принцип обліку перешкод — приведення до горизонтальної площадки.

Поправки на зміщення максимуму дешифрувальної температурної аномалії під впливом фільтрації підземних вод в горизонтальному водоносному горизонті і під впливом вертикальної фільтрації, а також поправки, що враховують вплив нерівномірного прогріву різно орієнтованих схилів або локальний вплив метеофакторів, можуть бути визначені за допомогою методів, викладених в роботах [13–19].

Запропонована методика реалізована за допомогою комп'ютерної програми, яка дозволяє автоматизувати процес оброблення результатів дистанційної зйомки. Отримані матеріали дають можливість визначити ймовірне розташування покладів і є вихідними для розв'язання оберненої задачі. Рішення оберненої задачі дає глибини підшви і покрівлі продуктивних пластів (див. § 2.3 в роботі [11]).

Для рівнинних областей перший етап дешифрування зводиться до виділення однорідних ділянок за типом поверхні і згладжування кривих радіаційної температури в межах цих ділянок за методом найменших квадратів. Цим виключається вплив локальних неоднорідностей, що мають випадковий характер, виявляються закономірності зміни радіаційної температури в межах таких ділянок.

Другий етап дешифрування полягає у приведенні термограм, які відповідають різним за характером поверхні ділянок, до умов теплообміну *n*-ї ділянки, прийнятої за еталон.

Згідно виразу (2.12) операція приведення означає введення для фрагменту термограми масштабного множника

$$k = \frac{\sqrt[4]{\varepsilon_n} N_{n+1}}{\sqrt[4]{\varepsilon_{n+1}} N_n} \quad (2.14)$$

і паралельний переніс його на величину, яка рівна різниці сталих складових функцій, що описують розподіл радіаційних температур на n і $n + 1$

$$\Delta T_{рад} = \sqrt[4]{\varepsilon_n} \left(T_{e,n} + \frac{Q_{эмт} + Q_э}{N_n} \right) - \sqrt[4]{\varepsilon_{n+1}} \left(T_{e,n+1} + \frac{Q_{эмт+1} + Q_э}{N_{n+1}} \right). \quad (2.15)$$

Величина k рівна відношенню градієнтів радіаційної температури $\frac{\Delta T_n}{\Delta x_n} : \frac{\Delta T_{n+1}}{\Delta x_{n+1}}$, які визначаються справа і зліва від границі розділу ділянки. Припускається, що $grad_x q_{пол} = const$ в межах границі розділу. Остання умова в наслідок безперервного і плавного характеру функції $q_{пол}$ і малої величини інтервалу $\Delta x_n + \Delta x_{n+1} < 100$ м має місце в більшості випадків. Величину $\Delta T_{рад}$ можна знайти як різницю радіаційних температур $T_{рад,n}$ і $T_{рад,(n+1)}$ в околицях границь розділу ділянок, в межах яких $q_{пол} = const$. Проведення другого етапу дешифрування дозволяє усунути спотворений вплив сукупності екзогенних факторів, обумовлених видом поверхні.

Третій етап дешифрування зводиться до виключення неінформативних ділянок термограм, які обумовлені перетином маршруту зйомки з різними об'єктами, що екранують пошуковий сигнал (лісопосадки, дороги, водойми і т. д.), і в екстраполяції розподілу радіаційної температури досліджуваних областей на суміжних неінформативних ділянках.

Викладена методика апробована при обробці матеріалів зйомки, виконаних в ДДЗ в умовах рівнинного рельєфу місцевості, де кути нахилу поверхні відносно горизонту рідко перевищують $1 - 2^\circ$ і більша частина досліджуваної території зайнята під сільськогосподарськими угіддями. В цьому випадку більшість однорідних ділянок представляє собою сільськогосподарські поля з різними видами обробітки поверхні. Протяжність таких ділянок достатньо велика (300...1000 м), границі чітко визначені і добре фіксуються на термограмах, що і дозволяє успішно застосовувати вказаний метод.

При обробленні матеріалів інфрачервоної зйомки, виконаної в гірськоскладчастих областях, тобто в умовах складно розчленованого рельєфу досліджуваної поверхні їх інформативність в значній мірі знижується через малі розміри однорідних ділянок (за нахилом, експозицією схилів, рослинністю та ін.) поверхні і відсутності значних границь розділу між ними.

В деяких випадках такі ділянки практично неможливо виділити у зв'язку з безперервними змінами рельєфу місцевості вздовж маршруту зйомки. У зв'язку з цим була розроблена методика дешифрування

матеріалів інфрачервоної зйомки, що ґрунтується на аналізі добового і річного температурних режимів підстильної поверхні вздовж маршруту зйомки.

Відомо, що термодинамічна температура (T_n) земної поверхні, а також її радіаційний аналог ($T_{н,рад}$) можуть бути апроксимовані сумою двох тригонометричних поліномів (рядів Фур'є) з періодами основних гармонік, рівними 24 годин і 87 600 год/рік. Таким чином, температура земної поверхні може бути представлена у вигляді:

$$T_{н,рад} = T_{0,рад} + \sum_{i=1}^n (a_{i,рад} \cos i\omega_1 t + b_{i,рад} \sin i\omega_1 t) + \sum_{j=1}^m (a_{j,рад} \cos j\omega_2 t + b_{j,рад} \sin j\omega_2 t), \quad (2.16)$$

де T_0 — середньорічна температура поверхні; $a_{i,рад}$; $a_{j,рад}$; $b_{i,рад}$; $b_{j,рад}$ — амплітуди гармонічних коливань; ω_1 , ω_2 — кругові частоти коливання температури; індекси i та j — відповідно річні та добові коливання температури; t — час.

Таким чином, у виразі (2.15) складова

$$\sum_{i=1}^n (a_{i,рад} \cos i\omega_1 t + b_{i,рад} \sin i\omega_1 t) = T_{н,рад} \quad (2.17)$$

являє собою середньодобову температуру, яка змінюється протягом року, а складова

$$\sum_{j=1}^m (a_{j,рад} \cos j\omega_2 t + b_{j,рад} \sin j\omega_2 t)$$

описує її добовий хід зміни.

Перший етап дешифрування зводиться до визначення середньодобових радіаційних температур $T_{н,рад}$ елементарних ділянок підстильної поверхні, розташованих вздовж маршруту зйомки, згідно значень зафіксованих в різний період доби на цих ділянках. Визначення $T_{н,рад}$ за експериментальними даними проводиться за методом найменших квадратів.

Перехід від миттєвих значень радіаційної температури до середньодобових дозволяє виключити температурні контрасти, обумовлені нерівномірним розподілом короткохвильової радіації на різно орієнтовані, з різними кутами нахилу ділянки поверхні, а також відмінностями в теплофізичних характеристиках приповерхневих шарів ґрунту та іншими екзогенними факторами, що проявляються в добовому температурному режимі підстильної поверхні.

Другий етап дешифрування включає врахування різної експозиції експериментальних ділянок підстильної поверхні на формування її середньодобової температури за допомогою введення поправок, що дозволяють привести середньодобову температуру нахиленої поверхні до горизонтальної. Значення цих поправок визначається різницею середньодобових значень еквівалентних температур для ділянок горизонтальної і нахиленої поверхонь.

Така можливість існує завдяки близьким значенням, які приймають еквівалентна середньодобова характеристика середовища і середньодобова температура поверхні.

Дійсно, згідно виразу для середньодобового теплового потоку на поверхні Землі

$$q_{nc} = T^a (\lambda c \omega)^{1/2} \sin(\omega t + \varphi_0 + \frac{\pi}{4}), \quad (2.18)$$

де q_{nc} — середньодобовий потік тепла в ґрунт; $T^a = 25^\circ\text{C}$ — амплітуда середньодобових коливань температури на поверхні; $\lambda = 8.79 \cdot 10^{-1} \text{ Вт/м}^\circ\text{C}$; $c = 2.51 \cdot 10^2 \text{ Дж/м}^\circ\text{C}$; $\omega = \frac{2\pi}{\tau}$; $\tau = 1 \text{ рік } (3.15 \cdot 10^7 \text{ с})$. Максимальне значення q_{nc} , що спостерігалось в червні склало $16\text{--}25 \text{ Вт/м}^2$, а в вересні-жовтні значення q_{nc} не перевищує $20.9 \cdot 10^{-1} \text{ Вт/м}^2$. Тоді у відповідності з рівнянням теплового балансу $q_{nc} = N_e (T_{nc} - T_{e,c})$ для середніх значень $N_e = 12.57 \text{ Вт/м}^2$ різниці $T_{nc} - T_{e,c}$ для вказаних значень q_{nc} складають 0.5 К і 0.05 К відповідно.

Згідно з виразом (2.9) рівняння для визначення різниці еквівалентних температур горизонтальної і нахиленої ділянок поверхні можна записати у вигляді

$$\Delta T_{e,c} = \frac{(1-r^2)q^2_{pk,c} + A^2_{2pg} + A^2_{2u} + A^2_{2k}}{N_e^2} - \frac{(1-r^2)q^u_{pk,c} + A^u_{2pg} + A^u_{2u} + A^u_{2k}}{N_e^u}, \quad (2.19)$$

де $q_{pk,c}$ — величина сумарної середньодобової радіації; g і h — горизонтальна і під нахилом ділянки.

Величина $q^u_{pk,c}$ нахиленої вільно орієнтованої ділянки поверхні може бути визначена через $q^g_{pk,c}$

за допомогою відносних значень $k = \frac{q^u_{pk,c}}{q^g_{pk,c}}$.

Таблиці значень коефіцієнтів для різних широт, періодів року і експозиції схилів, розрахованих на основі матеріалів Головної геофізичної обсерваторії, приведені в монографії [15].

Припускаючи, що величина $\Delta T_{e,c}$ обумовлена головним чином різницею величин $q^u_{pk,c}$ і $q^g_{pk,c}$, а величини потоків тепла q_{pg} , q_u , q_k , альbedo r на нахиленій та горизонтальній ділянках відповідно рівні, отримаємо спрощену формулу для визначення $\Delta T_{e,c}$

$$\Delta T_{e,c} = \frac{(1-r)q^g_{pk,c}(1-k)}{N_e}. \quad (2.20)$$

Приведення середньодобових температур нахилених ділянок поверхні T_{nc} , розташованих вздовж маршрутів зйомки, до горизонтальної поверхні здійснюється за формулою

$$T_{nc} = T^u_{nc} + \Delta T_{e,c}. \quad (2.21)$$

Третім етапом дешифрування матеріалів зйомки

являється побудова карти згідно приведених значень T_{nc} .

2.1.6. Дослідна перевірка методу дистанційної геотермічної зйомки для пошуків нафти і газу в Дніпровсько-Донецькій западині

Для відпрацювання пошукових критеріїв на нафту і газ при дистанційній тепловій зйомці проведені наземні вимірювання температур і в неглибоких свердловинах на типових ділянках (дослідних площах). Такими площами є ділянки над відомими структурними і неструктурними пастками, заповненими нафтою і газом, а також непродуктивні ділянки. В якості дослідних площ були обрані Прилуцьке і Леляківське нафтові, Руденківське газонафтове родовища, що характеризуються типовими умовами для даної нафтогазоносною провінції [1].

На всіх дослідних площах були проведені такі наземні геотермічні дослідження:

1) виконання посезонних вимірювань температур і відбору зразків порід на газовий, хімічний і мікробіологічний аналізи в різноглибинних свердловинах (через 1 м при глибині свердловин від 1 до 8 м) на профілях, які перетинають дослідні площі, з метою виявлення формування нафтогазопошукового геотермічного сигналу в приповерхневих шарах;

2) виконання посезонних цілодобових контактних вимірювань температури приповерхневих шарів на профілях, які перетинають дослідні площі, з метою виявлення як геотермічних критеріїв дистанційних пошуків покладів нафти і газу, так і основних природних процесів і факторів, які деформують пошуковий геотермічний сигнал (рис. 2.8).

При виділенні дослідних площ враховувалася типізація структурно-тектонічних, літологічних, гідрогеологічних факторів, а також тип продуктивного покладу, тобто основні критерії, що визначають особливості геотермічного поля над нафтогазовими родовищами, щоб при схожості одних ознак спостерігалася відмінність інших. Наприклад, Леляківська нафтопродуктивна площа, яка містить поклад у складці, відрізняється від Прилуцької нафтопродуктивної площі відсутністю тектонічного екранування покладу і перетоків підземних вод. Качанівська нафтогазопродуктивна площа, яка містить поклади в багат шаровому тектонічно екранованому зведенні, є для цього класу родовищ ДДЗ типовою. Руденківська дослідна площа була обрана для досліджень головним чином внаслідок того, що в її межах вже був виконаний значний обсяг знімальних, пошукових і розвідувальних геолого-геофізичних робіт (гелієва і геотермічна зйомка, сейсморозвідувальні і електророзвідувальні роботи й ін.). Тому представляло інтерес провести тут різноглибинну наземну і дистанційну геотермічну зйомку, виявивши ступінь зв'язку отриманих роз-

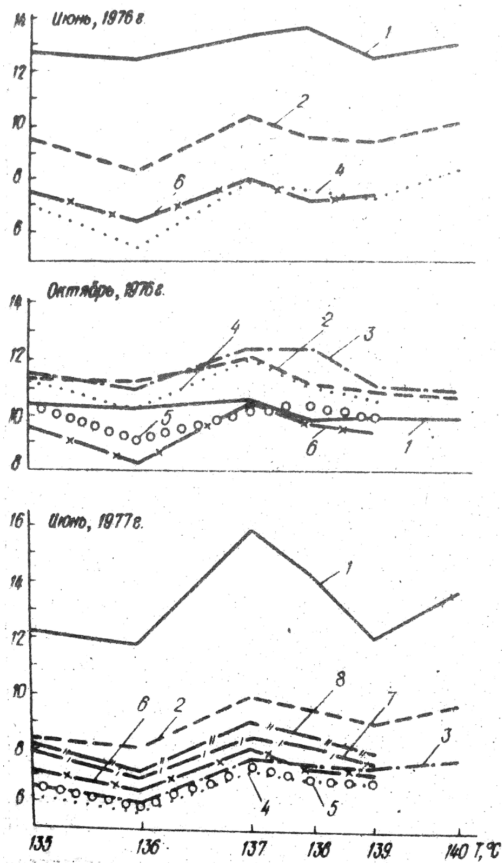


Рис. 2.8. Результати режимних різноглибинних геотермічних досліджень на Прилуцькому нафтовому родовищі ДДЗ. Цифри біля графіків вказують глибину в м

2.2. Диз'юнктивні критерії виявлення нафтогазоперспективних ділянок з використанням методів ДЗЗ

Розривні порушення у зовнішніх компонентах сучасного ландшафту земної поверхні (рельєф, гідрографічна і ерозійна мережі, літологічний склад поверхневих відкладів і ґрунтів, рослинний покрив, атмосфера тощо) і, відповідно, на даних ДЗЗ проявляються численними дешифрувальними ознаками (геоіндикаторами), приналежними до різних груп, а також їх поєднаннями (комбінаціями). У різних ландшафтно-кліматичних і структурно-тектонічних (геолого-структурних) умовах ці геоіндикатори та їх набори є різними. Зазвичай саме за ними з використанням даних ДЗЗ дешифруються лінементи та їх зони, що здебільшого інтерпретуються як різнорангові диз'юнктивні порушення земної кори. Вони створюють своєрідний каркас розломно-блокової будови території.

Якщо лінементні об'єкти не знаходять свого підтвердження як структури розривного характеру, то фахівцями здебільшого інтерпретуються як лінійні зони підвищеної тріщинуватості та напружено-деформаційного стану гірських порід без істотних просторових зміщень (або амплітуди таких зміщень дуже незначні), а також як флексурні

поділів температур з іншими геофізичними і геохімічними факторами.

Дослідно-методичні роботи по експериментальному обґрунтуванню дистанційних геотермічних пошуків нафтогазових покладів ґрунтуються на результатах істотного обсягу польових робіт, виконаних, переважно, в межах Руденківської газонафтової площі і суміжних з нею територій ДДЗ.

У зв'язку з необхідністю розробки методики проведення дистанційної інфрачервоної зйомки і дешифрування її матеріалів для пошуків нафти і газу в ІГН були виконані разові і режимні дистанційні вимірювання радіаційної температури земної поверхні (в діапазоні довжин хвиль 8–13 мкм) за допомогою трасового літакового інфрачервоного радіометра із загальною протяжністю маршрутів 2 270 км. Були визначені також теплофізичні властивості ґрунтів приповерхневої зони в межах дослідних ділянок (тепло- і температуропровідність) і їх залежність від ступеня зволоженості зразків (всього 750 визначень).

Експериментальні геотермічні дослідження в межах нафтогазопродуктивних площ і над непродуктивними ділянками надр дали змогу зробити висновки, що над нафтогазовими покладами в приповерхневих шарах і на земній поверхні (від глибини 8 м і не менше) існують позитивні температурні аномалії, величина яких вимірюється від часток градуса до 2°C, а максимальні значення зазвичай приурочені до інтервалу глибин від 1 до 6 м.

зони. В їх межах мають місце процеси розуцільнення, дробіння або стиснення гірських утворень, внаслідок чого останні зазнають дезінтеграції (деструкції) з вірогідним розвитком незначних складчастих і диз'юнктивних дислокацій. За деякими з цих зон відбувається інтенсифікація процесів, що згодом переважно призводить до утворення диз'юнктивних деформацій.

Результати вивчення розривних порушень мають важливе значення при виділенні ділянок, перспективних для постановки першочергових нафтогазоперспективних робіт (регіональному прогнозу), а також при передбаченні зон розвитку локальних структур і окремих об'єктів в їх межах — потенційних антиклінальних і комбінованих пасок ВВ — на стадії зонального і локального прогнозування. Це аргументується тим, що диз'юнктивні дислокації істотно впливали на формування і розміщення локальних чітко і слабо виражених піднять осадочного чохла (а на бортах і кристалічного фундаменту) в різних тектонічних зонах нафтогазоносних регіонів. Адже диференційовані рухи блоків земної кори по розривах різних мор-

фогенетичних типів зумовлювали інтенсивне складкоутворення. При цьому інтенсивний розвиток складчастості, підвищена концентрація складок, локальних структур осадочного чохла інших морфологічних різновидів відбуваються в зонах різкої зміни градієнта товщини порід, які змінюються.

Так, поздовжні лінійні об'єкти в регіонах здебільшого контролювали ділянки з відмінними геотектонічними режимами, відігравали великий вплив на умови осадконакопичення. Особливості їх геотектонічного розвитку протягом етапів геологічного часу, що визначалися найбільш інтенсивним осадконагромадженням, вірогідно зумовлювали закономірності площового розповсюдження фацій відповідних відкладів у межах утворених ними щаблів терасоподібних сходин, а також розташування локальних структур, а отже значною мірою визначали і закономірності в розміщенні зон потенційного нафтогазонакопичення. Зони нафтогазонакопичення являють собою сукупність суміжних і схожих за будовою родовищ, які належать до єдиного структурного або літолого-фаціального елемента [20, 21].

Проаналізовані факти вказують на те, що поперечні до простягання регіонів розривні порушення розташовувалися на границях палеодепресій і палеовиступів (або відповідні цим зонам структури контролювали розповсюдження тектонічних елементів різної морфології, а отже — відмінних за геологічною будовою). Відомо, що у процесі осадконагромадження депресії були зонами максимального накопичування відкладів, а підняття, навпаки, сприяли розмиву осадків, які відкладалися, і скороченню їхньої товщини. У початкові періоди морських трансгресій депресії першими занурювалися під рівень вод і були зонами відкладів грубокластичних седиментів. У подальшому в них нагромаджувалися тонкокластичні та хомогенні літологічні різновиди.

Підняття в початковий період морських трансгресій були певною мірою зонами розмиву відкладів. У подальшому в їхніх межах відбувалася седиментація відносно більш грубокластичного матеріалу, ніж у депресіях. Ретельний аналіз фаціальних особливостей порід, який виконано рядом фахівців у межах ДДЗ [22], показує, що концентрація фацій, які найпридатніші для акумуляції нафти і газу, відбувалася на проміжних ділянках між максимумами депресій і підняття. Мабуть, це пояснюється тим, що в цих місцях проходила відносно різка зміна швидкостей морських течій. Імовірно, поздовжні та поперечні зони відігравали важливу роль у формуванні відомих і передбачуваних пасток ВВ, які планово до них тяжіють, локалізуючись по їх простяганням у опущених або припіднятих крилах блоків.

Практичне нафтогазопозшукове значення виділених або уточнених у межах регіонів за результатами дешифрування даних ДЗЗ розломів і розривів

земної кори, активних у новітній тектонічний етап, полягає також у позитивній оцінці нафтогазонності ділянок і зон, що просторово до них тяжіють, а також локальних об'єктів, які вони містять. Це аргументується статистично встановленою в межах більшості нафтогазодобувних регіонів різних платформних областей закономірністю просторової приуроченості продуктивних структур до зон диз'юнктивів фундаменту, які характеризуються новітньою активізацією рухів, особливо до ділянок найрізкіших градієнтів інтенсивності новітніх тектонічних рухів [23].

Великий пошуковий інтерес викликають місця (вузли) перетинів зон різноспрямованих розривних порушень, насамперед поздовжніх і поперечних стосовно простягання регіонів. Сприятливими для пошуків потенційних пасток ВВ райони вузлів різноспрямованих диз'юнктивів можна вважати на підставі того, що вони є ділянками з інтенсивним розвитком геофлюїдодинамічних процесів у земній корі, зокрема, на новітньому етапі тектогенезу зважаючи на їх геоіндикаційну вираженість. Адже для них притаманне накладене поле знакозмінних механічних (сейсмоакустичних) напружень тривалого в часі впливу, що приводить до виникнення та дії ефекту багатократного зростання проникності гірських утворень, який сприяє прискореному переносу води і розчинених у ній ВВ через пористі породи [24, 25]. Встановлено також [24, 25], що зони розуцільнення порід, що характеризуються підвищеною тріщинуватістю і проникністю, відповідають зонам аномально низьких напружень.

Як наслідок, ці тектонічні вузли являють собою потенційні канали, своєрідні "дренажні" зони субвертикальної проникності різноманітних флюїдів (зокрема, вуглеводневих), тепла, різночастотних сейсмоакустичних (включаючи звукові, ультразвукові) хвиль та інших видів енергії з глибоких горизонтів літосфери. В умовах дії постійно існуючого поля пружних напружень і хвильових коливань вони можуть істотно впливати на процеси десорбції, міграції в колекторські горизонти і зони накопичення і локалізації нафти і газу під час формування їх покладів.

Так, встановлено [26], що вузли перетину виявлених у межах УЩ шести систем розломів [27] контролюють у ДДЗ понад 75% усіх відомих родовищ ВВ. Зокрема, найбільшою частотою характеризуються напрямки 62° і 332° (близько 44%), вклад ще двох суттєвий: 77° і 347° —23%, 45° і 315° —12% [28]. Нафтогазові поклади карбону більшою мірою пов'язані з вузлами перетину розломних структур напрямків 62° — 332° (частота 47%), а родовища, сконцентровані в пермських відкладах, контролюються здебільшого системою 77° — 347° (частота 57%).

Впливом тектонодинамічних факторів також часто може зумовлюватися утворення власне колекторських емностей у гірських породах, включаючи

вторинні, як показано в роботі [29]. При цьому їх просторовий прояв повинен носити лінійно-осередковий, спорадичний характер. Таким чином, локальні об'єкти акумуляції вуглеводневої сировини слід шукати поблизу вузлів перетину диз'юнктивів, латеральні переміщення флюїдів від яких у залежності від характеру і потужності тектонічних напруг можуть відбуватися на відстані кількох десятків кілометрів [24, 25].

Перспективи нафтогазоносності порід кристалічного фундаменту на території різних нафтогазоносних регіонів наразі пов'язуються з гіпсометрично піднесеними бортовими і прибортовими їхніми частинами. Так, на думку [30], до якої ми теж схилиємося [31, 32], найсприятливішими місцями локалізації пасток ВВ у докембрійських утвореннях у цих умовах є підняті горстоподібні блоки в межах зон тектонічних порушень, що розмежують блоки різних порядків, та областей впливу зсувних дислокацій, а також власне лінійні зони активізації, зони лінементів та вузли їхніх перетинів і розщеплень. При цьому продуктивна частина кристалічних верств може бути утворена зонами розущільнення внаслідок тектонічної регіональної тріщинуватості або існування численних локальних розривів, палеоерозійної дезінтеграції, вивітрювання і вилуговування та являє собою переважно тріщинно-кавернозний колектор нафти і газу [33].

До встановлених або передбачуваних за даними ДЗЗ у межах різних нафтогазоносних регіонів неотектонічно активних диз'юнктивних зон поздовжнього спрямування, місць їх перетинання з зонами

поперечного напрямку здебільшого приурочені відомі за даними сейсмозвідки і глибокого буріння та прогнозні локальні структури [23, 31, 32, 34-39]. Групууючись, локальні об'єкти відображають зони неотектонічних піднять (або структурні лінії), які загалом теж мають поздовжнє або поперечне до регіонів простягання.

Локальні структури, що тяжіють до вузлів перетину вказаних лінійних утворень, визначаються перспективними для міграції та накопичення ВВ виходячи з таких міркувань. Зони поздовжніх розривних порушень, будучи відносно зяючими, такими, що тривало розвиваються, є шляхами для проникнення флюїдів, зокрема й нафтогазового ряду. Натомість зони поперечних диз'юнктивів і прилегли до них площі представляють ділянки, за словами [40], позитивного здавлювання блоків земної кори, таким чином відіграючи роль екранів і пасток [38]. У випадках перекриття породами з добрими екранувальними властивостями ці ділянки можуть бути дуже сприятливими для міграції та нагромадження нафтогазових покладів.

Отже, проблемно орієнтоване використання даних ДЗЗ дозволяє досить впевнено простежувати по площі закартовані геолого-геофізичними методами або прогнозувати наявність раніше невідомих розривних порушень різних рангових порядків, уточнювати їх просторову орієнтацію і конфігурацію, а також утворених ними блокових полів, оцінювати ступінь їх неотектонічної активності, виявляти локальні неотектонічні аномалії, з якими пов'язані нафтогазопокладні об'єкти різноманітних морфогенетичних типів.

2.3. Методи просторової інтерполяції геолого-геофізичних і дистанційно отриманих параметрів

Актуальною на сьогоднішній день залишається проблема виявлення якісних і кількісних причинно-наслідкових зв'язків між наявністю покладів якихось корисних копалин та оптико-фізичними параметрами і характеристиками компонентів ландшафту (зокрема, вимірними за матеріалами ДЗЗ). Для прийняттого вирішення цієї проблеми необхідно, насамперед, відповідне інформаційно-аналітичне забезпечення. Останнє, на наш погляд, передусім передбачає обґрунтування і вибір представницьких тестових ділянок, в межах яких відомі родовища, прояви або прогнозуються концентрації цих мінеральних ресурсів, підбір апріорної геолого-геофізичної інформації, а також даних багатоспектрального космічного знімання, які є в наявності по території полігонів. Необхідною умовою представлення апріорних геолого-геофізичних даних є надання їх у цифровій формі. Окрім того, ці дані повинні бути регуляризованими по всій площі того чи іншого полігону за критеріями просторової співрозмірності з просторовим розрізненням

матеріалів ДЗЗ для виконання подальшого їх інформаційного інтегрування. Все це вимагає застосування спеціалізованого програмно-аналітичного забезпечення.

Отож більшість моделей, що застосовуються для описування процесів на земній поверхні, вимагають вхідних даних за регулярною мережею (або сіткою) з відповідною щільністю, яку не завжди забезпечують існуючі системи спостережень. За таких умов, природно, відбувається постійне вдосконалення систем спостережень, розробка нових методик збору даних, розвиток калібрувально-завіркових полігонів тощо. Як правило, методики попереднього оброблення даних спостережень, які оптимально відповідають потребам моделювання, базуються на використанні різного роду математичних методів апроксимації, інтерполяції, екстраполяції тощо.

Використання математичних методів просторової інтерполяції різноманітних геолого-геофізичних даних з метою отримання попередніх відомостей стосовно перспективності на корисні копали-

ни поки що нерозвіданих ділянок в межах території з вже відомими родовищами, а також тими, що експлуатуються, є доцільним на етапі пошуково-розвідувальних робіт, котрий передувє високо вартісним і трудомістким польовим дослідженням. Ці методи спрямовані на отримання регуляризованих, відповідним чином (рівномірно з визначеним кроком) розподілених у певній системі координат вишукваних даних. Методи отримали назву “даунскейлінг” (downscaling) або “зменшення розмірності”.

Застосування методів даунскейлінгу за умови однорідності геологічної будови території досліджень та відомих інформативних ознак родовищ (покладів) дає можливість на основі матеріалів з низькою розрізнявальною здатністю по існуючих нерівномірно розподілених родовищах отримувати регуляризовані масиви даних, які відповідають заданим вимогам моделювання й дозволяють мінімізувати похибки, що притаманні системам спостережень [41]. Ці масиви даних можуть характеризувати перспективність на корисні копалини конкретних ділянок в межах усього району робіт. Сукупність інформативних ознак, що визначають наявність рудоносних або нафтогазових покладів (родовищ), являють собою своєрідні поля природного середовища у вигляді випадкових функцій просторових координат. З множини відомих, математично добре обґрунтованих і розроблених методів просторової інтерполяції даних нижче розглянемо теоретико-методичні аспекти використання двох з них — методу оптимальної інтерполяції Колмогорова і криґінг-методу детермінованої інтерполяції — з метою регуляризації товщин і глибин залягання відкладів гірських порід, що можуть бути перспективними на пошуки покладів ВВ.

Отже, відомі значення товщини (або глибини залягання) нафтогазоперспективного комплексу позначимо як $f_0(x_i)$, де x_i належить множені свердловин, що прийняті за еталон, й позначених як I_e . Необхідно на відібраних для досліджень площах оцінити можливу товщину/глибину залягання комплексу. Перелік цих площ визначається на основі теорії нечітких множин і багатокритеріальної оптимізації за найбільшою відповідністю сукупності всіх інформативних ознак площ, що досліджуються, характеристикам еталонних свердловин [42, 43], що в нашому разі обґрунтовує правомірність використання методу просторової інтерполяції.

Математично це можна представити таким чином: відома інформація по території інтересу характеризується набором $n + 1$ з інформаційних характеристик (ознак), які позначаються як:

$$f_j(x_i), x_i \in I = I_e \cup I_u \cup I_\varepsilon, j = \overline{0, n}, \quad (2.22)$$

де I — усі площі району, I_e — еталонні площі з відомими значеннями товщини (або глибини залягання) нафтогазоперспективного комплексу; I_u — площі, що досліджуються, для яких визначаються значення товщини/глибини залягання комплексу; I_ε — безперспективні площі, що виключені з подальшого розгляду.

Нехай I_e містить m площ, $m < M$, де M — загальна кількість площ (вузлів інтерполяції), що аналізуються нижче. Для зручності й визначеності позначимо площі m як p_i , де $i = \overline{1, m}$. I_u — інші $M - m$ площі позначимо як q_j , де $j = \overline{1, M - m}$, для яких визначені значення лише для n ознак, $j = \overline{1, n}$. Тут не розглядаються площі, які відсіялися на етапі багатокритеріального аналізу відомих ознак.

Необхідно виконати інтерполяцію з тих точок, де є наявні виміри, у всі визначені вище перспективні вузли району, що розглядається. Тобто необхідно вирахувати значення ознаки, що інтерполюється (у нашому випадку можливу товщину/глибину залягання комплексу), для всіх перспективних вузлів (площ) —

$$f_0(q_j), \forall q_j, j = \overline{1, M - m} \quad (2.23)$$

за відомими значеннями товщини (або глибини залягання) комплексу в еталонних вузлах $f_0(p_i)$. Метою оптимальної інтерполяції є знаходження оцінки вишукваних значень товщини/глибини залягання відкладів на деякій множині точок $\{q_j\}$, що забезпечує мінімум математичного очікування квадрата похибки цієї оцінки відносно істинного її значення, тобто мінімум величини:

$$\varepsilon^2 = E\{(f_0(q_j) - f(q_j))^2\}. \quad (2.24)$$

Значення товщини (або глибини залягання) на виділених площах можна визначити **методом оптимальної інтерполяції Колмогорова** [44].

Розв'язання задачі. Принцип Колмогорова твердить, що найкращою оцінкою (у класі лінійних оцінок) є умовне стосовно до спостережень середнє значення:

$$f_0(q_j) = \sum_{i=1}^m b_{ji} f_0(p_i). \quad (2.25)$$

Задача пошуку оптимальної оцінки $f_0(q_j)$, таким чином, зводиться до пошуку значень вагових коефіцієнтів b_{ji} . За методом Колмогорова, система рівнянь

$$B_f(q_j - p_i) = \sum_{k=1}^N b_{jk} B_u(p_k - p_i) \quad (2.26)$$

дозволяє визначити всі необхідні вагові коефіцієнти інтерполяції для вирахування значень $f_0(q_j)$. Тут $B_u(p_k - p_i)$ — матриця значень автокореляційної функції (АКФ) між кожною парою точок, у яких відомо значення “поля” товщин/глибини залягання досліджуваного комплексу (між кожною парою

еталонних вузлів), а $B_f(q_j - p_i)$ — вектор значень АКФ для відстаней від точки, для якої оцінюється значення “поля”, до кожної з точок з відомим значенням “поля”.

Просторові кореляційні функції полів, що інтерполюються, зазвичай вибудовують наближено за окремими значеннями у подібних за просторовою мінливістю районах. Оскільки кореляційна функція є осередненою характеристикою поля і через це змінюється більш повільно, ніж власно поле, то отримавши її оцінку в одному місці поля, можна використовувати її в інших місцях.

Сутність колмогоровської інтерполяції полягає у тому, що точка, в якій відновлюється значення, пов'язана з еталонними точками кореляційними і взаємними кореляційними залежностями. Коефіцієнти інтерполяції в першому наближенні пропорційні коефіцієнтам кореляції між точкою інтерполяції та точками вимірів. Коефіцієнт взаємної кореляції враховує вплив на значення функції в точці інтерполяції значення в кожній з точок, для яких це значення відомо. Тобто коефіцієнт взаємної кореляції вираховується для точки, що інтерполюється, з кожною з відомих (еталонних) точок, тим самим будується вектор значень кореляційної функції.

Оскільки розглядається просторова кореляція, то кореляційна функція є функцією відстані й будується шляхом розрахунку значень для певних відстаней. Для задовільної оцінки значень кореляційної функції потрібно набрати, принаймні, 8–10 пар еталонних точок, що розташовані приблизно на однаковій відстані одна від одної (однакові зсуви). У нашому випадку $n = 2$, тобто простір є двовимірним і відстань між точками визначається відомою формулою відстані:

$$d(p_1, p_2) = \sqrt{(x(p_1) - x(p_2))^2 + (y(p_1) - y(p_2))^2}. \quad (2.27)$$

Надалі потрібно утворити добуток значень поля у цих точках і вирахувати середнє арифметичне з цих добутків. Ця процедура дасть одне значення кореляційної функції при даному аргументі — зсуві. Отримавши таким способом декілька точок, можна побудувати апроксимуючу функцію для оцінки кореляційної функції.

Апроксимувавши кореляційну функцію, вираховуємо матрицю і стовбець вільних членів для системи Колмогорова (2.26). Розв'язавши її, визначаємо коефіцієнти для лінійного розкладання (2.25), яке дає нам значення вишукуваного параметра (наприклад, товщини нафтогазоперспективного комплексу) в точці, що розглядається. Для кожної точки множини I_u будемо свій вектор вільних членів і розв'язуємо систему лінійних рівнянь (2.26).

Просторова кореляційна функція являє собою графік функції, що залежить від одного аргументу — відстані між двома точками поля. Точки цього графіка є коефіцієнтами кореляції між кожною

парою точок поля. Таким чином, коли потрібно визначити коефіцієнт кореляції між двома точками поля, вимірюють відстань між ними і визначають значення коефіцієнта кореляції як значення апроксимованої кореляційної функції від отриманої відстані.

У системі рівнянь оптимальної інтерполяції (2.26) використовуються коефіцієнти кореляції між точкою території, куди виконується інтерполяція, і точками вимірів (еталонними), а також коефіцієнти кореляції між еталонними точками. Враховуються взаємні статистичні зв'язки між еталонними точками. Їхні значення також визначаються як значення апроксимованої кореляційної функції від відповідних відстаней між еталонними точками. Отримавши кореляційну функцію, вираховуємо матрицю і стовбець вільних членів для системи Колмогорова і розв'язуємо її. Нижче, у п. 2.5 на конкретному прикладі детальніше розглянемо результати практичного застосування методу оптимальної інтерполяції Колмогорова для регіонального оцінювання товщин нафтогазоперспективних відкладів по площі.

Кригінг-метод детермінованої інтерполяції

Насамперед звернімося і ретельніше розглянемо власне проблему оцінювання значення безперервної змінної V у довільній точці x (з координатами X, Y) двовимірного простору (площі) I . Підставою для цього буде служити набір з n вимірювань, зроблених у точках x_1, x_2, \dots, x_n простору. Базовою моделлю оцінювання в геостатистиці є кригінг. Термін кригінг був узятий на озброєння для позначення сімейства алгоритмів просторової регресії. Досить детально теоретичні засади кригінг-методу висвітлені у праці [45]. Отож у своїй публікації використаємо основні постулати теорії, що в ній схарактеризовані.

Усі моделі сімейства кригінгу так чи інакше зводяться до лінійної регресійної оцінки:

$$V^*(x) - m(x) = \sum_{i=1}^n w_i(x) [V(x_i) - m(x_i)], \quad (2.28)$$

де $V^*(x)$ — це оцінка значення $V(x)$; $w_i(x)$ — ваги, що привласнюються даним $V(x_i)$, які, в свою чергу, є реалізаціями просторової змінної V . Значення $m(x)$ і $m(x_i)$ є математичними очікуваннями (середніми) просторових змінних $V(x)$ і $V(x_i)$. Кількість даних n , що використовуються для оцінювання, як і їх ваги можуть змінюватися залежно від точки оцінювання x .

Вважатимемо, що модель поведінки просторових даних будується у вигляді невідомої випадкової функції V , яка є функцією випадкових змінних $\{V(x), V(x_1), \dots, V(x_n)\}$. При цьому значення $V(x_1), \dots, V(x_n)$ задані у вигляді вихідних даних і являють собою єдину реалізацію випадкових змінних у відповідних точках простору, а значення невідомо.

Випадкова функція $V(x)$ зазвичай розкладається на дві компоненти — детерміністичний тренд $m(x)$ і випадкову нев'язку $R(x)$:

$$V(x) = R(x) + m(x). \quad (2.29)$$

Компонента нев'язки $R(x)$ моделюється як стаціонарна випадкова функція з нульовим математичним очікуванням $mR(x)$ і коваріацією $C_R(b)$:

$$m_R(x) = E\{R(x)\} = 0, \quad (2.30)$$

$$\text{Cov}\{R(x), R(x+b)\} = E\{R(x)R(x+b)\} = C_R(b). \quad (2.31)$$

Математичне сподівання просторової змінної V у точці x , таким чином, дорівнюватиме значенню тренда:

$$E\{V(x)\} = m(x). \quad (2.32)$$

Перша умова, якій задовольняють всі моделі кригінгу — це незміщеність оцінки (2.28) у точці x (середнє значення помилки оцінювання дорівнює нулю):

$$R^*(x) = V^*(x) - V(x), \quad (2.33)$$

$$E\{R^*(x)\} = 0. \quad (2.34)$$

Нагадаємо, що тут $V^*(x)$ — це оцінка значення $V(x)$, яке невідомо.

Наступною умовою, яка використовується для отримання рівнянь кригінгу, є умова мінімізації варіації помилки, що дає “найкращу” в статистично-мозумінні оцінку:

$$\sigma_R^2(x) = E\{(R^*(x) - m_R(x))^2\}. \quad (2.35)$$

Розрізняють три типи кригінгу залежно від моделі тренда $m(x)$: простий (*Simple kriging, SK*), звичайний (*Ordinary kriging, OK*) і універсальний (*Universal kriging, UK*). Нижче детальніше розглянемо особливості звичайного кригінгу, оскільки саме з допомогою цього типу методу, що характеризується, вирішуватимемо поставлені завдання з просторової інтерполяції даних.

Звичайний кригінг (*Ordinary kriging*) — це метод інтерполяції, який належить до одного з тих, що найбільш часто використовуються в геостатистиці. Цей метод має властивість “найкращого лінійного незміщеного оцінювача” (*B.L.U.E. — best linear unbiased estimator*). Як випливає з (2.28), метод є лінійним. Незміщеність забезпечується умовою (2.34). Термін “найкращий” означає, що ваги w_i у (2.28) вибираються так, щоб мінімізувати варіацію помилки σ_R^2 (2.35).

Звичайний кригінг передбачає, що значення середнього $m(x)$ в області досліджень S невідомо, але постійно:

$$m(x) = m = \text{const}, \text{ невідомо } \forall (x) \in A(x). \quad (2.36)$$

Умова (2.36) дозволяє переписати вираз (2.28) в іншому вигляді:

$$V^*(x) = \sum_{i=1}^n w_i \cdot V(x_i) + \left[1 - \sum_{i=1}^n w_i\right] \cdot m. \quad (2.37)$$

Якщо підставити (2.37) в умову незміщеності (2.34), то отримаємо:

$$E\{V^*(x) - V(x)\} = E\left\{\sum_{i=1}^n w_i \cdot V(x_i)\right\} - E\{V(x)\} - \left[1 - \sum_{i=1}^n w_i\right] \cdot m = 0. \quad (2.38)$$

Тобто умова незміщеності для рівняння (2.37) виконано автоматично, якщо сума ваг дорівнює одиниці:

$$1 - \sum_{i=1}^n w_i = 0. \quad (2.39)$$

Таким чином, оцінка звичайного кригінгу обчислюється за формулою:

$$V^*(x) = \sum_{i=1}^n w_i \cdot V(x). \quad (2.40)$$

Ваги w_i повинні бути обчислені при обмеженні (2.39).

Тепер звернімося до аналізу варіації помилки σ_R^2 (2.35) для звичайного кригінгу. За визначенням

$$\begin{aligned} \text{Var}\{R(x)\} &= E\{(R(x) - m_R(x))^2\} = \\ &= E\{R^2(x)\} - m_R^2(x) = E\{R^2(x)\}, \end{aligned} \quad (2.41)$$

що відповідає умові (2.34). Тоді

$$\begin{aligned} E\{R^2(x)\} &= E\{[V^*(x) - V(x_0)]^2\} = \\ &= E\{[(V^*(x) - m) - (V(x) - m)]^2\} = \\ &= \text{Var}\{V^*(x)\} - 2 \cdot \text{Cov}\{V^*(x) - V(x)\} + \text{Var}\{V(x)\}. \end{aligned} \quad (2.42)$$

Тепер вимагатимемо від функції V , щоб вона задовольняла внутрішній гіпотезі [45]. Тоді всі написані тут коваріації існують. Використовуючи (2.39) і (2.40), отримаємо:

$$\text{Var}\{V^*(x)\} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n w_i w_j C_{ij}, \quad (2.43)$$

де C_{ij} — коваріації випадкових змінних $\text{Cov}\{V_i, V_j\}$, $i, j = 1, \dots, n$.

Варіація невідомої випадкової змінної $V(x)$ також існує і дорівнює апріорній варіації вихідних даних:

$$\text{Var}\{V(x)\} = \sigma^2 = \text{const}. \quad (2.44)$$

Другий доданок у (2.42) з урахуванням (2.39) і (2.40) дорівнює:

$$2 \text{Cov}\{V^*(x) - V(x)\} = 2 \sum_{i=1}^n w_i C_{i0}. \quad (2.45)$$

У результаті отримуємо:

$$\sigma_R^2 = \sigma^2 + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n w_i w_j C_{ij} - 2 \sum_{i=1}^n C_{i0}. \quad (2.46)$$

Тепер, щоб зробити простий кригінг “найкращим” у статистичному сенсі, потрібно підібрати ваги w_i так, щоб вони мінімізували (2.46) при обмеженні (2.39). Розв’язок такої задачі стандартний і отримується утворенням з (2.46) лагранжіана шляхом включення до нього умови (2.39) з вагою μ . Вага μ , як відомо, називається множником Лагранжа:

$$L = \sigma^2 + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n w_i w_j C_{ij} - 2 \sum_{i=1}^n C_{i0} - 2\mu \left(\sum_{i=1}^n w_i - 1 \right). \quad (2.47)$$

Для мінімізації лагранжіана (2.47) необхідно обчислити частинні похідні від нього по всім вагам w_i по μ і прирівняти їх до нуля. У результаті виходить наступна система з $n+1$ рівнянь звичайного кригінгу:

$$\begin{aligned} \sum_{j=1}^n w_j C_{ij} + \mu &= C_{i0}, \quad \forall i = 1, \dots, n; \\ \sum_{i=1}^n w_i &= 1. \end{aligned} \quad (2.48)$$

Система рівнянь вирішується відносно w_i і μ . Далі знайдені ваги w_i використовуються для отримання оцінки лінійної регресії. Варіація похибки оцінки обчислюється шляхом множення n рівнянь на w_i та їх сумування:

$$\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n w_i w_j C_{ij} = \sum_{i=1}^n w_i \cdot C_{i0} - \mu. \quad (2.49)$$

Підставивши це в (2.25), отримуємо підсумковий вираз для варіації похибки звичайного кригінгу:

$$\sigma_R^2 = \sigma^2 - \sum_{i=1}^n w_i C_{i0} - \mu. \quad (2.50)$$

Для функцій, що задовольняють внутрішній гіпотезі, вводять [45] варіограму (v), яка має зв’язок з коваріацією. З урахуванням цього зв’язку при переході до варіограм система рівнянь для звичайного кригінгу запишеться таким чином:

$$\begin{aligned} \sum_{j=1}^n w_j \gamma_{ij} - \mu &= \gamma_{i0}, \quad \forall i = 1, \dots, n; \\ \sum_{i=1}^n w_i &= 1, \end{aligned} \quad (2.51)$$

а варіація похибки моделі, при використанні співвідношення

$$\gamma_{ij} = \sigma - C_{ij} \quad (2.52)$$

дорівнюватиме:

$$\sigma_R^2 = \sum_{i=1}^n w_i \gamma_{i0} + \mu. \quad (2.53)$$

Для того, щоб розв’язати систему рівнянь кригінгу, необхідне знання значень коваріацій (або варіограм) для всіх пар вимірів (ij) та їх пар з точкою оцінювання ($i0$). Таким чином, у загальному випадку для обчислення оцінки кригінгу в довільних точках простору потрібно знати значення коваріації $C(b)$ (або варіограми ((b))) для будь-якого вектора b в області, що аналізується. Щоб досягти цього експериментальна варіограма, що побудована за точками вимірювань $V(x_1), V(x_2), \dots, V(x_n)$, апроксимується теоретичною модельною функцією, значення якої й використовуються для розв’язання системи рівнянь (2.51) і обчислення варіації похибки оцінки (2.53).

Розрізняють точковий і блоковий кригінг. Точковий кригінг (*point kriging*) — це оцінка точкового значення функції $V(x)$ в одній окремо взятій точці простору. При збігу точки оцінювання з однією з точок вимірювань значення, що дається кригінгом, точно збігається з вимірним значенням.

Блоковий кригінг (*block kriging*) використовується у випадках, коли потрібно оцінити інтегральне значення функції в області (наприклад, оцінка запасу природних копалин в області тощо). Для більш представницької оцінки можна виконати усереднення декількох точкових оцінок, отриманих в околиці заданої точки. Так, вся область, що розглядається, розбивається на блоки. У кожному блоці проводиться декілька точкових оцінок у різних точках блоку.

Наприклад, у прямокутному блоці можна взяти точки, рівновіддалені від центру і від кутів прямокутника. Потім береться середнє значення по блоку. У підсумку виходить передбачуване локальне значення. Цей метод називається блоковим кригінгом.

Нижче, використавши апріорні геолого-геофізичні дані по одній з площ ДДЗ, буде детально проаналізовано результати розрахунків і структурних побудов глибин залягання і товщин перспективних на пошуки ВВ утворень на підставі застосування методу звичайного кригінгу.