

ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
НАФТИ І ГАЗУ

На правах рукопису

ДРИГУЛИЧ ПЕТРО ГРИГОРОВИЧ

УДК 504.550.43 (477.8, 477.6)

ЕКОЛОГО-ГЕОЛОГІЧНИЙ МОНІТОРИНГ ЗАБРУДНЕННЯ ДОВКІЛЛЯ  
ОБ'ЄКТАМИ НАФТОГАЗОВОГО КОМПЛЕКСУ

Спеціальність 21.06.01 – екологічна безпека

дисертація на здобуття наукового ступеня  
кандидата геологічних наук

Науковий керівник

Осадчий Віталій Григорович

доктор геолого-мінералогічних  
наук, професор



d322

Івано-Франківськ – 2008

## ЗМІСТ

	Стор.
ВСТУП .....	3
РОЗДІЛ 1. ФІЗИКО-ГЕОЛОГІЧНІ УМОВИ ТЕРИТОРІЇ ДОСЛІДЖЕНЬ. ДЖЕРЕЛА ТА АГЕНТИ ЗАБРУДНЕННЯ ДОВКІЛЛЯ.....	9
1.1. Короткий нарис фізико-географічних умов і стану геологічного середовища досліджуваних територій.....	9
1.1.1. Передкарпатська нафтогазоносна область.....	9
1.1.2. Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область .....	20
1.2. Джерела й агенти забруднення довкілля об'єктами нафтогазового комплексу .....	25
РОЗДІЛ 2. ГЕОФІЗИЧНІ МЕТОДИ ОЦІНЮВАННЯ ТЕХНОГЕННОГО ВПЛИВУ НА ГЕОЛОГІЧНЕ СЕРЕДОВИЩЕ ОБ'ЄКТІВ НАФТОГАЗОВОГО КОМПЛЕКСУ.....	42
РОЗДІЛ 3. ПРИРОДА ТЕМПЕРАТУРНИХ АНОМАЛІЙ ЗОН ЗАБРУДНЕННЯ ҐРУНТІВ НАФТОПРОДУКТАМИ.....	61
РОЗДІЛ 4. КОМПЛЕКСНА ЕКОЛОГО-ГЕОЛОГІЧНА МЕТОДИКА ОЦІНЮВАННЯ ЗАБРУДНЕННЯ ДОВКІЛЛЯ.....	69
РОЗДІЛ 5. РЕЗУЛЬТАТИ ОЦІНЮВАННЯ ЗАБРУДНЕННЯ ДОВКІЛЛЯ ОБ'ЄКТАМИ НАФТОГАЗОВОГО КОМПЛЕКСУ .....	81
РОЗДІЛ 6. ТЕХНІЧНІ ЗАСОБИ ТА ТЕХНОЛОГІЧНІ РІШЕННЯ ЩОДО ПІДВИЩЕННЯ ЕКОЛОГІЧНОЇ БЕЗПЕКИ ПІД ЧАС БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН І РОЗМІЩЕННЯ ВІДХОДІВ БУРІННЯ.....	158
ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ.....	175
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....	177
ДОДАТКИ .....	194



## ВСТУП

**Актуальність досліджень.** Інтенсивне використання природних ресурсів створює складний за характером та значний за масштабами техногенний вплив на довкілля. Діяльність підприємств нафтогазового комплексу (НГК) включає цілу низку виробничих процесів, а саме: проведення пошуково-розвідувальних робіт, розробку нафтогазових родовищ, транспортування вуглеводнів магістральними та промисловими трубопроводами, облаштування й експлуатацію підземних сховищ газу (ПСГ), переробку вуглеводневої сировини тощо. Усе це призводить до суттєвих змін в атмосфері, гідросфері, літосфері та біосфері. Особливо загострюється ця проблема тоді, коли родовища вуглеводнів розташовані в межах екологічно вразливих природних ландшафтів. За таких умов навіть незначний техногенний вплив може спричинити зміни екосистеми. Сьогодні існує широкий вибір методологічних підходів до оцінювання забруднення, проведення екологічного моніторингу, розроблення техніко-технологічних рішень, спрямованих на зменшення шкідливого впливу об'єктів НГК на довкілля. Відомі екологічні методи визначення рівня забруднення вуглеводнями приповерхневих відкладів, поверхневих і підземних вод ефективні, але потребують значних матеріальних затрат, використання спеціального обладнання та проведення великої кількості лабораторних досліджень.

Дисертаційну роботу присвячено еколого-геологічному моніторингу в частині оптимізації комплексу досліджень конкретних об'єктів НГК, теоретичному обґрунтуванню методів досліджень і практичному доведенню їх ефективності, що визначає її актуальність.

**Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.** Дисертаційну роботу виконано в рамках реалізації Національної програми "Нафта і газ України до 2010 року", затвердженої Постановою Кабінету Міністрів України від 21.06.2001 р. № 655 та Постанови Кабінету Міністрів України від 13.10.2000р. №1556, у якій зазначено необхідність розроблення

ефективних методів зменшення негативного впливу НГК на довкілля. Окремі з розроблених рекомендацій щодо охорони довкілля закладено в Галузеві стандарти України: ГСТУ 41-00023626-00-007-97 та ГСТУ 41-00032626-00-023-2000. Результати досліджень відображено в наступних звітах науково-дослідних робіт: “Комплекс геофізичних та геохімічних методів оцінки екологічного стану території шламонакопичувача” (шифр Д-12/02), “Визначення джерел та шляхів міграції забруднювачів в районі нагнітальної свердловини № 8 Андріяшівського газоконденсатного родовища (ГКР)” (шифр Д-11/03), “Проведення геофізичного контролю та еколого-геохімічних досліджень на території шламонакопичувача” (шифр Д-09/04), “Визначення джерел та шляхів міграції забруднювачів у районі нагнітальної свердловини № 8 Андріяшівського ГКР” (шифр Д-08/04) та ін.

**Мета і завдання досліджень.** Метою досліджень є теоретичне та практичне обґрунтування раціонального комплексу експрес-методів еколого-геологічного моніторингу забруднення довкілля нафтою і нафтопродуктами та розроблення технологічних рішень і технічних засобів зменшення шкідливого впливу на нього об’єктів НГК.

Для реалізації поставленої мети визначено наступні завдання:

- провести класифікацію джерел та агентів забруднення довкілля окремими об’єктами НГК;
- проаналізувати сучасний стан еколого-геофізичних досліджень на об’єктах НГК;
- узагальнити та проаналізувати наявні підходи щодо комплексу екогеофізичних методів досліджень забруднення приповерхневих шарів нафтою і нафтопродуктами;
- теоретично обґрунтувати природу локальних температурних аномалій у приповерхневих шарах, пов’язаних із забрудненням ґрунтів нафтопродуктами;
- розробити раціональний комплекс екогеофізичних методів експресного дослідження локальних зон забруднення приповерхневих шарів

нафтопродуктами і визначення шляхів їх міграції з подальшим підтвердженням і деталізацією геохімічними методами;

- провести промислову апробацію розробленого комплексу шляхом проведення еколого-геологічного моніторингу на конкретних об'єктах НГК;

- за результатами досліджень розробити техніко-технологічні рішення підвищення екологічної безпеки досліджуваних об'єктів НГК.

**Об'єкт дослідження** – техногенний вплив НГК на природні геосистеми Передкарпатської та Дніпровсько-Донецької нафтогазоносних областей .

**Предмет дослідження** – визначення техногенно-екологічної ситуації на окремих об'єктах НГК.

**Методи дослідження** – комплекс еколого-геологічних методів: геотермія, метод природного електричного поля (ПЕП), геохімічна зйомка, спектральний аналіз. За допомогою вказаного комплексу в експресному режимі визначають ділянки забруднення приповерхневих шарів і ймовірні шляхи міграції забруднювачів із подальшим підтвердженням та деталізацією отриманих результатів.

**Наукова новизна одержаних результатів:**

- вперше запропоновано й обґрунтовано високоефективний комплекс методів якісного та кількісного оцінювання забруднення довкілля об'єктами НГК на основі сукупного аналізу геологічних, геофізичних і геохімічних матеріалів, що дає змогу виконати експресне оцінювання екологічної ситуації з подальшою її деталізацією;

- вперше на основі статистичного аналізу фактичних геолого-геофізичних даних встановлено зв'язок температурних та фільтраційно-електричних аномалій з ділянками вуглеводневого забруднення у приповерхневих шарах на об'єктах НГК (під час буріння нафтогазових свердловин, захоронення відходів буріння, розробки родовищ нафти і газу, експлуатації газосховищ);

- вперше теоретично обґрунтовано природу локальних температурних аномалій у приповерхневих шарах, у межах ділянок забруднення ґрунтів, за рахунок виділення тепла у процесі окислення вуглеводнів мікроорганізмами;

- вперше запропоновано просторові та часові моделі геохімічного забруднення ряду об'єктів НГК як основи для прийняття подальших технічних рішень;

- дістали подальший розвиток техніко-технологічні рішення підвищення екологічної безпеки під час буріння свердловин і розміщення відходів буріння, що полягають у конструктивних змінах бурових майданчиків свердловин та шламонакопичувачів.

#### **Практичне значення одержаних результатів:**

- впровадження запропонованого комплексу еколого-геологічних досліджень дало змогу значно скоротити час і зменшити витрати на проведення моніторингу з оцінювання забруднення довкілля на окремих об'єктах ВАТ “Укрнафта”;

- еколого-геологічний моніторинг дав змогу розробити заходи щодо зменшення техногенно-екологічного навантаження на довкілля під час проведення бурових робіт на Андріяшівському та Верхньомасловецькому родовищах;

- рекомендації та пропозиції щодо зменшення екологічного навантаження на довкілля внесено у проекти на будівництво і розширення шламонакопичувачів (Прикарпатського та Охтирського УБР ВАТ “Укрнафта”) і враховано під час їх будівництва, експлуатації та рекультивації;

- результати досліджень і запропоновані технічні рішення враховано під час виготовлення проектно-кошторисної документації на облаштування нагнітальних свердловин № 8 Андріяшівського та № 4 Мехедівського родовищ;

- окремі техніко-технологічні рішення і результати досліджень враховано під час розроблення та перегляду Галузевих стандартів України (ГСТУ 41–00023626–00–007–97, ГСТУ 41–00032626–00–023–2000).

**Особистий внесок здобувача.** Основні результати дисертаційної роботи отримані автором особисто, починаючи з підготовки вихідних даних, участі в польових роботах, систематизації та комплексної інтерпретації фактичного матеріалу та завершуючи розробленням раціонального комплексу еколого-геологічних методів оцінювання забруднення довкілля та впровадженням технологічних рішень і технічних засобів зменшення шкідливого впливу об'єктів НГК на довкілля під час буріння свердловин і розміщення відходів буріння. У роботах, виконаних у співавторстві з Осадчим В.Г., Грициком І.І., Куровцем І.М та ін. [53, 96, 118, 147], автор брав безпосередню участь у постановці задачі, виконанні експериментальних досліджень, обробленні й аналізі результатів дослідження, обговоренні, підготовці та формулюванні висновків. У роботах, виконаних разом зі Стефаником Ю.В., Павлюком М.І. та ін. [129, 130], автору належать ідея, інтерпретація отриманих результатів, участь у підготовці висновків. У спільних роботах з Новоставським В.А. та Калінкіним О.Г. [143, 145] автору належать ідея, постановка задачі, оброблення та інтерпретація експериментальних даних, участь в обговоренні результатів і підготовка висновків. У співавторстві з Колодієм В.В. та ін. [48, 49] автор брав участь у постановці задачі, збиранні фактичного матеріалу, проведенні аналізу впливу розробки родовищ на довкілля, обговоренні і підготовці висновків.

**Апробація результатів дисертації.** Основні результати роботи було представлено на Міжнародній науково-практичній конференції “Экологические аспекты загрязнения окружающей среды” (Київ, 1996); IV міжнародному симпозіумі “Применение математических методов и компьютерных технологий при решении задач геохимии и охраны окружающей среды” (Київ, 1998); Науково-практичній конференції “Екологічні проблеми енергоресурсовикористання” (Львів, 1999);

Міжнародній науковій конференції “Геологія горючих копалин України” (Львів, 2001); III Міжнародній науково-практичній конференції “Проблеми економії енергії” (Львів, 2001); Конкурсі кращих творчих робіт ВАТ “Укрнафта”, де автору присуджено диплом 1-го ступеня (Київ, 2001); VII Міжнародній науково-практичній конференції “Нафта і газ України – 2002” (Київ, 2002); науково-практичній конференції “Екологічні проблеми нафтогазового комплексу” (Яремче, 2004); III Міжнародній конференції “Екологічні проблеми нафтогазового комплексу” (Закарпаття, 2007).

**Публікації.** За темою дисертації автором опублікована 21 праця, в т. ч. 13 статей (з них 10 – у фахових виданнях рекомендованих ВАК України), 7 тез доповідей на міжнародних конференціях і симпозіумах та 1 деклараційний патент.

**Обсяг і структура роботи.** Дисертація складається зі вступу, 6 розділів, висновків, списку використаних джерел, 4 додатків та викладена на 199 сторінках друкованого тексту. Включає 48 рисунків та 22 таблиці. Список використаних літературних джерел становить 154 найменування на 16 сторінках.

Дисертаційну роботу виконано в Інституті геології і геохімії горючих копалин НАН України під керівництвом доктора геолого-мінералогічних наук, професора В.Г. Осадчого, за що я йому щиро вдячний.

Вважаю необхідним висловити подяку за надані матеріали, консультації і проведення лабораторних досліджень співробітникам Львівського відділення УкрДГРІ та ІГГК НАН України к.геол.-мін.н. Г.І. Венглінському, к.х.н. І.Б. Губичу, к.геол.н. В.В. Карабину, О.Г. Яронтовському, д.геол.-мін.н., професору В.В. Колодію, д.т.н. Ю.В. Стефанику, к.геол.-мін.н. О.А. Приходьку, к.геол.н. І.І. Грицику, С.П. Мельничук. За сприяння і допомогу в обробленні фактичного матеріалу вдячний співробітникам Бориславської експедиції ВАТ “Укрнафта” А.І. Кіндерисю, В.Й. Вовківу, Б.М. Прокопцю та ін.

## РОЗДІЛ 1

### ФІЗИКО-ГЕОЛОГІЧНІ УМОВИ ДОСЛІДЖУВАНИХ ТЕРИТОРІЙ. ДЖЕРЕЛА ТА АГЕНТИ ЗАБРУДНЕННЯ ДОВКІЛЛЯ

#### 1.1. Короткий нарис фізико-географічних умов і стану геологічного середовища досліджуваних територій

Розроблена автором методика, базується на визначенні параметрів та техногенних і природних джерел забруднення приповерхневих шарів геологічного середовища. У зв'язку з цим доцільно розглянути фізико-географічні умови та літолого-мінералогічний склад приповерхневих шарів, а також геологічний розріз родовищ вуглеводнів досліджуваних територій.

##### 1.1.1. Передкарпатська нафтогазоносна область

У межах Передкарпатської нафтогазоносної області роботи проводилися на Заводівському, Стрільбицькому та Верхньомасловецькому нафтових родовищах, а також Угерському підземному сховищі газу (ПСГ) (рис. 1.1). Історія геологічного вивчення Передкарпаття нараховує понад півтора століття. Різні аспекти геології Передкарпаття висвітлено в роботах О.М. Адаменка, А.А. Богданова, В.С. Бурова, О.С. Вялова, В.В. Глушка, Г.Н. Доленка, Ю.З. Крупського, В.В. Колодія, Я.О. Кульчицького, Є.К. Лазаренка, Б.Й. Маєвського, О.І. Матковського, Л.С. Мончака, О.О. Орлова, Ю.М. Сеньковського, К. Толвінського та багатьох інших учених [1–12].

Клімат регіону помірно континентальний із підвищеною вологістю. Середньорічна температура коливається в межах  $+6 \div +7$  °С. Середньорічна кількість опадів становить 600–1000 мм [13]. Для рельєфу Карпат і Передкарпаття характерною особливістю є певна структурно-орографічна зональність будови [14–18]. Напрямки головних орографічних елементів збігаються із напрямком тектонічних структур, що простягаються з північного заходу на південний схід.



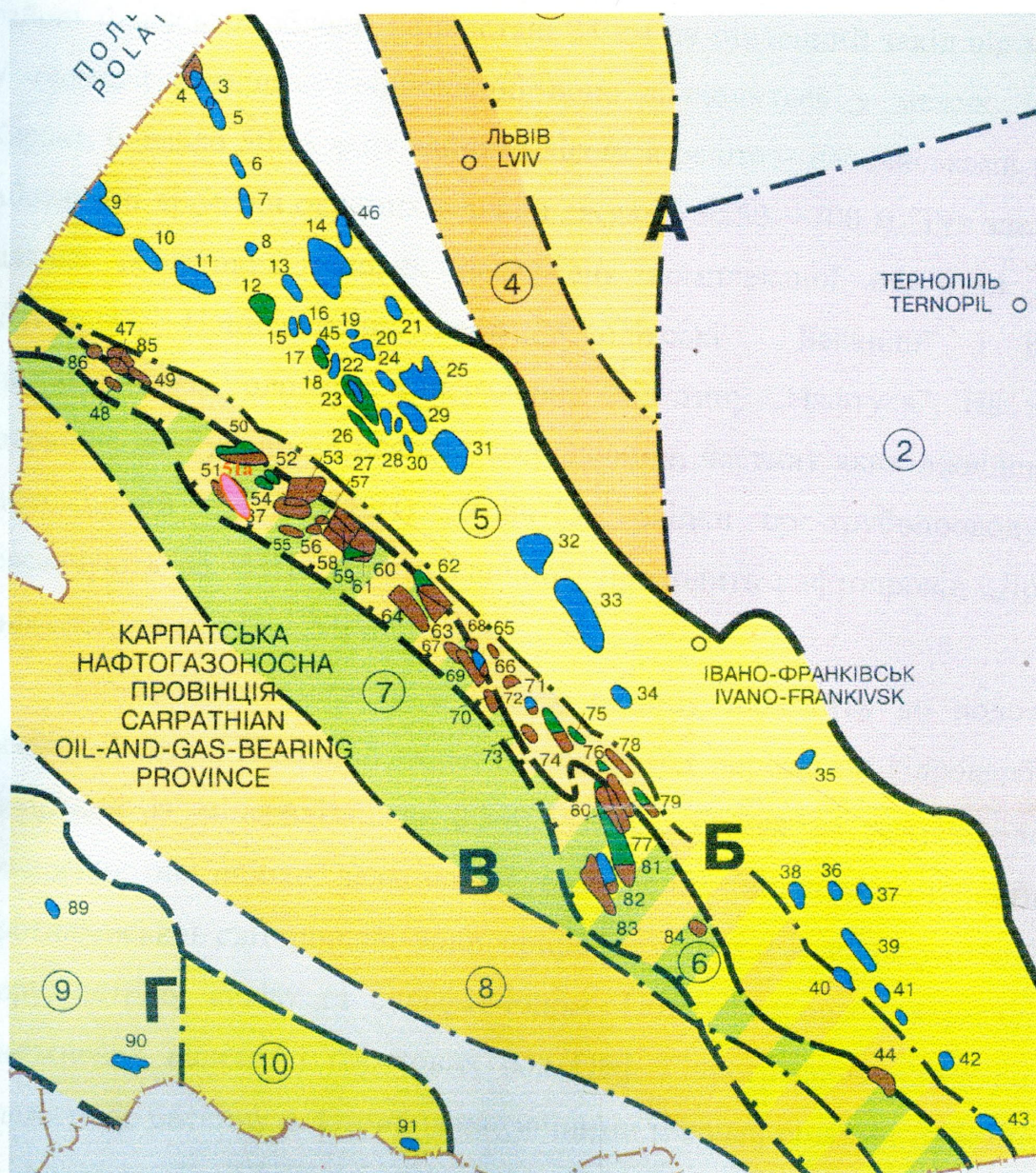


Рис. 1.1. Схема розташування родовищ Західного нафтогазоносного регіону  
(за даними УкрДГРІ, 1994 р. [23] із доповненнями Дригулича П.Г.):

Родовища: 3 – Свидницьке, 4 – Коханівське, 5 – Вижомлянське, 6 – Вишнянське, 7 – Никловицьке, 8 – Макунівське, 9 – Хідновицьке, 10 – Садковицьке, 11 – Пинянське; 12 – Залужанське, 13 – Новосіпківське, 14 – Рудківське, 15 – Майницьке, 16 – Сусолівське, 17 – Грушівське, 18 – Східно-Довгівське, 19 – Південно-Грабинське, 20 – Меденицьке, 21 – Малогорожанське, 22 – Опарське, 23 – Летнянське, 24 – Грудівське, 25 – Білче-Волицьке, 26 – Гайське, 27 – Кавське, 28 – Глинківське, 29 – Угерське, 30 – Південно-Угерське, 31 – Дашавське, 32 – Кадобнянське, 33 – Гринівське, 34 – Богородчанське, 35 – Черемхівсько-Струпківське, 36 – Пилипівське, 37 – Дебеславицьке, 38 – Яблунівське, 39 – Косівське, 40 – Ковалівське, 41 – Черногузьке, 42 – Шереметівське, 43 – Красноїльське, 44 – Лопушвинське, 45 – Тинівське, 46 – Городоцьке, 47 – Старосамбірське, 48 – Південно-Монастирецьке, 49 – Блажівське, 50 – Бориславське, 51 – Новосхідницьке, 51а – Верхньомасловецьке, 52 – Іваниківське, 53 – Орів-Уличнянське, 54 – Соколовецьке, 55 – Заводівське, 56 – Південно-Стинавське, 57 – Мельничанське, 58 – Стинавське, 59 – Семигинівське, 60 – Тянявське, 61 – Янківське, 62 – Північно-Долинське, 63 – Долинське, 64 – Вигодсько-Витвицьке, 65 – Чечвинське, 66 – Струтинське, 67 – Спаське, 68 – Рожнятівське, 69 – Спаське-Глибинне, 70 – Ріпнянське, 71 – Підлісівське, 72 – Луквинське, 73 – Рудацевське, 74 – Росільнянське, 75 – Космацьке, 76 – Монастирчанське, 77 – Пнівське, 78 – Гвіздецьке, 79 – Південно-Гвіздецьке, 80 – Пасічянське, 81 – Битків-Бабченське, 82 – Добушанське, 83 – Бистрицьке, 84 – Микуличинське, 85 – Страшевицьке, 86 – Стрільбицьке, 87 – Східницьке, 88 – Русько-Комарівське, 89 – Станівське, 90 – Королівське, 91 – Солотвинське.



**Заводівське нафтове родовище** (рис. 1.1) розташоване у Сколівському районі Львівської області на відстані 23 км на південний захід від м. Стрий. У геоморфологічному відношенні воно знаходиться у межах Зовнішніх Карпат, близько 50 % яких зайнято лісом, а решта – пасовиськами і ріллею. Абсолютні відмітки окремих вершин сягають +550–+700 м. Тут знаходяться ділянка реліктових лісових насаджень комплексної пам'ятки природи „Дугласія”, Національний парк „Сколівські Бескиди” і Верхньо-Синевиднецьке родовище мінеральних вод типу „Нафтуса”. На території родовища пробурено 23 нафтові свердловини, частину яких ліквідовано; діє нафтозбірний пункт (НЗП) „Урич-15”, звідки по трубопроводу нафту перекачують на НЗП „Орів - Улично”; проходить нафтопровід „Дружба” і лінія електропередач „Мир”.

Гідрографічна мережа в межах регіону належить до водозбірного басейну Дністра. Хімічний склад річкових вод переважно гідрокарбонатно-кальцієвий із мінералізацією 0,3–0,7 г/дм<sup>3</sup>. Однак за рахунок значного поширення неглибоко залягаючих соленосних відкладів стебницької та воротищенської світ річкові води природним шляхом збагачуються іонами хлору, натрію, калію та сульфат-іоном. Подібні процеси характерні для поверхневих водойм і ґрунтових вод [19]. Гідрографічна сітка родовища належить до басейну р. Стрий із численними малими річками та безіменними потічками, глибина яких невелика, а водний режим залежить від кліматичних умов. Русла рік вузькі, береги високі, обривисті, зарослі кущами та лісом. Ґрунтові води пов'язані з алювіальними піщано-галечними відкладами, а також корінними породами. Рівень їх не постійний і залежить від пори року та кількості опадів. У періоди інтенсивних опадів на контакті дресв'яних ґрунтів і пісковиків на глибині 1,0–3,5 м може утворюватися вода типу „верховодка”. У геологічній будові приповерхневих шарів беруть участь четвертинні відклади у вигляді суглинків і жорств'яних ґрунтів із брилами, під якими залягають корінні породи – вивітрілі пісковики, тріщинуваті з прошарками аргілітів та алевролітів. Потужність родючого шару ґрунту не

перевищує 0,20 м. На глибині від 0,2 до 1,3 м залягають суглинки тверді щепеністі, нижче (1,3–2,5 м) – жорств'яні ґрунти із суглинками та брилами. Склад ґрунту: галька розміром 10 мм – до 56 %; розміром – 0,10–0,05 мм – 4 %, решту складають елювіально-делювіальні відклади. Щільність ґрунту: рослинний ґрунт зі щепенем – 1,65 т/м<sup>3</sup>, насипний (з щепенем) – 1,55 т/м<sup>3</sup>, щепеністий з суглинним наповненням – 1,8 т/м<sup>3</sup>, суглинок твердий щепеністий – 1,83 т/м<sup>3</sup>, пісковик вивітрілий – 2,2 т/м<sup>3</sup> [20].

За даними УкрНГІ фільтраційні властивості ґрунтів мають наступні значення: суглинок щепеністий – 0,06 м/добу, або  $9,2 \times 10^{-7}$  см/с, жорств'яні ґрунти із суглинками – 0,55 м/добу, або  $6,5 \times 10^{-4}$  см/с, пісковики вивітрілі – 2,1 м/добу, або  $2,48 \times 10^{-3}$  см/с. Елювіальні ґрунти у разі перезволоження здатні переходити зі стійкого твердого стану до нестійкого текучо-пластичного [20].

У тектонічному відношенні Заводівське родовище розташоване у північно-західній частині Внутрішньої зони Передкарпатського прогину, яка перекрита насувом Скибової зони Карпат, представленим Орівською та Береговою скибами. У розрізі Внутрішньої зони виділяють три яруси структур. Заводівське нафтове родовище пов'язане із другим ярусом. Заводівська структура є антиклінальною складкою субширотного простягання, що на сході та заході обмежена скидами північно-східного спрямування і розбита цілою низкою тектонічних порушень.

У геологічній будові родовища беруть участь флішові утворення верхньої крейди і палеогену, моласи неогену та відклади четвертинного віку. Четвертинні відклади розповсюджені по всій площі родовища. Це піски, глини, суглинки, а у долинах і заплавах рік – галечники та валуни [21]. Промислова нафтогазоносність Заводівського родовища пов'язана з вигодськими відкладами еоцену та ямненськими відкладами палеоцену [22, 23].

**Стрільбицьке нафтове родовище** (див. рис. 1.1.). Ділянка покладу у ямненських та еоценових відкладах Старосільської площі (складки) належить до Стрільбицького нафтового родовища [24]. Старосільська площа знаходиться у Старосамбірському районі Львівської області на відстані 6 км

на північний захід від м. Старий Самбір. У геоморфологічному відношенні родовище розташоване у межах Дністровсько-Сянської водороздільної рівнини. Рельєф району перехідний від передгірського до гірського. Відносні перепади висот досягають 100–120 м. Гіпсометричні відмітки від 350 до 600 м. Поверхня поступово знижується на північний схід. Долини річок широкі та пологі. У північно-західній частині розміщена смуга передгірської рівнини зі спокійним рельєфом, широкими долинами річок, плоскими та широкими водорозділами. Водними артеріями є притоки р. Дністер (ріки Яблунька, Левурда, Стрвяж та ін.) із непостійним дебітом води, що залежить від кількості атмосферних опадів і пори року.

Приповерхневі шари ґрунту на площі в основному складаються із суглинків і супісків. Товщина родючого шару не перевищує 20 см. На родовищі розміщено експлуатаційні свердловини та діляницю нафтопромислу. Ділянки бурових майданчиків у геоморфологічному відношенні розташовано у верхній приводороздільній частині лівого схилу долини р. Яблунька. Поверхня ділянок має значний нахил у північно-східному напрямку. Коливання умовних відміток від 94 до 106 м.

Ґрунти Карпатської зони сформувалися на добре дренованих елювіально-делювіальних відкладах – продуктах вивітрювання аргілітів, алевролітів та пісковиків. Переважають бурі гірсько-лісові ґрунти, середньопотужні й потужні, слабо- і сильноскелетні на елювіально-делювіальних пісковиках і глинистих сланцях, за механічним складом – середньо- і важкосуглинисті, а також буроземи щербеністі і дерново-буроземні ґрунти в комплексі з оглеєними їх видами. У геологічній будові приповерхневих шарів беруть участь четвертинні делювіально-елювіальні відклади, представлені суглинками різної консистенції та щербенистими ґрунтами, під якими залягають корінні породи – пісковики вивітрілі, тріщинуваті із прошарками аргілітів. У заплавах річок сформувалися алювіальні дерново-буроземні ґрунти та алювіальні лучно-буроземні ґрунти. Ґрунти мікро- і середньосуглинкові, щербеністі, їхня товщина становить 0,9–

1,0 м. Вони бідні на мікроелементи, містять мало гумусу, сильнокислі (рН = 4,4–5,4), мало насичені основами, мають негативні водні, фізичні, теплові й агрохімічні властивості.

У товщі суглинків ймовірна поява води типу „верховодка” на глибині 1,5–3,0 м від денної поверхні, пов’язана з інтенсивними атмосферними опадами. У випадках порушень рівноваги і стійкості схилу ділянок існує ймовірність зміщення ґрунтових мас по схилу під дією підземних вод у вигляді опливин завглибшки 2,0–3,0 м. Коефіцієнти фільтрації ґрунтів такі: суглинки – 0,2 м/добу, щербенистий ґрунт з суглинистим заповненням – 1,3 м/добу, пісковики із прошарками аргілітів – 0,02 м/добу [24]. Ґрунтові води на ділянках свердловин зустрічаються на глибинах 2,5–6,0 м від денної поверхні. Їх рівень характеризується сезонним і річним коливанням 0,8–1,0 м, що залежить від сезону та кількості річних опадів. За даними хімічних аналізів води відзначаються слабо агресивними властивостями.

У тектонічному відношенні Стрільбицьке родовище розташоване в межах Скибової зони Карпат, а саме Берегової та частково Орівської скиб. Будова Берегової скиби в районі Стрільбицького родовища складна й представлена трьома вузькими антиклінальними структурами (лусками)-Стрільбицькою, Старосільською та Воля Блажівською [23]. Стрільбицька луска насунута на Старосільську, що, у свою чергу, насунута на Воля Блажівську. Воля Блажівська луска вузькою смугою виходить на денну поверхню. Із глибиною вона розширюється, утворюючи велику антиклінальну складку. Старосільська луска являє собою велику структуру, складену з декількох антиклінальних складок, розділених синклінальними перегинами. Загальна довжина структури 12–15 км при ширині 4 км. Амплітуда складки від 2,5 до 3 км. Структура ускладнена поперечними тектонічними порушеннями, що поділяють її на окремі тектонічні блоки.

Геологічний розріз складено породами флішового комплексу крейдової та палеогенової системи. Крейдова система представлена відкладами стрийської світи, розкритими більшістю свердловин і

представленими тонкоритмічним чергуванням пісковиків та алевролітів, а також глин і аргілітів. Палеогенова система (палеоценовий, еоценовий, олігоценовий відділи) нерівномірно розповсюджена в межах родовища. Ямненська світа палеоцену складена пісковиками й алевролітами з пропластками аргілітів. У розрізі еоцену знизу доверху виділяються піщано-глинисті відклади манявської світи і більш піщанисті – вигодської та бистрицької світ. Олігоценовий відділ представлений у більшості нижньоменілітовою підсвітою, складеною пісковиками, алевролітами із прошарками аргілітів і рідше мергелів. Розповсюдження середньо- і верхньоменілітових відкладів обмежене. Вони представлені аргілітами, потужність їх складає відповідно від 50 до 100 м і від 0 до 100 м. Неогенова система складена воротищенськими відкладами міоцену (засолені глинисті породи) і має дуже обмежене розповсюдження.

Нафтогазоносність Старосільської площі було підтверджено результатами буріння свердловини №13 Старосільська, що відкрила поклад нафти у ямненських відкладах.

**Верхньомасловецьке нафтове родовище** (див рис. 1.1.). Верхньомасловецька ділянка досліджень розташована на території Сколівського району Львівської області на відстані 4–8 км на південний схід від с.м.т. Східниця [25]. Рельєф гористий у передгірській частині та більш спокійний, рівнинний у долинах рік. На північному сході перевищення рівня моря сягає всього 500–600 м, на південному заході – 800–900 м. Орогідрографічна характеристика району знаходиться у повній відповідності з геоморфологією рельєфу. Район пронизаний системою річок та їхніх приток, що належать до басейну р. Дністер. Річки характеризуються швидкою течією, непостійною витратою води, залежною від пори року і метеорологічних умов. Вітри слабкі та помірні, переважно західні й північно-західні. Рослинність має перехідний характер від рівнинної до гірської, ліси представлені переважно хвойними породами дерев [26].

У геологічній будові приповерхневих шарів беруть участь четвертинні елювіальні відклади у вигляді твердих щербенистих супісків, щербенистих ґрунтів із супіщаним заповненням, під якими залягають корінні породи – пісковики вивітрілі, тріщинуваті із прошарками аргілітів. Насипний ґрунт (щербінь, супісок) – 0,0–0,2 м, супісок твердий щербенистий – 0,2–1,2 м, щербенистий ґрунт із супіщаним заповненням – 1,2–2,8 м, пісковики вивітрілі – 2,8–6,0 м. У заплавах річок сформувалися алювіальні дерново-буроземні ґрунти, мікро- і середньосуглинкові.

Гранулометричний склад щербенистих ґрунтів характеризується такими фракціями: більше 10 мм – 57 %, 10–2 мм – 21 %, 2,0–0,5 мм – 11 %, 0,5–0,25 мм – 5 %, 0,25–0,1 мм – 4 %, менше 0,1 мм – 2 %. Вміст глинистого заповнювача (супіску) становить 11–22 % від загальної маси щербенистого ґрунту. У період інтенсивних атмосферних опадів у щербенистих ґрунтах на глибині 0,8–2,0 м від денної поверхні можлива поява води типу „верховодка” на контакті з вивітрілими пісковиками. Коефіцієнт фільтрації щербенистих супісків становить 0,65 м/добу ( $7,5 \times 10^{-5}$  см/с), щербенистого ґрунту з супіщаним заповненням – 1,2 м/добу ( $1,39 \times 10^{-4}$  см/с), вивітрілих пісковиків – 0,05 м/добу ( $5,8 \times 10^{-6}$  см/с).

У тектонічному відношенні на Верхньомасловецькому родовищі виділяються три яруси структур. Окремим покривом виявлено структурний елемент, насунутий на відклади першого ярусу структур. Це Проміжний ярус, розміщений між насувом Скибової зони на Внутрішню зону. Верхньомасловецька складка, як і весь покрив, насунута на складки першого ярусу та значною мірою розбита поперечними тектонічними порушеннями, що утворюють блоки.

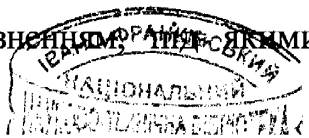
Геологічний розріз району досліджень представлений крейдовими, палеогеновими, неогеновими і четвертинними відкладами. Поклад нафти Верхньомасловецької складки пластовий, склепінний, тектонічно екранований. Поверх нафтоносності дорівнює 42 м. Водонафтовий контакт, виділений за інтерпретацією геологічної служби Центральної науково-дослідної лабораторії (ЦНДЛ) за матеріалами геофізичних досліджень у

свердловині № 25 Нова Східниця, проведено на абсолютній відмітці мінус 487 м. Він відповідає подошві останнього нафтонасиченого пісковика [25].

**Угерське підземне сховище газу (ПСГ)** створено на базі відпрацьованих газових пасток багатопластового Угерського родовища (див. рис. 1.1.) розташованого у Стрийському районі Львівської області на відстані 10 км на північний схід від м. Стрий (рис. 1.1). У геоморфологічному відношенні – це тераса лівого берега ріки Стрий. Територія являє собою плоску рівнину з незначним нахилом на північ. Через центральну частину території проходять шосейна траса і залізниця сполученням Львів–Стрий–Чоп, шосейна дорога на Жидачів та інші шляхи, що сполучають навколишні села. На території розміщено село Вівня і частково села Яблунівка, Пукеничі, Добрівляни, а також цілий ряд об'єктів промислового значення. Територія ПСГ оточена сільськогосподарськими землями та лісосмугами. На ній створено густу сітку газопроводів. Окрім цього, через його територію проходять газопровід, що пов'язує Опарське ПСГ із магістральними газопроводами Івацевичі–Долина Ду-1200, а також газопроводи Пукеничі–Львів Ду-1020, Пукеничі–Комарно Ду-700, Іваники–Пукеничі Ду-500, Пукеничі–Стрий Ду-300 і побутова газозбірна сітка.

ПСГ приурочено до північно-західної частини Косівсько-Угерської підзони Більче-Волицької зони (див. рис. 1.1). Газові поклади знаходилися у баденських і сарматських відкладах та в донеогенових ерозійно-тектонічних виступах, де колекторами є високопроникні пісковики крейди та карпатію. Верхньокрейдяний поклад Угерського родовища простягається з північного заходу на південний схід та ускладнений повздовжніми і поперечними тектонічними порушеннями. Склепінне підняття знаходиться на глибині 890 м. Початкова висота покладу становить 187 м, ГВК знаходиться на глибині 798 м, початковий пластовий тиск – 10,1 МПа. На даний час поклади родовища експлуатуються як підземні сховища газу [27, 28].

У геологічній будові приповерхневих шарів беруть участь четвертинні елювіальні відклади у вигляді супісків, щербенистих ґрунтів із супіщаним заповненням порожнин, якими залягають корінні породи – пісковики вивітрілі,



тріщинуваті з прошарками аргілітів. Насипний ґрунт (щебінь, супісок) – 0,0–0,2 м, супісок твердий щербенистий – 0,2–1,2 м, щербенистий ґрунт із супіщаним заповненням – 1,2–2,8 м, пісковики вивітрілі – 2,8–6,0 м. Ґрунти на родовищі в основному складаються із суглинків і супісків. У заплавах річок сформувалися алювіальні дерново-буроземні ґрунти, мікро- і середньосуглинкові. Товщина родючого шару не перевищує 20 см. На родовищі розміщено експлуатаційні та ліквідовані свердловини і компресорну станцію ПСГ [28].

### **1.1.2. Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область**

У Дніпровсько-Донецькій нафтогазоносній області (НГО) техногенно-екологічне забруднення об'єктів НГК визначалося в межах Андріяшівського газоконденсатного родовища та на шламонакопичувачі твердих відходів буріння с.Кринички. Геологічна будова Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) описана в роботах Ю.О. Арсірія, О.Д. Білика, С.О. Варічева, І.В. Височанського, В.К. Гавриша, М.І. Галабуди, В.В. Гладуна, Г.Н. Доленка, М.І. Євдошука, М.П. Зюзькевича, О.М. Істоміна, Б.П. Кабишева, В.О. Кривошеї, В.В. Колодія, В.Б. Порфір'єва, І.І. Чебаненка, П.Ф. Шпака та багатьох інших [29–31].

**Андріяшівське газоконденсатне родовище** розташоване в Роменському районі Сумської області 24 км на південний захід від м. Ромни в заплаві річки Сули. Район досліджень знаходиться у лісостеповій зоні. Із хвойних порід найбільш поширена сосна, із листяних – дуб, липа, клен, ясен. У заплавах річок переважають вільха, верба, осока, комиш, заплавні трави. У орогідрографічному плані родовище знаходиться на лівобережжі р. Дніпро та приурочено до долини його лівої притоки р. Сули. Абсолютні відмітки земної поверхні коливаються в межах +116÷+126 м. Заплавна частина р. Сули завширшки від 1,5 до 6,5 км заболочена і вкрита кущами та вільхою.

У районі проведення робіт знаходиться Андріяшівсько-Гудимівський заказник республіканського значення (с. Андріяшівка та Гудими), що має площу 1156 га і являє собою високотрав'яне обводнене болото, розташоване в заплаві р. Сули. У рослинному покриві болота переважають спільноти тростини, що утворює густі й високі (до 3 м) зарослі. Менш обводнені місця



займають трав'яні болота з перевагою манника великого. Він утворює густий і доволі високий (до 150 см) травостій. По периферії болота зустрічаються розріджені вільшаники (зімкнутість 0,1–0,3) і травостій із болотних видів тростини, манника великого з рослинами прибережно - водних видів. На території болотистого масиву знаходиться суходільний "острів", покритий листяним лісом [32]. У зв'язку з переважанням гігрофільних екосистем, що містять великі запаси води, Андріяшівсько-Гудимівський заказник має важливе гідрогеологічне значення для підтримки водного режиму р. Сули. Його багатий тваринний світ, потребує охорони та подальшого вивчення.

Клімат району помірно-континентальний. Середньорічна кількість атмосферних опадів становить 520–560 мм, із яких більшість випадає у весняно-осінній період, коли переважають вітри західного та північного напрямку. Середньорічна температура повітря – +7, +8°C [33].

У геологічній будові приповерхневих шарів Андріяшівської площі беруть участь четвертинні відклади у вигляді ґрунтово-рослинного шару, пісків і супісків. Потужність родючого шару ґрунту не перевищує 0,30 м, нижче залягають жовті піски потужністю 1,2–1,3 м, супіски світло-жовтого кольору потужністю шару 1,4–2,2 м, супіски підстилаються пісками потужністю 6,8–7,2 м. Ґрунтові води в заплаві р. Сула та її приток виходять на денну поверхню, в місцях підвищення рельєфу глибина залягання ґрунтових вод сягає 6,5–8,0 м [34].

У тектонічному відношенні Андріяшівське родовище знаходиться в приосевій частині Дніпровського грабена і приурочене до однойменного локального підняття. По нижньокам'яновугільному структурному плану Андріяшівське підняття являє собою брахіантиклінальну складку, що змінює своє простягання із субширотного на північно-західне. Розміри структури в межах контуру газоносності продуктивного горизонту В-20 становлять 7,5×2,5 км з амплітудою  $\cong$  150 м. Складка розбита поперечними тектонічними порушеннями [29, 33].

У геологічній будові Андріяшівського родовища беруть участь потужні комплекси палеозойських, мезозойських і кайнозойських відкладів. Найдревніші відклади – породи верхнього девону, де з потужною стратиграфічною та кутовою незгідностями залягають породи нижньокам'яновугільного віку. Середньокам'яновугільні відклади представлені вапняками та чергуванням різнозернистих пісковиків і аргілітів. Верхньокам'яновугільні відклади являють собою теригенну пачку порід, складену потужними пластами пісковиків, що чергуються зі строкатими аргілітами. Пермські відклади виражені хомогенно-глинистими утвореннями та представлені ангідритами, доломітами, вапняками, що чергуються з пачками строкатих аргілітів, глин і пісковиків. Тріасова система літологічно представлена піщано-глинистими породами. Пісковики сірі, кварцові, різнозернисті, глинисті, середньозцементовані й рихлі. Юрські відклади складаються в основному із сірих, зеленувато-сірих і строкатих глин із прошарками кварцових пісковиків. Відклади крейдяної системи представлені піскувато-глинистими породами з великим вмістом глауконіту і мергелево-крейдяною товщею. Відклади кайнозойської групи (палеогенова, неогенова та четвертинна система) літологічно представлені чергуванням строкатих глин, мергелів сіро-зелених і різнозернистих кварцово-глауконітових пісків. Четвертинні відклади складені жовтими лессоподібними суглинками [29].

**Шламонакопичувач.** Для захоронення твердих і напіврідких відходів буріння зі свердловин Андріяшівського газоконденсатного родовища в 1994 р. був збудований шламонакопичувач поблизу с. Кринички Роменського району Сумської області (рис. 1.2). У географічному відношенні описуваний земельний простір розташований на території лівобережного Придніпровського південного лісостепу. Вітровий режим даного району визначається умовами загальної циркуляції атмосфери й особливостями рельєфу. Напрямок вітрів переважно північно-східний. Одним із важливих елементів гідрологічного режиму є опади. У даному районі середньорічна

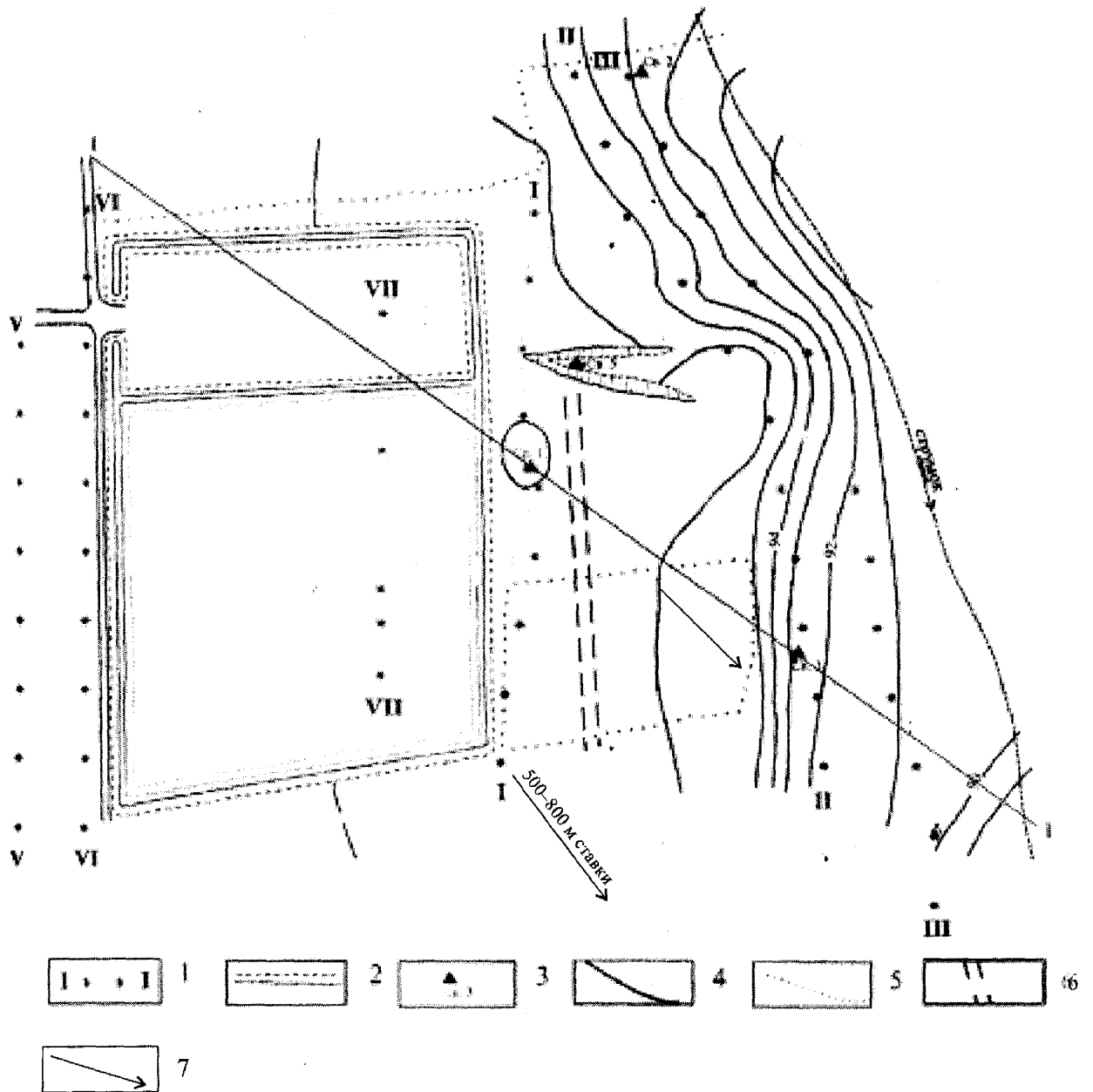


Рис. 1.2. План-схема території шламонакопичувача (ШЛ) і точки еколого-геофізичних спостережень, 2004 р.,

(Дригулич П.Г., за матеріалами ІГГК НАН України та НГВУ „Полтаванафтогаз”):  
 1 – геотермічні профілі, 2 – шламонакопичувач, 3 – спостережні свердловини, 4 – ізолінії рельєфу, 5 – лісонасадження, 6 – фільтраційна траншея, 7 – напрямок розвантаження ґрунтових вод.

кількість опадів сягає 520–560 мм, більша частина яких випадає у весняно-осінній період [35, 36].

У геологічній будові приповерхневих шарів беруть участь алювіальні відклади, представлені лессоподібними суглинками. Ґрунтові води на ділянці будівництва залягають на глибині 6,0–7,0 м. Майданчик відноситься до потенційно невідтоплених, хоча і не виключена ймовірність попадання дощових і талих вод (рис. 1.3). Потужність ґрунтово-рослинного шару становить 0,6 – 1,0 м. Родючий шар ґрунту підстиляється жовтими, сірувато-жовтими суглинками. Фільтраційні властивості суглинків, згідно з проведеними інженерно-геологічними дослідженнями УкрНГІ, коливаються від  $3,47 \times 10^{-5}$  до  $1,16 \times 10^{-6}$  см/с [37].

У районі робіт відсутні будівельні, зрошувальні, осушувальні споруди, промислові підприємства, майданчик відповідає нормам санітарії та протипожежної безпеки. Найближчими населеними пунктами є с. Новицьке, що знаходиться в 3,0–3,2 км на південь від шламонакопичувача, та с. Луценково, що розташоване в 3,0 км на схід від шламонакопичувача. Поверхня ділянки досліджень нахилена на схід і південний схід до слабозаболоченого дна великої балки субмеридіонального простягання, де протікає малий пересихаючий потічок напівзастійного гідрологічного режиму. Витоки потічка знаходяться за 300–400 м на північний захід від шламонакопичувача біля покинутого с. Кринички. На ділянці поширені чорноземи на лессоподібних суглинках, що в заболоченій частині балки переходять в луково-болотні суглинисті ґрунти.

Ґрунтові води ділянки представлені водоносним комплексом у середньочетвертинних флювіогляціальних та водно-льодовикових породах. Даний комплекс, а також у нижньочетвертинних озерних та еолово-делювіальних породах, широко розвинутий в межах водоподільних схилів. Водовмісна товща складається з піщанистих суглинків, що чергується з супісками із прошарками пісків різної зернистості. Загальна її потужність у

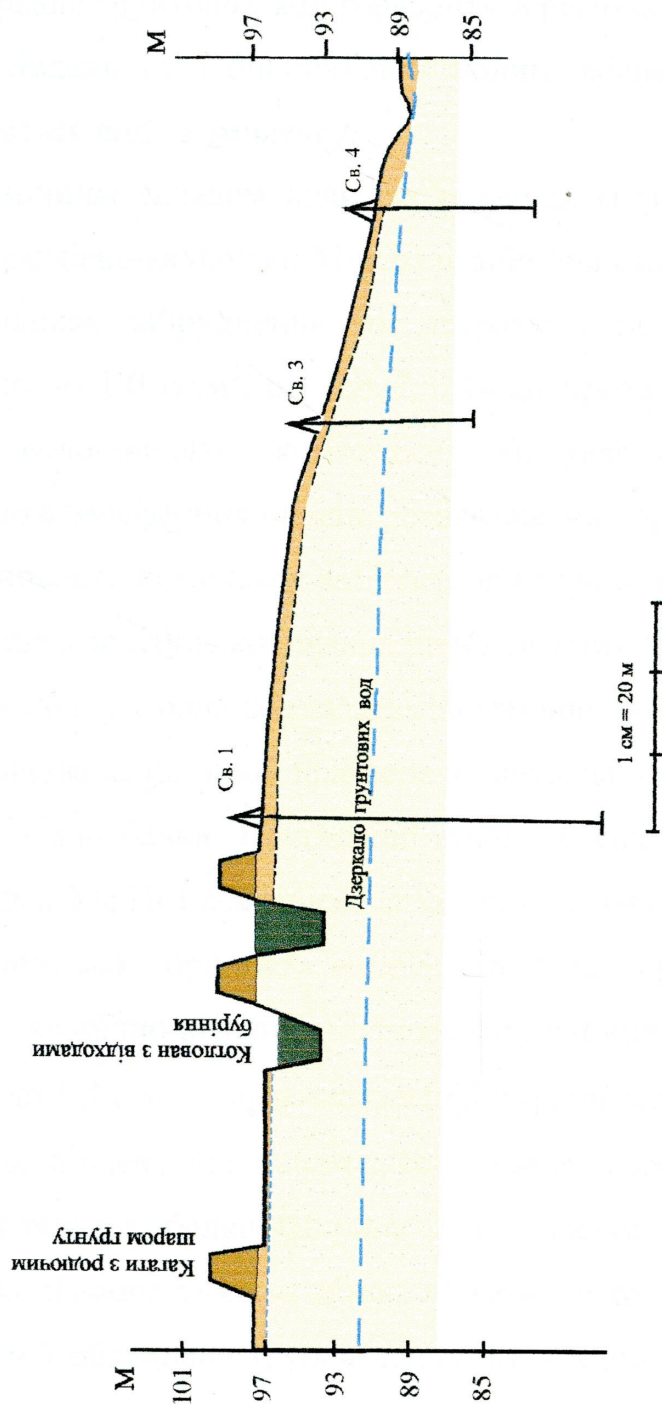


Рис. 1.3. Інженерно-геологічний розріз шламонакопичувача по лінії І-І  
(Дригулич П.Г., за матеріалами УкрДПРОНДінафта, 2004 р.)

середньому 30–35 м. Водоупори з боку покрівлі повсюди відсутні. У підшві на глибинах 50–60 м від поверхні землі залягають нижньочетвертинні глини. Горизонт містить безнапірні ґрунтові води, рівні яких знаходяться на глибині 2–17 м. Дзеркало ґрунтових вод горизонту в регіональному плані нахилено з півночі на південь та в бік річкових долин (місцевий базис ерозії), куди розвантажуються води комплексу.

За хімічним складом води, як правило, гідро-карбонатні, кальцієво-магнієві та магнієво-кальцієві. Мінералізація вод становить 0,5–0,7 г/дм<sup>3</sup>. На окремих ділянках забруднення вод нітратами та нітритами підвищує їх мінералізацію до 1,0 г/дм<sup>3</sup>, рН 6,8–7,4. Води прозорі, без кольору і запаху. Живлення водоносного комплексу відбувається головним чином інфільтрацією атмосферних опадів, розвантаження проходить в долини річок. Режим водоносного комплексу залежить від сезону року та метеорологічних факторів. Річна амплітуда коливання рівнів досягає 1,0–1,5 м

Дзеркало ґрунтових вод залягає на глибині 6–7 м на південний захід від шламонакопичувача, під дном шламонакопичувача – на глибині 2 м. Місцевий базис ерозії – дно балки. Прогнозний ухил поверхні ґрунтових вод – 0,01. Згідно з даними УкрНГІ коефіцієнт фільтрації водовмісних порід близько 0,5–0,7 м/добу, активна пористість – 0,08. Ложе та борти шламонакопичувача сформовано колоїдно-хімічним протифільтраційним глинистим екраном потужністю до 0,15 м із коефіцієнтом фільтрації менше  $1,2 \times 10^{-9}$  м/добу. За 600–800 м на південь від шламонакопичувача знаходяться штучні ставки, сформовані у тальвегу балки. Ширина ставків досягає 100 м, довжина – до 200 м і більше. Розділяюча земляна дамба, по якій проходить ґрунтова дорога, має висоту до 4 м і обладнана трубою перетоку. Схили дамби виположені, а на відстані 30–40 м від урізу води ставків є орні землі. Ставки живляться ґрунтовими водами та потічком, що протікає дном балки від ділянки шламонакопичувача [35, 37].

Таким чином, вивчення фізико-географічних умов, геологічної будови та екологічного стану досліджуваних територій дає змогу проводити

інтерпретацію приповерхневих еколого-геологічних досліджень і запропонувати раціональні методи зменшення впливу об'єктів НГК на довкілля, так як вони створюють навантаження на навколишнє середовище та визначають шляхи міграції токсичних компонентів як природного, так і техногенного походження.

## **1.2. Джерела й агенти забруднення довкілля об'єктами нафтогазового комплексу**

Екологічний стан природно-антропогенної геосистеми визначається складною взаємодією її абіотичних, біотичних і соціальних чинників, чи взаємодією підсистем геосфери, біосфери і соціосфери у єдиній системі природно-антропогенного географічного комплексу. Тому, оцінюючи екологічний стан цієї геосистеми, класично виділяють три вищезгадані підсистеми, а саме: геосферу (абіотичні компоненти), що включає літосферу, геофізичні сфери, геоморфосферу, гідросферу, атмосферу та абіотичні складові педосфери; біосферу (біотичні компоненти), до складу якої входять фітосфера, зоосфера та біотичні складові педосфери; соціосферу (люди із продуктами їх життєдіяльності), тобто демосферу і техносферу. Усі перераховані сфери тісно пов'язані між собою певними видами зв'язку та постійно діють і впливають на навколишнє середовище [38, 39].

Причинами забруднення довкілля нафтогазопромислових районів є як природні, так і техногенні чинники та процеси. До перших, наприклад, слід віднести породи розрізу, вертикальну і горизонтальну міграцію вуглеводневих флюїдів на поверхню з покладів нафтогазових родовищ, мікробіологічне та інші забруднення. Але у більшості випадків природна складова забруднення незначна, а техногенна є переважаючою і визначальною [39, 40]. У межах досліджуваних територій Передкарпаття, зважаючи на складну геологічну будову, де на денну поверхню виходять перем'яті і розбиті серією розривних порушень різновікові комплекси, природна складова забруднення довкілля є значно вищою, ніж у

Дніпровсько-Донецькій западині, що має більш спокійну геологічну будову. За результатами досліджень УкрДГРІ [41, 42] породи стрийської, ямненської, манявської, вигодської, бистрицької та менілітових світ Передкарпаття значно різняться за вмістом металів. У породах розрізу в понадкларкових кількостях виявлено свинець, цинк, кобальт, хром. Вміст значної кількості органічної речовини в аргілітах менілітової світи є джерелом підвищеної радіоактивності. Нафтогазоносні товщі на окремих родовищах Передкарпаття виходять на денну поверхню і забруднюють довкілля. Через розривні порушення тектонічно послабленими каналами із глибинних зон надлишкового тиску більш інтенсивно проявляється вертикальна і горизонтальна міграція вуглеводнів, пластових вод. Щодо техногенних чинників, то неякісно ліквідовані, а в більшості випадків закинуті свердловини, шурфи та колодязі на старих нафтових промислах Прикарпаття стають додатковими шляхами вертикальної міграції вуглеводнів, що створюють у поверхневих відкладах вибухо- й пожежонебезпечну ситуації (загазованість м. Борислав) [43].

Аналіз матеріалів газометричної зйомки в Бориславі показав, що у приповерхневій зоні шляхами міграції є природні тріщини в породах, закинуті шурфи, колодязі, а також експлуатаційні та ліквідовані нафтогазові свердловини. Тут виявлено 210 зон із високою (більше 1 %) і 135 зон із вибухонебезпечною (понад 3–6 %) концентрацією вуглеводнів на площі 356,2 тис. м<sup>2</sup>. Джерелом загазованості гірничих виробок є більш глибокі вуглеводневі скупчення, шляхами проникнення газу – тектонічні порушення та нафтогазові свердловини [44].

Порівнюючи природні характеристики Західного та Східного нафтогазовидобувних регіонів слід відзначити певну різницю в умовах і можливості формування та накопичення нафтохімічного забруднення довкілля. Так, на підприємствах ВАТ „Укрнафта” Західного регіону, розташованих у передгірській та гірській місцевостях, зі значними ухилами поверхні ґрунтових вод і неглибоким їх заляганням, загалом відсутні умови



накопичення нафтопродуктів у геологічному середовищі. Нафтопродукти, що потрапили у приповерхневі шари, легко проникають через алювіальні відклади, вимиваються із ґрунтів і виносяться з атмосферними опадами та рухливими ґрунтовими водами. Частина нафтопродуктів, що сорбуються ґрунтами зони аерації в наближених до поверхні умовах і добре вентилюються, більше схильні до випаровування й біодеструкції. Загальний обсяг втрачених у результаті системних природних втрат нафтопродуктів, що могли накопичитися в геологічному середовищі, в районі розташування об'єктів ВАТ „Укрнафта” у Західному регіоні становить приблизно 16–25 % від загальних втрат за останні 40 років, тобто в межах 60–100 тис. т [45].

Для підприємств Східного регіону характерна інша картина: незначні перепади висот поверхні землі та рівнів ґрунтових вод, наявність потужної зони аерації (до 20 м), складеної слабопроникними породами (леси, суглинки, глини), що сприяє накопиченню нафтопродуктів у ґрунтах зони аерації в районі розташування виробничих об'єктів. Загальний обсяг втрачених нафтопродуктів у результаті системних природних втрат, що міг накопичитися в геологічному середовищі на об'єктах ВАТ „Укрнафта” у Східному регіоні, сягає до 25–45 % від загальних втрат, тобто 650–850 тис. т [45].

Забруднення довкілля відбувається на всіх стадіях технологічних процесів виробничої діяльності НГК: розвідки, буріння, видобування, транспортування, зберігання, перероблення нафти і газу. Це проявляється як на самих родовищах, так і в районах пунктів збору нафти і газу, по трасах трубопроводів, на території підприємств переробки нафти, використання і реалізації нафтопродуктів, у процесі створення та експлуатації підземних сховищ газу тощо. Джерелами забруднення довкілля в НГК є бурові верстати, експлуатаційні та нагнітальні свердловини, викидні лінії, колектори, трубопроводи, установки попередньої переробки нафти та газу, підземні сховища газу, шламонакопичувачі, автотракторна техніка та ін. [46].

Об'єкти нафтогазової галузі впливають на ґрунтовий та рослинний покрив, рельєф і його зміни, підземну та поверхневу гідросферу, клімат і

атмосферні процеси, забруднюють їх, порушують природну рівновагу, руйнують ландшафти та погіршують естетичне сприйняття навколишнього середовища [43, 47].

Родовища нафти і газу належать до нестійких геосистем, що в природних умовах можуть мати тенденцію до порушення під впливом різних чинників. Однак природні процеси зазвичай проходять геологічно довгий час і не призводять до екологічно важких наслідків. У процесі розкриття родовищ вуглеводнів свердловинами та під час їх експлуатації характер взаємодії покладів із іншими компонентами геологічного середовища різко порушується і супроводжується сукупністю процесів, що негативно впливають на самі поклади нафти і газу, надра в цілому і природні ландшафти [47].

Від численних нафтогазовидобувних свердловин через системи нафтозбірних колекторів, насосних станцій і устаткувань підготування нафти, що утворюють систему видобутку, нафта по магістральних трубопроводах надходить на нафтопереробні заводи. Продукти переробки нафти через систему продуктопроводів надходять на склади нафтобаз різноманітних категорій і АЗС, що покривають усю територію України. Всі ці об'єкти є джерелами систематичних втрат нафтопродуктів, причому не тільки випадкових, що утворюються у результаті аварійних ситуацій, а й частково за рахунок технологічного процесу, втрати під час якого неминучі, тому закладаються в норми (0,1–2 % вантажообігу). В цілому по Україні втрати нафти і нафтопродуктів становлять понад 0,5 млн. т на рік [43, 45]. Причому аналіз втрат нафтопродуктів на окремих нафтогазовидобувних підприємствах свідчить, що у результаті аварійних ситуацій обсяг втрат не перевищує 0,05 % від річного видобутку, або 5–7 % від системних нормативних втрат під час технологічних операцій [45].

Геологорозвідувальні роботи, будівництво під'їзних шляхів, проведення робіт із „нульового циклу”, монтаж бурового обладнання, буріння й освоєння свердловин, видобування, транспортування, зберігання нафти і

газу створюють значне навантаження на довкілля. Період пошуку, розвідки, будівництва й облаштування об'єктів НГК, як правило, набагато коротший, ніж термін експлуатації. Але техногенна дія в цьому періоді характеризується набагато більшою інтенсивністю і носить інший характер. Нанесена шкода довкіллю зумовлена тут в основному фізико-механічним впливом на ґрунти, флору, фауну, дестабілізацією гідрогеологічної обстановки, активізацією ерозійних процесів та ін. Забруднення геологічного середовища відбувається у результаті господарської діяльності НГК за рахунок наступних факторів: механічна дія на ґрунти та їх забруднення, фільтрація бурових і тампонажних розчинів, зміна мінерального складу гірських порід, міжпластові перетоки, зміна хімізму підземних вод, утворення техногенних відкладів, зміна фільтраційно-ємнісних параметрів та ін. [38, 47].

Характерним прикладом негативного впливу на екологічну обстановку є випадки втрати контролю за станом надр. Це відкриті викиди нафти, газу і пластової води у процесі розкриття продуктивних пластів свердловинами, під час капітального ремонту свердловин, у разі порушення герметичності запірної арматури, трубопроводів та несанкціонованого відбору нафтопродуктів. Такі ситуації виникають на різних стадіях розробки родовищ і їх можна віднести до епізодичних, але наслідки для надр і екологічної обстановки можуть бути важкими. До розряду постійно діючих чинників можна віднести розробку нафтових і газових родовищ та пов'язане із цим забруднення поверхневих і ґрунтових вод як рідкими вуглеводнями, так і супутніми пластовими водами з високою мінералізацією. Не менш важким техногенним навантаженням на довкілля є підвищення загазованості атмосфери та ґрунтів, утворення газових грифонів у процесі експлуатації газових родовищ і газосховищ [47, 48].

Порушення гідродинамічної рівноваги в надрах внаслідок відбору рідини і газу у великих кількостях іноді безповоротно супроводжується розкриттям тріщин, підйомом до поверхні природного газу, нафти, високомінералізованих розчинів, що насичують четвертинні відклади. Газ не

тільки забруднює повітря, але й може стати причиною вибухів, що призводять до людських жертв. Під час нагнітання вод для підтримання пластового тиску можуть виникнути зрушення пластів, що на поверхні сприймаються як техногенні землетруси. Забруднюють довкілля і наземні споруди: накопичувачі промислових стічних вод, нафтосховища, нафтозбірні пункти, нафтогазопроводи. Основними забруднювачами, що формують техногенні потоки від джерел забруднення є нафтопродукти, газові суміші, пластові високомінералізовані води, хімічні реагенти, інгібітори корозії та ін. [49–51].

Зміна хімізму підземних вод та утворення техногенних відкладів відбувається у процесі нагнітання технологічних вод для підтримання пластового тиску. При цьому відбувається забруднення порового простору техногенними відкладами навколо перфорованої пристовбурної частини свердловини [52]. Крім цього, відбувається зміна хімічного складу підземних вод та їх міжпластові перетоки. Такі процеси можуть відбуватися лише під час буріння свердловини, коли в необсадженому стовбурі тиски підземних вод двох та більше пластів не рівні за своїм абсолютним значенням або перевищують робочий тиск бурового розчину. Запобігти цьому може обсадження стовбура свердловини обсадними колонами та цементаж їх заколонного простору. Під час експлуатації такі процеси виникають у край рідко і лише за наявності порушення герметичності цементного каменя у разі гідророзриву пластів.

Під час розробки покладів нафти і газу головними джерелами забруднення геологічного середовища є свердловини. Як правило, забруднення виникають у результаті неякісного проведення останніх, а пізніше – їх ліквідації внаслідок відсутності ізоляції окремих інтервалів розрізу, затрубних перетоків, а також випробовування і дослідження свердловин із застосуванням методів інтенсифікації припливів тощо. Екологічно небезпечні ситуації у процесі видобування нафти і газу умовно можна розділити на технологічні й аварійні. Слід зауважити, що так звані технологічні забруднення не є обов'язковими, а виникають внаслідок

порушення технічних і технологічних вимог до якості робіт, прогнозування форс-мажорних ситуацій і запобігання їх наслідків [48].

Деякі екологічні проблеми пов'язані з будівництвом і експлуатацією газосховищ, в якості яких переважно використовуються вироблені газові родовища з існуючими газовими свердловинами та системою комунікацій. Головними складовими техногенного впливу під час їх спорудження та експлуатації є суттєві зміни гідрогеодинамічного і гідрогеофільтраційного режимів глибинних горизонтів геологічного середовища. Це пов'язано з можливістю проявів екологічного ризику внаслідок порушення шарів і виникнення додаткових деформацій та розвитком локальних землетрусів. На зміни в екологічній системі приповерхневих шарів і поверхні Землі впливають ПСГ, що є „дихаючими камерами”, і залежно від режиму роботи (нагнітання-відбір) призводять до порушення екологічної рівноваги. Як показали дослідно-методичні розробки на прикладі Богородчанського й Угерського ПСГ, порушення щільності гірських порід зумовлює підвищення концентрації метану та інших гомологів газу в ґрунтах, підземних водах, повітрі над зонами тектонічних порушень, а також біля ліквідованих і експлуатаційних свердловин [53, 54].

Враховуючи той факт, що технологічні процеси нафтогазового виробництва спричиняють значні навантаження на довкілля, то питання зменшення негативного впливу НГК як забруднювача та виявлення джерел забруднення набувають особливої актуальності. У процесі господарської діяльності НГК виділяють наступні основні агенти техногенного впливу на довкілля (рис. 1.4).

**Нафта і нафтопродукти.** Нафта і продукти її переробки після видобутку та протягом усього процесу їх використання на поверхні землі є активними чинниками забруднення довкілля. Низькі значення гранично допустимих концентрацій (ГДК) і незначна розчинність більшості нафтопродуктів роблять їх одними з найпоширеніших забруднювачів довкілля на великих площах протягом десятків, а то й сотень років.

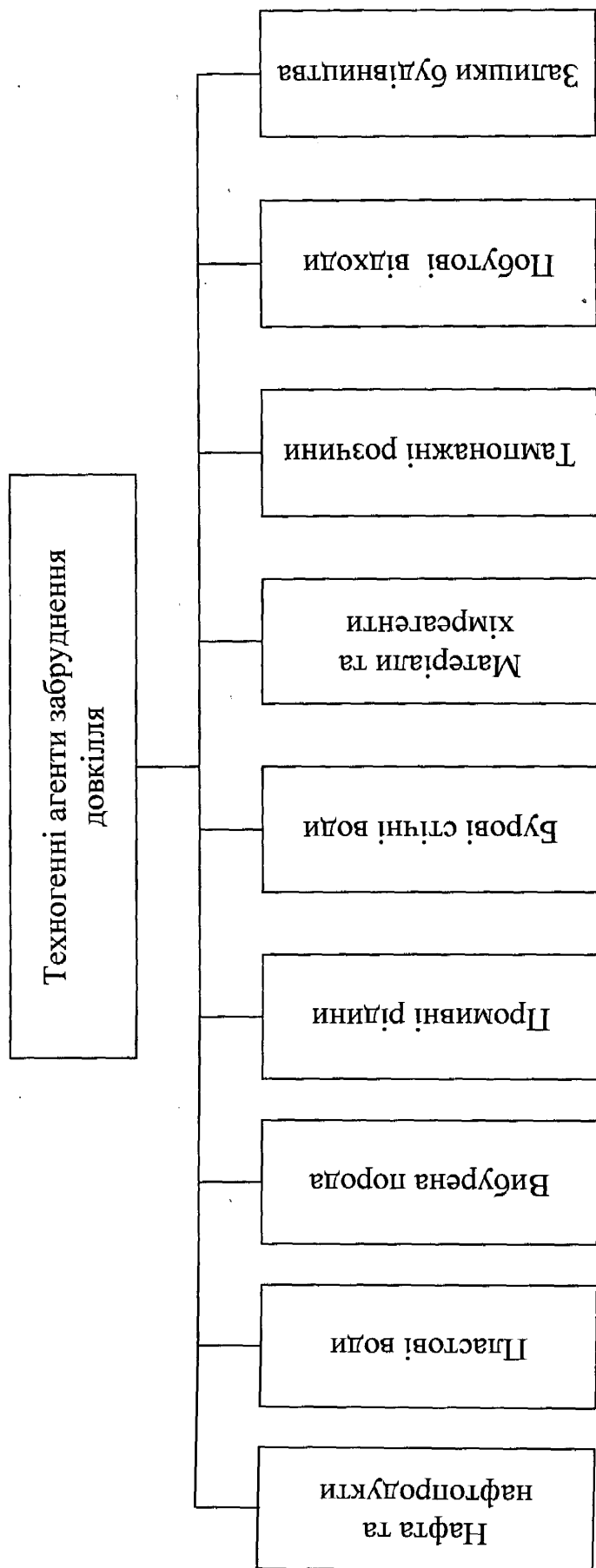


Рис. 1.4. Класифікація техногенних агентів забруднення довкілля об'єктами нафтогазового комплексу.

Нафта і нафтопродукти потрапляють у навколишнє середовище природним і штучним шляхами. Забруднення нафтопродуктами найбільш небезпечне, оскільки має довгостроковий характер; у підземних водах поширюється на значну територію; впливає на імунну систему людини; у разі знезаражування може утворювати дуже токсичні сполуки [45].

Нафтохімічне забруднення геологічного середовища є однією з найбільш розповсюджених екологічних проблем НГК. Локальні забруднення проявляються у вигляді скупчень нафтопродуктів у місцях утворення природних приповерхневих пасток, якими можуть слугувати зони тектонічних порушень, ділянки з низькою фільтрацією флюїдів і природним гідроупором. Характерною особливістю забруднень локального типу є відносна стабільність розташування забруднених ділянок у часі та просторі. Їм властива незначна сезонна міграція, зумовлена зміною рівня ґрунтових вод. Динамічні забруднення пов'язані з потраплянням нафтопродуктів у зони дії підземних водних потоків. У цьому випадку міграція забруднювачів може відбуватися на значні відстані. За напрямком міграції утворюється серія локальних забруднень і не виключена можливість потрапляння нафтопродуктів у нижні водоносні горизонти. Даний тип забруднення є найбільш небезпечним із екологічної точки зору та найскладнішим щодо його виявлення і ліквідації [55].

Щороку у світі видобувають понад 4 млрд. т сирої нафти, з якої приблизно 50 млн. т втрачається під час добування, транспортування та переробляння. У води Світового океану потрапляє за рік 12–15 млн. т нафти, кожна тонна якої вкриває плівкою 12 км<sup>2</sup> поверхні океану. За підрахунками вчених, нині до 20 % поверхні Світового океану вже вкрито плівкою нафти чи нафтопродуктів [56]. Втрати нафти, газу і газоконденсату на родовищах зустрічаються досить часто. Значної шкоди довіллю в цілому і компонентам гідросфери зокрема завдають технологічні аварії на видобувних свердловинах і трубопроводах, що супроводжуються викидами нафти та інших вуглеводнів.

Найчастіше нафта виливається на ґрунти і, мігруючи в горизонтальному і вертикальному напрямках, потрапляє в поверхневі водойми, у води першого від поверхні водоносного горизонту. Вуглеводневі суміші можуть потрапляти і в більш глибокі водоносні горизонти, в першу чергу, внаслідок порушення герметичності обсадних колон і перетоків по затрубному простору свердловин [57].

Вплив нафти на природні екосистеми неоднозначний, токсичний ефект вуглеводневих і не вуглеводневих її компонентів може бути нейтралізований внаслідок їх взаємодії з компонентами води та субстрату як на поверхні, так і у водоносних горизонтах. Різноманітність і мінливість зовнішніх факторів та стану екосистем, що накладаються на багатокomпонентність і мінливість складу нафти, створюють у кожному конкретному випадку унікальні ефекти, які досить важко прогнозувати.

Найбільш небезпечними є ароматичні вуглеводні (бензол, толуол, ксилол та ін.), що навіть за малих концентрацій завдають значної шкоди довкіллю. Вони дуже важко руйнуються, хоча і піддаються бактеріальному окисленню. Не менш токсичні метанові вуглеводні легких фракцій. Вони краще розчиняються у воді, легко проникають у клітини організмів через мембрани. Але їх дія внаслідок високої леткості, як правило, не буває довготривалою [46, 58, 59].

Негативна дія нафти не обмежується лише безпосередньою токсичністю її компонентів. Не менш небезпечним є вплив на водні екосистеми, пов'язаний зі здатністю нафти покривати найтоншою плівкою значні акваторії. Це порушує обмін енергією, теплом, вологою та газами між гідросферою й атмосферою. Найбільш помітні трансформації відбуваються в окисновідновному режимі вод. Порушення кисневого забезпечення у водній масі під плівкою може стати причиною погіршення якості води та деградації біоти [46].

**Пластові води.** Нафта, газ і газоконденсат видобуваються на поверхню з надр у складі сумішей з пластовими водами, що в більшості випадків мають



підвищену мінералізацію, тобто є або солоними водами (мінералізація від 10 до 50 г/дм<sup>3</sup>), або солянками (мінералізація понад 100 г/дм<sup>3</sup>). Проблема забруднення довкілля пластовими водами особливо загострюється на родовищах, де застосовується система підтримки пластового тиску (ППД), на полігонах захоронення супутньопромислових вод і на родовищах, що знаходяться на кінцевій стадії розробки. Для всіх цих об'єктів характерна наявність сітки водогонів, нагнітальних свердловин, насосних станцій, установок підготовки води та інших споруд, відбуваються постійні, періодичні або випадкові втрати пластових вод і нафтопродуктів. Масштаби та інтенсивність впливу високомінералізованих вод на стан природних екосистем часто бувають більшими, ніж вплив нафти. Так, наприклад, супутні пластові води із продуктивних горизонтів пермі та карбону в ДДЗ є хлоридними натрієво-кальцієвими солянками з мінералізацією 120–275 г/дм<sup>3</sup> та високими концентраціями (перевищення ГДК для питних вод у сотні й тисячі разів) таких рухомих і токсичних елементів, як бром, стронцій, літій та ін. Окрім цього, вони містять значну кількість нафтопродуктів. Тому навіть незначні втрати пластових вод призводять до значних змін у складі прісних підземних вод верхнього гідрогеологічного поверху. Аналіз мікрокомпонентного складу пластових вод названого регіону вказує на пряму залежність глибини залягання та концентрації таких елементів, як стронцій, літій, рубідій, бор і бром [46, 57, 60].

Із макрокомпонентів найбільшу небезпеку представляють хлорид-іон і натрій. Концентрація СГ, що є ідеальним мігрантом і компонентом пластових вод та практично не сорбується, перевищує ГДК у 370–470 разів. Натрій також надзвичайно рухливий у зоні активного водообміну, його вміст у водах перевищує ГДК у 170–240 разів.

Радіоекологічний моніторинг на території об'єктів АТ „Укрнафта” вперше було виконано в 1995–1996 рр. Північно-Східним науковим центром НАН України. За даними цих досліджень встановлено наявність забруднення

промислового обладнання природними радіонуклідами на всіх нафтогазовидобувних підприємствах АТ „Укрнафта” [61].

Радіоактивне забруднення місцевості на нафтопромислах зумовлено, насамперед, підняттям на поверхню в процесі видобутку нафти солей радію і торію. Джерелом радіоактивного забруднення є уранобітумні скупчення у відкладах розрізу, а також збагачені радієм глибинні хлоркальцієві солянки. Радіоактивні аномалії у Передкарпатській НГО спостерігаються на родовищах підприємств „Бориславнафтогаз”, „Долинанафтогаз” і „Надвірнанафтогаз”. Максимальні значення потужності експозиційної дози (ПЕД), до 500–600 мкР/год, характерні для Орів-Уличнянського та Гвіздецького родовищ. У Дніпровсько-Донецькій НГО найвищі аномалії відмічено в НГВУ „Охтирканафтогаз”, аномальний радіаційний фон ґрунтів становить 50–120 мкР/год, а нафтовидобувного обладнання (насосно-компресорних труб, глибинних насосів та ін.) інколи сягає 6000 мкР/год. Природа виявлених радіаційних аномалій пов’язана із супутніми пластовими водами. Піднімаючись на поверхню, супутні води (кислі, з низькими значеннями рН середовища) надходять в окислювальне середовище денної поверхні й утворюють на поверхні нафтового обладнання мінеральні сполуки, збагачені природними радіонуклідами. Радіонукліди відкладаються у різних мінеральних формах: барит, кальцит, гіпс, окисли заліза, хлориди [46, 61–63].

**Вибурена порода.** Дослідженнями встановлено, що основним чинником антропогенного впливу на довкілля у процесі спорудження свердловин є технологічне забруднення відходами буріння. Так, обстеження ділянок розвідувальних площ ДДЗ показало, що відходи просочуються в ґрунти і поширюються по радіусу на десятки, а іноді на сотні метрів від бурового майданчика. Це може призвести до забруднення поверхневих і ґрунтових вод, зниження біогенності ґрунту та зменшення активності гідролітичних і окисно-відновних ферментів у ґрунтах [64, 65].

Вибурена порода за своїм складом переважно нетоксична, але, диспергуючись у середовищі бурового розчину, її частинки адсорбують на своїй поверхні токсичні речовини та можуть негативно вплинути на рослинний і тваринний світ, ґрунтові води [66].

**Промивні рідини.** Одними з основних потенційних забруднювачів під час спорудження свердловин є промивні рідини. У процесі буріння використовують наступні типи промивних рідин: розчини на водній основі, розчини на нафтовій основі, спеціальні розчини й агенти для промивання свердловин, обважненні бурові розчини та рідини для перфорації свердловин [67]. Забруднююча здатність промивних рідин залежить від кількості і токсикологічної характеристики хімічних реагентів, що застосовуються для обробки бурових розчинів, та складу гірських порід. Безперечно, під час буріння свердловин та цементування обсадних колон частина робочих розчинів фільтрується у пристовбурну зону. Величина проникнення фільтратів залежить як від геологічних параметрів пласта (пористість, проникність, літолого-петрографічні особливості гірських порід тощо), так і від технологічних параметрів буріння (тиск, хімічний склад бурових і тампонажних розчинів, швидкість буріння, швидкість спуско-піднімальних операцій тощо). У разі надходження технологічних рідин у пристовбурну частину пласта колектора різко змінюються фільтраційно-ємнісні параметри у зв'язку із закупоркою порового простору. У свою чергу, наявність у порох стороннього флюїду зумовлює зміни хімізму гірських порід із утворенням так званих техногенних бар'єрних відкладів, але об'єми цих змін дуже малі порівняно з об'ємами самих родовищ.

**Бурові стічні та промислові води.** Значний вплив на довкілля мають бурові стічні та промислові води. Основою стічних вод у промислових умовах є супутні пластові води, що видобуваються разом із нафтою, газом і газоконденсатом, та води, що беруть участь у технологічних процесах. До цих рідин додаються води з відходів технологічних процесів, дощові і талі води.

Суміш цих вод зазнає забруднення вибуреною породою, буровим розчином, хімреагентами, інгібіторами, паливно-мастильними матеріалами, пластовими флюїдами та ін. Для заводнення нафтових покладів використовують води відкритих природних водойм, пластові та стічні води промислових підприємств. Останнім часом до води, що нагнітається, додають різні реагенти для покращення вилучення залишкової нафти. Проте у продукції від цього значно зростає вміст води та з'являються різноманітні сполуки, що входили до складу води, яка нагніталася у пласт. Води, що нагнітаються, часто значно відрізняються від пластових вод за хімічним складом і фізико-хімічними властивостями. Проведення процесу заводнення без дотримання вимог до якості води спричиняє забруднення привибійної зони нагнітальних свердловин, утворення піщаних корків, відкладення солей, розвитку різноманітних організмів тощо [68]. У процесі утилізації стічних вод виникає цілий ряд проблем. Найбільш трудомістким є очищення стічних вод від нафти та механічних домішок перед їх закачуванням у підземні поглинаючі горизонти. Захоронення пов'язано з виникненням інтенсивної корозії та ерозії на стінках експлуатаційних (технічних) колон, насосно-компресорних трубах, водопроводах і обладнанні, що бере участь у процесі нагнітання води [48, 64].

**Матеріали та хімреагенти.** Матеріали – це основні або допоміжні речовини, що застосовуються у процесі виробництва. У приготуванні й обробленні бурових розчинів використовують глини, крейду, сидерит, барит, гематит, доломіт та ін. Вони складають тверду фазу бурових розчинів. Окрім того, до матеріалів належать вода (електроліти, розсоли, пластова вода), а також нафта, дизельне пальне, мастила та ін., що складають чи доповнюють суцільну рідку фазу (дисперсійне середовище) або внутрішню рідку фазу (дисперсну фазу) у бурових розчинах на водній та вуглеводневій основі [67].

Реагенти – технічний термін, яким позначають вихідні речовини, що беруть участь у хімічних реакціях (процесах). У бурінні хімічні реагенти застосовують із метою надання буровим розчинам необхідних фізико-хімічних

властивостей (для зміни густини, в'язкості, міцності структури, зниження показника фільтрації та ін.). У комплексі фізико-хімічної дії на полідисперсну систему, якою є буровий розчин, оброблення хімічними реагентами неорганічного й органічного складу часто проводять із одночасним розбавленням або концентруванням, механічною активацією, перемішуванням, термічною обробкою чи без неї. Забруднююча здатність хімічних реагентів залежить від їх токсикологічної характеристики та кількості, яку містять промивні рідини.

За призначенням хімічні реагенти і матеріали поділяють на дві великі групи: реагенти і матеріали загального призначення та реагенти спеціального призначення. Для надання буровому розчину спеціальних властивостей (інгібуючих, змащувальних, емульгуючих та ін.) або для усунення недоліків і підвищення ефективності реагентів загального призначення (усунення піноутворення, термічної і ферментативної нестійкості, агресивного впливу полівалентних іонів, сірководню та ін.) використовують неорганічні електроліти, ароматичні аміни, аміноспирти, алкілфеноли, силоксани, солі високомолекулярних органічних сполук, оксиетильовані органічні сполуки, вищі жирні спирти, вищі жирні кислоти, полімери, співполімери та ін. За хімічною природою реагенти поділяють на неорганічні (основи, кислоти, солі) й органічні (низькомолекулярні та високомолекулярні полімерні речовини з різним функціональним призначенням) [67].

Соляно-кислотні обробки пластів з точки зору екології завдають певних збитків геологічному середовищу. З одного боку, кислотні розчини збільшують об'єм порового простору за рахунок розчинення мінерального кістяка гірських порід. Це збільшує дебіт пластового флюїду та підвищує коефіцієнт нафтовіддачі. А з іншого боку, протікає процес порушення геологічного середовища зі зміною його мінерально-літологічних параметрів [48].

**Тампонажні розчини.** Тампонажні розчини – це розчини води, цементу та різних специфічних добавок (прискорювачі, сповільнювачі, обважнювачі,

облегшувачі та ін.), що використовуються для кріплення свердловин, встановлення технологічних і ліквідаційних мостів та ін. Більшість відомих мінеральних в'язучих речовин може бути використана як базовий тампонажний матеріал. До найважливіших із них можна віднести портландцемент, металургійні шлаки, кальцієво-силікатні в'язучі речовини гідротермального затвердіння, магнезійні в'язучі речовини, глиноземистий і гіпсоглиноземистий цементи, гіпсові в'язучі речовини, в'язучі речовини на основі водорозчинних силікатів, органічні й орґано-мінеральні складові на основі полімерів. Портландцемент містить штучні мінерали, більшість із яких у природі не зустрічається, а деякі зустрічаються зрідка [69]. Тампонажні розчини залежно від пластових тисків, колекторських властивостей порід, в'язкості, питомої ваги можуть проникати на значні глибини у пласти і забруднювати надра. Найбільш чутливим до впливу тампонажних розчинів є мальок лосося, який гине через 29–35 год., за концентрації цементу 30 г/л а також донні безхребетні, для яких небезпечною є концентрація 3,2–3,6 г/л [70, 71]. Забруднююча здатність тампонажних розчинів в основному залежить від токсикологічної характеристики портландцементу та спеціальних добавок.

**Побутові відходи.** За підрахунками вчених, на одного жителя планети припадає 150–600 кг побутових відходів на рік [72]. Побутові відходи – це відходи від прибирання виробничих і побутових приміщень, території підприємств, спрацьована техніка, прилади, папір, скло, харчові відходи та відходи життєдіяльності людей. Їхня кількість та склад залежать від багатьох чинників і можуть значно відрізнятися навіть на сусідніх суміжних підприємствах. Найбільшу частку становлять тверді побутові відходи та господарсько-побутові стоки. Побутові стічні води містять органічні речовини, сполуки нітрогену і фосфору, поверхнево-активні речовини. Ступінь забруднення стічних вод оцінюють в еквівалентах побутових стоків (ЕПС). Один ЕПС дорівнює кількості органічної речовини-забрудника, що

виробляється однією людиною за добу [56]. Стоки впливають на ґрунти, поверхневі та ґрунтові води.

**Залишки будівництва.** Відомо, що в процесі виробництва створюється товарна продукція. Однак за розрахунками спеціалістів в окремих галузях лише 5–10 % сировини, яку використаної у виробництві, переходить у кінцеву товарну продукцію, а решта потрапляє у відходи [56]. Під виробничими відходами розуміють рештки сировини, матеріалів, напівфабрикатів, що утворилися у процесі виробництва, будівництва, реконструкції та ремонту виробничих будівель, споруд, обладнання і втратили повністю або частково вихідні споживчі властивості. Вони складаються в основному з металобрухту чорних і кольорових металів, деревини, пластмаси, гумовотехнічних виробів, будівельного сміття, бутобетону та ін.

### **Висновки**

Аналіз фактичних геологічних, геофізичних та геохімічних матеріалів підтверджує, що на території нафтогазовидобувних регіонів має місце природне і техногенне забруднення довкілля. При цьому переважаючим є техногенний фактор.

Основними джерелами забруднення довкілля є самі об'єкти НГК, а найбільш агресивні техногенні агенти – це нафта та нафтопродукти, пластові води, відходи буріння і хімреагенти. Всі об'єкти НГК є джерелами систематичних втрат нафтопродуктів, причому не тільки випадкових, що виникають у разі аварійних ситуацій, а й таких, що передбачаються у зв'язку з недосконалістю технологічних процесів. Останні закладаються в норми і значно перевищують втрати, зумовлені аварійними ситуаціями.

## РОЗДІЛ 2

### ГЕОФІЗИЧНІ МЕТОДИ ОЦІНЮВАННЯ ТЕХНОГЕННОГО ВПЛИВУ НА ГЕОЛОГІЧНЕ СЕРЕДОВИЩЕ ОБ'ЄКТІВ НАФТОГАЗОВОГО КОМПЛЕКСУ

Поняття моніторингу довкілля вперше було введено Р. Менном у 1972 р. на Стокгольмській конференції ООН. Моніторингом було запропоновано називати систему повторних спостережень в просторі та часі одного і більше елементів навколишнього природного середовища з певними цілями відповідно до попередньо підготовленої програми. Израель Ю.А. визначив моніторинг як систему спостережень, що дає змогу виділяти зміни біосфери під впливом людської діяльності [73]. Богословський В.А. визначає моніторинг як організовану з контрольно-діагностичними цілями просторово-часову систему спостережень за змінами природних та природно-технічних систем, об'єктів і окремих складових частин цієї системи у взаємодії з довкіллям [74]. За Адаменком О.М., Рудьком Г.І. моніторинг навколишнього середовища або екологічний моніторинг природно-антропогенних геосистем – це система спостережень, збирання, оброблення, передавання, збереження та аналізу інформації про стан екологічних систем, що розвиваються як природним шляхом, так і під впливом антропогенного (техногенного) навантаження. Система моніторингу повинна передбачати не тільки спостереження і аналіз стану довкілля, а й забезпечення органів державного управління оперативною інформацією, прогнозами та попередженнями щодо можливих змін довкілля для підтримання управлінських рішень і розробки науково обґрунтованих довгострокових та оперативних екологічних програм [40, 75].

Задачі, для розв'язання яких здійснюється моніторинг, визначають рівень, ступінь складності, а також міждержавну, державну чи відомчу приналежність організованої системи спостережень. Найбільш складним за своєю структурою є моніторинг довкілля, оскільки передбачає організацію



багаторівневої та багатокомпонентної комплексної системи спостережень [76, 77], відповідно до яких розрізняють моніторинг глобальний, державний, регіональний, локальний і детальний [74].

Попередження небажаних явищ, пов'язаних із господарською діяльністю людини, та розроблення захисних інженерно-технічних заходів потребують удосконалення системи спостережень за геологічним середовищем і особливого підходу до інтерпретації отриманої інформації. У переважній більшості види забруднення тісно пов'язані між собою. Вони впливають на геофізичні поля і тому є об'єктом дослідження. Із цього випливає, зокрема, що існують принципові фізичні передумови застосування геофізичних методів у процесі геоекологічних досліджень, що дають досить широку інформацію та можливість побудови об'ємних геолого-геофізичних моделей типових зон техногенного забруднення [78].

Сьогодні постало питання вдосконалення технології досліджень під час проведення моніторингу екзогенних геологічних процесів як складової частини державного моніторингу геологічного середовища. Розв'язання цієї задачі може бути здійснено за допомогою широкого застосування у моніторингових спостереженнях геофізичних методів, мають наступні переваги [74, 76, 79, 80]:

- геофізичні методи дають змогу вивчати гірські породи в умовах їх природного залягання (у масиві);
- проведення геофізичних вимірювань не викликає змін у складі порід і не призводить до порушення природних процесів, що забезпечує можливість „неруйнівного контролю” за ними;
- геофізичні дані характеризують не окремі точки спостережень, а носять об'ємний характер;
- геофізичні методи дають змогу вивчати масиви на різних масштабних рівнях (з різним ступенем детальності), що дуже важливо під час вивчення неоднорідного середовища;
- глибини досліджень геофізичними методами практично необмежені;

- під час проведення режимних моніторингових спостережень достовірність геофізичних даних суттєво зростає, тому що для вивчення того чи іншого процесу інколи достатньо отримати інформацію не про абсолютну величину показника в різні проміжки часу, а про величину його відносної зміни в ході розвитку досліджуваного процесу; інколи достатньо отримати якісну оцінку того, у якому напрямку процес розвивається;

- використання оптимального комплексу методів геофізики дає змогу знизити вартість моніторингових робіт і підвищити їх якість.

Геофізичний моніторинг здійснюється з метою оцінювання та прогнозування екологічно-небезпечних природних, природно-техногенних і техногенних геологічних процесів та використовується для одержання оперативної інформації, що дає змогу виявляти зміни, які відбуваються у верхніх шарах літосфери або гідросфери, з точки зору їх відповідності допустимим нормам і критеріям якості та безпеки довкілля. Прогнозування цих змін у часі уможливорює прийняття оперативних рішень щодо стабілізації несприятливих техногенних впливів або захисту від природних геологічних катастроф. Моніторинг довкілля у місцях використання надр включає такі обов'язкові елементи, як еколого-геологічне картування, довготривале спостереження за змінами екологічних параметрів довкілля, оцінювання та прогнозування його екологічного стану [73, 74, 81]. Питання геофізичного моніторингу екологічно небезпечних природних і техногенних процесів висвітлено в роботах Богословського В.А., Шевніна В.А., Огільві А.А., Чекалюка Е.Б., Осадчого В.Г., Ізраєля Ю.А., Вижви С.А., Кузьменка Е.Д., Безсмертного А.Ф., Продайводи Г.Т., Горяїнова І.М., Приходька О.А. та ін.

Екологічні проблеми давно стали предметом досліджень загальної, чи фундаментальної геофізики, що включає фізику Землі, геофізику атмосфери, літосфери, гідросфери. Особливістю геофізичних досліджень є можливість вивчення просторової будови Землі в тривимірній системі координат і зміни її стану в часі шляхом проведення періодично повторюваних космічних,

атмосферних, наземних, аквальних і підземносвердловинних спостережень [73, 74].

Екологічна геофізика вирізняється можливістю проведення оперативного, точного, ефективного вивчення будови верхньої частини геологічного розрізу (ВЧР) в умовах техногенного впливу. Введене геофізиками поняття ВЧР еквівалентне екологічному визначенню „природно-техногенна система” (ПТС). Елементами ПТС є як природні геологічні об’єкти (гірські породи, підземні води, гази, біота, окремі геологічні тіла, елементи тектоніки, природні фізичні поля та ін.), так і елементи, що виникають у результаті техногенезу (штучні тіла, техногенно-змінені гірські породи і води, техногенні фізичні поля та ін.). Тому завданням геофізичних досліджень ВЧР в умовах техногенезу є вивчення за допомогою геофізичних методів природних геологічних елементів, що визначають стійкість до антропогенного впливу; техногенних інженерно-геологічних процесів; впливу природних і техногенних фізичних полів на геологічне середовище та біоту. Вплив фізичних полів на біоту може оцінюватися інтенсивністю екогеофізичних аномалій [74].

Основними завданнями геофізичного моніторингу є: спостереження за станом літосферного простору та геофізичними полями; виділення складових, зумовлених техногенними факторами; виділення аномалій геофізичних полів, що виникли внаслідок розвитку екологічно небезпечних геологічних процесів; формування динамічних фізико-геологічних моделей для прогнозування стану геологічного середовища на найближчу і віддалену перспективу.

Можливості геофізичного моніторингу визначаються універсальністю та багатофакторністю геофізичної інформації, що дає змогу характеризувати геометрію, властивості геологічних тіл будь-яких розмірів, а також їх зміни просторової структури і часових варіацій електромагнітних, радіоактивних, теплових полів, полів пружних деформацій; дає кількісну інформацію про напружений стан і фізико-механічні властивості масивів гірських порід; дає

змогу вивчати їх анізотропію, фіксувати коливання мінералізації та рівня підземних вод, визначати головні напрямки дії антропогенних навантажень. Геофізичні вимірювання можна повторювати неодноразово, оскільки вони не впливають на довкілля. Змінюючи частоти фізичних полів, розміри установок та їх орієнтацію в просторі, геофізик може оперативнo змінювати на свій розсуд обсяги порід, що вивчаються, і глибину досліджень [73, 74, 82–84].

Для організації геофізичного моніторингу застосовуються комплекси методів (дистанційні, наземні, аквальні, підземні) із різною фізичною основою та технологією. Такі важливі особливості вказаних комплексів, як оглядовість, різномасштабність, роздільна здатність і детальність отримуваної інформації, дають змогу здійснювати багаторівневий (від глобального до детального рівня) просторовий моніторинг природних і природно-техногенних процесів, наприклад землетрусів, зсувів, карстів, просідань, провалів, підтоплень, селів, абразії тощо [73, 74, 81, 85–89].

Складні геологічні й технологічні об'єкти, що відрізняються просторово-часовою мінливістю форм та розмірів, різноманітністю фізичних властивостей, важко виділяти чи кількісно описати за даними одного геофізичного методу. Якісне виділення такого об'єкта за одним методом ускладнюється в силу тих обставин, що ознака, яка лежить в основі методу, не повністю описує об'єкт. У зв'язку з чим у прикладній геофізиці широко використовують комплексування методів із різною фізичною основою [73, 74, 81].

Комплексом методів є їх поєднання, направлене на виділення чи кількісну характеристику цілісних об'єктів. У теорії комплексування виділяють цільові й технологічні комплекси. Цільові комплекси об'єднують методи, направлені на розв'язання однієї загальної задачі, технологічні передбачають методи, що мають спільну технологічну основу або умови їх застосування [74].

Існує декілька загальних методологічних принципів, відповідно до яких геофізичні методи можуть бути об'єднанні в один комплекс: кожен метод повинен виявляти об'єкт досліджень, давати нову інформацію про цей об'єкт;

збільшення кількості методів повинно давати додаткову інформацію; використання методів із різною фізичною основою дає більш повну якісну інформацію; склад комплексу і технологія геофізичних робіт повинні бути узгоджені з цілями і задачами досліджень [74, 76, 82, 90].

Оптимальним може вважатися комплекс геофізичних методів, застосованих у визначеній послідовності, який дає змогу найбільш повно розв'язувати поставлену еколого-геологічну або геоекологічну задачу із найменшими затратами часу та засобів. Залежно від загальної мети досліджень і змісту конкретних задач структура еколого-геофізичного комплексу й особливості його застосування можуть суттєво відрізнятися. Так, наприклад, під час дослідження нескладних об'єктів можна обмежитися 2–3 методами, що мають подібну технологію [74, 79].

У процесі проведення еколого-геофізичного моніторингу паралельно зі спостереженнями за змінами геофізичних параметрів використовують дані геологічних, гідрогеологічних, кліматичних, геохімічних, екологічних та інших досліджень. Усе це у співвідношенні з оптимально вибраним просторово-часовим розподілом спостережень дає змогу отримувати достатній обсяг достовірної інформації, що може бути покладена в основу короткострокових і довгострокових прогнозів еволюції геоекологічної обстановки [73, 74, 79, 85, 87].

Нафтогазовий комплекс створює значне техногенне навантаження на довкілля. Недосконала технологія пошуків і розвідки родовищ вуглеводнів, видобування, експлуатації, транспортування, переробляння та зберігання, використання нафтопродуктів у господарській діяльності, а також аварії на об'єктах паливно-енергетичного комплексу призводять до забруднення ґрунтів, підземних і поверхневих вод, рослинності та інших чинників навколишнього середовища. Все це впливає на зміну природних фізичних полів і тому є об'єктами геофізичного вивчення. Новоутворені поля (сили тяжіння, напруг, гідродинамічне, теплове та ін.) спричинюють зміну

екологічного стану довкілля. Геофізичні методи забезпечують просторову та часову густину спостережень, що важливо під час дослідження техногенного навантаження на геологічне середовище [76, 91–94].

На основі аналізу опублікованих теоретичних розробок [70–76, 80, 82, 92–94], фактичних матеріалів і власних досліджень запропоновано схему класифікації „екогеофізичних” методів визначення техногенного навантаження на довкілля об’єктів НГК. Згідно з цією класифікацією геофізичні методи поділяються на дистанційні, поверхневі та приповерхневі, свердловинні (рис. 2.1). Для отримання більш достовірної інформації про вплив НГК на довкілля ефективним є комплексне застосування різних за своєю фізичною та методичною основою засобів. Проаналізувавши внесок кожного методу у розв’язання поставлених завдань, використовуються відповідні геофізичні комплекси [86, 93–96].

Дистанційні (аерокосмічні) методи дають змогу визначити зони забруднення об’єктів НГК нафтопродуктами та їхніми похідними, оперативно оцінити ступінь механічної деструкції земної поверхні на великих площах, провести оперативний контроль стану довкілля в умовах техногенного навантаження, виявити розривні порушення, які є зонами підвищеного екологічного ризику, спостерігати за змінами водного середовища, рослинного покриву та атмосфери. Це розширить територію досліджень та підвищить ефективність використання наземних і свердловинних методів.

Одним із важливих видів дистанційних досліджень є вивчення земної поверхні у видимому діапазоні спектра, тобто фотографування з повітря та космосу. За допомогою оглядового аерокосмічного фотографування оцінюють ландшафтні особливості територій. Багатозональну фотозйомку виконують одночасно в декількох вузьких зонах спектра. Вона базується на використанні методу спектральних контрастів, що підвищує величину контрасту між об’єктом і фоном, та виборі найоптимальнішої зони спектра, в якій

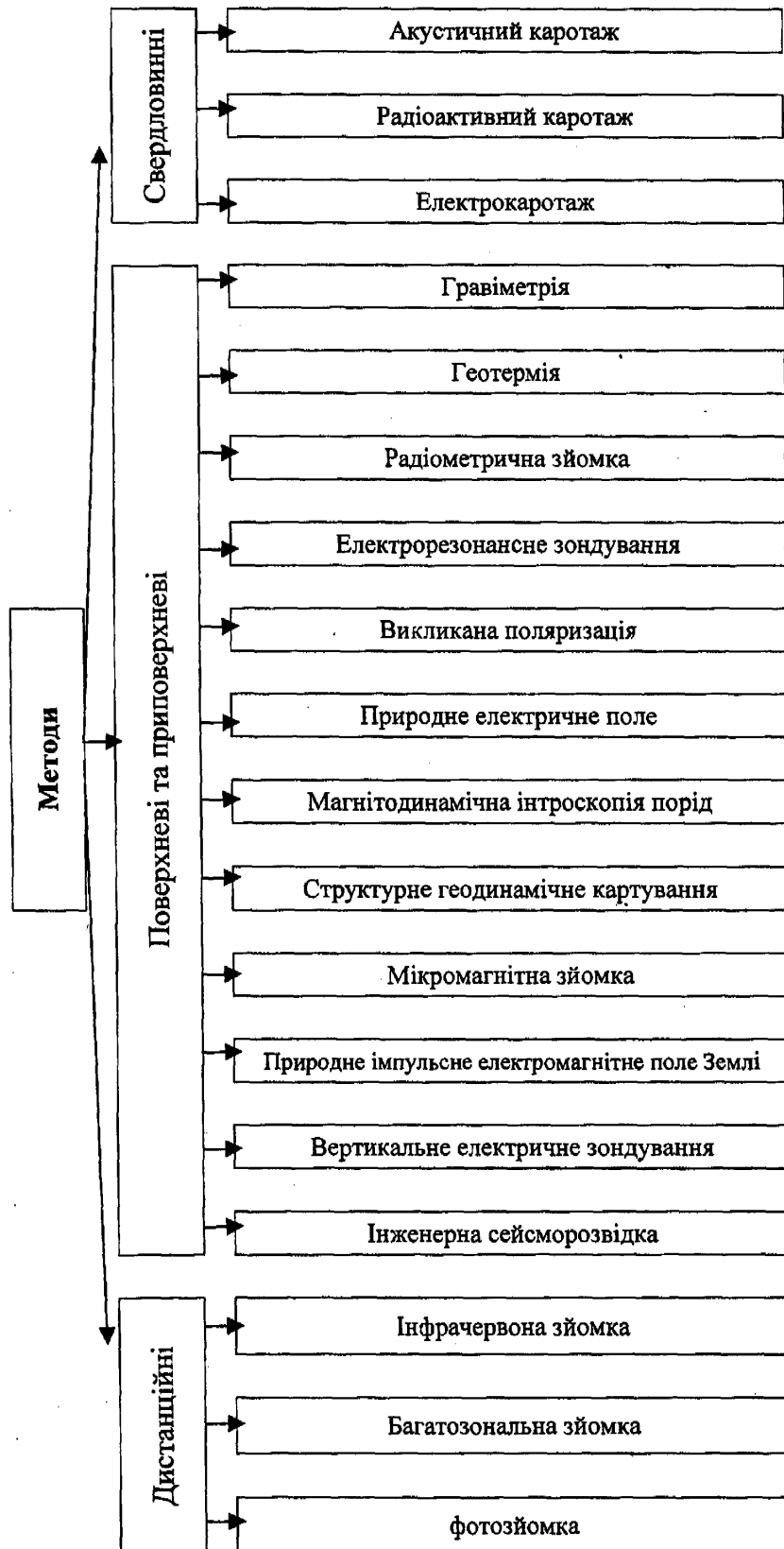


Рис.2.1. Класифікація „екогеофізичних” методів для визначення забруднення довкілля об’єктами НГК.

спостерігається максимальна відмінність коефіцієнтів спектральної яскравості. Наприклад, комбінуючи два канали (червону частину видимого спектра та інфрачервоного пасма), можна впевнено фіксувати об'єкти „неживої природи”: бурові установки, насосні станції, трубопроводи, споруди нафтопереробної промисловості, звалища-накопичувачі відходів переробної промисловості, розливи нафтопродуктів на ґрунті та водній поверхні. Розроблена технологія дає змогу окреслити площі забруднення, прослідкувати напрямок міграції нафтопродуктів [97]. Під час ІЧ - зйомки (інфрачервоне випромінювання – носій інформації, близький до світла та радіосигналів) теплове випромінювання тіл безпосередньо пов'язане з їхнім енергетичним станом і вказує на температуру джерела, тобто несе інформацію про речовину та стан джерела випромінювання. Наприклад, аерокосмічним агентством „Магелан” застосовується тепловізорна зйомка з використанням авіаційного комплексу ТАВР-М у спектральному діапазоні 7,5–13,5 мкм, при цьому реєстрація здійснюється бортовою обчислювальною апаратурою. Це дає змогу оперативно оцінювати та контролювати стан лінійних і площинних забудов у НГК, для деяких типів забудов отримувати якісні епюри напружень та прогнозувати можливу поведінку будівель [99].

Дослідження природного середовища за аерокосмічними знімками в комплексі з наземними газогеохімічними вимірами є перспективними для визначення загазованості приповерхневого шару атмосфери територій нафтогазовидобутку. У разі такого комплексного застосування дистанційні та газогеохімічні методи взаємно доповнюють один одного: аерокосмічні – забезпечують оглядовість, оперативність, топографічну прив'язку; газогеохімічні – дають кількісні характеристики, гарантують конкретність. Результати, отримані на території Бориславського нафтогазопромислового району, свідчать про високу ефективність таких досліджень [99].

Застосування поверхневих та приповерхневих еколого-геофізичних методів дає змогу: вивчити стан забруднення ґрунтів, ґрунтових і поверхневих



вод під час проектування та будівництва промислової інфраструктури НГК; виділити та оконтурити забруднені нафтопродуктами ділянки земної поверхні на об'єктах нафтогазової промисловості; передбачувати зсувонебезпечні ділянки на родовищах вуглеводнів і трасах нафтогазопроводів; отримати інформацію не порушуючи геологічне середовище; швидко здійснювати геофізичні дослідження різними методами з достатньою мережею спостережень і незначними, порівняно з іншими методами, витратами.

Завдання еколого-геофізичних досліджень залежать від конкретних об'єктів НГК. Так, під час вивчення впливу техногенно-екологічного навантаження на геологічне середовище процесів, пов'язаних із проведенням пошуково-розвідувальних робіт, випробуваннями свердловин, експлуатацією родовищ, переробленням, зберіганням та реалізацією нафтопродуктів, розв'язуються такі завдання: виявлення джерел забруднення довкілля нафтопродуктами та їхніми похідними; оконтурення ділянок забруднення ґрунтів, поверхневих і ґрунтових вод; встановлення шляхів міграції забруднювачів; оцінювання щільності дамб, шламонакопичувачів; визначення геодинамічно небезпечних зон, пов'язаних із розробкою родовищ.

Наявність значної мережі магістральних та локальних продуктопроводів вимагає розв'язання наступних завдань [76]: виявлення тектонічних порушень і вузлів перетину мікрогеодинамічних зон та оцінювання їхньої активності в межах розміщення трубопроводів; дослідження яружно-балочних відрізків траси трубопроводу й оцінювання зсувонебезпечних ділянок; дослідження трас трубопроводів на території гірничих виробок.

Нафтохімічне забруднення геологічного середовища є однією з найбільш розповсюджених і складних екологічних проблем НГК. Враховуючи техногенний характер виникнення забруднення, умови формування у підземному середовищі в зоні аерації нафтонасичених пластів, діелектричних властивостей нафти і нафтопродуктів, на етапі пошукових

геологорозвідувальних робіт та експлуатації об'єктів НГК можливе застосування геофізичних методів [93, 100].

Розв'язання поставлених задач вимагає нестандартних підходів до методики польових геофізичних робіт, оброблення та інтерпретації матеріалів геофізичних досліджень, застосування нових методів і методик. Для геофізичного картування забруднених територій, на думку вчених Київського національного університету ім. Тараса Шевченка, існує комплекс екогеофізичних методів, що включає: мікроелектрозондування (МЕЗ), мікроелектропрофілювання (СЕР, ПЕР, КЕР), георадарну, окисно-відновних, потенціалів, газову, еманіційну, радіометричну (гама- та бета-), мікромагнітну зйомки, які можуть доповнюватися мікрокаротажними дослідженнями. Запропонований комплекс випробувано під час дослідження екологічного стану Київського Полісся на території дендропарку „Олександрія” (м. Біла Церква) [78, 101, 102].

Для оцінювання екологічного стану геологічного середовища фахівцями інших наукових установ розроблено різноманітні комплекси геофізичних методів. Серед сейсмічних методів найбільш поширений – метод заломлення хвиль, параметрами якого є швидкість поздовжніх та поперечних хвиль, іноді – відповідні коефіцієнти затухання [92]. Цей метод використовують для розмежування геологічного розрізу вздовж заданого як у вертикальному, так і горизонтальному напрямках, виділення сейсмічних меж у корінних породах та четвертинних відкладах, визначення потужності пухких прошарків, картування зон розломів і тріщинуватості, встановлення рівня ґрунтових вод. Основою системи локального моніторингу та попередження критичного стану середовища є сейсмічний метод дослідження за допомогою штучно збуджених пружних хвиль [76, 103]. Активний сейсмічний метод, порівняно з пасивним спостереженням природних сейсмічних полів, характеризується більш високою інформаційною надійністю і не залежить від емісійної активності гірських порід. Ефективність досягається завдяки високій чутливості сейсмічних спостережень до змін напруженого стану середовища

внаслідок об'ємності сейсмічних хвильових полів та інтегрального відображення досліджуваних факторів у параметрах пружних хвиль на шляху їхнього поширення. Це дає можливість передбачити початок зсувного процесу за багато діб до настання його руйнівної фази.

З метою вивчення перерозподілу магнітного поля Землі під час виникнення пластичних деформацій масиву гірських порід використовують мікромагнітну зйомку (ММЗ). Незначні за інтенсивністю та протяжністю аномалії традиційною магнітною зйомкою не фіксуються. Однак вони у багатьох випадках характеризують досить цікаві особливості як корінних порід, так і четвертинних відкладів, що за попередніми припущеннями вважалися б практично немагнітними. Це дає можливість розмежовувати шари за літологічними ознаками, вивчати тріщинуватість порід та геодинамічні процеси.

Іншим прикладом може слугувати комплекс ядерно-фізичних методів вивчення стану довкілля і літомоніторингу, запропонований Талаєвим А.Г. Окрім задач радіоекологічного моніторингу, вказаний комплекс дає змогу вирішувати проблеми оцінювання діяльності гірничих і металургійних виробництв [74].

На практиці у процесі екологічних досліджень найбільш широко використовують методи електророзвідки. Для розв'язання структурних задач застосовують метод ВЕЗ. За його допомогою можна визначають рівень ґрунтових вод, основні літологічні комплекси верхньої частини розрізу й особливості їх залягання. Іншим прикладом може слугувати малоглибинний комплекс геоекологічних методів (ВЕЗ, ЕП, ПП, ВП, геолокація), який застосовують для картування нафтового забруднення геологічного середовища [74, 76, 79, 82], а також аквальний комплекс „руслової геофізики”, що передбачає методи придонної резистивіметрії, термометрії придонних ґрунтів і водний варіант ЕП [74].

Прогнозування зон напружено-деформованого стану порід базується на використанні методу природного імпульсного електромагнітного поля Землі

(ПЕМПЗ). Внаслідок фізико-геологічних процесів та явищ, що відбуваються у надрах під дією техногенного навантаження, виникають зони пружно-деформованого стану в масиві гірських порід. Наприклад, ступінь впливу розробки нафтогазових родовищ на природні об'єкти залежить від параметрів покладів, одним із яких є зміна пластового тиску в процесі експлуатації. Під час узагальнення даних розробки нафтогазових родовищ у різних режимах було встановлено, що зниження пластового тиску призводить до активізації тектонічних рухів. У разі експлуатації нафтових і газових покладів на стадії природного виснаження відбувається об'ємне стиснення пор та ущільнення упаковки зерен продуктивного пласта. Ці процеси впливають на стан його покрівлі та земну поверхню. Ущільнення колектора спричиняє зсув гірських порід над родовищами, відбувається тривала і нерівномірна просадка значної території, що викликає техногенні землетруси, зміну рельєфу та гідрологічного режиму [103–105].

Природне електричне поле (ПЕП) виникає в геологічному середовищі внаслідок дії багатьох фізико-хімічних процесів, основними з яких є окисно-відновні, дифузійно-адсорбційні й фільтраційні [92]. Фільтраційні поля пов'язані з виносом електричних зарядів, що виникають на межі твердої та рідкої фаз під час руху рідини в породі. У середовищі фільтраційного процесу, виникає просторовий розподіл електричного поля [106]. Вивчення динаміки підземних вод дає можливість установити зв'язок потенціалів фільтрації із градієнтами тисків у капілярах. Враховуючи специфіку досліджень, слід очікувати виникнення техногенних гідравлічних ефектів (підсилення водообміну в існуючих каналах, утворення нових, зміну рівня ґрунтових вод та ін.), що проявляються у природному електричному полі.

Технологія виявлення й оконтурювання геофізичними методами зон забруднення нафтопродуктами розроблена Інститутом прикладних проблем екології, геофізики і геохімії спільно з НПП „Геопром”. Із цією метою використовують такі методи: становлення короткоімпульсного

електромагнітного поля (СКІП), метод поляризаційних потенціалів природного електромагнітного поля Землі (ПППЕМПЗ) та електрорезонансне зондування (ЕРЗ). Метод СКІП базується на вивченні процесу становлення поля короткого електричного імпульсу, що збуджується імпульсним генератором у малогабаритних дипольних феритових антенах. За методом ПППЕМПЗ імпульсом збудження є сигнал комутації антени, величина якої залежить від поляризаційних властивостей довкілля. Дослідження характеру імпульсу комутації дає можливість зробити висновки про напруженість первинного поля, що, в свою чергу, залежить від геоелектричних параметрів середовища. В основу методу ЕРЗ покладено ефект поляризації геоелектричних неоднорідностей розрізу в природному квазістаціонарному електричному полі Землі [55].

У процесі експлуатації магістральних трубопроводів, резервуарних парків, систем наповнення досить часто відбувається неконтрольоване витікання нафти та її продуктів. Для визначення зон забруднення застосовується метод георадіолокації (ГРЛ), що базується на значних відмінностях нафтопродуктів і води за електрофізичними параметрами. Найменше заміщення води нафтопродуктами викликає істотні зміни параметрів радіолокаційного сигналу і, насамперед, сигналу, відбитого від рівня ґрунтових вод [107].

Ефективність наземних геофізичних досліджень зростає завдяки використанню гравіметричної зйомки високої роздільної здатності. Спеціальними гравіметрами „мікрогальної” точності проводять заміри вертикального градієнта сили тяжіння, що дає змогу виділити ділянки деформацій та структури з різною густиною, сформовані внаслідок розподілу полів напружень. Режимні спостереження цих параметрів визначають можливість картування динаміки середовища і споруд у часі та просторі. В комплексі з іншими геофізичними методами можлива побудова прогнозних „моделей поведінки” різних ділянок гео- та техносередовища [98].

Відпрацьовані у геофізичній практиці методи збирання, оброблення та інтерпретації даних індукційних методів із незначними модифікаціями

можуть бути використані для розв'язання задач картування труб. Ці методи достатньо технологічні, а в поєднанні з іншими технологіями контролю становитимуть надійний і ефективний комплекс засобів моніторингу трубопроводів та геологічного середовища [76].

В ІГГК НАН України розроблено та використовується геофізичний комплекс обстеження дамб з метою виявлення можливих зон фільтрації та аномально напруженого механічного стану, що можуть бути потенційно небезпечними. Комплекс включає методи ПЕМПЗ і ПЕП, за допомогою яких проводилися роботи щодо виявлення аварійно небезпечних ділянок дамби в районі копальні 2-Великомостівська та шламонакопичувача Червоноградської центральної збагачувальної фабрики.

У ВАТ „Український науковий центр технічної екології” розроблено комплекси методів екологічної геофізики для оцінювання геодинамічних процесів геологічного середовища, що впливають на техногенно-екологічну безпеку експлуатації магістральних трубопроводів та допоміжних споруд (нафто- і газоперекачувальних станцій), досліджень фізико-технічного стану дамб. Комплекс включає такі методи: магнітодинамічна інтроскопія порід, вертикальне електричне зондування, радіометрична зйомка, структурно-геодинамічне азимутальне картування. Як приклад виявлення геофізичними методами аварійно небезпечних ділянок дамб наводяться результати досліджень на дамбі ставка-відстійника копальні Красноармійська Західна-1 та шламонакопичувача Нікопольського заводу феросплавів [108–110].

У ТОВ „Інститут прикладних проблем екології, геофізики і геохімії” разом із НПП „Геопром” розроблено компактний комп'ютеризований апаратний комплекс геоелектричних досліджень „GEMA”, що широко використовується для розв'язання різноманітних екологічних, геолого-геофізичних та інженерно-геологічних задач. Виконуючи геофізичні роботи з картування зон нафтозабруднень на Одеському нафтопереробному заводі за даними СКІП та ЕРЗ, визначено зони забруднення ґрунтів нафтопродуктами та глибини покрівлі

й підшви забруднень. Геофізичні роботи проводилися на нафтобазах с. Пролісок (передмістя Києва) та м. Луганська, встановлено ділянки забруднень та шляхи міграції нафтопродуктів. У ході досліджень зсувних процесів на схилах Дніпра визначено глибини техногенних підземних водних потоків, зумовлені витіканням із підземних водних комунікацій [110–114].

Для спостереження за внутрішньою будовою геологічного середовища та впливом на нього техногенних навантажень застосовують геофізичний каротаж у свердловинах. Під час вивчення геологічного розрізу свердловин використовують електрометричний, радіометричний, сейсмоакустичний каротаж та інші методи. Заміряють компоненти природних та штучних полів різної природи. Інтенсивність і характер розподілу цих компонентів залежать від цілої низки факторів, пов'язаних із фізичними властивостями гірських порід, впливом свердловини, динамічними процесами біля неї та іншими особливостями досліджуваного середовища.

Не дивлячись на очевидні переваги геофізичних методів, на даний час вони поки що дуже обмежено використовуються під час проведення моніторингу екзогенних процесів і ще рідше з метою оцінювання забруднення довкілля об'єктами НГК. Причинами такого становища є: 1) складність переважної більшості об'єктів досліджень; 2) відсутність будь-якої систематизації у наявних нечисленних публікаціях; 3) повна відсутність документів, що регламентують виконання геофізичних робіт під час проведення моніторингу екзогенних геологічних процесів [79].

Для виявлення нафтових забруднень у приповерхневих шарах використовують методи електророзвідки, оскільки ділянки концентрації нафтопродуктів відрізняються зростанням напруженості електромагнітного поля, що пов'язано зі збільшенням питомого опору порід, які вміщують нафтопродукти. Це положення є основним критерієм виявлення та картування ділянок із підвищеним вмістом вуглеводнів. При цьому, чим більша різниця у питомому електричному опорі ґрунтів, тим чіткіше й ефективніше може бути

використано метод електророзвідки. Матеріали лабораторних досліджень ґрунтів показали, що в результаті насичення нафтопродуктами пісків, супісків, суглинків питомий електричний опір змінюється дуже слабо та не має аномальних значень у межах літологічних відмінностей, у зв'язку з чим складно виявляється у польових умовах за матеріалами електророзвідки. Крім цього, на думку автора, більшість родовищ України знаходиться на завершальній стадії експлуатації, коли разом із нафтою з надр видобувається значна кількість пластових вод, що потрапляючи у навколишнє середовище, також знижують питомий опір гірських порід [48, 49, 55, 93].

Забруднення нафтою і нафтопродуктами геологічне середовище – незвичайний об'єкт в силу його здатності до змін і рухливості. Зміни властивостей порід, викликані таким забрудненням, суперечливі. Відомо, що нафта – діелектрик, але вона часто викликає аномалії пониженого електричного опору. Це, ймовірно, викликано активною діяльністю бактерій у верхній частині розрізу геологічного середовища. Спеціальні дослідження хімічних змін нафтопродуктів, що відбуваються на невеликих глибинах під впливом бактерій, було проведено у Канаді та деяких інших країнах. Вони показали, що поверхнева вода може бути агентом перенесення, який приводить мікроби у контакт із вуглеводнями по розломах, тріщинах чи інших каналах. Мікроби, що можуть метаболізувати нафту, включають плісняву, дріжджі та аеробні бактерії. На думку спеціалістів бактерії трансформують частину нафтової плівки в різноманітні кислоти. Останні реагують із гірськими породами та іонами заліза, що знаходяться у воді, і в результаті знижують опір ґрунтових вод, загострюють карстові процеси, викликають утворення піриту й аномалії ВП [76].

Нафтові забруднення геологічного середовища утворюють у приповерхневих шарах ділянки доволі складних конфігурацій і досить нечіткі за змінами фізичних властивостей. Для їх виявлення необхідно, щоб ефект від забруднення перевищував вплив „геологічного шуму”. Його вплив – основна проблема для електричних зондувань, що застосовуються під час вивчення



урбанізованих територій. Аналіз польових даних для різних регіонів показав, що різноманітні ознаки спотворення кривих ВЕЗ виявляються у більш ніж 70 % випадків. Причинами спотворень є приповерхневі неоднорідності. Інтерпретація кривих у рамках горизонтально-шаруватої моделі дає неправдиві результати [76].

Виявлення зон вуглеводневого забруднення окремими авторами пропонується здійснювати за допомогою комплексу геофізичних методів, головним із яких є метод викликаної поляризації (ВП). У процесі розпаду нафтових сумішей може виділятися сірка, що у сполучі із природним залізом утворює сульфід заліза (пірит). Порооди, що містять сульфід заліза, володіють високою поляризацією, яка реєструється методом ВП. Але нафта, що видобувається з більшості родовищ України, відноситься до малосірчистих, тому і цей метод не завжди може бути ефективним [76].

Ефективним, хоч і недостатньо вивченим, методом для виявлення ареалу забруднення довкілля нафтопродуктами, на думку автора, може бути метод польової геотермічної зйомки, під час якої визначають приповерхневі температури та їхні локальні аномалії на площі дослідження [115]. Ці аномалії виникають внаслідок хімічних і мікробіологічних процесів у приповерхневих шарах під час окислення нафтопродуктів [116–119]. А для картування напрямків розвантаження ґрунтових вод і ймовірних шляхів міграції забруднювачів довкілля пропонується метод ПЕП. Як буде показано далі, у результатах польових досліджень отримані аномалії потенціалів фільтрації сягають значних величин (десятки мВ) і впевнено реєструються приладами, чим підтверджує ефективність указанного методу [117, 118].

### **Висновки**

На основі аналізу теоретичних і фактичних матеріалів наведено класифікацію еколого-геофізичних методів із метою визначення забруднення довкілля об'єктами НГК. Визначено ранг екологічного моніторингу навколишнього середовища.

Геофізичні методи підвищують ефективність дослідних робіт за мінімальних матеріальних витрат, але на даний час обмежено використовуються під час проведення моніторингу екзогенних процесів і ще рідше з метою оцінювання забруднення довкілля об'єктами НГК. За допомогою геофізичних методів можна оконтурити зону забруднення у плані, наближено оцінити потужність і глибину нафтової плями. Ця інформація часто доповнює результати інших досліджень, а інколи має самостійне значення.

Жоден геофізичний метод не дає змоги розв'язувати поставлені завдання в цілому. Наведені вище комплекси геофізичних досліджень недоцільно застосовувати у повному обсязі, оскільки це призведе до дублювання методів і збільшить виробничі та часові затрати. Тому необхідно розробити раціональний комплекс екогеофізичних методів експресного дослідження локальних зон забруднення приповерхневих шарів нафтопродуктами та визначення шляхів їх міграції з подальшим підтвердженням і деталізацією геохімічними методами.

### РОЗДІЛ 3

## ПРИРОДА ТЕМПЕРАТУРНИХ АНОМАЛІЙ ЗОН ЗАБРУДНЕННЯ ГРУНТІВ НАФТОПРОДУКТАМИ

Одними з основних забруднювачів довкілля (атмосферного повітря, ґрунтів, поверхневих і підземних вод) у НГК є нафта, газ, нафтопродукти та їхні похідні. Забруднення може відбуватися двома шляхами: природним (внаслідок руйнування покладів вуглеводнів) і техногенним (пошуки, розробка родовищ та експлуатація об'єктів НГК) [120, 121].

Визначення зон забруднення та контроль за вмістом нафтопродуктів і їхніх похідних в основному здійснюють методами приповерхневої геохімії, які є тривалими та потребують великих матеріальних витрат. Тому для підвищення ефективності робіт із оконтурення відповідних ділянок пропонується метод приповерхневої геотермічної зйомки. Основою для його застосування є позитивні температурні аномалії в гірських породах над вуглеводневими покладами, величини яких у приповерхневих шарах досягають 3,0–4,0°C. Це пов'язано в основному з процесами тепломасоперенесення в інтервалі „поклад – земна поверхня”, де конвективно-дифузійна складова переважає над іншими фізико-хімічними процесами, що відбуваються в покладах та вмісних породах [122]. Однією з причин виникнення таких аномалій у приповерхневих шарах над нафтогазовими покладами можуть бути процеси життєдіяльності мікроорганізмів, які окиснюють вуглеводневі сполуки (C<sub>1</sub>–C<sub>4</sub>), що мігрують знизу. Так, О.М. Бокова та інші [123] дослідили, що пропаноокиснювальні бактерії можуть розвиватися на пропані з концентрацією до 0,0001 %. Значний внесок у розроблення гіпотези про роль мікроорганізмів у руйнуванні нафтопродуктів у приповерхневих шарах та зменшенні їх потрапляння в навколишнє середовище зробили Г.А. Могилевський та О. В. Діакова [124]. Обґрунтовані дані наведено у роботах В. І. Лялька та М. М. Митника [125], які визначили, що процеси окиснення вугілля і сірки проходять із виділенням

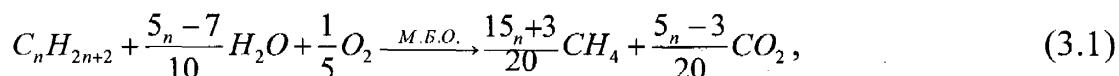
значної кількості тепла. Це призводить до утворення у приповерхневих шарах локальних зон підвищеної температури. На глибинах 1–6 м у приповерхневих відкладах над покладами вуглеводнів утворюється „біогеохімічний реактор”, що функціонує завдяки інтенсивній життєдіяльності вуглеводнево-окиснювальних мікроорганізмів (ВОМ) [125, 126]. ВОМ розповсюджені в ґрунтах та водах у значній кількості. Там, де ґрунти забруднені нафтопродуктами, вони знаходять найбільш сприятливі умови для розвитку. Наприклад, ґрунти, насичені природною нафтою, містять 49 млн. бактерій на грам ґрунту, тоді як у звичайних умовах цей показник не перевищує 100 тис. на грам проби (кількість бактерій посіяних на агар в чашках Петрі) [116]. Найбільш поширеними ВОМ є бактерії, які належать до роду *Pseudomonas*, *Mycobacterium* та види *Nocardia rhodochrous*, *Nocardia ucrainica*, *Methylomonas methanica* [127].

Біохімічні реакції, що лежать в основі обміну речовин і життєдіяльності мікроорганізмів, як і будь-які інші хімічні реакції, підпорядковуються фундаментальним законам фізики та хімії, зокрема законам збереження речовини, енергії, закону діючих мас і т. д. Не розглядаючи особливостей біохімічних реакцій, застосуємо методи фізичної хімії для знаходження екзотермічного мікробіологічного окиснення нафтових вуглеводнів, що дасть змогу визначити температурні аномалії приповерхневого шару ґрунту, забрудненого нафтопродуктами [129, 130, 131].

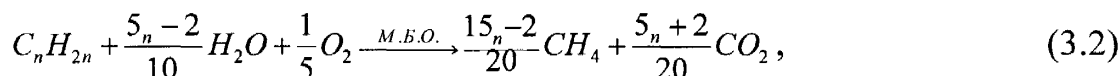
Розклад нафтових вуглеводнів мікроорганізмами відбувається за участі води та кисню повітря. Кисень необхідний для метаболізму аеробних мікроорганізмів, що беруть участь у деструкції різних вуглеводнів нафти або іншої вуглеводневої системи. Необхідна кількість кисню може бути визначена, коли відомий хімічний склад нафти або іншого органічного субстрату, що забруднив ґрунт. Якщо розглянути природну нафту, то вона в основному складається з трьох основних класів органічних сполук: алкани (парафінові вуглеводні), нафтени (циклопарафінові вуглеводні) та ароматичні

вуглеводні. Стехіометричні реакції окиснення нафтових вуглеводнів мікроорганізмами перерахованих вище класів можуть бути представлені такими реакціями:

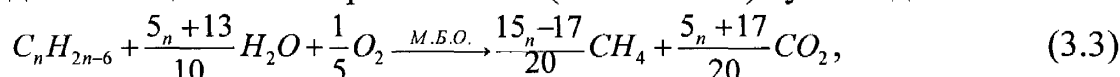
для алканів:



для нафтенів:



для моноциклічних ароматичних (бензольних) вуглеводнів:



де  $n$  – кількість атомів вуглецю;

*М.Б.О.* – мікробіологічне окиснення.

У результаті мікробіологічного окислення кожного індивідуального компонента нафти (алканів, нафтенів, ароматичних вуглеводнів) виділяється певна кількість теплоти  $Q$ , яку можна визначити за наступними рівняннями:

$$Q_A = m \left[ \Delta H_{C_nH_{2n+2}} + \frac{5n-7}{10} \Delta H_{H_2O} - \frac{15n-3}{20} \Delta H_{CH_4} - \frac{5n-3}{20} \Delta H_{CO_2} \right], \quad (3.4)$$

$$Q_H = m \left[ \Delta H_{C_nH_{2n}} + \frac{5n-2}{10} \Delta H_{H_2O} - \frac{15n-2}{20} \Delta H_{CH_4} - \frac{5n+2}{20} \Delta H_{CO_2} \right], \quad (3.5)$$

$$Q_{AB} = m \left[ \Delta H_{C_nH_{2n-6}} + \frac{5n+13}{10} \Delta H_{H_2O} - \frac{15n-17}{20} \Delta H_{CH_4} - \frac{5n+17}{20} \Delta H_{CO_2} \right], \quad (3.6)$$

де  $m$  – маса вуглеводнів, кг;  $\Delta H_{H_2O} = -241,8$ ,  $\Delta H_{CH_4} = -74,8$ ,  $\Delta H_{CO_2} = -393,5$ , – молярна внутрішня енергія (телові ефекти) утворення відповідних сполук у стандартних умовах,  $\frac{кДж}{моль}$ ;

Загальна кількість теплоти, що виділяється в результаті екзотермічного окислення нафтових вуглеводнів, дорівнює сумам теплоти, що виражені формулами (3.4–3.6), тобто

$$Q_{сум} = Q_A + Q_H + Q_{AB} \quad (3.7)$$

У разі виділення цієї кількості теплоти ґрунт поступово нагрівається від початкової температури ( $T_n$ ) до кінцевої ( $T_k$ ):

$$(\Delta T = T_k - T_n). \quad (3.8)$$

Із рівняння:

$$Q_{\text{сум}} = c_2 m_2 (T_k - T_n) \quad (3.9)$$

визначаємо кінцеву температуру ґрунту  $T_k$ , а саме:

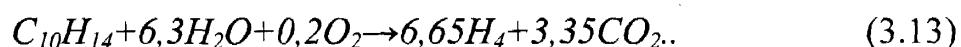
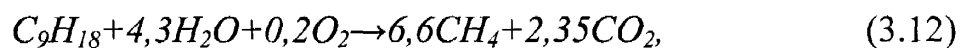
$$T_k = T_n + \frac{Q_{\text{сум}}}{c_2 m_2}, \quad (3.10)$$

де  $c_2$  – питома теплоємність ґрунту,  $\frac{\text{Дж}}{\text{кг} \times \text{град}}$ ;

$m_2$  – маса ґрунту, забрудненого нафтопродуктами, кг.

У формулі (3.9) не враховано масу вуглеводнів, що нагріваються разом із ґрунтом, оскільки за нашим припущенням маса ґрунту значно більша від маси вуглеводнів.

Для ілюстрації запропонованої методики розрахунку температурних аномалій у приповерхневому шарі ґрунту, викликаних мікробіологічним окисненням нафтових вуглеводнів, розглянемо наступну задачу. В ґрунт потрапила вуглеводнева суміш, що містить по 1-му кг н-октану ( $C_8H_{18}$ ), н-бутилциклогексану ( $C_9H_{18}$ ) та н-бутилбензолу ( $C_{10}H_{14}$ ). Ці нафтові вуглеводні різних класів заповнили об'єм ґрунту масою 1500 кг. Знайдемо температурну аномалію, що виникла над цим шаром ґрунту. За формулами (3.4–3.6) реакції мікробіологічного окиснення будуть проходити за такою схемою:



У табл. 3.1 наведено необхідні вихідні дані та результати розрахунків за вищенаведеними формулами. Теплоємність ґрунту прийнята рівною  $c_2 = 0,20 \text{ Дж/кг} \times \text{град}$ . Кінцеву температурну аномалію ( $\Delta T$ ) вказано у випадку забруднення одним із компонентів масиву ґрунту вагою 500 кг.

Збільшення температури ґрунту у разі забруднення його масиву вагою 1500 кг трьома компонентами одночасно дорівнюватиме:

$$T_k = (1229,0 + 1334,16 + 1704,291) / (0,92 \times 1500) = 3,09 \text{ } (^{\circ}\text{C}). \quad (3.14)$$

Таблиця 3.1.

Необхідні дані для розрахунку температурної аномалії  
над шаром ґрунту

Параметр	$C_8H_{18}$	$C_9H_{18}$	$C_{10}H_{14}$
Молекулярна вага, <i>г/моль</i>	114	126	134
Тепловий ефект, <i>кДж/моль</i>	-249,95	-214,30	63,93
К-ть виділеної теплоти, <i>кДж/моль</i>	140,105	168,105	228,375
К-ть виділеної теплоти, <i>кДж/кг</i>	1229,0	1334,16	1704,291
Кінцева температура, $^{\circ}C$	2,67	2,90	3,70

Для експериментальної перевірки одержаних теоретичних розрахунків у 2003 р. проведено комплекс геотермічних та геохімічних досліджень із метою визначення джерел і шляхів міграції забруднювачів на території нагнітальної свердловини № 8 Андріяшівського газоконденсатного родовища (Дніпровсько-Донецька западина). Однією із найбільш імовірних територій забруднення згідно з рельєфом місцевості та напрямком руху поверхневих і ґрунтових вод вважається ділянка, розташована на північ від свердловини. На ній було проведено п'ять геотермічних профілів. Польові геотермічні дослідження з метою визначення забруднення довкілля нафтопродуктами в процесі буріння та експлуатації нафтогазових та нагнітальних свердловин проводилися за методикою, розробленою дисертантом [117]. На рис. 3.1 представлено геоізотерми на глибині 1,5 м. Визначено зону з підвищеними значеннями температур у приповерхневих шарах, які, відповідають максимальному забрудненню ґрунтів нафтопродуктами. Величина аномалій досягає 2,2  $^{\circ}C$ . Геотермічні роботи дали змогу якісно оконтурити ділянку забруднення ґрунту нафтопродуктами. На даних профілях відібрано 25 проб ґрунту та проведено кількісний геохімічний аналіз. За отриманими результатами визначено ділянку з високою концентрацією нафтопродуктів і побудовано схему забруднення її нафтопродуктами (рис. 3.2). Дана ділянка співпадає із зоною локальної температурної аномалії, виділеної за



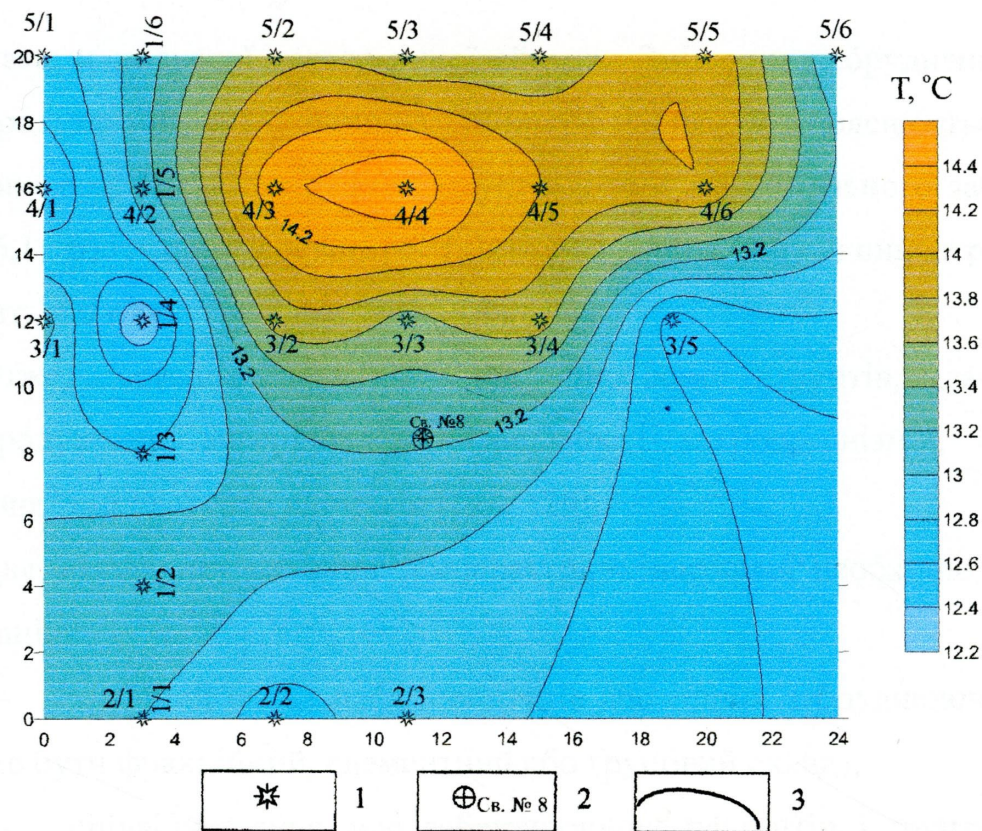


Рис. 3.1. Схема розподілу температур, °С на глибині 1,5 м на майданчику нагнітальної св. № 8 Андріяшівська, 2003 р.  
(Дригулич П.Г., за матеріалами ІГТГК НАН України):  
1 – точки спостережень, 2 – свердловина, 3 – геоізотерми.

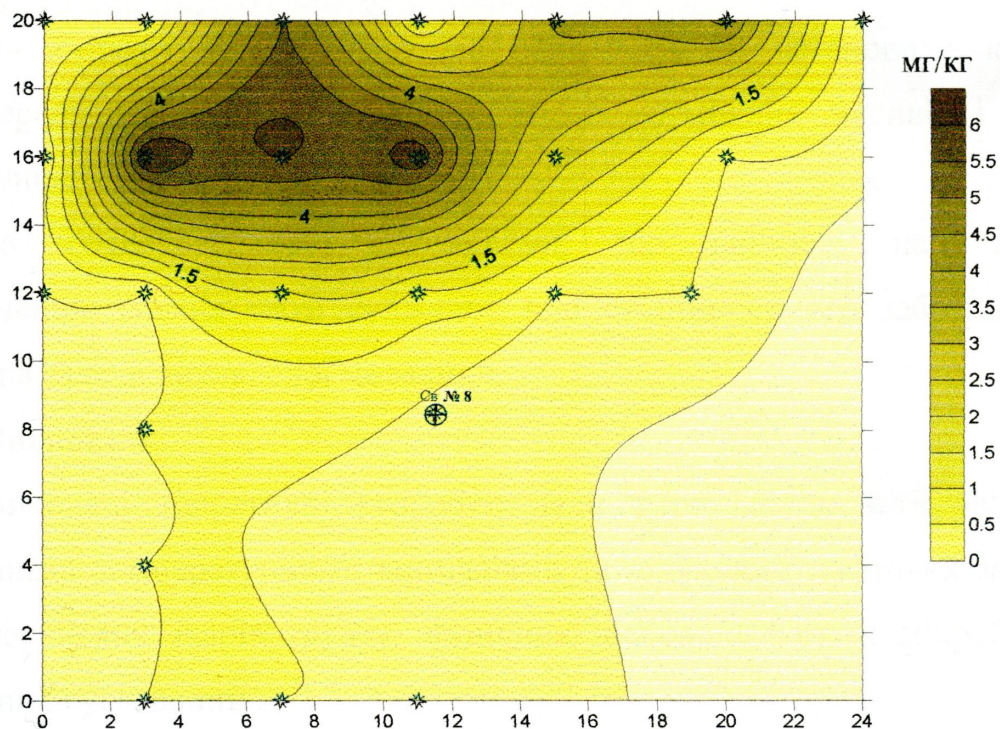


Рис. 3.2. Схема розподілу концентрації нафтопродуктів у ґрунтах, мг/кг, св. № 8 Андріяшівська, 2003 р.  
(Дригулич П.Г., за матеріалами ІГТГК НАН України):  
1 – точки спостережень, 2 – свердловина, 3 – ізолінії.



результатами польової геотермічної зйомки. Зміщення забруднення ґрунтів нафтопродуктами в північно-західному напрямку пояснюється рухом ґрунтових вод. Кількість нафтопродуктів у зоні максимального забруднення сягає 6,1 г/кг, що перевищує тимчасово допустиму концентрацію, яка становить 4,0 г/кг.

Отже, встановлено, що над ділянками ґрунтів, забруднених нафтопродуктами внаслідок життєдіяльності мікроорганізмів, фіксується позитивна температурна аномалія [128, 129].

Для розрахунку величин температурних аномалій необхідно мати таку інформацію:

- хімічний склад нафтопродуктів або інших забруднюючих систем (це може бути фракційний, елементний або груповий склад);
- співвідношення мас забруднюючих реагентів і ґрунту, що має важливе значення для визначення температурної аномалії, адже у разі незначного забруднення масиву ґрунту температурна аномалія буде невеликою;
- обсяги забруднення, що дасть змогу встановити коефіцієнт теплопередачі від забрудненого ґрунту до суміжних масивів і уточнить розрахунок температурної аномалії;

За температурними аномаліями, що виникли над ділянками забруднення, можна мати судження про ступінь самого забруднення. Це обернена задача викладеної методики;

### **Висновки**

Виконані теоретичні розробки дали змогу встановити зв'язок між локальними температурними аномаліями та ділянками нафтових забруднень приповерхневих шарів ґрунту, фізичною основою чого є мікробіологічне окислення вуглеводнів.

Зазначені розробки щодо природи локальних температурних аномалій дають змогу стверджувати, що застосування методу польової геотермічної

зйомки в комплексі з геохімічними дослідженнями підвищує ефективність робіт з якісного та кількісного визначення забруднених об'єктами НГК ділянок.

Запропоновану методику можна застосовувати для розрахунку температурної аномалії у разі забруднення ґрунтів іншими системами (пестицидами, гудронами, побутовими та промисловими відходами тощо)

## РОЗДІЛ 4

### КОМПЛЕКСНА ЕКОЛОГО-ГЕОЛОГІЧНА МЕТОДИКА ОЦІНЮВАННЯ ЗАБРУДНЕННЯ ДОВКІЛЛЯ

Еколого-геологічний моніторинг забруднення довкілля об'єктами НГК полягає в наступному: спочатку, проводять геофізичні дослідження та встановлюють ділянки з локальними температурними аномаліями, далі на цих ділянках відбирають проби ґрунтів для геохімічних аналізів і визначають фонові значення забруднення природного середовища. У процесі діяльності об'єктів НГК продовжуються вивчення їх вплив на довкілля. Завершуються дослідження після ліквідації об'єктів і технічної рекультивації землі: визначається залишковий вплив на довкілля і якість проведених робіт із рекультивації землі (рис. 4.1).

Для визначення ступеня техногенного забруднення нафтопродуктами та їх похідними у процесі буріння свердловин, захоронення відходів буріння, експлуатації нафтогазових родовищ і підземних сховищ газу використовували стандартні геохімічні методи. На сьогодні це дає можливість визначити забруднення ґрунтів, поверхневих і підземних вод шкідливими речовинами, що використовуються в технологічному процесі. Згідно з вищевказаними методиками за відібраними пробами ґрунту, вод, бурового шламу та глинистого розчину визначаються види забруднювачів і їх кількість у кожній точці спостереження. Серед техногенних забруднювачів найбільш небезпечними можуть бути пластові води, відходи буріння, нафтопродукти, феноли, вільні та сорбовані гази. На основі аналізу будуються схематичні карти розподілу чинників впливу на площі дослідження, що дають можливість виявити ділянки з найбільш високою концентрацією забруднювачів і встановити відповідність їх вмісту існуючим нормам (ГДК і ОДК). Однак це потребує значних матеріальних витрат для проведення лабораторних геохімічних досліджень, і не завжди точки спостереження

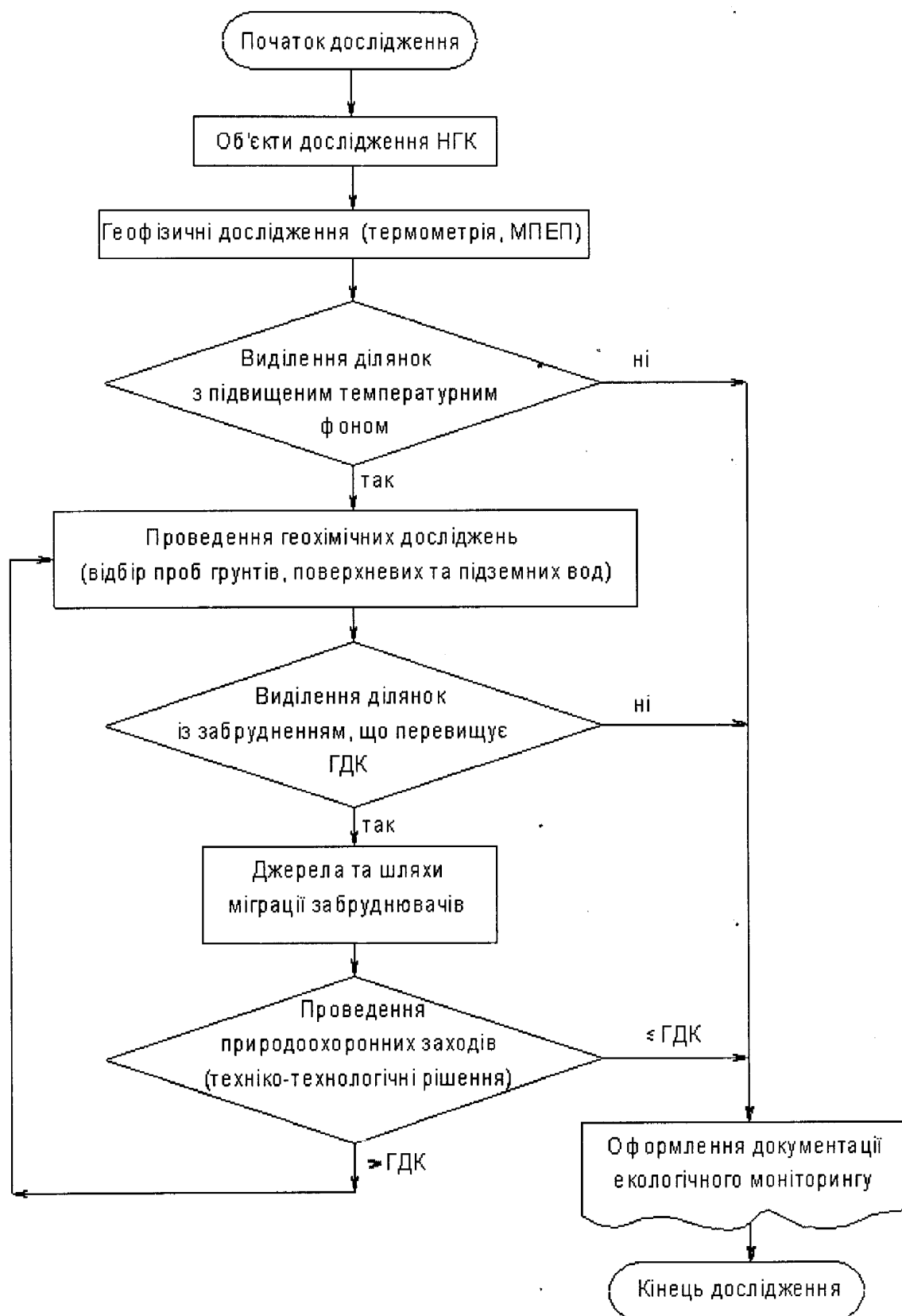


Рис. 4.1. Алгоритм проведення еколого-геологічного моніторингу

знаходяться в найбільш забруднених ділянках досліджуваної території. Тому виникла необхідність переглянути методику оцінювання екологічного стану довкілля.

Накопичений досвід дає змогу запропонувати комплексну еколого-геологічну методику оцінювання забруднення довкілля об'єктами НГК і прослідкувати в часі зміну його екологічного стану. Сутність методики полягає в наступному: спочатку для якісного оцінювання проводяться геофізичні дослідження та визначаються місця найбільш імовірного забруднення. У встановлених точках проводиться відбір проб для проведення геохімічних досліджень, які дають можливість оцінити кількісний вміст забруднювачів. Через певний проміжок часу проводяться повторні відбори проб. Зіставляючи результати вказаних досліджень, можна визначити масштаби впливу техногенних процесів на довкілля (рис. 4.1) [117–120, 130, 131].

Як ефективний і недорогий метод визначення ареалу забруднення нафтою, нафтопродуктами та їх похідними у процесі бурінні свердловин, розміщення відходів буріння та експлуатації підземних сховищ газу застосовують польову геотермічну зйомку. Метод базується на теоретичному обґрунтуванні природи формування локальних геотермічних аномалій в приповерхневих шарах за рахунок перерозподілу глибинного теплового потоку та наявності конвективно-дифузійного тепломасоперенесення, екзотермічних хімічних і мікробіологічних процесів. Виділення теплової енергії мікроорганізмами дає можливість за результатами замірів температури визначити контури забруднених нафтопродуктами ділянок, проводити геологічне картування, виділяти зони тектонічних порушень із метою оцінювання герметичності ПСГ [53, 117, 128, 129].

Для визначення температурного режиму приповерхневих шарів застосовуєть метод польової геотермічної зйомки [132, 133]. Детальні геотермоміральні роботи проводять за наступною схемою: розбиття профілів на досліджуваній площі, буріння геотермічних свердловин і закладення

термощупів, замір температур на всіх точках. Планування профілів проводиться з урахуванням геоморфологічних, літологічних та географічних умов місцевості. Всю досліджувану територію розбивають на окремі ділянки, що характеризуються однорідним поверхневим покривом, літологічним складом приповерхневих відкладів, однотипними орогідрографічними умовами. У процесі буріння свердловин проводять візуальний опис розрізу порід. У пробурену свердловину вставляють термощуп, при цьому свердловину не добурюють на 5–7 см для того, щоб наконечник щупа вдавнити в не порушену бурінням породу, що забезпечить більш якісний контакт із давачем температури. Показники температури знімають не відразу: потрібен певний час, щоб термодавачі прийняли температуру порід. Численні спостереження показали, що температурна рівновага між щупом та породою під час польових геотермічних досліджень досягається протягом 10–15 хв. після закладання термощупів. Отримавши необхідні дані, щуп знімають із точки і проводять замір у наступному пікеті. Останній щуп на профілі після заміру температури залишають у пробуреній свердловині, а всі інші закладають далі по профілю. Щуп, що залишився (реперний), необхідний для прив'язки температур по всій довжині профілю, так як наступні показники температури новою партією щупів у разі продовження профілю замірюються через декілька годин, а іноді і на наступний день. Замір значень температур у заново закладених точках починають із реперного щупа. Маючи заміри першої партії та другої щупів, можна встановити поправочний температурний коефіцієнт, необхідний для узгодження даних по всій довжині профілю. Кожен профіль повинен мати по одній спільній точці спостереження, щоб можна було узгодити значення температур по профілю.

Цикл приповерхневих польових геотермічних робіт закінчують реєстрацією температури по всіх профілях досліджуваної площі. Дані, отримані в полі під час проведення геотермічних робіт, опрацьовують у лабораторії в період камеральних робіт. Заміри температур по всіх профілях проводять, як

правило, за один день, використовуючи реперні точки спостереження. Отримані таким шляхом температурні дані використовують для побудови карт геоізотерм і графіків розподілу температур на досліджуваній площі.

Найбільш придатними глибинами для замірів, де немає різких коливань добових температур, є 1,5–2,0 м. Збільшення глибини не підвищить якості даних, а тільки ускладнить закладування щупів.

Польові геотермічні дослідження проводять за допомогою геотермічної станції ГС-1. У комплекс станції входять: вимірювальний блок (комплект геотермічних щупів), блок реєстрації, блок живлення вимірювальної та реєстраційної апаратури, буровий комплекс.

Технічні дані станції:

- діапазон замірів температур від  $-5$  до  $+120$  °С;
- чутливість вимірювальної апаратури –  $0,01$  °С;
- похибка замірів –  $0,05$  °С;
- час заміру температури в одній точці – до 60с;
- живлення вимірювального та реєструючого блоків – 12В.

Вимірювальний блок міститься в металевому корпусі (щупі). У верхній його частині змонтовано головку для з'єднання з реєстраційним блоком, а в нижній – наконечник, в якому розміщено термочутливий кварцовий резонатор (ТКР) із автогенератором. Наконечник виготовлено з матеріалу, що має високу теплопровідність. ТКР являє собою пластину з кварцу круглої форми, що розміщується в кварцотримачі (рис. 4.2): Блок реєстрації комплектується цифровим частотоміром-хронометром, який використовується для автоматичних замірів частоти електромагнітних коливань, що поступають від автогенератора і ТКР.

Перед початком польових експедиційних робіт у лабораторних умовах проводять градуювання геотермічних щупів у робочому інтервалі температур  $0-25$  °С із використанням термостата UTU-2, що дає можливість довгий час підтримувати в робочому об'ємі постійну температуру з точністю  $0,01$  °С.

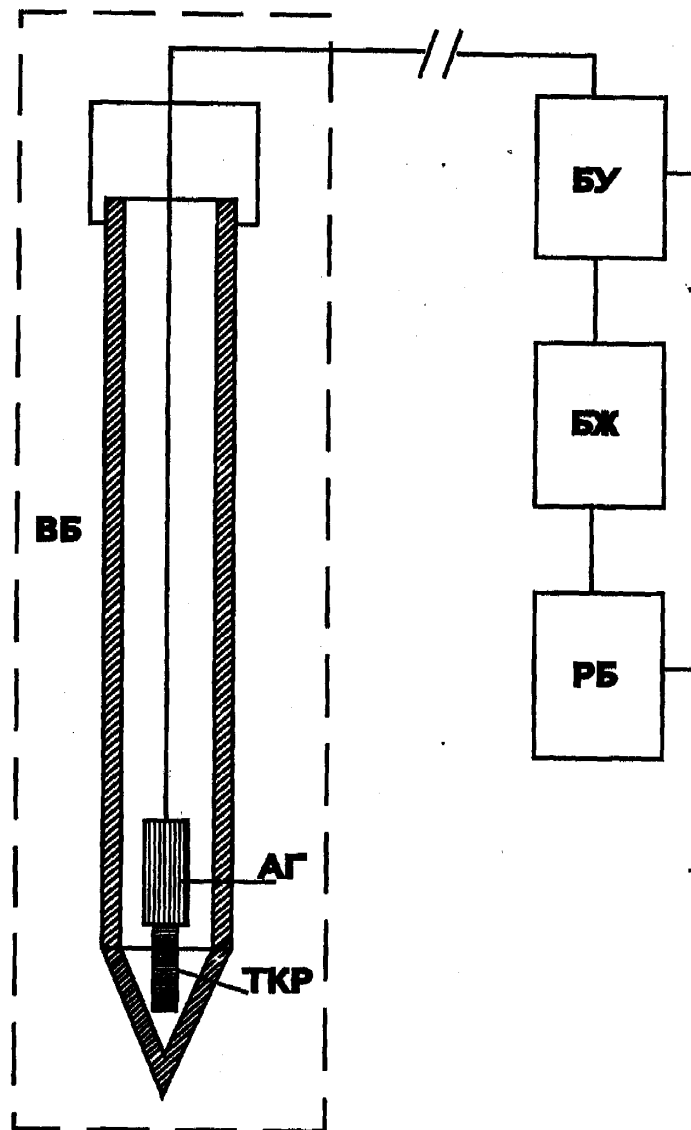


Рис. 4.2. Принципова блок-схема польової геотермічної станції:  
ТКР – терм кварцовий резонатор, АГ – автогенератор, ВБ – вимірювальний блок, БУ – блок управління, БЖ – блок живлення, РБ – реєстраційний блок.



За результатами градування проводять розрахунок температурно-частотного коефіцієнта для кожного термопе'зокварцового давача за формулою:

$$K = (f_2 - f_1) / (T_2 - T_1), \quad (4.1)$$

де  $T_1, T_2$  – початкова та кінцева температури градування;

$f_1, f_2$  – частоти при початковій та кінцевій температурах відповідно.

Значення температур у точках проведення замірів частоти розраховують за формулою:

$$T_x = (f_x - f_1) / K + T_1, \quad (4.2)$$

де  $T_x$  – пошукова температура;

$f_x$  – частота, що відповідає пошуковій температурі.

Дослідні та дослідно-методичні роботи показали надійність методики й апаратури в польових умовах і високу точність отриманих даних.

Для оперативного пошуку джерел забруднення підземних вод вискоефективними виявилися електророзвідувальні роботи. Метод природного електричного поля (ПЕП) базується на вивченні регіональних і локальних електричних полів, що утворюються в природних умовах земної кори. Локальні поля виникають здебільшого внаслідок окислювально-відновних, дифузійно-абсорбційних та фільтраційних явищ у гірських породах. Під час надходження в зону аерації солянок від первинних джерел утворюються лінзи засолених ґрунтів високої електропровідності. Умовна межа, що відокремлює такі лінзи від вмисного середовища, відповідає десятикратному перевищенню хлоридами їх фонових значень. Це фіксується відповідним зниженням питомого електричного опору забруднених порід. Можливість використання методу ПЕП для вивчення фільтраційних процесів базується на тому, що під час руху рідини через пустоти у твердому середовищі (гірських породах) відбувається зміщення рухомої частини подвійного електричного шару, який виникає на межі твердої та рідкої фаз. Таким чином, у напрямку переміщення води проходить „винесення” зарядів. Електричне поле, що виникло внаслідок зміщення зарядів, протидіє цьому

„винесенню”. Так як фільтрація проходить у породах, що проводять електричний струм, електричне поле фільтрації можна спостерігати і на деякій відстані від місця його виникнення.

У процесі проведення досліджень на поверхні Землі методом ПЕП послідовно заміряють потенціали в точках, розміщених звично по прямій лінії по відношенню до репера, потенціал якого умовно приймається рівним нулю. Найбільш доцільно вибирати напрямок профілів перпендикулярний відносно очікуваного простягання об'єкту, що створює природне електричне поле. Необхідно встановити таку відстань між профілями, щоб перетинати пошуковий об'єкт трьома-чотирма профілями. Густину пунктів спостереження по профілю визначають ступенем детальності зйомки. Якщо різниця потенціалів велика та необхідний досить високий ступінь деталізації, тоді відстань між точками (крок спостережень) становить 10–20 м, а в окремих випадках – навіть декілька метрів. Якщо різниця потенціалів незначна і детальність досліджень невелика, тоді відстань між точками збільшується до 50 і навіть 100 м. Виміри значень природного електричного поля виконувалися модернізованою апаратурою АЕ-72 із використанням неполяризованих електродів конструкції ВІРГ. Здійснювалися покрокові виміри (через 10 м) градієнта потенціалів із розносом 10 м.

Під час проведення геохімічних досліджень необхідно враховувати, що нафта і нафтопродукти добре сорбуються породами та частинками ґрунтів, розчинність природної нафти у воді в нормальних умовах становить 10–50 мг/л. Їх міграційна поведінка залежить головним чином від в'язкості. У зоні гіпергенезу високомолекулярні сполуки зазнають деструктивної дії окислюючих агентів середовища, а продукти їх деградації у вигляді вищих спиртів і кислот поступово вимиваються атмосферними водами. Окрім того, у поверхневих умовах нафтопродукти фракціонуються. Легкі фракції активно вимиваються та випаровуються за декілька місяців. Важкі фракції (смолисто-асфальтенові, мальти тощо) осідають у породах, капілярах, на поверхні

частинок ґрунту на дуже тривалий час. Їх окисленню сприяють близько ста видів мікроорганізмів, проте процеси біодеградації залежать, зокрема, від фракційного складу нафтопродуктів. Хіміко-бітумінологічний розклад нафти і нафтопродуктів потребує великої кількості кисню.

Регламентацію вмісту нафтопродуктів у ґрунтах проведено за тимчасово допустимимомою концентрацією (ТДК), що дорівнює 4,0 г/кг, її розраховано Українським науково-дослідним інститутом ґрунтознавства і агрохімії (УкрНДІГАЗ, м.Харків) у співробітництві з міжвідомчим екологічним центром АНУ та Мінекобезпеки України.

Методика визначення нафтопродуктів у ґрунтах базується на їх екстракції тетрахлоридом вуглецю, хроматографічному відділенні нафтопродуктів від полярних вуглеводнів і домішок води не нафтового походження в колонці з активним оксидом алюмінію та подальшому спектрофотометричному визначенні в інфрачервоній області спектру 2860, 2030, і 2960  $\text{cm}^{-1}$ , за якого в нафтопродуктах спостерігаються три характеристичні смуги поглинання світла, обумовлені наявністю у вуглеводнях нафти структурних груп  $\text{CH}_3$ ,  $\text{CH}_2$ ,  $\text{CH}$  [121].

Концентрацію нафти у пробі визначають за допомогою калібрувального графіка. Готують стандартні проби шляхом розчинення певної кількості нафти (зваженої з точністю до 0,0001 г) в екстракті „холостої” ґрунтової витяжки (у тетрахлориді вуглецю). Спектри стандартних проб розчинів записують, визначають сумарну площу характеристичних смуг поглинання і використовують для побудови графіка залежності оптичної густини від концентрації нафти в стандартній пробі. Ґрунт просушують при кімнатній температурі до повного видалення вологи, після чого суху пробу (15 г) поміщають в апарат Сокслета для екстракції нафтопродуктів тетрахлоридом вуглецю (25 г). Отриманий екстракт пропускають через колонку, наповнену оксидом алюмінію (6 г) для видалення полярних речовин. Очищений фільтрат аналізують на ІЧ-спектрофотометрі, записуючи спектри порівняння зі

спектром „холостої” ґрунтової витяжки тетрахлоридом вуглецю в межах 2700–3100 см<sup>-1</sup>. По калібрувальному графіку визначали вміст нафтопродуктів у пробі. Концентрацію нафтопродуктів розраховували за формулою:

$$C = 0,397A/B, \quad (4.3)$$

де А – вміст нафтопродуктів, визначений по калібрувальному графіку, %;

В – вага проби, кг; 0,397 – коефіцієнт перерахунку.

Крім існуючої стандартної методики визначення нафтопродуктів у ґрунтах, використано методику визначення водорозчинних органічних речовин (ВОР). Це дозволило більш якісно оцінити додаткову кількість органічної речовини, пов’язаної з наявністю нафтопродуктів. Завдяки високій сорбційній ємності глин і суглинків, що утворюють елювій, делювій, пролювій; основна частина поліютантів, що сорбується на глинах, залишається в межах елювіального чохла та не поширюється за межі джерела забруднення. За деякий час нафтопродукти, розчинність яких у воді є зникаючою малою, піддаються окисненню, біодеградації, внаслідок чого можуть утворюватися водорозчинні органічні речовини. Визначення ВОР у пробах ґрунту проводилося шляхом аналізу водної витяжки [117, 134].

Феноли – ароматичні сполуки з однією або декількома гідроксильними групами в бензольному кільці. У деяких покладах нафти їх вміст досягає 0,2 % маси. Окислення бензолу, толуолу ґрунтових вод, термokatалітичні процеси на вибої свердловин під час буріння, а також застосування у процесі будівництва свердловин хімічних реагентів призводять до надходження в довкілля значних кількостей фенолів. Феноли у ґрунтах можуть знаходитися у розчинній формі або у вигляді фенолятів (сполук із металами, частіше натрієм), що добре сорбуються породами та частинками ґрунтів. Сорбція цих сполук знижує коефіцієнти фільтрації забруднених ґрунтів у 13–15 разів, кислотно-лужний потенціал змінюється в нейтральний бік, а окисно-відновний – у відновний. Розчинність фенолів у воді в нормальних умовах сягає 82 г/л. Досить висока розчинність фенолів сприяє тому, що вони здатні

переміщатися на значні відстані, в т. ч. і в глибину. Гранично допустимі концентрації (ГДК) фенолів для питної води 0,001 мг/л. На сьогоднішній день не встановлено ГДК для фенолів у ґрунтах. Тому рівень їх аномального вмісту фенолів у ґрунтах оцінюють за значенням ТДК, яка розрахованої за формулою:

$$ТДК=1,23+0,48lg(0,0013ЛД50+0,75), \quad (4.4)$$

де *ЛД50* – летальна доза речовини, потрапляння якої в організм тварин призводить до загибелі у 50 % випадків.

Для фенолу *ЛД50* = 395 мг/г і, відповідно, ТДК=1,28 мг/кг.

Для переведення фенолів ґрунту у водний розчин 100 г ґрунту (проби) заливали 250 мл дистильованої води, додавали 10 мл 0,1 н. розчину NaOH і, періодично збовтуючи, відстоювали протягом 24 год. Отриманий водний розчин відділяли від ґрунту, нейтралізували 0,1 н. розчином фосфорної кислоти та аналізували на вміст фенолів за відомою методикою [135].

Орім нафтопродуктів і фенолів у ґрунтах, можливими забруднювачами довкілля можуть бути хімічні елементи (важкі метали та ін.). Для їх визначення у ґрунтах та рослинності використано спектральний аналіз. У процесі підготовки ґрунти спочатку просушували до повітряно-сухої маси (3–4 дні), після чого відбирали проби згідно з ГОСТом 17.4.4.02-84, витримували в муфельній печі при 300–350 °С і розтирали в агатовій ступці до гомогенної однорідної консистенції.

Спектральні визначення валового вмісту хімічних елементів у ґрунтах, сухих залишках вод і вмісту металів у золі рослин проводили у лабораторії СМА на спектрографах СТЕ-1, ІСП-51 та МОМ-202. Спектри фотографували на спектральних пластинках WU-2, WO-3 та NP-27 фірми ORWO. Визначення концентрацій металів здійснювали за градуювальними графіками, побудованими в координатах логарифм концентрації – почорніння спектральної лінії. Чутливість методу до  $(1-2) \cdot 10^{-7}$  % ваги з похибкою 5–7 % відносних.

У водах, окрім нафтопродуктів та фенолів, визначали наступні показники хімічного складу води [136]:

1. Водневий показник рН на (рН-метрі).
2. Аніони: хлор-іон (аргентометричним методом по Мору); сульфат-іон (турбодиметричним методом); карбонати та гідрокарбонати (титруванням соляною кислотою у присутності металоранжу).
3. Катіони: кальцій та магній (трилонометричним методом); натрій+калій (по різниці).

### **Висновки**

Запропонований автором метод проведення еколого-геологічного моніторингу полягає в наступному: спочатку на ділянках можливого впливу об'єктів НГК на навколишнє середовище проводять геофізичні дослідження (геотермія, ПЕП), виділяють локальні температурні аномалії (ділянки з підвищеним температурним фоном) і напрямок руху (розвантаження) ґрунтових вод. У вказаних за геофізичними методами точках відбирають проби ґрунтів, поверхневої води та рослинності для кількісних геохімічних досліджень. На виділених геохімічними методами забруднених ділянках визначають джерела забруднення та шляхи міграції. Впроваджують природоохоронні заходи, після чого проводять повторні геохімічні дослідження.

Розроблена методика дає змогу в стислі терміни визначити за даними геофізичних досліджень якісні показники довкілля і встановити конкретні ділянки забруднення нафтопродуктами та їх похідними, а за допомогою геохімічних аналізів кількісно оцінити наявність забруднюючих речовин у ґрунтах, поверхневих та підземних водах і навіть у рослинності.

## РОЗДІЛ 5

### РЕЗУЛЬТАТИ ОЦІНЮВАННЯ ЗАБРУДНЕННЯ ДОВКІЛЛЯ ОБ'ЄКТАМИ НАФТОГАЗОВОГО КОМПЛЕКСУ

Моніторингові дослідження за традиційною геохімічною методикою на дослідних ділянках Бориславського УБР ВАТ „Укрнафта” з вивчення впливу об'єктів НГК на довкілля в межах Передкарпатського прогину було проведено співробітниками УкрДГРІ за участю автора у 1994–1995 рр. на бурових майданчиках свердловин № 76 Завода та № 44 Стара Сіль та на майданчиках експлуатаційних і ліквідованих свердловин №№ 15, 74, 75 Заводівського родовища та № 43 Старосільської площі. Геохімічні дослідження проводилися з метою визначення можливого негативного впливу на довкілля під час буріння та експлуатації нафтогазових свердловин, встановлення найбільш інтенсивних джерел та ділянок забруднення приповерхневих шарів, поверхневих і ґрунтових вод рухомими формами токсичних елементів [137, 138].

У районі свердловини № 76 Заводівського родовища було проведено окомірну, газову, газокернову та бітомінулогічну зйомку, також відбиралися проби води зі спостережних свердловин і в окремих місцях зі струмка – лівої притоки р. Стрий, на верхній частині правого схилу якої знаходиться ділянка бурової. Загальна площа досліджень на Заводівському родовищі становила 2,0 км<sup>2</sup>. За даними розподілу вільних та сорбованих вуглеводневих газів у приповерхневих відкладах концентрація вуглеводнів незначна і змінюється від нижче фонових до слабопідвищених величин.

Щодо наявності нафтопродуктів і фенолів у водах, за результатами лабораторних досліджень максимальний їх вміст становить відповідно 3,52 мг/л і 0,065 мг/л (спостережна свердловина № 1). Показники замірів у 70 і 65 разів перевищують ГДК, які для нафтопродуктів становлять 0,05 мг/л, а для фенолів – 0,001 мг/л. Із віддаленням від ділянки експлуатаційної свердловини

концентрація шкідливих речовин у водах зменшується, можливо, за рахунок розбавлення верховодки атмосферними опадами.

За результатами аналізу ґрунтів досліджувана територія має відносно незначні концентрації вмісту нафтопродуктів у відібраних пробах із поверхні ґрунту (табл. 5.1). Але за даними досліджень виявлено два показники, що перевищують орієнтовно допустимі концентрації (ОДК) за вмістом нафтопродуктів – 462,97 мг/кг і 1269,4 мг/кг.

Таблиця 5.1

## Результати аналізу ґрунтів на Заводівському родовищі.

№ зразка	Дата відбору проб	Концентрація мг/кг		№ зразка	Дата відбору проб	Концентрація мг/кг	
		нафтопродукти	феноли			нафтопродукти	феноли
1	13.09.94	24,67	0,07	19	- „ -	14,18	-
2	- „ -	43,61	0,78	20	- „ -	76,98	-
3	- „ -	70,87	0,52	21	24.11.94	33,98	0,33
4	- „ -	74,27	-	22	- „ -	75,83	0,85
5	- „ -	44,20	-	23	- „ -	120,08	0,19
6	- „ -	49,38	-	24	- „ -	53,88	0,33
7	- „ -	25,15	-	25	- „ -	117,21	0,39
8	- „ -	143,16	-	26	- „ -	45,99	-
9	- „ -	79,22	0,33	27	- „ -	106,49	1,05
10	- „ -	130,60	0,65	28	- „ -	195,63	0,65
11	- „ -	1269,40	-	29	- „ -	137,52	-
12	- „ -	37,31	0,33	30	- „ -	51,14	-
13	- „ -	462,97	0,65	31	- „ -	96,62	-
14	- „ -	261,82	-	32	- „ -	58,05	0,39
15	- „ -	175,47	-	33	- „ -	87,91	0,39
16	- „ -	46,42	-	34	- „ -	167,16	0,33
17	- „ -	99,25	-	35	- „ -	44,99	0,33
18	- „ -	134,20	0,33	36	- „ -	21,02	-

„- „ не визначено



Вміст загальних легколетючих фенолів у ґрунтах має безсистемне розподілення. Тобто присутність фенолів гіпсометрично вище за межами ділянки та відсутність їх в окремих пунктах відбору безпосередньо на буровому майданчику. Таке становище щодо фенолів пояснити неможливо одним видом забруднення, природним або техногенним, тут спостерігається і те, і інше [137].

Кількість нафтопродуктів (0,22–3,52 мг/л) та фенолів (0,004–0,065 мг/л) у пробах вод, відібраних зі спостережних свердловин і струмка, навіть гіпсометрично вище від місця розташування нафтової свердловини перевищує ГДК, що свідчить про наявність природної складової забруднення (табл. 5.2). Глинистий розчин і вибурена порода містять нафтопродукти у концентраціях 0,568–10,296 мг/кг і феноли – 0,12–12,75 мг/кг.

На Старосільській площі територія досліджень становила 1,5 км<sup>2</sup>. За результатами досліджень, щодо вмісту нафтопродуктів у ґрунтах, відібраних із поверхні землі, на майданчику бурової спостерігається забруднення до 2093,92 мг/кг, а поза його межами – 1292,40 мг/кг, що свідчить про наявність природного і техногенного забруднення. Феноли в ґрунтах відсутні (табл. 5.3). За даними розподілу нафтопродуктів у керні геохімічних свердловин із глибини 1 м визначено невеликі аномалії 5,08–112,78 мг/кг. За результатами аналізу вод із поверхневих водойм вміст нафтопродуктів становить ~0,25 мг/л, а фенолів ~ 0,22 мг/л (табл. 5.4).

У відходах буріння вміст нафтопродуктів перевищує ГДК (24,99–8824,7 мг/кг), вміст фенолів також перевищує ОДК (0,13–2,449 мг/кг). Встановлено, що токсичність відходів буріння залежить від використаних хімреагентів, мінералогічного складу порід розрізу та характеру їх флюїдонасичення [138].

У 1996 р. на Андріяшівському родовищі (ДДЗ) у межах діяльності Бориславського УБР було проведено комплексні еколого-геохімічні дослідження з вивчення техногенного впливу нафтогазових свердловин на довкілля. Оцінювання рівня забруднення приповерхневої гідролітосфери об'єктами НГК проведено комплексно з урахуванням біохімічної стійкості, сорбції,

Таблиця 5.2

Результати аналізу вод на вміст нафтопродуктів та фенолів на  
Заводівському родовищі

№ зразка	Місце відбору проби	Дата відбору	Концентрація мг/кг	
			нафтопродукти	феноли
1	2	3	4	5
1	Спостережна свердловина № 1	13.07.94	24,67	0,07
2	Струмок нижче св. № 76 – Зав.	13.07.94	43,61	0,78
3	Струмок нижче св. № 76 – Зав. (дорога)	13.09.94	70,87	0,52
4	Струмок вище від дороги 1 км.	- „ -	74,27	-
5	Струмок нижче від дороги 2 км.	- „ -	44,20	-
6	Струмок нижче від дороги 3 км.	- „ -	49,38	-
7	Струмок, водозабір.	- „ -	25,15	-
8	Спостережна свердловина №1	28.09.94	143,16	-
9	Спостережна свердловина №2	- „ -	79,22	0,33
10	Струмок вище від дороги 300 м	24.11.94	130,60	0,65
11	Струмок вище від дороги 200 м	- „ -	1269,40	-
12	Струмок вище від дороги 100 м	- „ -	37,31	0,33
13	Струмок, дорога.	- „ -	462,97	0,65
14	Струмок нижче від дороги 100 м.	- „ -	261,82	-
15	Струмок нижче від дороги 200 м	- „ -	175,47	-

„- „ не визначено

Таблиця 5.3

Результати аналізу ґрунтів на Старосільській площі

№ зразка	Дата відбору проб	Концентрація мг/кг		№ зразка	Дата відбору проб	Концентрація мг/кг	
		Нафтопродукти	феноли			Нафтопродукти	феноли
1	2	3	4	5	6	7	8
1	20.07.95	46,83	-	16	20.07.95	32,54	-
2	- „ -	183,96	-	17	- „ -	161,67	-
3	- „ -	1292,40	-	18	- „ -	35,28	-

Продовження таблиці 5.3

4	- „ -	2093,93	-	19	- „ -	11,96	-
5	- „ -	47,76	-	20	- „ -	34,07	-
6	- „ -	525,94	-	21	- „ -	142,63	-
7	- „ -	43,81	-	22	- „ -	178,17	-
8	- „ -	65,28	-	23	- „ -	357,18	-
9	- „ -	-	-	24	- „ -	135,76	-
10	- „ -	-	-	25	- „ -	46,22	-
11	- „ -	8,53	-	26	- „ -	22,52	-
12	- „ -	74,70	-	27	- „ -	57,76	-
13	- „ -	124,50	0,65	28	- „ -	36,76	-
14	- „ -	73,38	-	29	- „ -	38,67	-
15	- „ -	40,07	-	30	- „ -	21,97	-

„- „ не визначено

Таблиця 5.4

## Результати аналізу води Старосільської площі.

№ зразка	Місце відбору проби	Дата відбору	Концентрація мг/кг	
			нафтопродукти	феноли
1	Стара Сіль -44/1 (струмок)	22.03.95	0,26	-
2	Стара Сіль -44/2 (струмок)	- „ -	0,17	-
3	Стара Сіль -44/3 (струмок)	- „ -	0,25	-
4	Стара Сіль -44/4 (струмок)	- „ -	0,19	-
5	Стара Сіль -44 (струмок)	28.06.95	0,57	0,022
6	Стара Сіль -44 (вода для розчину)	20.07.95	0,20	0,065
7	Стара Сіль -43 (струмок)	- „ -	0,18	-
8	Стара Сіль -44 (ставок)	20.10.95	сліди	0,007
9	Стара Сіль -44 (струмок)	- „ -	0,20	0,008

„- „ не визначено

розсіювання та розбавлення визначених сполук і речовин у ґрунтах, ґрунтових і поверхневих водах. Було відібрано 172 проби ґрунту з поверхні землі та ядерного матеріалу з геохімічних свердловин із глибини 1–3 м. У 81 пробі ґрунтів було виявлено нафтопродукти (до 41,25 мг/кг), феноли – лише у 14 пробах (до 0,21 мг/кг). Воду з поверхневих водойм і спостережних свердловин було відібрано в кількості 14 проб. Феноли спостерігалися лише у 2 пробах, причому контрастність їх вмісту відносно тимчасово допустимої концентрації (ТДК = 0,3 мг/кг) становила 0,1–0,2. Нафтопродукти було виявлено у 12 випадках, а контрастність їх вмісту відносно ТДК (3,0 мг/кг) змінювалися від 0,03 до 11,4. Крім цього, відбиралися проби відходів буріння (шлам, буровий розчин, БСВ) у кількості 18 проб. Аналітичні дослідження відходів буріння зі свердловин Андріяшівського родовища (табл. 5.5) підтверджують підвищений вміст в них нафтопродуктів (до 8426,90 мг/кг) і фенолів (до 10,27 мг/кг) [139].

Таким чином, геохімічними дослідженнями встановлено, що на Андріяшівському родовищі переважає техногенне забруднення над

Таблиця 5.5

Результати аналізу проб відходів буріння Андріяшівського ГКР, ґрунтів і поверхневих вод в районі шламонакопичувача

№ зразка	Місце відбору проби	Дата відбору	Вміст, мг/кг	
			нафтопродукти	феноли
1	2	3	4	5
1	Буровий розчин св. №59	23.07.96	7386,0	1,37
2	Вибурена порода св. №59/1	13.09.96	260,43	-
3	Свіжоприготований буровий розчин зі св. №59	- „ -	123,1	1,44
4	Буровий розчин після одного циклу промивки св. №59	- „ -	341,28	6,21
5	Бурові стічні води св. №59	13.09.96	55,9	0,26

## Продовження таблиці 5.5

1	2	3	4	5
6	Вибурена порода св. №59/2	23.07.96	625,5	2,25
7	Вибурена порода св. №62	- „ -	1837,5	7,49
8	Вибурена порода св. №62	13.09.96	212,3	10,71
9	Буровий розчин св. №62	- „ -	485,57	2,09
10	Бурові стічні води св. №62	- „ -	15,35	0,216
11	Вибурена порода св. №62	23.07.96	8426,9	1,52
12	Бурові стічні води св. №8	25.07.96	1,71	-
13	Вибурена порода, шламонакопичувач	24.07.96	300,65	1,34
14	Вибурена порода, шламонакопичувач	13.07.96	1536,12	0,49
15	Вибурена порода, шламонакопичувач	24.07.96	511,25	2,01
16	Вибурена порода, шламонакопичувач	13.09.96	1048,86	2,99
17	Бурові стічні води, шламонакопичувач	- „ -	7,33	0,176
18	Буровий розчин, шламонакопичувач	- „ -	25,9	0,12
19	Ґрунт із геохім. св. №3/1, глибина 1,0 м	24.07.96	64,6	0,29
20	Ґрунт із геохім. св. №3/1, глибина 3,0 м	- „ -	53,0	-
21	Ґрунт із геохім. св. №3/2, глибина 1,0 м	- „ -	14,13	-
22	Ґрунт із геохім. св. №3/2, глибина 3,0 м	- „ -	-	-
23	Ґрунт із геохім. св. №3/3, глибина 1,0 м	- „ -	314,2	-
24	Ґрунт із геохім. св. №3/3, глибина 3,0 м	- „ -	19,25	-
25	Ґрунт із геохім. св. №3/4, глибина 0,1 м	13.09.96	246,22	-
26	Ґрунт із геохім. св. №3/4, глибина 3,0 м	24.07.96	4,12	-
27	Ґрунт із геохім. св. №3/5, глибина 0,1 м	13.09.96	17,38	-
28	Ґрунт із геохім. св. №3/6, глибина 0,1 м	- „ -	98,05	2,29
29	Ґрунт із геохім. св. №3/7, глибина 0,1 м	- „ -	5,09	-
30	Ґрунт із геохім. св. №3/8, глибина 0,1 м	- „ -	8,65	-
31	Вода зі струмка вище шламонакоп.	- „ -	5,5	-
32	Вода зі струмка нижче шламонакоп	24.07.96	34,1	0,07
33	Вода з I ставка нижче шламонакоп	24.07.96	103,2	-
34	Вода з I ставка біля дамби	24.07.96	1,22	-
35	Вода з II ставка	13.09.96	-	-

„- „ не визначено

природним. Природне забруднення довкілля нафтопродуктами дослідженнями не підтверджено. Встановлено забруднення гумусового шару ґрунтового покриву фенолами, що мають природне біохімічне походження.

Дослідження за загальноприйнятими геохімічними методиками потребує значних матеріальних витрат і часу для проведення польових робіт, лабораторних аналізів. Точки відбору проб не завжди розташовані в найбільш забруднених ділянках досліджуваних територій. Тому виникла необхідність у розробці комплексної еколого-геофізичної методики оцінювання забруднення довкілля, яку наведено вище (див. розділ 4).

Згідно з розробленою методикою оцінювання забруднення довкілля на площі розташування свердловини №1Верхньомасловецька в 2001 р. було проведено комплекс польових робіт [117, 140]. Визначено 17 точок спостережень, що могли б бути пов'язані із джерелами забруднення довкілля, а також із ділянками, які являються фоновими та практично не піддаються забрудненню у процесі буріння свердловини (рис. 5.1). У точках спостереження було проведено замір температур на глибині 1,5 м, відбір проб ґрунту в інтервалах 0,4–0,7 м та 1,0–1,5 м, відбір рослинності (трава і листя кущів), відбір поверхневої води, шламу та глинистого розчину. Температура в усіх точках спостереження заміряна в липні та жовтні 2001 року. В липні значення температур змінювалося від 8,2 °С до 12,4 °С, а в жовтні – від 8,2 °С до 9,9 °С. Найвищу температуру зафіксовано в точці 16, а фонові значення – в точках 10 і 17. Різниця значень температур в часі пов'язана зі зміною її сезонних коливань у приповерхневому шарі. Згідно з методикою польової геотермічної зйомки абсолютне значення температури в той чи інший час не важливе, тому що основним завданням зйомки є визначення зміни температури на площі дослідження на час її заміру. Результати визначення температури наведено в таблиці 5.6.

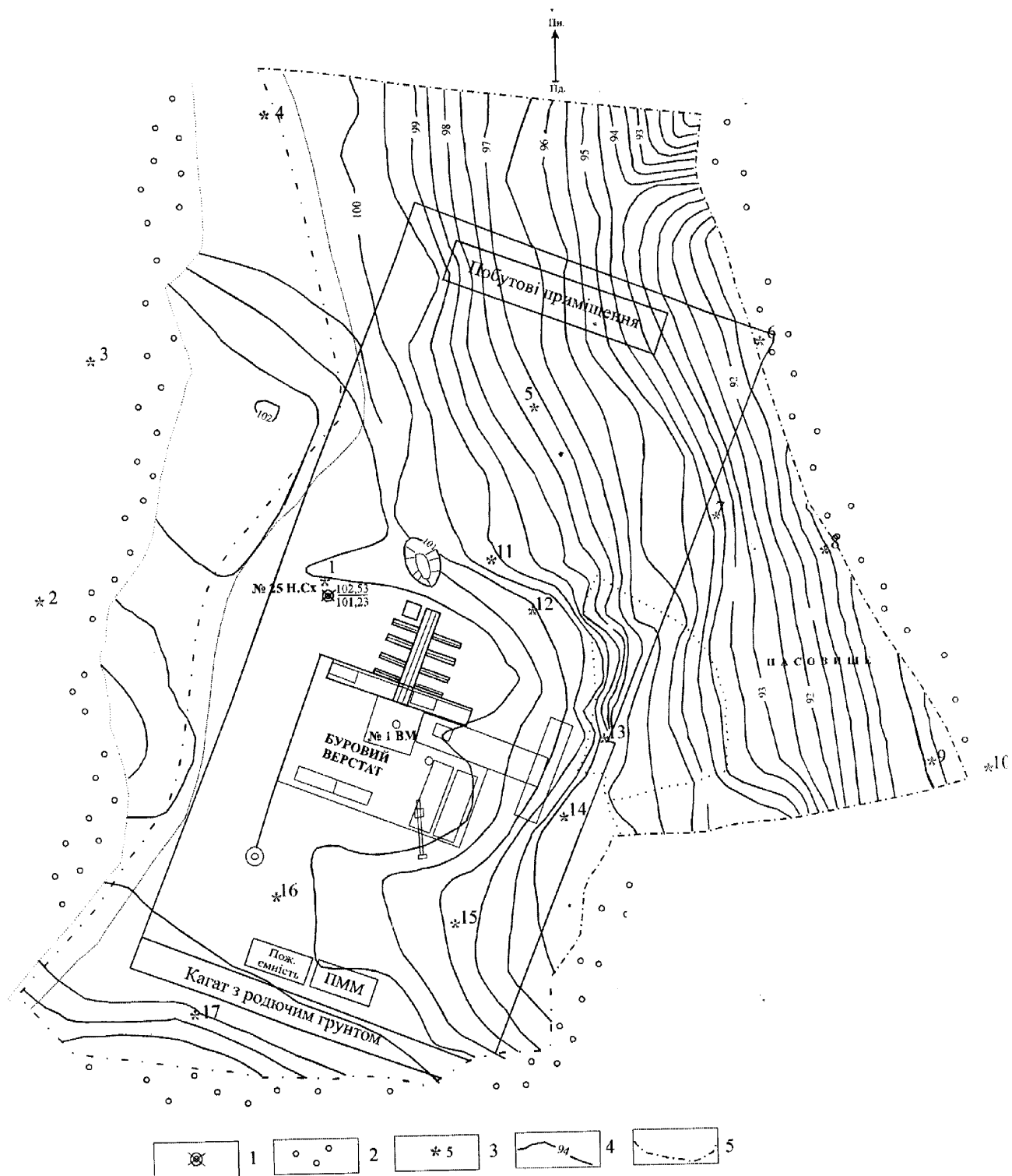


Рис. 5.1. План-схема бурового майданчика св. № 1 Верхньомасловецька (№ 1-ВМ)  
 (Дригулич П.Г. за матеріалами НГВУ „Бориславнафтогаз”, 2001 р.):  
 1 – ліквідована свердловина, 2 – лісові насадження, 3 – точки спостереження,  
 4 – умовні ізолінії рельєфу, 5 – межа лісових насаджень.

Таблиця 5.6

Значення температур і вміст водорозчинних органічних речовин  
у водних витяжках ґрунтів\*

№ точок спостереження	Температура на глибині 1,5 м, °С		Вміст водорозчинних органічних речовин (мг-екв.) на глибинах, м			
	1	2	1		2	
			0,4–0,75	1,0–1,5	0,4–0,75	1,0–1,5
1	11,6	9,2	13,74	2,47	12,65	6,15
2	9,9	9,3	2,64	2,76	1,4	7,5
3	9,5	8,4	3,65	1,69	1,6	0,6
4	11,6	9,7	4,72	1	0,8	1,1
5	10,8	9,1	3,84	3,16	0,8	2,45
6	10,2	8,5	3,55	2,96	4,45	0,6
7	9,5	8,5	3,65	3,74	4,35	1,02
8	10,5	9,2	2,57	0,9	1,1	0,6
9	11,4	9,6	2,67	4,09	0,6	0,6
10	8,2	8,6	2,47	3,06	1,3	1,93
11	11,3	9,9	4,68	3,16	1,3	2,15
12	11,9	9,3	3,84	4,23	3,35	3,75
13	9,5	9,2	1,1	1	3,15	2,55
14	11,5	9,2	1	1	4,95	0,6
15	11,9	8,3	1,98	1,4	14,45	9,9
16	12,4	9,2	1	2,18	6,35	0,6
17	9,1	8,2	1,98	1,98	3,85	1,1

\* колонка 1 – заміри параметрів виконані у липні; колонка 2 – у жовтні

Із відібраних проб ґрунтів у точках спостереження проведено аналіз біохроматичної окисленості у водних витяжках (кількість водорозчинних органічних речовин). На площі досліджень їх кількість змінюється від 2,0 до 13,7 мг-екв. (липень), та від 0,6 до 12,7 мг-екв. (жовтень).

Для визначення можливих забруднювачів ґрунтів проведено аналіз щодо наявності в них 9 хімічних елементів (табл. 5.7). Для контролю та визначення кількості нафтопродуктів проведено вибірковий аналіз їх наявності в точках максимального забруднення, фонових значень, виявлених за результатами геотермічної зйомки, та кількості водорозчинних органічних речовин (точки 1, 17). Проби рослинності були використані для спектрального



аналізу вмісту хімічних елементів із метою визначення техногенного навантаження. Відібрано 12 проб поза межами бурового майданчика. На промисловій площадці рослинність відсутня. Аналізи проб проводилися на наявність 17 хімічних елементів. Проби відбиралися у липні та жовтні (таблиця 5.8). Показниками забрудненості рослинності вважається співвідношення вмісту елементів у ґрунті та рослинності (коефіцієнт біологічного поглинання, таблиця 5.9) та співвідношення Mn/Cu (таблиця 5.10).

Для визначення забруднення поверхневих вод відібрано 4 проби води: одна із джерела, що знаходиться на значній відстані від свердловини (проба 78), три – в зонах можливого забруднення (проби 65, 67, 70).

Таблиця 5.7

Результати спектрального аналізу вмісту хімічних елементів (у вагових %) у ґрунтах на липень та жовтень 2001 р. \*

№ точок	Co×10 <sup>-3</sup>		Mn×10 <sup>-2</sup>		Cu×10 <sup>-4</sup>		Cr×10 <sup>-3</sup>		Ni×10 <sup>-3</sup>		V×10 <sup>-3</sup>		Ti×10 <sup>-4</sup>		Ba×10 <sup>-2</sup>		Sr×10 <sup>-2</sup>	
	1		2		3		4		5		6		7		8		9	
	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1	1,8	0,6	1,2	0,9	5,6	10	6,3	1,7	5,8	2,3	8,4	8,7	1,5	1,4	14	5,7	5,7	4,2
2	0,9	-	1	0,9	5,2	4,2	2,1	1,4	4	1,6	8,8	8,5	1,8	1,1	13	5,3	5,3	4,5
3	1	0,6	1,3	0,9	5,4	4,7	2,3	1,5	5,2	1,9	7,8	8,2	1,7	1,2	6,2	4,2	3,2	3,8
4	1,3	0,6	1,1	1	6,7	4,5	2,5	1,8	4,9	1,8	9,2	9	2	1,6	16	3,9	9,5	3,3
5	0,6	1,6	1	1,3	5,9	9,8	2,4	2,2	3,8	3,8	7,5	11	1,7	1,5	8,3	6,8	3,8	8,4
6	1,7	1,2	1,7	1	8,8	7,8	2,6	2	5,9	3,1	10	8,8	1,9	1,3	13	7,1	12	7,2
7	2,1	0,7	1,4	1,2	8,5	9,5	2,8	1,9	5,6	3,4	9,3	12	2	1,6	12	7,5	8,3	9
8	2	0,7	1,5	1,4	8,7	10	2,5	2,3	5,8	3,7	9,8	13	1,8	1,4	5	4,9	6,2	3,9
9	2,4	0,9	1,6	1,5	9	8,6	3,9	2,6	5,9	1,9	11	9,7	1,9	1,8	16	4,1	13	3,7
10	0,8	0,9	1,3	1,3	6,8	9,5	2,2	2,4	3,4	3,6	7,3	9,1	1,7	2	6,7	6,4	3,3	4,4
11	1,7	0,7	1,5	1,2	7,9	3,5	4,4	2,5	5,6	3,2	12	9,7	1,8	1,2	26	4,2	8	3,7

## Продовження таблиці 5.7

	1		2		3		4		5		6		7		8		9	
	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
12	1,5	0,8	1,2	1,4	8,4	4,2	4,2	2,3	4,7	3,9	14	11	2	1,4	29	5,5	11	3,3
13	-	-	1,3	1,6	5,1	4	2,3	2,7	3	2,5	7	12	1,6	1,8	5,8	6,8	3,1	3,1
14	-	0,6	1,4	1,5	5,6	3,7	2,5	2,5	4,2	2,7	8,9	10	1,8	1,5	7,6	5,6	3,8	4,9
15	1	0,8	1,1	1,4	5,8	5,4	3,6	2,8	3,8	3	13	13	1,8	1,7	17	4,6	9,5	3,2
16	1,6	0,8	1,7	0,9	7,8	2,5	3,4	1,2	4,7	2,8	11	9,6	1,9	1,9	12	3,8	8,3	2,9
17	1,3	0,7	1,5	0,9	6	2,9	3,1	1,6	3,3	1,9	8,5	8,1	1,7	1,3	18	5,8	9	3
18	2,8	0,6	1,6	0,9	14	4,7	4,2	1,4	5,9	2,1	13	8,3	2	1,1	20	8,3	12	3,3
19	1,4	0,8	1,2	1	3,6	3,8	2,4	2,2	3,1	2,9	8,3	9	1,3	1,5	12	5,4	6,7	3,1
20	3	0,8	1	0,9	13	4,2	3,7	1,8	5,8	2,4	12	8,5	1,9	1,7	9,8	5,2	5,2	2,9
21	2,8	1	1,5	1,4	9,8	4,9	3,9	2,3	5,6	3,8	10	8,4	2,2	1,1	9	4,8	6,4	4,2
22	0,9	1	0,9	1,6	3,8	6	2,2	2,9	3,2	5,1	7,6	9	1,3	1,3	4,3	4,5	3	3,6
23	0,8	2,3	1	1,9	3,7	7,9	2,4	4,8	2,7	8,7	7,3	8,9	1,4	1,2	9,7	5,2	3,4	3,5
24	3,8	2,6	2,8	2,3	11	7,6	3,5	4	6,5	6,2	11	8,5	2,3	1,6	11	7,4	7,8	4,7
25	0,8	2,2	1,3	1,2	4,6	7,8	2,3	4,7	3,1	6,5	7,8	8,7	1,1	1,4	4,5	5,8	3,1	3,8
26	4,2	3,4	2,7	1,6	15	9,2	4	4,4	6,4	7	12	9,1	2,1	1,5	9,1	6,8	8,9	5,8
27	2,8	2,8	1,6	1,1	11	8,9	3,6	3,9	5,4	6,4	10	9,2	1,8	1,3	8,3	5	8,4	3,6
28	2,6	1,9	1,3	1	12	8,3	3,9	3,7	6,3	4,6	11	9,4	2	1	7,8	4,9	7,2	3,1
29	3,2	1,7	1,8	1,3	9,8	6,9	3,8	3,4	5,6	3,8	11	9,6	1,6	1,4	10	7,4	5,8	5,2
30	2,9	2,1	1,7	1,2	8,9	7,8	2,8	3,2	4,7	4,4	9,8	9,3	1,7	1,5	8,2	7	5,8	5,6
31	0,7	1,8	1,2	1	4,2	6,2	2,4	3,7	2,5	3,9	7,3	8,1	1,5	1,2	7,2	8,6	4,3	3,8
32	0,7	1,4	1	1,1	3,7	7	2,2	4,1	2,7	3,4	8,6	8,9	1,7	1,7	8,7	9,5	4,8	5,3
33	0,8	1,2	1,5	1	6,2	6,4	3,1	3,5	2,9	3,7	8,4	9,2	1,8	1,3	8	9,1	3,9	6,2
34	0,8	1,6	1,3	1,2	3,4	7,8	2,6	3,8	2,3	3,2	8,9	9	1,6	1,4	8,3	9,4	4,2	5,7

\* колонка 1 – вміст хімічних елементів у ґрунтах на липень; колонка  
2 – вміст хімічних елементів у ґрунтах на жовтень

Таблиця 5.8

Результати спектрального аналізу вмісту хімічних елементів (у вагових %) у рослинності на липень та жовтень 2001 р. \*

№ точок	Zr $\times 10^{-4}$		Co $\times 10^{-4}$		Ni $\times 10^{-4}$		Cr $\times 10^{-4}$		V $\times 10^{-4}$		Mo $\times 10^{-4}$		Y $\times 10^{-4}$		La $\times 10^{-4}$		Ti $\times 10^{-3}$	
	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
42	3,4	1,7	0,6	-	2,1	2,7	1,3	1,1	1,6	1,9	4,9	-	1,1	1,6	1,9	3,6	5,8	1,9
43	6,8	1,4	2,4	-	5,6	2,1	2,4	-	5	1,7	2,1	-	1,6	1	3,8	3,3	14	1,5
50	3,9	3,9	0,8	1,2	3	2,5	1,6	1,6	2,4	1,8	1,9	1,3	2,2	2,3	3,9	4,1	11	2,4
53	2,5	1,3	0,9	1		2	1,3	-	1,1	1,6	3,8	1,7	0,6	1,9	3,4	3,9	2,7	2,1
54	3,1	1,2	1,2	-	7,8	1,8	2,6	1	2,9	1,4	3,6	1,5	1,8	2,1	2,4	3	7,5	2,2
57	5,6	1	1,1	-	6,7	1,3	1,3	-	1,4	-	3,3	-	1,1	1,7	3	5,5	6,2	1,2
44	4,2	1,9	1	1,1	2,8	1,7	1	-	1,6	2	4,7	-	0,8	2,2	3,7	5,2	5,8	2,5
45	6,1	2,8	1,2	-	10	2,1	3	-	2	1,3	4,5	1,4	1,2	2	4,8	4,9	5,2	1,8
46	5	1,5	1,1	1,4	5,2	1,3	0,8	0,9	1,6	-	3,4	1,6	0,9	1	5,3	5,3	7,8	1,3
47	3,5	1,6	0,8	-	4,1	1,6	0,7	-	1,9	1,4	1,4	-	0,9	1,2	5,9	3,2	3,8	1,4
48	4,8	1,8	1	-	5,5	1,4	1,2	0,8	1,6	-	3,6	1,2	0,9	1	5,6	5,8	5,2	1,8
49	3,7	1,2	0,8	-	3,9	1,2	0,8	-	1,8	-	1,2	1	0,9	0,9	5,1	3	3,6	1,5

№ точок	Cu $\times 10^{-5}$		Ag $\times 10^{-5}$		Zn $\times 10^{-4}$		Pb $\times 10^{-5}$		Mn $\times 10^{-3}$		Ba $\times 10^{-2}$		St $\times 10^{-2}$		Sc $\times 10^{-5}$	
	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
42	6,2	7	0,6	-	2,1	-	-	-	0,9	2	1,2	0,8	1,4	0,7	-	-
43	9,8	7,3	0,9	-	2,5	-	5,9	-	2,2	1,6	3,4	1,3	3,6	1	4	-
50	10	9,2	1	2,6	2,3	2,8	7,2	11	1,1	2,3	1,7	0,8	3,2	0,8	-	4,8
53	-	9,6	0,7	-	2,9	-	4,4	-	1,5	1,5	1,4	1	1,2	1,3	-	-
54	22	14	1,6	-	4,6	2,3	5,9	8	2,2	2,1	3,1	0,9	2,4	0,8	4,7	4,3
57	13	6,3	1	-	4,3	-	6,5	-	2	1,8	2,7	0,7	4,4	0,5	-	-
44	9,6	7,5	0,9	-	3,1	-	6,2	8	2,9	1,9	3,3	1,2	2,6	0,8	5,2	-
45	4,2	7,1	1,1	2,2	5	-	7,1	-	1	1,7	2,4	1,1	1,3	0,9	4,9	-
46	3,6	4,8	1	-	3,7	-	-	-	0,7	1,4	2,5	1,5	1,7	0,8	5	-
47	9,4	5,9	0,9	2,4	4,2	3	5,9	-	0,6	2	1,6	1,7	1	1,2	-	4,6
48	2,9	5,2	0,9	-	3,7	-	5,1	-	0,6	1	3,7	1,4	1,6	1	-	-
49	9,6	3,4	0,9	-	3,9	-	-	-	3,4	1,3	1,8	1,8	1,4	1,1	-	-

\* колонка 1 – вміст хімічних елементів у рослинності у липні;  
 колонка 2 – вміст хімічних елементів у рослинності у жовтні;  
 „-“ – не визначено.

Таблиця 5.9

## Величина коефіцієнта біологічного поглинання

Хім.елем.	Номер точки спостереження*											
	2		3		10		13		14		17	
	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
Co	0,06	-	0,25	-	0,10	0,14	-	-	-	-	0,08	-
Mn	0,09	0,24	0,17	0,17	0,08	0,18	0,12	0,09	0,16	0,14	0,13	0,20
Cu	0,12	0,17	0,18	0,16	0,15	0,10	-	0,24	0,39	0,38	0,22	0,22
Pb	0,00	-	0,06	-	0,08	0,14	0,05	-	-	0,09	0,07	-
Cr	0,06	0,08	0,10	-	0,07	0,07	0,06	-	0,10	0,04	0,04	-
Ni	0,05	0,17	0,11	0,11	0,09	0,07	-	0,08	0,19	0,07	0,20	0,07
V	0,02	-	0,06	-	0,03		0,02	-	0,03	-	0,02	-
Ba	0,09	0,15	0,58	0,31	0,25	0,13	0,24	0,14	0,41	0,17	0,15	0,13
St	0,26	0,16	1,13	0,26	0,97	0,19	0,39	0,42	0,63	0,17	0,49	0,16

Хім.елем.	Номер точки спостереження*											
	4		5		6		7		8		9	
	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
Co	0,09	0,18	0,20	0,12	0,06	0,12	0,04	-	0,05	-	0,03	-
Mn	0,03	0,19	0,10	0,14	0,04	0,14	0,01	0,17	0,04	0,07	0,21	0,09
Cu	0,14	0,17	0,71	0,06	0,09	0,06	0,11	0,06	0,33	0,05	0,11	0,04
Pb	0,07	0,15	0,07	-	0,00	-	0,04	-	0,05	-	-	-
Cr	0,04	-	0,13	0,04	0,03	0,04	0,02	-	0,05	0,03	0,02	-
Ni	0,06	0,09	0,26	0,04	0,09	0,04	0,03	0,05	0,09	0,04	0,07	0,06
V	0,02	-	0,03	-	0,02	-	0,02	-	0,02	-	0,02	-
Ba	0,21	0,31	0,29	0,21	0,19	0,21	0,13	0,23	0,74	0,29	0,11	0,44
St	0,27	0,25	0,34	0,11	0,14	0,11	0,12	0,13	0,26	0,26	0,11	0,30

\*колонка 1 – значення коефіцієнта біологічного поглинання у липні;  
 колонка 2 – значення коефіцієнта біологічного поглинання у жовтні;  
 „- „ – не визначено.

Таблиця 5.10

Співвідношення Mn / Cu за результатами спектрального аналізу в рослинності

№ п.п.	№ т.с.	№ проб	Mn×10 <sup>-3</sup>		Cu×10 <sup>-5</sup>		Mn / Cu	
			1	2	1	2	1	2
1	2	42	0,90	2,00	6,20	7,00	14,52	28,57
2	3	43	2,20	1,60	9,80	7,30	22,45	21,92
3	10	50	1,10	2,30	10,00	9,20	11,00	25,00
4	13	53	1,50	1,50	-	9,60	-	15,63
5	14	54	2,20	2,10	22,00	14,00	10,00	15,00
6	17	57	2,00	1,80	13,00	6,30	15,38	28,57
7	4	44	2,90	1,90	9,60	7,50	30,21	25,33
8	5	45	1,00	1,70	4,20	7,10	23,81	23,94
9	6	46	0,70	1,40	3,60	4,80	19,44	29,17
10	7	47	0,60	2,00	9,40	5,90	6,38	33,90
11	8	48	0,60	1,00	2,90	5,20	20,69	19,23
12	9	49	3,40	1,30	9,60	3,40	35,42	38,24

„- „ не визначено.

Проведено хімічний аналіз складу води, визначено наявність катіонів та аніонів, рН, мінералізацію, встановлено тип води (за Курловим) та виявлено наявність фенолів у відібраних пробах (липень, жовтень; таблиці 5.11; 5.12).

Згідно з розробленою методикою на першому етапі вивчення впливу бурових робіт на забруднення довкілля нафтопродуктами проведено польову геотермічну зйомку для визначення контурів забруднення. Перші геотермічні дослідження, що дали змогу встановити ареал забруднення на початковій стадії проведення бурових робіт, було проведено в липні 2001 р. На рис. 5.2 представлено схему розподілу приповерхневих температур на липень. Оскільки точки спостереження розміщено в різних умовах, інтервал коливання температури ( $\Delta T$ ) становить 4,2 °С. Ізотермою 10 °С чітко відмежовується

Таблиця 5.11

## Хімічний аналіз води

Місце відбору ПК-5  
рН = 6,95  
Дата аналізу 31.08.01

Проба № 65

Місце відбору: ПК-165  
рН = 6,95  
Дата аналізу 12.10.01

Проба № 65

Катіони				Аніони				Катіони				Аніони			
мг/л	мг-екв./л	% экв.	мг/л	мг-екв./л	% экв.	мг/л	мг-екв./л	% экв.	мг/л	мг-екв./л	% экв.	мг/л	мг-екв./л	% экв.	
Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	2,3	0,1	2,38	Cl <sup>-</sup>	0,16	381	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	9,66	0,42	8,17	0,22	7,95	0,22	4,28	
Ca <sup>2+</sup>	30,06	1,5	35,71	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	0,22	5,24	Ca <sup>2+</sup>	39,08	1,95	37,94	0,19	9,2	0,19	3,7	
Mg <sup>2+</sup>	6,08	0,5	11,91	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	1,72	40,95	Mg <sup>2+</sup>	2,43	0,2	3,89	2,16	131,76	2,16	42,02	
NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	0,8		н.в.	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>			NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>					н.в.			
	38,49	2,1	50		2,1	50		51,17	2,57	50		148,91	2,57	50	
Мінералізація = 159,06 мг/л = 0,159 г/л															
M <sub>0,16</sub> HCO <sub>3</sub> 82 SO <sub>4</sub> 10 Cl 8				рН 6,96				M <sub>0,2</sub> HCO <sub>3</sub> 84 Cl 9 SO <sub>4</sub> 7				рН 6,95			
Са71Mg24Na5								Са76 Na16 Mg 8							
феноли – 0,15 мг/л															

Місце відбору ПК-7  
рН = 7,00  
Дата аналізу 31.08.01

Проба № 67

Місце відбору ПК – 7  
рН = 7,15  
Дата аналізу 12.10.01

Проба № 67

Катіони				Аніони				Катіони				Аніони			
мг/л	мг-екв./л	% экв.	мг/л	мг-екв./л	% экв.	мг/л	мг-екв./л	% экв.	мг/л	мг-екв./л	% экв.	мг/л	мг-екв./л	% экв.	
Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	18,86	0,82	9,95	Cl <sup>-</sup>	0,55	6,67	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	21,16	0,92	8,11	0,91	32,33	0,91	8,02	
Ca <sup>2+</sup>	56,11	2,8	33,98	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	0,17	2,07	Ca <sup>2+</sup>	78,16	3,9	34,39	0,12	5,8	0,12	1,06	
Mg <sup>2+</sup>	6,08	0,5	6,07	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	3,4	41,26	Mg <sup>2+</sup>	10,34	0,85	7,5	4,64	283,04	4,64	40,92	
NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	0,2		н.в.	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>			NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>					н.в.			
	81,05	4,12	50		4,12	50		109,66	5,67	50		321,17	5,67	50	
Мінералізація = 316,02 мг/л = 0,316 г/л															
M <sub>0,32</sub> HCO <sub>3</sub> 82Cl SO <sub>4</sub> 5				рН 7,0				M <sub>0,43</sub> HCO <sub>3</sub> 82Cl16 SO <sub>4</sub> 2				рН 7,15			
Са68Na20Mg12								Са69Na16Mg15							
феноли – 0,05мг/л															

Таблиця 5.12

## Хімічний аналіз води

Місце відбору: ПК-10  
рН = 8,5  
Дата аналізу 31.08.01

Проба № 70

Місце відбору: ПК-10  
рН = 7,4  
Дата аналізу 12.10.01

Проба № 70

Катіони			Аніони			Катіони			Аніони		
мг/л	мг-екв./л	% экв.	мг/л	мг-екв./л	% экв.	мг/л	мг-екв./л	% экв.	мг/л	мг-екв./л	% экв.
Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	11,5	0,5	7,14	0,26	3,71	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	9,66	0,42	5,88	Cl <sup>-</sup>	11,07
Ca <sup>2+</sup>	56,11	2,8	40	0,24	3,43	Ca <sup>2+</sup>	58,12	2,9	40,62	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	10,4
Mg <sup>2+</sup>	2,4	0,2	2,86	2,6	37,14	Mg <sup>2+</sup>	3,04	0,25	3,5	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	185,44
NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	0,18			0,4	5,72	NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>				CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	н.в.
	70,01	3,5	50	3,5	50		70,82	3,57	50		206,91
Мінералізація = 260,88 мг/л = 0,261 г/л			HCO <sub>3</sub> , 74CO <sub>3</sub> , 11Cl, 8SO <sub>4</sub> , 7			Мінералізація = 277,73 мг/л = 0,28 г/л			HCO <sub>3</sub> , Cl, 9SO <sub>4</sub> , 6		
M <sub>0,26</sub> Са80Na14Mg6			рН 8,5			M <sub>0,28</sub> Са81Na12Mg7			рН 7,4		
феноли – 0,015 мг/л											

Місце відбору Пн. Джерело  
рН = 6,4  
Дата аналізу 31.08.01

Проба № 78

Місце відбору Пн. Джерело  
рН = 6,72  
Дата аналізу 12.10.01

Проба № 78

Катіони			Аніони			Катіони			Аніони		
мг/л	мг-екв./л	% экв.	мг/л	мг-екв./л	% экв.	мг/л	мг-екв./л	% экв.	мг/л	мг-екв./л	% экв.
Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	1,9	0,082	4,65	0,12	6,8	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	2,58	0,11	4,44	Cl <sup>-</sup>	2,77
Ca <sup>2+</sup>	12,02	0,6	34,01	0,042	2,38	Ca <sup>2+</sup>	20,04	1	39,61	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	5
Mg <sup>2+</sup>	2,43	0,2	11,34	0,72	40,82	Mg <sup>2+</sup>	1,82	0,15	5,94	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	65,88
NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	0,38					NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>				HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	н.в.
	18,35	0,882	50	0,882	50		24,44	1,26	49,49		73,65
Мінералізація = 66,53 мг/л = 0,066 г/л			HCO <sub>3</sub> , 82 Cl, 14 SO <sub>4</sub> , 4			Мінералізація = 98,09 мг/л = 0,098 г/л			HCO <sub>3</sub> , 86 SO <sub>4</sub> , 8Cl, 6		
M <sub>0,07</sub> Са68Mg22Na10			рН 6,4			M <sub>0,098</sub> Са40Na3Mg4			рН 6,72		
феноли – 0,023 мг/л											

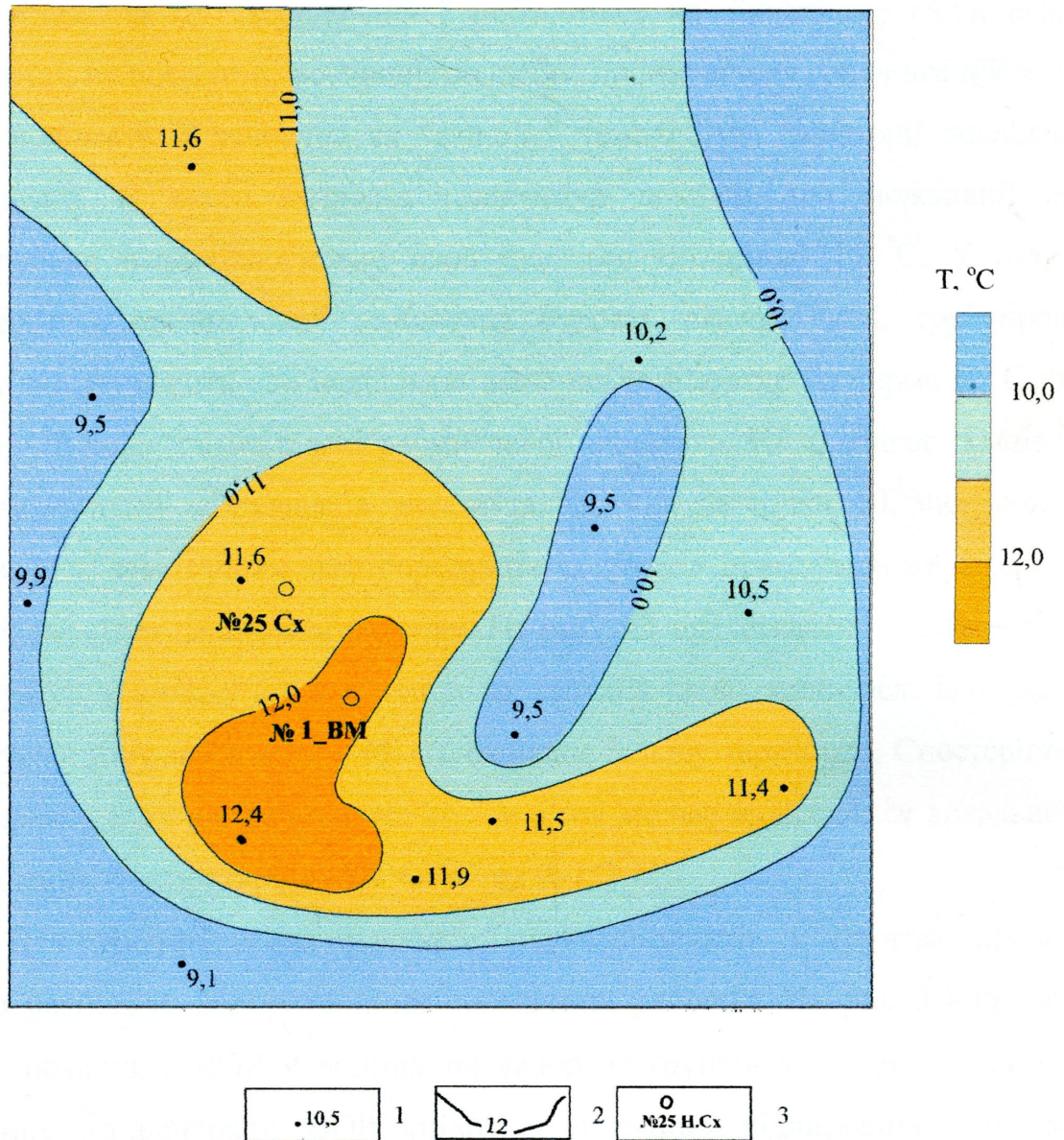


Рис. 5.2. Схема розподілу температур на глибині 1,5 м, св. №1 ВМ, липень 2001 р.,  
 (Дригулич П.Г., за матеріалами ІГТГК НАН України):  
 1 – точки спостережень, 2 – ізотерми, 3 – свердловини.



лісова частина території від промислової площадки. За методикою зйомки понижений температурний фон у лісі викликаний затіненням точок спостереження. У точці 4 встановлено досить високе значення температури, що, на нашу думку, пов'язано з місцем розташування даної точки спостереження. Вона віддалена від свердловини і знаходиться на південному схилі рельєфу місцевості, не покритого рослинністю, добре прогрівається сонячним промінням. Тому приймати її значення як “фонову” температуру території дослідження недоцільно. В липні розподіл температур показав, що можливий ореол забруднення нафтопродуктами оконтурюється ізотермою 11 °С. У цю зону потрапляють промисловий майданчик бурової, склад ПММ, трубопроводи. Необхідно зауважити, що найбільше значення температур (ізотерма 12 °С, точки 12, 15, 16) зафіксовано в зоні промислової площадки. Не викликає сумніву, що зона можливого забруднення витягнута на схід до точки 10, що, можливо, пов'язано з вимиванням нафтопродуктів із ґрунтів атмосферними водами. Це підтверджується перепадом рельєфу. На рис. 5.3 представлено схему розподілу температур у жовтні 2001 р. Загальна картина дещо змінилася: ізотерма, що оконтурює зону забруднення (9 °С), охоплює більшу територію. Спостерігається розширення зони на захід (точка 2), але в той же час виділяються локальні зони підвищення температури до 9,9 °С (точки 9; 11).

Для підтвердження наявності нафтопродуктів у ґрунтах проведено аналіз розподілу водорозчинних органічних речовин. На рис 5.4 приведено схему розподілу ВОР у водних витяжках із ґрунтів у липні. Максимальне значення концентрації ВОР співпадає з зоною підвищених температур. Найбільша концентрація зафіксована в районі свердловини № 25 Н.Східниця (точка 1). Зона можливого забруднення оконтурюється ізолінією 4 мг-екв. На рис. 5.5 представлено схему розподілу органічних речовин станом на жовтень 2001 р. Загальна картина розподілу концентрації зберігається. Можливо, за рахунок інтенсивного випадання опадів концентрація водорозчинних органічних речовин у ґрунті зменшилася. Ділянки локальної концентрації

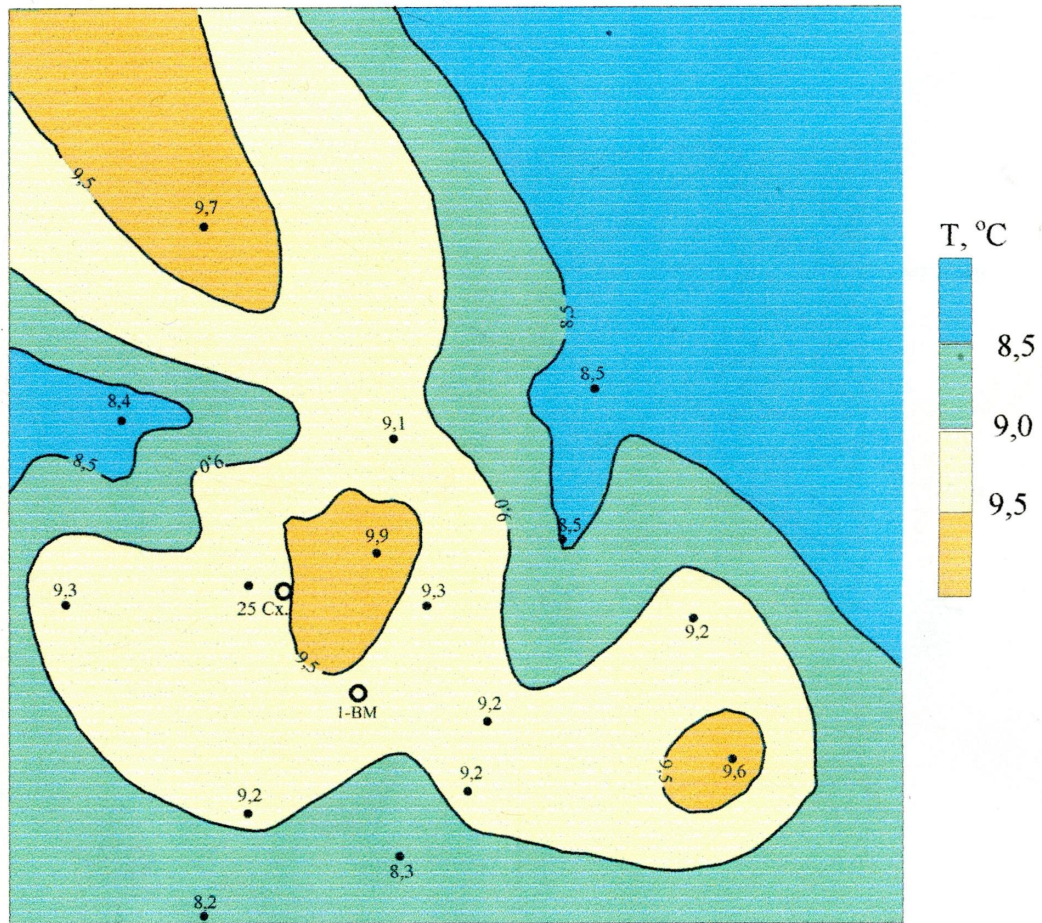


Рис. 5.3. Схема геоізоTERM на території розміщення св. № 1-ВМ, жовтень 2001 р.,  
 (Дригулич П.Г., за матеріалами ІГГК НАН України.  
 Умовні позначення на рис. 5.2.

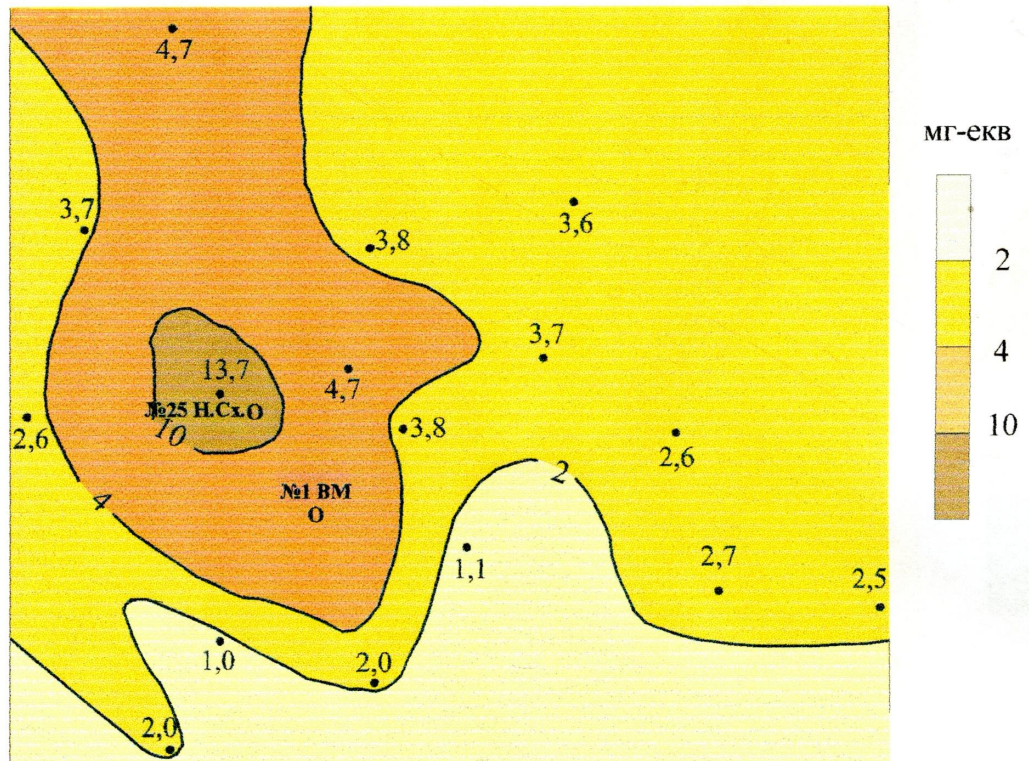


Рис. 5.4. Схема розподілу вмісту водорозчинних органічних речовин у водних витяжках із ґрунтів св. № 1 ВМ, липень, 2001 р., (Дригулич П.Г., за матеріалами ІГГК НАН України).  
Умовні позначення на рис. 5.2.



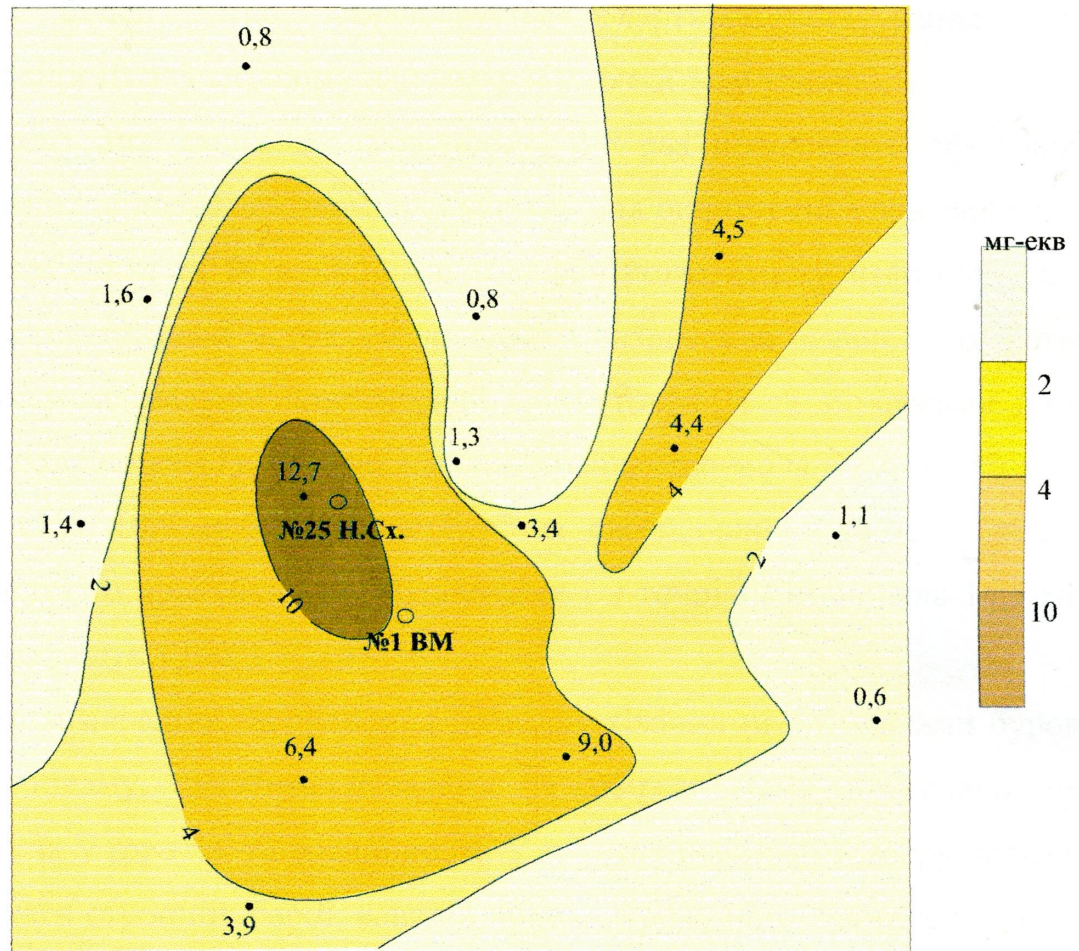


Рис. 5.5. Схема розподілу вмісту водорозчинних речовин у водних витяжках з ґрунтів свердловини № 1 ВМ, жовтень, 2001 р., (Дригулич П.Г., за матеріалами ІГГК НАН України)  
Умовні позначення на рис. 5.2

збереглися, чітко проявилася тенденція витягування зони концентрації ВОР у східному напрямку від промислового майданчика. Для більш детального аналізу розповсюдження забруднення побудовано схеми різниць концентрацій ВОР у липні – жовтні в інтервалах 0,4–0,7 та 1,0–1,5 м (рис. 5.6 і 5.7). У верхньому інтервалі зона підвищених різниць концентрацій тяжіє до складу ПММ і охоплює промисловий майданчик бурової. У нижньому інтервалі більш чітко вимальовується картина витягування різниці концентрацій ВОР у східному напрямку від точки 1 до точки 8.

Аналіз цих даних дає можливість ще раз підкреслити ефективність застосування польової геотермічної зйомки для оконтурення зон забруднення нафтопродуктами та їх похідними. Для контролю вмісту нафтопродуктів у ґрунтах стандартними методами проведено визначення наявності їх у точках виявленої максимальної концентрації ВОР (точка 1) та за межами ділянки забруднення (точка 17). У точці 1 концентрація становила в липні 440 мг/кг, а в точці 17 – 10,8 мг/кг. За час буріння свердловини (жовтень) кількість нафтопродуктів практично не збільшилася і в точці 17 становила 14,5 мг/кг, що не перевищує ТДК.

Для визначення забруднення довкілля хімічними елементами бурового розчину, шламу, важкими металами та хімреагентами проведено аналіз розподілу їх у ґрунтах та рослинності. У ґрунтах основними забруднювачами слід вважати стронцій, барій, ванадій, нікель, хром, мідь, марганець, кобальт, титан, а в рослинності марганець, цинк, мідь, ванадій і барій. На рис. 5.8 – 5.10 представлено графіки розподілу вмісту у ґрунтах вищевказаних елементів в інтервалах глибин 0,4–0,7 м (проби 1–17) та 1,0–1,5 м (проби 18–34) в липні та жовтні 2001 р.

Найбільша концентрація в ґрунті таких хімічних елементів як Ti, Ba, Sr, Ce, на нашу думку, пов'язано не з техногенними, а з природними факторами, а саме з незначною глибиною залягання менілітових відкладів, що мають значну кількість органічної речовини. Порівняння змін кількості

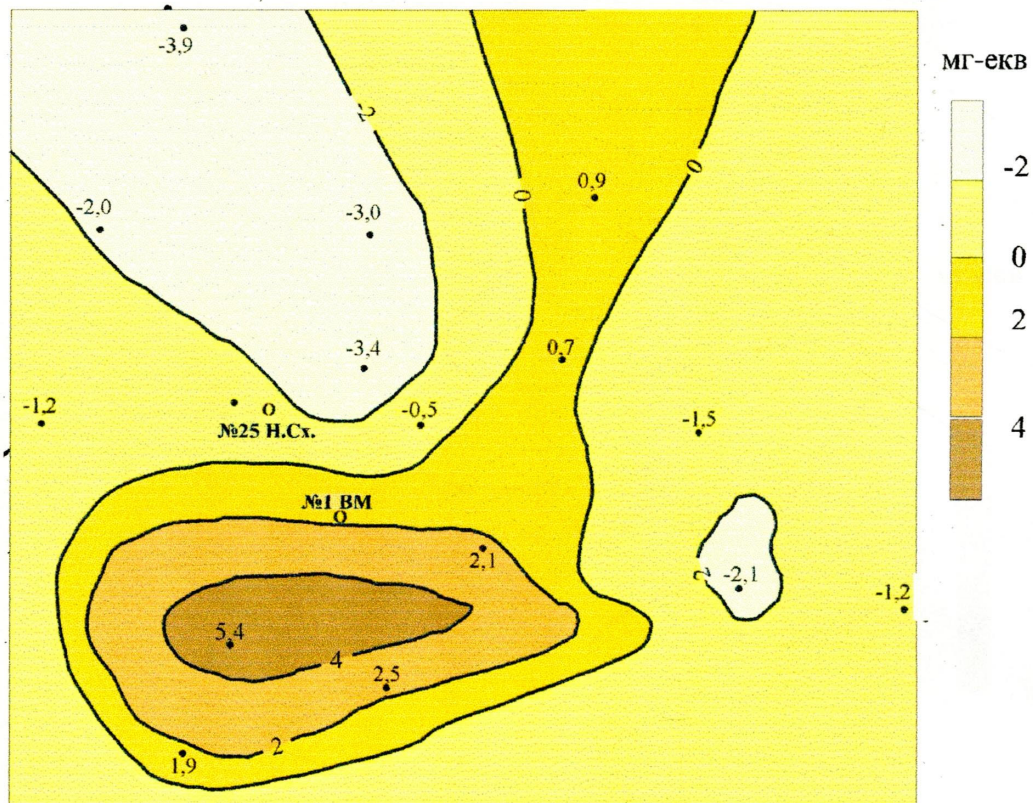


Рис. 5.6. Схема різниць концентрацій ВОР, св. № 1 ВМ, у липні – жовтні, 2001 р., в інтервалі 0,4–0,7 м (Дригулич П.Г. за матеріалами ІТТК НАН України). Умовні позначення на рис. 5.2.



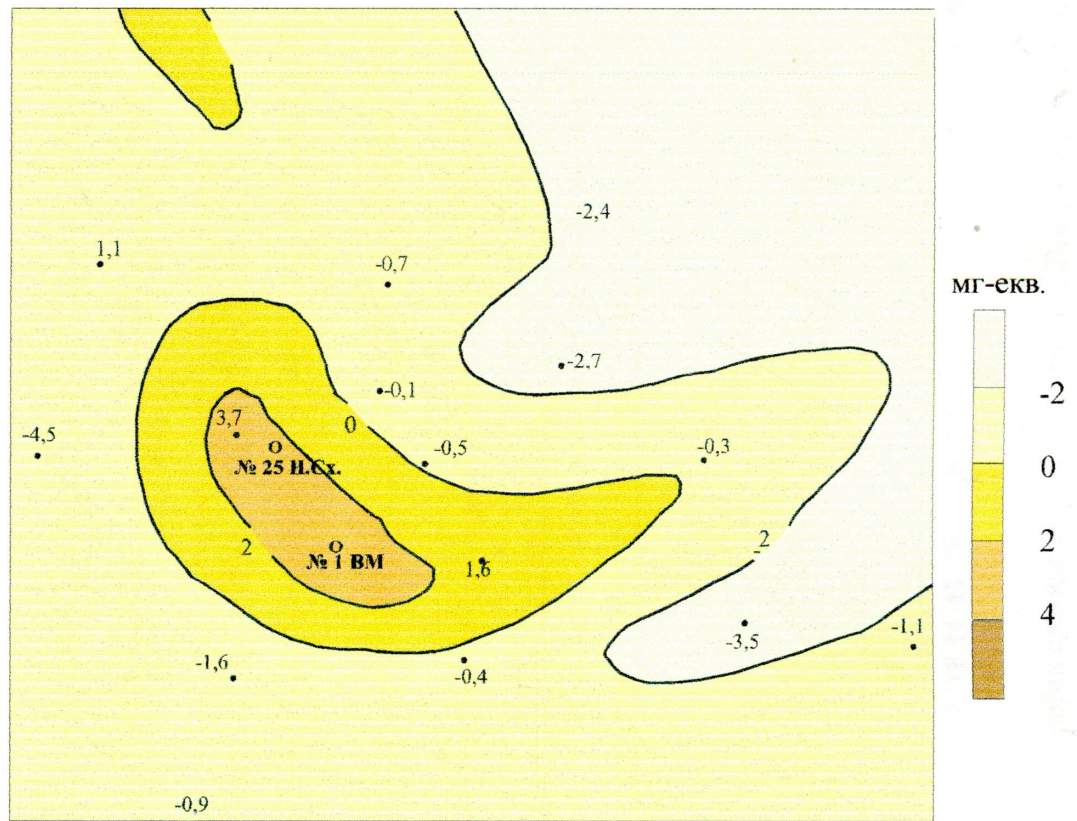


Рис. 5.7. Схема розповсюдження забруднення ґрунтів водорозчинними органічними речовинами на глибині 1,0–1,5 м, св. №1 ВМ, 2001 р., (Дригулич П.Г., за матеріалами ІГГК НАН України).  
Умовні позначення на рис. 5.2.

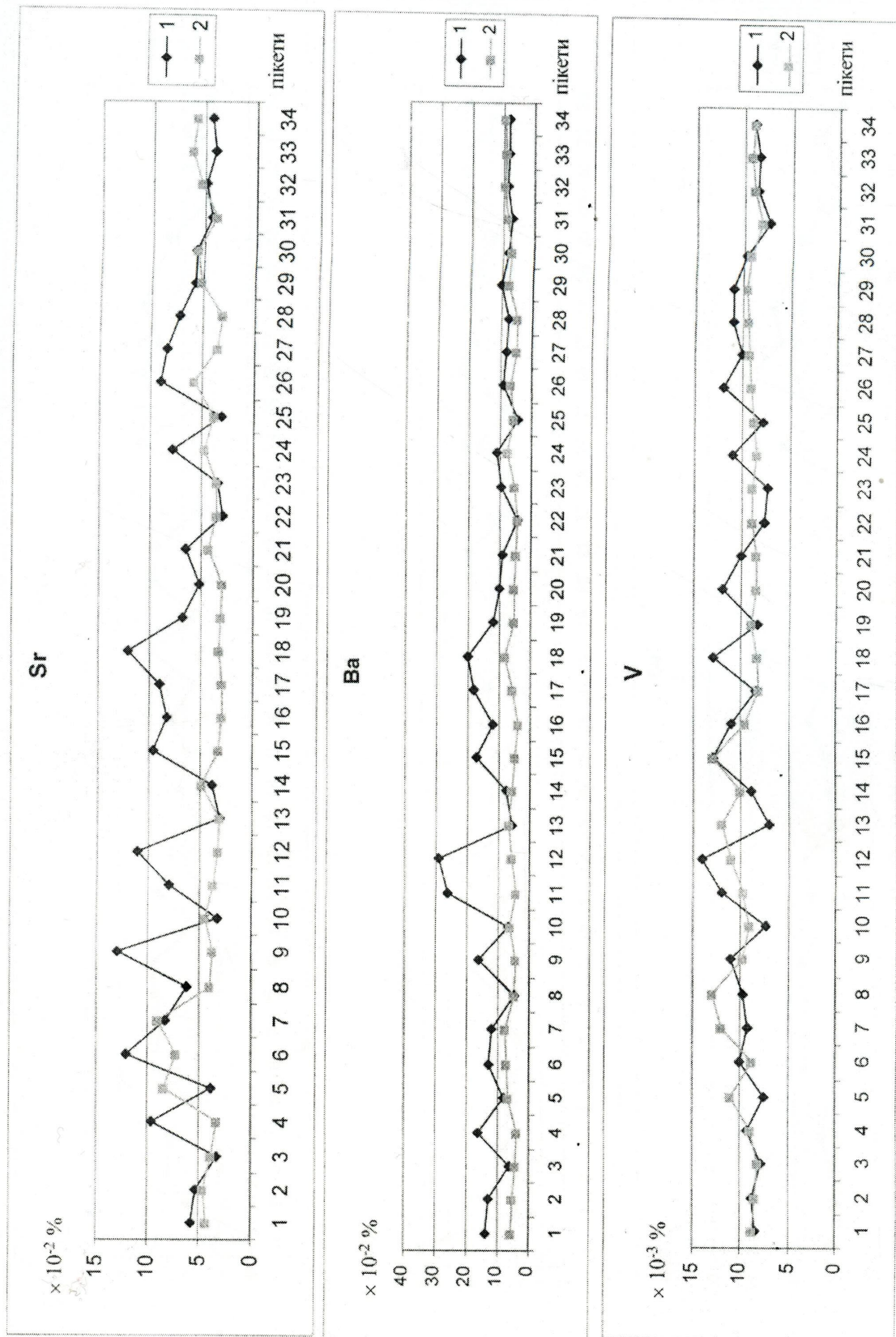


Рис. 5.8. Графіки розподілу хімічних елементів у ґрунтах св. № 1 ВМ за результатами спектрального аналізу: 1 □ липень, 2 – жовтень 2001 р.



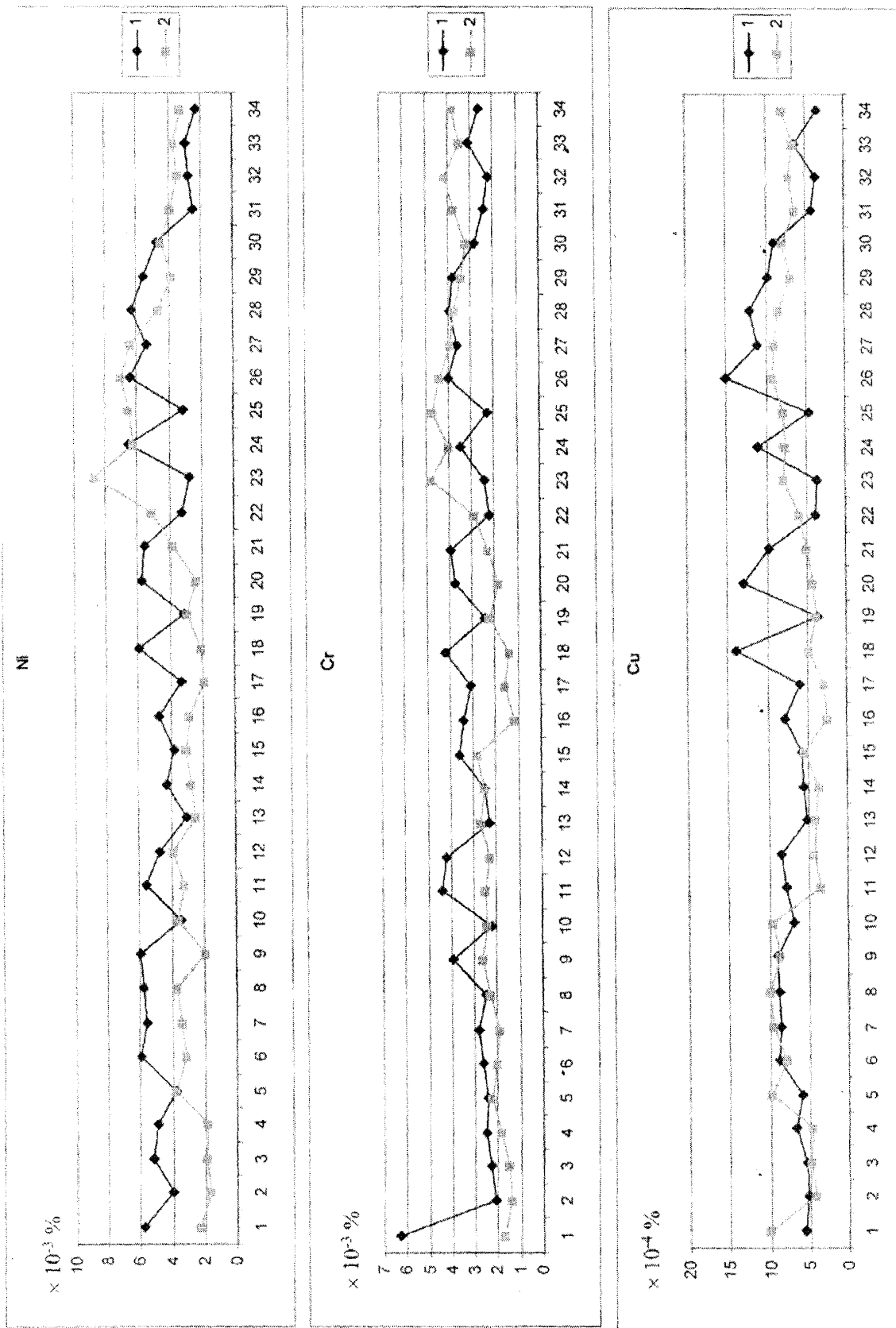


Рис. 5.9. Графіки розподілу хімічних елементів у ґрунтах св. № 1 ВМ за результатами спектрального аналізу. Умовні позначення на рис. 5.8.

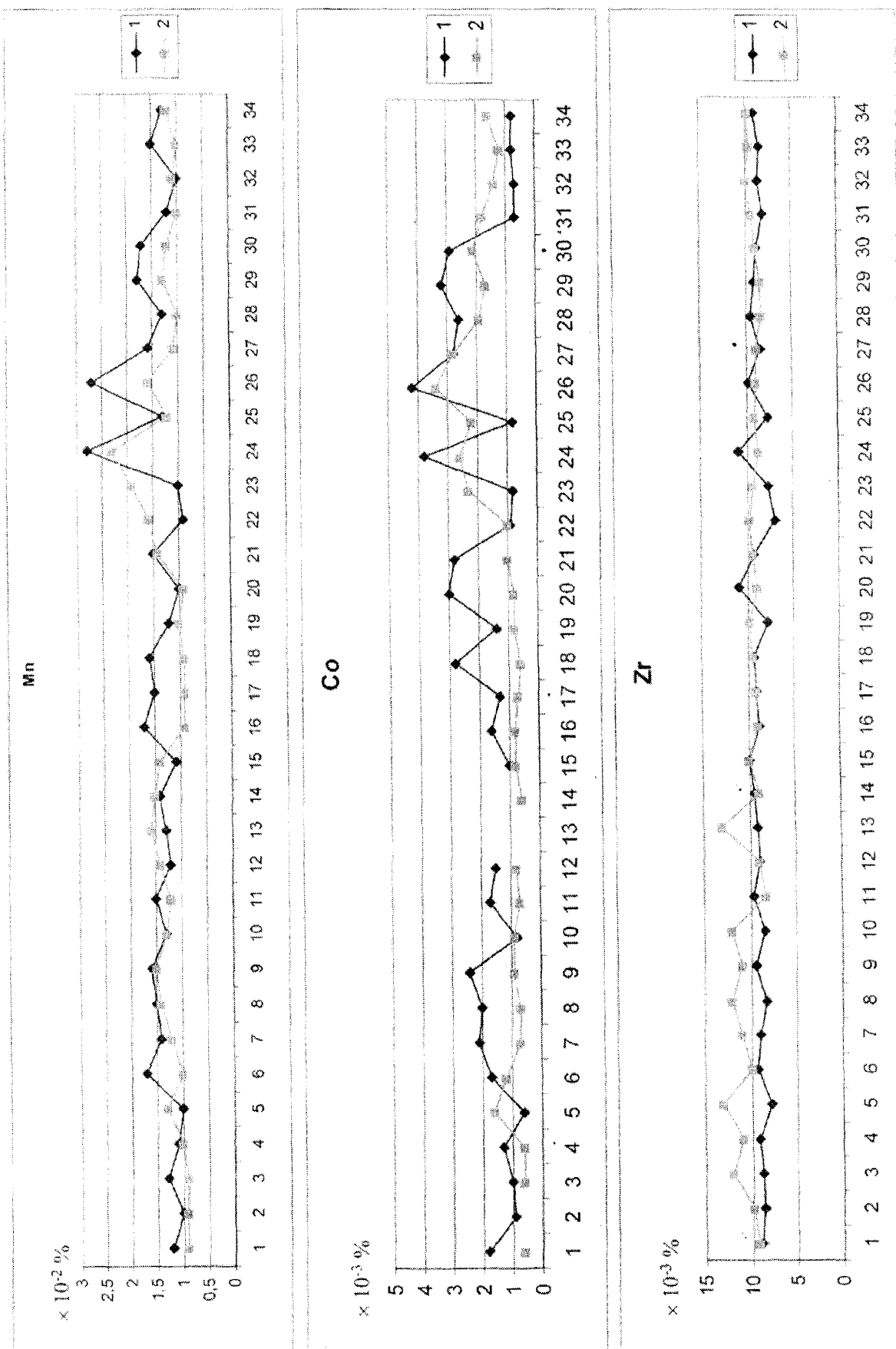


Рис. 5.10. Графіки розподілу хімічних елементів у ґрунтах св. № 1 ВМ за результатами спектрального аналізу. Умовні позначення на рис. 5.8.

вищевказаних елементів у часі показало, що техногенне забруднення не проявляється. Можливі зміни кількості хімічних елементів у ґрунтах (липень – жовтень) пов'язані не з процесом проведення бурових робіт, а зі зміною погодних умов (наявність великої кількості опадів у даний період), що призводить до різкої зміни гідрогеологічного режиму приповерхневого шару. Якщо підвищені концентрації стронцію і титану пов'язані із суто природними факторами, то наявність барію викликана техногенними факторами. В точках 11 та 12 спостерігається збільшення вмісту важких металів, що, можливо, пов'язано з захороненням відходів від буріння свердловини № 25 Н.Східниця.

Наявність хімічних елементів у рослинності (Mn, Zn, Cu, V, Ba) (рис. 5. 11), а також співвідношення Mn/Cu (рис. 5.12) показали, що існує взаємозв'язок та взаємозалежність між вмістом вищевказаних елементів у ґрунті та рослинності. Потребує додаткового вивчення зв'язок у часі хімічних елементів у ґрунті та рослинності і перерозподіл вказаних елементів у зв'язку з вегетацією. Моніторинг наявності хімічних елементів у рослинності може бути одним з показників визначення техногенного забруднення довкілля. На період проведення дослідних робіт забруднення рослинності не відмічено. Графік відношення Mn/Cu показав, що дані, заміряні в жовтні, перевищують значення, що були отримані в липні, але конкретно вказати, що це пов'язано з техногенним забрудненням, підстав немає.

Хімічний аналіз відібраних проб поверхневої води показав, що всі вони відносяться до гідрокарбонатно-калієвого типу. Мінералізація води залежно від точки відбору змінюється від 66,53 мг/л (проба № 78) до 316,02 мг/л (проба № 67). Наведені дані відносяться до проб, відібраних у липні місяці. У жовтні дещо підвищилася мінералізація у пробах №№ 70, 78. У пробах №№ 65, 67 мінералізація вища. Це пов'язано із процесами буріння свердловини (глинистий розчин, бурові води). Рівень мінералізації не перевищує допустимих норм. Викликає зацікавленість незначна наявність фенолів у відібраних пробах – від 0,015 до 0,15 мг/л (липень). Ця концентрація не є

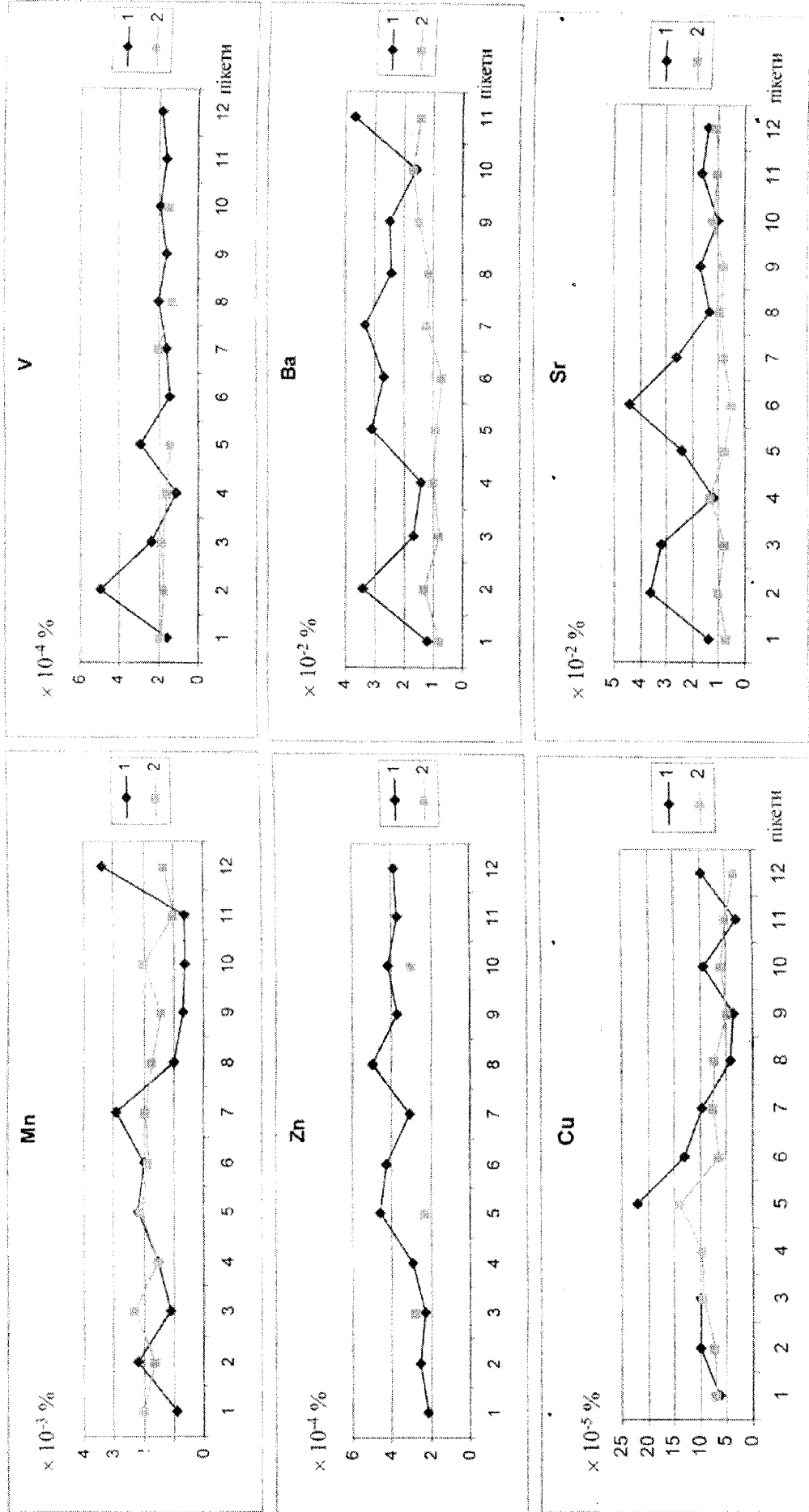


Рис. 5.11. Графіки розподілу хімічних елементів у рослинності св. № 1 ВМ за результатами спектрального аналізу. Умовні позначення на рис. 5.8.

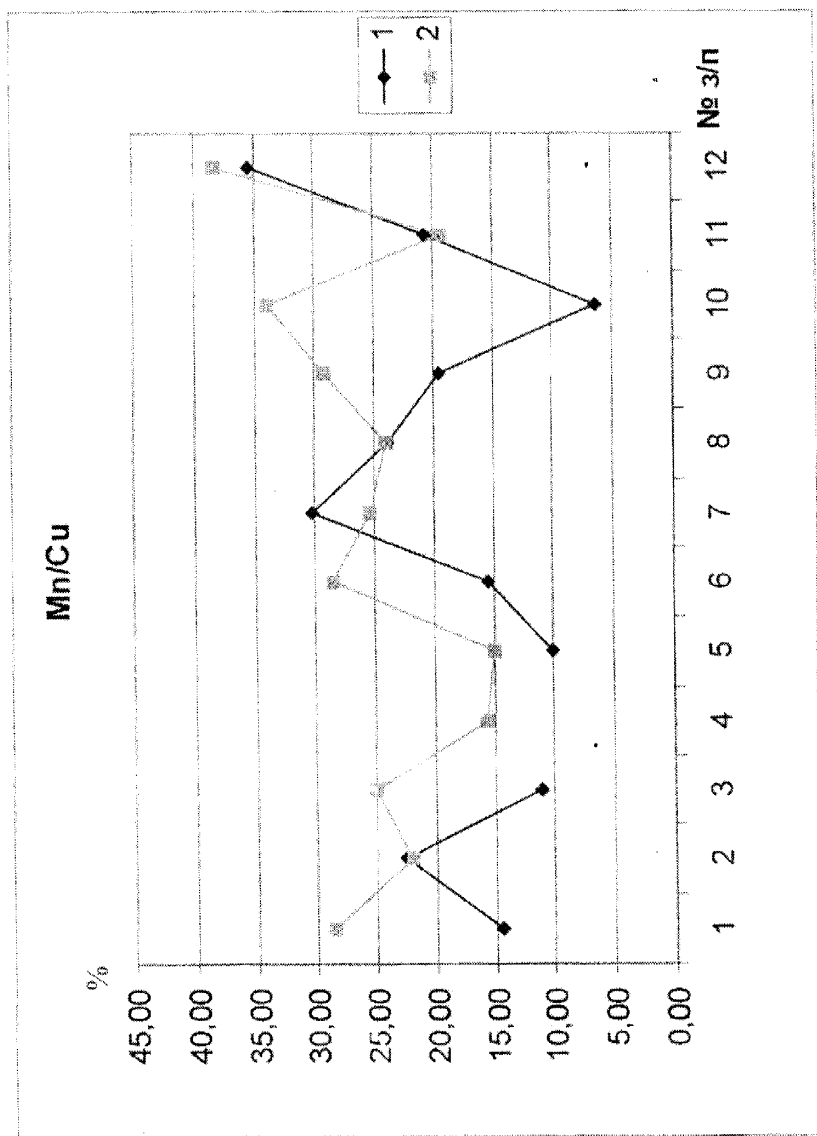


Рис. 5.12. Графіки співвідношення Mn/Cu у рослинності св. № 1 ВМ за результатами спектрального аналізу.  
Умовні позначення на рис. 5.8.

шкідливою для довкілля. Аналізи проб води, відібраних у жовтні, показали, що кількість фенолів у поверхневих водах не пов'язана з техногенним забрудненням довкілля.

Встановлено, що у разі забрудненні ґрунтів нафтопродуктами площа забруднення визначається за геотермічними параметрами, а їхня кількість у точках забруднення за вмістом водорозчинних речовин у водних витяжках.

Еколого-геологічний моніторинг (липень—жовтень) показав, що суттєвої зміни у розподілі шкідливих речовин у ґрунтах, поверхневих водах та рослинності не спостерігається. Цьому певною мірою сприяло використання схеми безамбарного буріння. Аналіз поверхневих вод показав, що їх хімічний склад та вміст фенолів майже не змінюються.

Одним із найбільш ефективних заходів з охорони навколишнього середовища під час буріння свердловин є організація бурового процесу за безамбарним методом з вивезенням бурових відходів і захороненням їх у спеціально відведених місцях (шламонакопичувачах). Шламонакопичувач для захоронення відходів буріння з Андріяшівського газоконденсатного родовища збудовано в районі покинутого с. Кринички Роменського району (рис. 5.13). Для побудови шламонакопичувача було відведено земельну ділянку площею 1,0 га. Її очистили від залишків зруйнованих будівель, сміття, дерев, кущів, зняли родючий шар ґрунту. Збудували котлован у формі трапеції завширшки 33 м по верхній основі, 11 м по нижній основі, завдовжки 100 м і завглибшки 4 м. Дно та стінки котловану не облаштували протифільтраційним екраном, так як фільтраційні властивості ґрунтів відповідали вимогам нормативних документів.

Після заповнення шламонакопичувача до відмітки 1,3 м від початкового рівня рельєфу шлам розрівнювали та наносили верхній тришаровий антифільтраційний екран. Потім по чергово будують і заповнюють відходами буріння наступні котловани. Після нейтралізації, затвердіння проводять

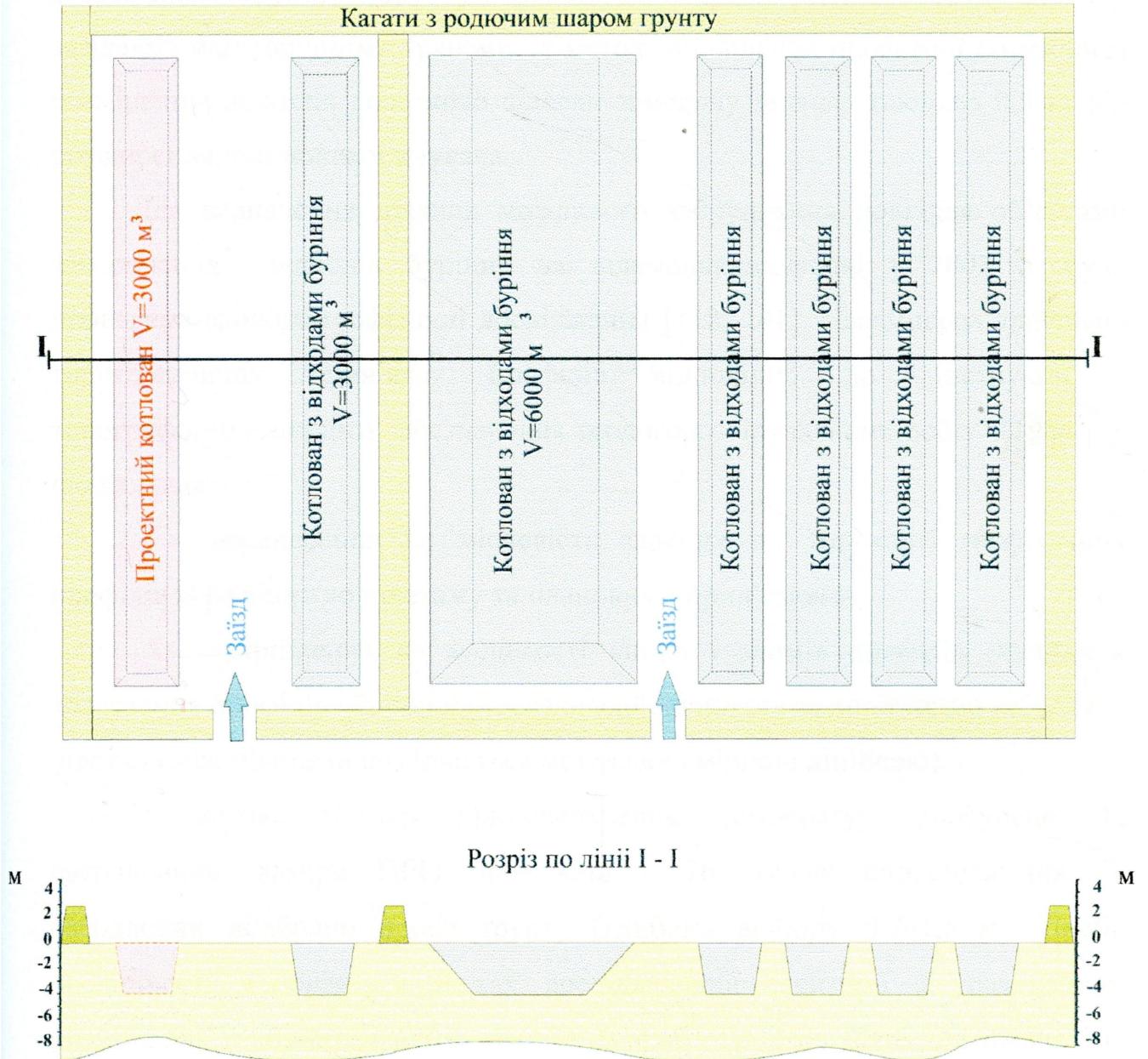


Рис. 5.13. План-схема шламонакопичувача  
(П. Г. Дригулич, 2004 р.).

захоронення відходів буріння і пошарово наноситься знятий раніше родючий шар. Вирівнюють ділянку та проводять оранку, а також біологічну рекультивацію з унесенням мінеральних та органічних добрив. Для збереження структури ґрунту і запобігання ерозії рекультивовану ділянку засівають багаторічними травами. Із метою збільшення проектної потужності розміщення відходів додатково відвели земельну ділянку площею 0,5 га під розширення шламонакопичувача.

Для визначення ділянок можливого забруднення довкілля об'єктами захоронення відходів буріння на шламонакопичувачі у 2002 р. було проведено еколого-геофізичні дослідження [118, 141]. Насамперед здійснено топогеодезичну прив'язку профілів відповідно до „Інструкції з топографогеодезичного забезпечення геологорозвідувальних робіт” (1984 р.), що включає:

- перенесення на місцевість заданих по топокарті геофізичних профілів із розбивкою пікетажу та плановими прив'язками;
- закріплення на місцевості кінців і зломів профілів (напрямки трасування профілів і їх топоприв'язки здійснюються за допомогою теодоліта, відстань між пікетами вимірюється металевою мірною лінійкою).

Із метою зйомки приповерхневих температур пробурено 42 свердловини, заміри ПЕП проведено у 76 точках спостереження. Зі свердловин відібрано проби ґрунту (глибина відбору 0,7–1,5 м). Проби рослинності відібрано в межах досліджуваної території з урахуванням розміщення точок геофізичних пікетів (9 проб). Ґрунтові води для хіманалізів відібрано у спостережних свердловинах завглибшки 4–9 м, що спеціально пробурені для відбору даних проб, а саме: пробу 1 відібрано у свердловині 1, розташованій на відстані 7 м на схід від шламонакопичувача; пробу 2 було відібрано у свердловині 4, що знаходиться на північний схід від шламонакопичувача вверх по струмку. Під час аналізу отриманих результатів ці дані приймаються як фонові. Проби 4, 6 відібрано у свердловинах 2 і 3,



пробурених вниз по струмку, що впадає у ставки. Проби 3, 5, 7 – у струмку біля свердловини “фонові” та 2 і 3. Пробу 8 відібрано у ставку. Повторні проби води в даних точках спостереження відбирали через два місяці після першого відбору. Схему розміщення геофізичних профілів і точок відбору геохімічних проб представлено на рис. 5.14.

Для визначення ділянок можливого забруднення довкілля шламонакопичувача нафтопродуктами проведено приповерхневу геотермічну зйомку. Одним із найбільш імовірних напрямків забруднення згідно з рельєфом місцевості та напрямком руху поверхневих і ґрунтових вод вважається ділянка, розташована на схід від шламонакопичувача. На даній ділянці було проведено 4 геотермічних профілі.

На рисунку 5.15 представлено схему ізотерм на глибині 1,5 м. Визначено, що можливі місця забруднення нафтопродуктами розташовані на профілях I–I, пікет 5; II–II, пікети 4–7; IV–IV пікет 3. Забруднення на профілі I–I, можливо, і пов’язане з шламонакопичувачем, але масштаби забруднення дають змогу стверджувати, що воно не має значного впливу на довкілля. А наявність підвищеної кількості нафтопродуктів на профілях II–II та IV–IV однозначно не пов’язана зі шламонакопичувачем. За даними геотермічної зйомки чітко виділяється ділянка інтенсивного розвантаження ґрунтових вод. Зона їх основного руху визначена пониженими значеннями температур, а місцем розвантаження є струмок.

Для визначення зон розвантаження ґрунтових вод, тобто потенційних шляхів міграції забруднювачів довкілля, використовувався метод ПЕП. На рисунку 5.16 представлено схему ізоліній природного електричного потенціалу. В інтервалі пікетів 9–14 (профіль I–I), 12–17 (профіль II–II), 10–15 (профіль III–III) відмічається велика аномальність значень (від 3 до 7 мВт). Це дає можливість зробити висновок про зону розвантаження ґрунтових вод у даній частині досліджуваної території, що підтверджує результати геотермічних

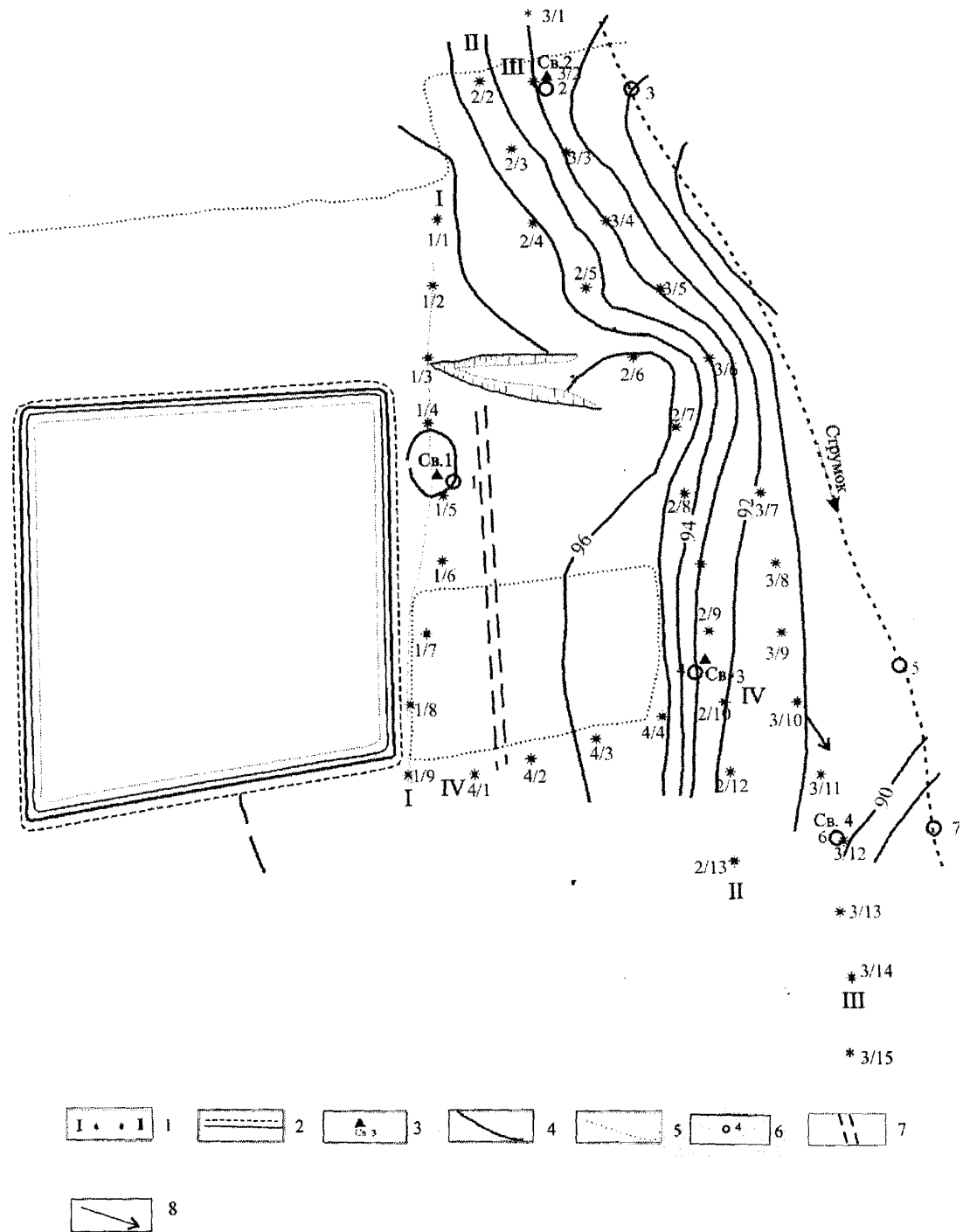


Рис. 5.14. План-схема шламонакопичувача та розміщення геотермічних профілів, 2002 р.  
 (Дригулич П.Г., за матеріалами ІГГК НАН України):  
 1 – геотермічні профілі, 2 – шламонакопичувач, 3 – свердловини спостереження, 4 –  
 ізолінії рельєфу, 5 – лісонасадження, 6 – точки відбору води, 7 – фільтраційна траншея,  
 8 – напрямок розвантаження ґрунтових вод.

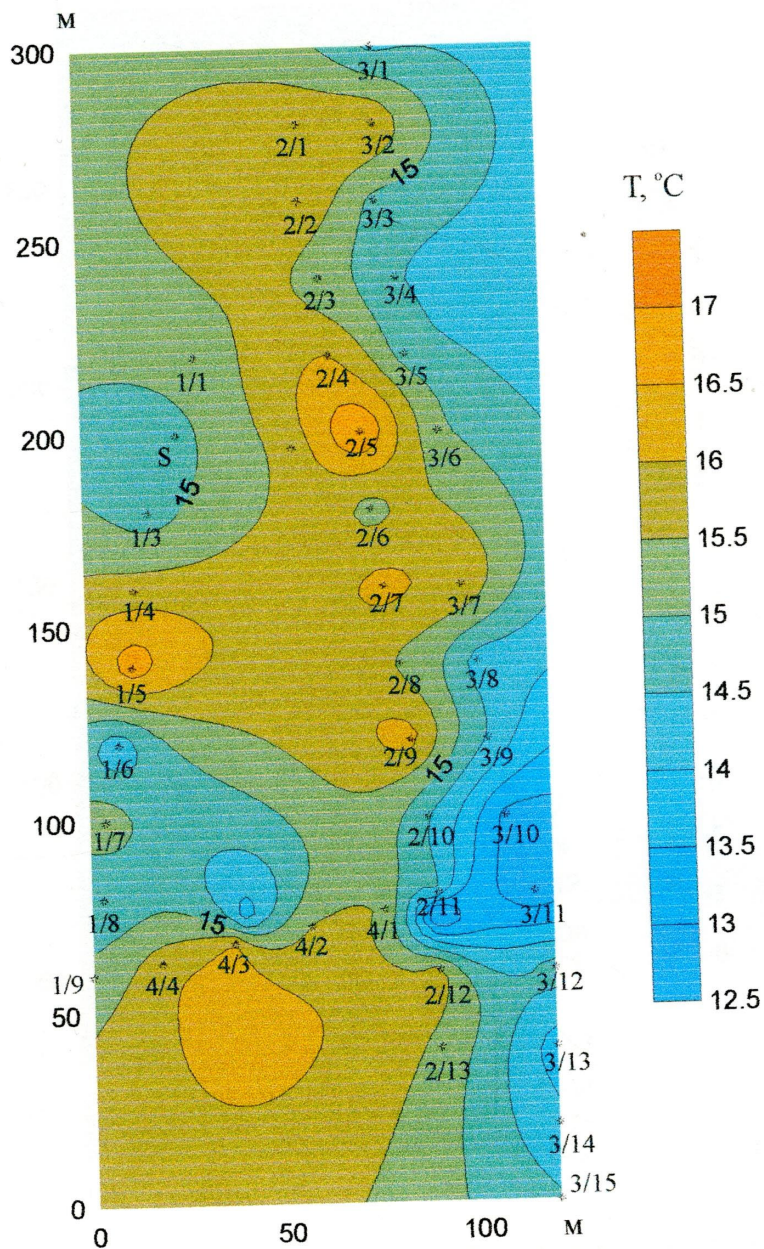


Рис. 5.15. Схема ізотерм на глибині 1,5 м (ШЛ)  
(Дригулич П.Г., за матеріалами ІГТГК НАН України, 2002 р.).

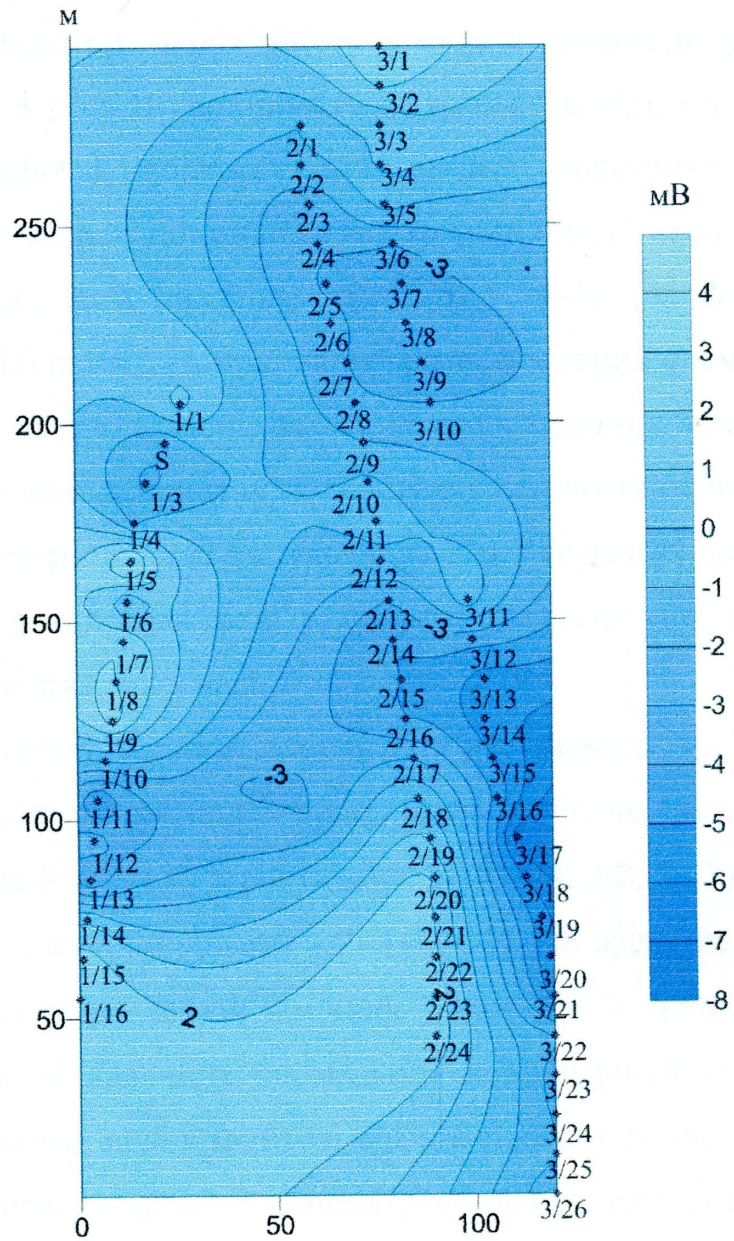


Рис. 5.16. Схема ізолій природного електричного потенціалу (ШЛ)  
(Дригулич П.Г., за матеріалами ІГГК НАН України, 2002 р.)

досліджень, а також – виділити ще одну зону розвантаження в районі пікетів 2–4 (профіль I–I), 7-9 (профіль II–II), 7-10 (профіль III–III).

Спектральний аналіз вмісту хімічних елементів у ґрунтах (таблиця 5.13, рисунки, 5.17–5.19) встановив, що наявність міді, хрому, нікелю, титану, барію, стронцію в досліджуваних точках практично не змінюється і знаходиться у межах норми. Наявність підвищеної концентрації нікелю та хрому в точках 8, 9 (профіль I–I), 2–5, 7, 9–11 (профіль II–II), 1–5, 7–9 (профіль III–III) вказує на природний розподіл даних елементів у ґрунтах, не пов'язаний зі шламонакопичувачем. У вищевказаних точках спостереження також встановлено підвищену концентрацію ітрію та берилію. Парагенез цих елементів викликає значне зацікавлення для з'ясування природи аномального накопичення даних елементів у ґрунтах. Рішення цієї проблеми потребує проведення досліджень у часі.

Аналіз вмісту хімічних елементів у рослинності представлено у таблиці 5.14. Аномальними значеннями виділяються нікель (пікети 1/2, 3/4 ), хром (пікети 1/8, 1/4 3/2, 3/13), ітрій (пікети 3/10, 3/8, 3/2, 3/13), марганець (пікети 1/2, 3/2, 1/4 ), стронцій (пікети 1/2, 1/4, 1/8). На жаль, не встановлено чіткої закономірності у розподілі хімічних елементів у ґрунтах та рослинності. Можливо, що на наявність аномальних концентрацій хімічних елементів у рослинності мають вплив ґрунтові води, а також періоди відбору проб (весна, осінь). Наявність підвищеної концентрації деяких елементів у рослинності не підтверджує і не спростовує припущення, що забруднення пов'язано з впливом шламонакопичувача.

Проби води, відібрані у точках, вказаних на початку розділу, наведено у таблиці 5.15. У свердловинах вода хлор-натрієвого типу з мінералізацією 3,7 та рН 7,4. У свердловині 2 вода хлор-кальцієвого типу з дуже низькою мінералізацією (0,52). У струмку вода гідрокарбонатно-кальцієва (біля св. 2) та гідрокарбонатно-магнієва (біля св. „фонові”). Наявність забруднювачів (нафтопродуктів): св. „фонова” – 0,26 мг/л; св. 3 – 0,20 мг/л; св. 2 – 0,10 мг/л.



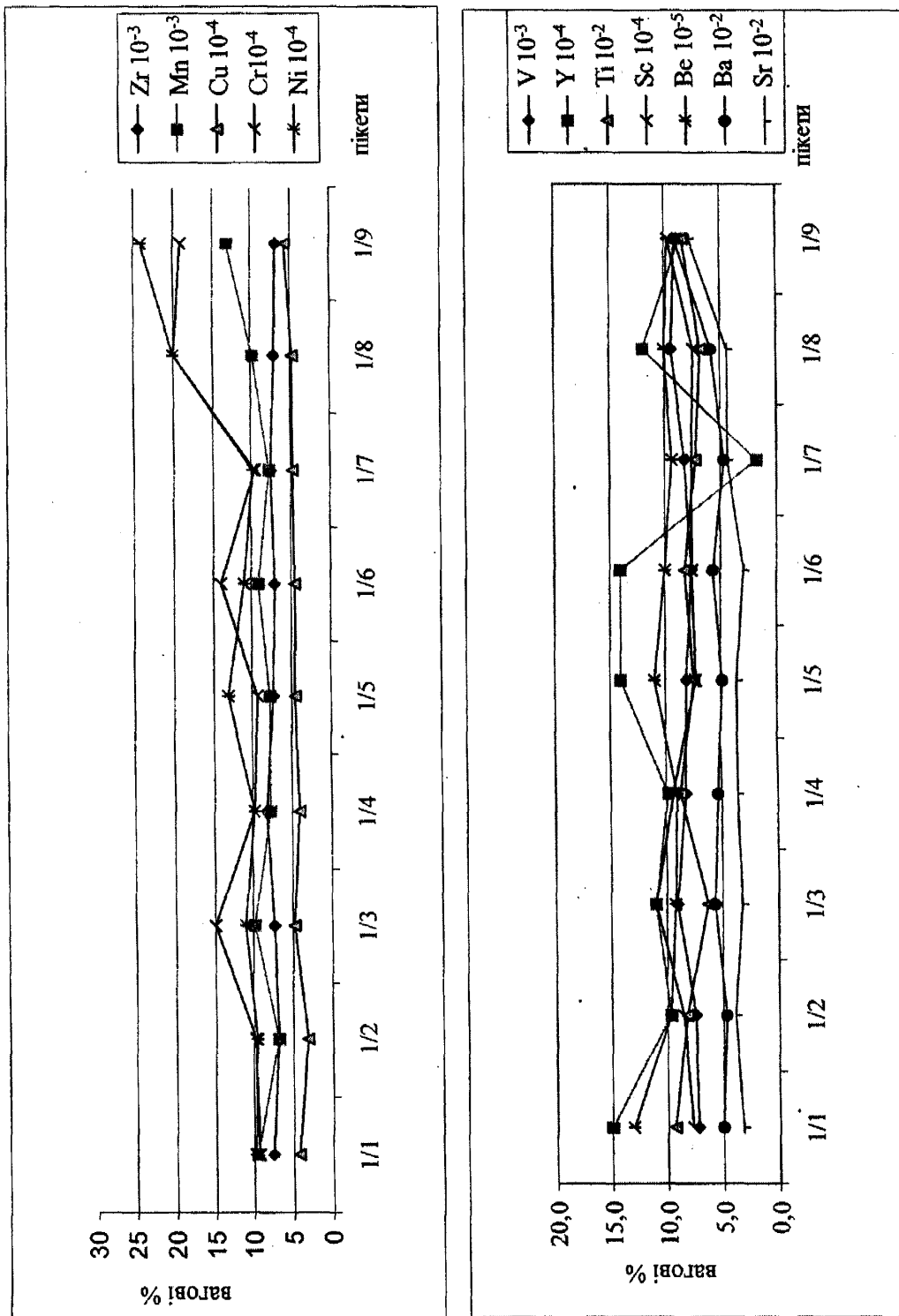


Рис. 5.17. Графік вмісту хімічних елементів у ґрунтах на профілі І-І (Дригулич П.Г., за матеріалами ІТГК НАН України).

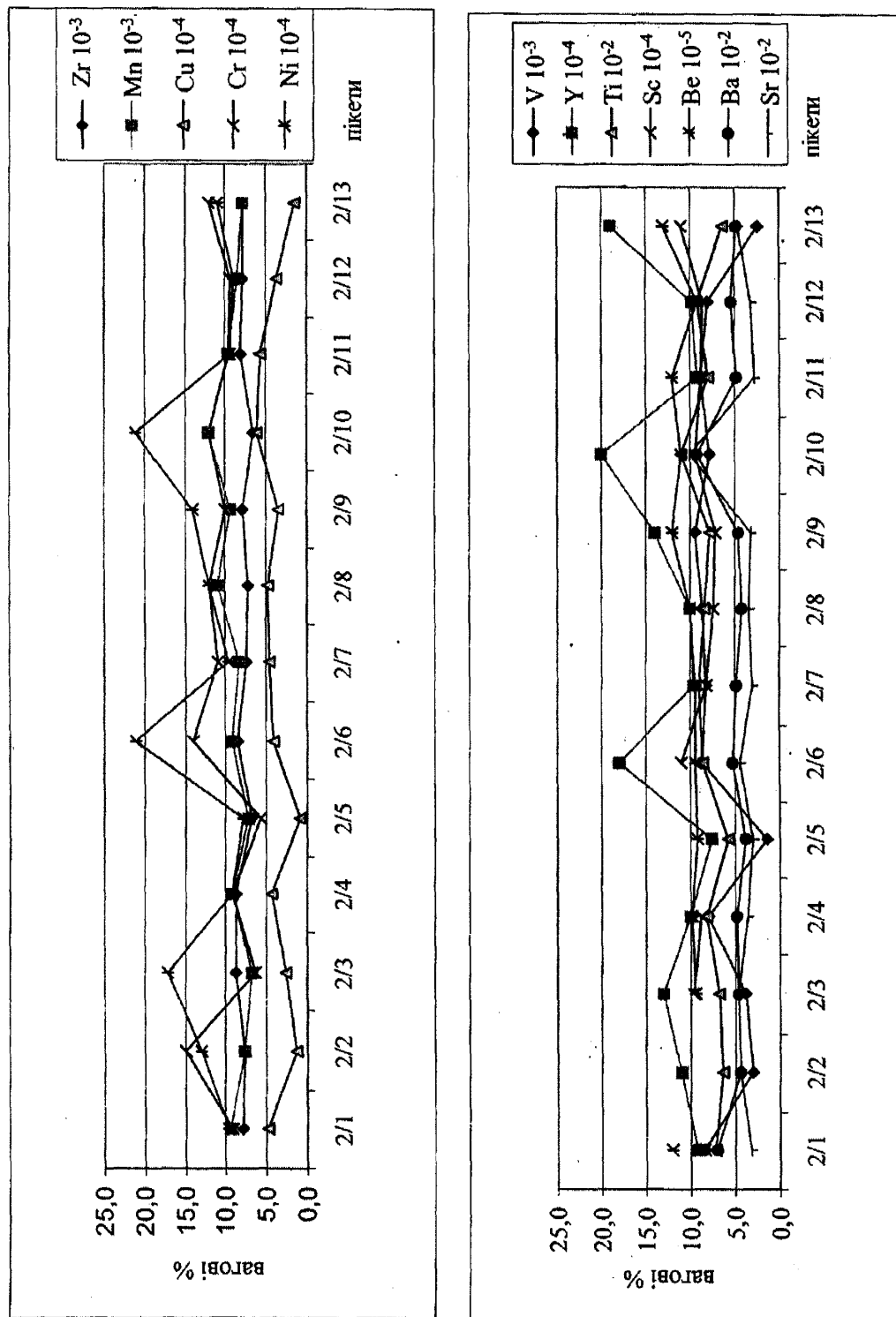


Рис. 5.18. Графік вмісту хімічних елементів у ґрунтах на профілі П-П  
(Дригулич П.Г., за матеріалами ІПГТК НАН України)

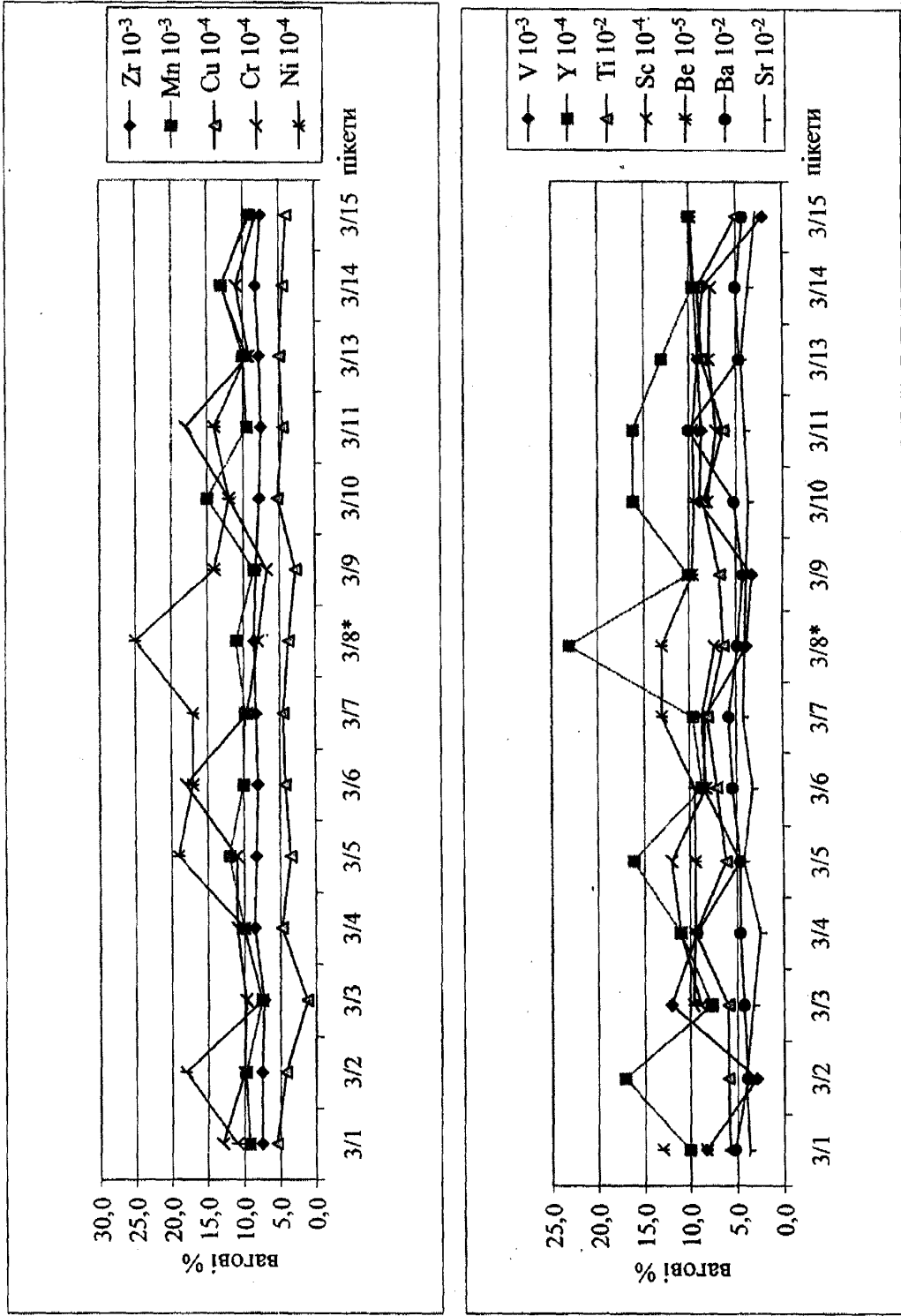


Рис. 5.19. Графік вмісту хімічних елементів у ґрунтах на профілі ІІІ-ІІІ (Дригулич І.Г., за матеріалами ІГГК НАН України)



Таблиця 5.13  
 Результати спектрального аналізу вмісту хімічних елементів у ґрунтах (у вагових %)

№ лікента	Zr10 <sup>-4</sup>	Co10 <sup>-4</sup>	Mn10 <sup>-3</sup>	Cu10 <sup>-4</sup>	Ag10 <sup>-5</sup>	Pb10 <sup>-4</sup>	Cr10 <sup>-4</sup>	Ni10 <sup>-4</sup>	Ga10 <sup>-5</sup>	Mo10 <sup>-4</sup>	V10 <sup>-3</sup>	Y10 <sup>-4</sup>	La10 <sup>-4</sup>	Th10 <sup>-2</sup>	Sc10 <sup>-4</sup>	Be10 <sup>-5</sup>	Ba10 <sup>-2</sup>	Sr10 <sup>-2</sup>	Sn10 <sup>-4</sup>	Zn10 <sup>-3</sup>	Ge10 <sup>-4</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1/1	7,6	-	9,6	4,3	-	-	9,4	9,8	-	-	7,3	15,0	-	9,3	7,8	13,0	5,0	3,2	-	-	-
1/2	6,8	4,3	6,8	3,2	-	8,7	9,8	9,7	-	-	7,4	9,6	-	8,3	8,5	9,6	4,6	3,8	-	-	-
1/3	7,4	4,3	9,8	4,9	-	-	15,0	11,0	31,0	-	9,0	11,0	10,0	6,3	11,0	9,2	5,7	3,3	-	-	-
1/4	8,3	-	7,9	4,2	9,4	-	9,8	9,8	9,7	7,8	8,2	9,8	-	8,7	9,3	9,1	5,4	3,6	-	-	-
1/5	7,4	6,1	7,9	4,6	-	8,5	9,4	13,0	9,6	6,4	8,1	14,0	6,3	7,5	7,3	11,0	4,9	3,5	6,0	5,8	-
1/6	7,2	-	9,2	4,6	-	-	14,0	11,0	29,0	7,2	7,6	14,0	8,5	8,2	7,6	10,0	5,6	2,9	-	-	-
1/7	7,6	6,8	7,7	4,8	16,0	-	9,7	9,8	12,0	6,7	8,3	1,7	-	7,2	7,6	9,3	4,7	4,4	6,2	6,3	5,0
1/8	7,2	6,9	9,8	4,7	9,3	7,8	20,0	20,0	25,0	5,8	9,3	12,0	9,2	6,7	7,5	10,0	5,8	4,4	6,5	-	-
1/9	6,9	-	13,0	5,8	-	-	19,0	24,0	-	-	9,0	8,5	7,6	8,4	9,7	9,6	9,0	7,8	-	-	-
2/1	7,8	6,2	9,5	4,9	-	-	9,3	9,6	28,0	-	8,4	9,2	9,0	7,3	8,5	12,0	7,0	3,3	-	-	-
2/2	7,6	-	7,6	1,3	-	11,0	15,0	13,0	24,0	7,2	3,1	11,0	6,8	6,5	-	-	4,5	4,4	4,7	-	-
2/3	8,7	6,2	6,9	2,6	-	4,5	6,4	17,0	26,0	6,8	3,8	13,0	20,0	6,8	9,7	9,4	4,6	4,6	-	-	5,2
2/4	8,7	7,4	9,2	4,4	-	-	9,2	9,2	-	-	8,0	10,0	-	8,3	8,8	9,8	4,8	3,7	-	-	-
2/5	6,8	-	7,2	0,9	-	-	5,6	7,8	9,7	7,2	1,4	7,6	5,2	5,8	-	9,2	3,8	3,1	5,7	6,1	-
2/6	8,5	6,4	9,3	4,2	9,8	7,6	14,0	21,0	26,0	6,7	8,6	18,0	13,0	8,6	11,0	9,5	5,2	4,5	6,7	6,3	5,6
2/7	7,4	5,9	8,3	4,6	-	-	11,0	9,6	9,6	7,9	8,3	9,7	7,0	9,0	8,2	9,4	4,8	3,0	6,5	-	-
2/8	7,2	-	11,0	4,8	8,7	8,3	12,0	12,0	9,8	-	8,7	10,0	-	8,5	7,5	10,0	4,2	3,4	-	-	-
2/9	7,9	-	9,4	3,5	9,2	8,6	10,0	14,0	-	7,5	9,4	14,0	-	7,9	7,3	12,0	4,6	3,2	6,8	5,4	6,3
2/10	6,5	-	12,0	6,2	-	6,5	12,0	21,0	-	6,3	7,8	20,0	13,0	11,0	9,4	11,0	9,3	10,0	-	6,3	5,8
2/11	8,2	7,3	9,6	5,7	-	-	9,7	9,5	-	-	8,8	9,2	-	8,0	8,9	12,0	4,9	2,8	-	-	-
2/12	7,8	6,3	8,5	3,7	-	-	9,4	9,0	-	7,8	8,0	9,8	7,2	9,3	8,6	9,2	5,5	3,3	6,3	5,2	-
2/13	7,9	6,3	7,8	1,6	-	4,9	12,0	11,0	-	-	2,5	19,0	2,2	6,4	11,0	13,0	4,8	4,7	5,9	6,5	6,3
3/1	7,6	6,8	9,3	5,5	-	-	13,0	11,0	33,0	6,5	8,3	10,0	8,4	5,9	8,4	13,0	5,2	3,6	6,2	-	-
3/2	7,4	-	9,8	4,2	9,2	-	10,0	18,0	25,0	-	2,9	17,0	2,0	6,1	-	-	3,8	4,1	-	-	-
3/3	7,3	-	7,6	1,2	-	-	9,8	7,6	10,0	7,0	12,0	7,8	5,4	6,0	9,0	9,6	4,2	3,3	-	-	-
3/4	8,4	7,6	10,0	4,7	9,2	8,3	11,0	10,0	22,0	7,3	9,3	11,0	13,0	9,5	11,0	9,4	4,6	2,6	5,7	6,4	5,2
3/5	8,3	8,8	12,0	3,5	9,4	5,3	11,0	19,0	16,0	6,7	4,7	16,0	14,0	6,2	12,0	9,4	4,7	4,2	5,5	5,4	5,2
3/6	8,0	6,1	10,0	4,3	9,4	7,6	18,0	17,0	27,0	6,8	8,6	8,7	7,2	7,2	8,4	9,4	5,4	3,2	6,0	5,5	5,4
3/7	8,2	6,0	9,8	4,5	-	-	9,5	17,0	24,0	-	8,3	9,7	9,5	8,2	8,7	13,0	5,8	4,2	-	-	-
3/8*	8,6	7,2	11,0	3,8	-	5,6	8,0	25,0	6,8	6,5	3,9	23,0	6,8	6,4	7,4	13,0	4,8	4,0	6,0	5,9	5,3

Продовження табл. 5.13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	18	20	21	22
3/9	8,2	-	8,6	2,8	13,0	-	6,8	14,0	21,0	7,6	3,2	10,0	17,0	6,7	-	9,7	4,3	3,9	-	-	-
3/10	7,8	6,8	15,0	5,3	-	7,8	12,0	12,0	26,0	7,7	9,0	16,0	-	8,5	8,2	9,5	5,3	3,6	5,9	6,1	5,7
3/11	7,5	6,7	9,6	4,4	-	5,2	18,0	14,0	-	6,0	8,8	16,0	14,0	6,4	7,2	9,7	10,0	4,1	6,7	5,8	5,3
3/13	7,7	6,3	10,0	4,9	-	-	9,3	9,5	20,0	-	9,2	13,0	8,7	8,7	7,9	9,1	4,6	4,5	-	-	-
3/14	8,3	7,6	13,0	4,6	-	-	11,0	13,0	17,0	-	8,5	9,7	-	9,2	7,8	9,4	5,0	3,7	-	-	-
4/15	7,5	-	9,0	3,9	-	-	8,2	9,3	12,0	-	2,2	10,0	5,2	5,0	-	9,8	4,2	2,9	-	-	-
4/2	8,3	-	10,0	3,5	-	-	9,8	16,0	8,7	-	3,5	26,0	6,8	6,1	8,5	9,6	4,3	4,7	-	6,2	-
4/3	8,5	6,8	8,3	4,5	9,7	8,0	9,6	13,0	13,0	7,5	7,9	11,0	6,8	9,0	10,0	14,0	5,2	3,4	6,2	-	-
4/4	7,6	-	9,7	4,8	-	8,3	18,0	20,0	27,0	6,2	8,2	15,0	9,6	7,8	8,6	9,6	7,2	3,5	6,3	5,2	-
5/3	7,3	-	10,0	4,5	-	-	9,8	16,0	2,6	4,2	3,3	14,0	13,0	6,2	5,1	9,0	4,2	4,5	-	6,3	5,2
5/5	7,8	6,9	8,8	3,7	9,7	-	9,6	27,0	-	-	2,6	15,0	-	5,7	7,6	-	4,4	3,8	6,8	-	-
5/7	8,0	7,3	8,5	2,9	-	-	5,7	13,0	8,7	5,9	2,6	25,0	-	6,0	7,8	-	3,6	3,3	-	-	-
5/8	7,3	7,5	7,3	9,2	-	-	4,7	5,6	8,8	-	18,0	12,0	7,6	5,5	-	-	3,6	2,7	-	-	-

» » - не визначено.

Таблиця 5.14

Результати спектрального аналізу вмісту хімічних елементів з розрахунку  
на живу рослинисть (%)

№ лікста	Zr10 <sup>-4</sup>	Co10 <sup>-3</sup>	Ni10 <sup>-4</sup>	Cr10 <sup>-5</sup>	V10 <sup>-4</sup>	Mo10 <sup>-4</sup>	Y10 <sup>-6</sup>	La10 <sup>-4</sup>	Ti10 <sup>-4</sup>	Yb10 <sup>-5</sup>	Cu10 <sup>-5</sup>	Ag10 <sup>-6</sup>	Zn10 <sup>-4</sup>	Rb10 <sup>-5</sup>	Mn10 <sup>-4</sup>	Ba10 <sup>-3</sup>	Sr10 <sup>-3</sup>	Sn10 <sup>-5</sup>	Sc10 <sup>-5</sup>	Fe10 <sup>-3</sup>	Al10 <sup>-3</sup>
ПК-1/2	3,8	12,0	8,1	13,0	2,0	2,9	9,2	4,9	7,2	-	6,8	-	2,5	5,6	28,0	10,0	7,4	4,5	4,8	3,4	1,0
ПК-1/4	-	8,8	2,2	16,0	-	3,0	8,4	2,7	9,5	-	3,6	3,2	-	5,8	14,0	11,0	7,5	-	-	2,9	1,8
ПК-1/8	5,0	9,5	5,5	25,0	2,6	3,3	8,2	3,1	7,9	5,9	-	-	-	-	11,0	9,0	1,0	2,7	-	1,1	9,2
ПК-3/2	5,2	8,0	4,3	19,0	2,8	2,6	13,0	4,5	5,8	8,2	6,2	-	3,2	5,9	20,0	9,6	6,8	-	5,0	3,0	2,8
ПК-3/4	3,4	-	7,6	7,7	1,7	2,2	8,4	5,2	8,3	-	5,2	-	-	-	12,0	7,8	3,2	-	4,5	2,2	1,4
ПК-3/8	-	-	3,8	-	-	-	18,0	3,8	7,4	-	7,8	2,4	4,2	6,2	3,3	9,2	5,1	-	-	3,8	2,2
ПК-3/10	2,6	9,3	3,0	7,3	1,9	2,5	23,0	3,0	9,8	-	2,6	-	2,3	5,3	9,4	5,6	3,0	2,6	-	3,2	2,1
ПК-3/11	-	-	5,9	7,0	3,0	1,7	-	4,0	8,6	-	-	-	-	-	9,5	8,6	-	-	-	1,7	2,0
ПК-3/13	3,0	-	2,3	12,0	2,7	3,7	16,0	3,3	9,6	6,3	2,8	1,7	1,9	5,7	10,0	7,0	1,8	3,8	3,6	3,5	2,6

“-” - не визначено

Хімічний аналіз води

Місце відбору: св. біля шламонакопичувача  
 рН = 7,40  
 Дата аналізу 28.08.02

Місце відбору: ставок  
 рН = 8,05  
 Дата аналізу 28.08.02

Проба № 8

Катіони		Аніони		Катіони		Аніони	
МГ/Л	МГ-ЕКВ/Л	% ЕКВ	МГ/Л	МГ-ЕКВ/Л	% ЕКВ	МГ/Л	МГ-ЕКВ/Л
Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	747,27	32,49	27,3	Cl <sup>-</sup>	12,21	36,31	1,02
Ca <sup>2+</sup>	281,56	14,05	11,8	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	4,35	17,40	0,36
Mg <sup>2+</sup>	156,86	12,90	10,8	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	3,25	504,43	8,27
				CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>		12,00	0,40
	1185,69	59,44	5		183,13	570,14	10,05
Мінералізація = 3708,04 МГ/Л = 3,71 Г/Л				Мінералізація = 753,27 МГ/Л = 0,75 Г/Л			

M<sub>0,32</sub> HCO<sub>3</sub>, 82Cl SO<sub>4</sub>, 5  
 Ca68Na20Mg12 рН 7,0

M<sub>0,32</sub> HCO<sub>3</sub>, 82Cl SO<sub>4</sub>, 5  
 Ca68Na20Mg12 рН 8,05

феноли – 0,06 МГ/Л; нафтопродукти – 0,024 МГ/Л

феноли – 0,056 МГ/Л; нафтопродукти – 0,03 МГ/Л

Місце відбору св. „фонова”  
 рН = 6,20  
 Дата аналізу 28.08.02

Місце відбору струмок біля св. „фоновог”  
 рН = 6,85  
 Дата аналізу 28.08.02

Проба № 2

Проба № 3

Катіони		Аніони		Катіони		Аніони	
МГ/Л	МГ-ЕКВ/Л	% ЕКВ	МГ/Л	МГ-ЕКВ/Л	% ЕКВ	МГ/Л	МГ-ЕКВ/Л
Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	1005,5	43,72	34,9	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	41,86	10,55	0,30
Ca <sup>2+</sup>	260,5	13,00	10,4	Ca <sup>2+</sup>	90,18	5,60	0,12
Mg <sup>2+</sup>	70,5	5,80	4,6	Mg <sup>2+</sup>	62,02	671,22	11,00
NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>				NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>		н.в.	
	13,366	62,52	50,0		194,06	687,37	11,42
Мінералізація 3695,69 МГ/Л = 3,69 Г/Л				Мінералізація = 881,43 МГ/Л = 0,88 Г/Л			

M<sub>0,32</sub> HCO<sub>3</sub>, 82Cl SO<sub>4</sub>, 5  
 Ca68Na20Mg12 рН 6,20

M<sub>0,32</sub> HCO<sub>3</sub>, 82Cl SO<sub>4</sub>, 5  
 Ca68Na20Mg12 рН 6,85

феноли – 0,03 МГ/Л; нафтопродукти – 0,26 МГ/Л

феноли – 0,14 МГ/Л; нафтопродукти – 0,016 МГ/Л

Хімічний аналіз води

Місце відбору св.2  
рН = 6,30  
Дата аналізу 28.08.02

Проба № 4

Місце відбору струмок біля св. 2  
рН = 8,00  
Дата аналізу 28.08.02

Проба № 5

Катіони			Аніони			Катіони			Аніони		
МГ/Л	МГ-ЕКВ/Л	% ЕКВ.	МГ/Л	МГ-ЕКВ/Л	% ЕКВ.	МГ/Л	МГ-ЕКВ/Л	% ЕКВ	МГ/Л	МГ-ЕКВ/Л.	% ЕКВ
Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	78,89	3,43	20,3	5,83	34,5	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	62,33	2,71	10,18	Cl <sup>-</sup>	53,60
Ca <sup>2+</sup>	80,16	4,00	23,7	1,60	9,4	Ca <sup>2+</sup>	114,23	5,70	21,41	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	32,90
Mg <sup>2+</sup>	12,16	1,00	5,9	1,00	5,9	Mg <sup>2+</sup>	59,58	4,90	18,41	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	610,20
										CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	33,60
	171,21	8,43	50,0	8,43	50,0		236,14	13,31	50,00		730,30
Мінералізація = 515,96 мг/л = 0,52 г/л						Мінералізація = 966,44 мг/л = 0,97 г/л					

M<sub>0,32</sub> HCO<sub>3</sub> 82Cl SO<sub>4</sub> 5  
Ca68Na20mg12 - рН 6,30

M<sub>0,32</sub> HCO<sub>3</sub> 82Cl SO<sub>4</sub> 5  
Ca68Na20mg12 -рН 8,00

феноли – 0,023 мг/л; нафтопродукти – 0,1 мг/л

феноли – 0,04 мг/л; нафтопродукти – 0,036 мг/л

Місце відбору св. 3  
рН = 7,85  
Дата аналізу 28.08.02

Проба № 6

Місце відбору струмок біля св. 3  
рН = 7,65  
Дата аналізу 28.08.02

Проба № 7

Катіони			Аніони			Катіони			Аніони		
МГ/Л	МГ-ЕКВ/Л	% ЕКВ	МГ/Л	МГ-ЕКВ/Л	% ЕКВ	МГ/Л	МГ-ЕКВ/Л	%ЕКВ	МГ/Л	МГ-ЕКВ/Л	% ЕКВ
Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	356,04	15,48	32,9	447,68	26,8	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	109,87	4,78	12,08	Cl <sup>-</sup>	292,37
Ca <sup>2+</sup>	96,19	4,80	10,2	137,50	6,0	Ca <sup>2+</sup>	190,38	9,50	24,02	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	3,00
Mg <sup>2+</sup>	38,91	3,20	6,8	475,96	16,6	Mg <sup>2+</sup>	66,88	5,50	13,90	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	699,69
				6,00	0,4					CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	Н.В.
	491,14	23,48	50,0	1067,14	23,48		367,13	19,78	50,00		995,06
Мінералізація 1558,28 мг/л = 1,56 г/л						Мінералізація = 1362,19 мг/л = 1,36 г/л					

M<sub>0,32</sub> HCO<sub>3</sub> 82Cl SO<sub>4</sub> 5  
Ca68Na20mg12 -рН 7,56

M<sub>0,32</sub> HCO<sub>3</sub> 82Cl SO<sub>4</sub> 5  
Ca68Na20mg12 -рН 7,65

феноли – 0,18 мг/л; нафтопродукти 0,2 мг/л

феноли – 0,072 мг/л; нафтопродукти – 0,027 мг/л

В інших точках спостереження вміст нафтопродуктів на порядок нижчий; феноли: св. „фонова” – 0,14 мг/л; св. 3 – 0,18 мг/л. У решти місць відбору проб води вміст фенолів незначний. Підвищений вміст нафтопродуктів і фенолів у вищевказаних свердловинах, можливо, пов'язаний із процесом буріння та обсадки.

У 2004 р. дослідження на шламонакопичувачі було продовжено. Для зйомки значень приповерхневих температур пробурено 55 свердловин, заміри природного електричного поля проведено у 110 точках спостереження [142, 143]. Зі свердловин відібрано проби ґрунту (глибини відбору до 0,7 м та 0,7–1,5 м). Поверхневі та ґрунтові води для хіманалізів відібрано у спостережних свердловинах завглибшки 4–9 м, спеціально пробурених для відбору даних проб. Пробу 1 відібрано у свердловині 1, яка розташованій на відстані 7 м на схід від шламонакопичувача. Проба 2 була відібрана із струмка біля „фонові” свердловини, що знаходиться на північному сході від шламонакопичувача. Під час аналізу отриманих результатів ці дані приймаються як фонові. Пробу 3 відібрано у свердловині 5, проба – зі струмка біля свердловини 3. Пробу 5 відібрано у ставку, а 6 – з озера (див. рис.1.2).

Для визначення ділянок можливого забруднення нафтопродуктами довкілля шламонакопичувача проведено приповерхневу геотермічну зйомку по всій його території. На схід від шламонакопичувача було проведено 3 геотермічні профілі (I–I, II–II і III–III). Два профілі (V–V і VI–VI) було проведено на захід від шламонакопичувача, один (VII–VII) – через шламонакопичувач (див. рис. 1.2).

На рисунку 5.20 представлено схему геоізоTERM на глибині 1,5 м. Визначено, що підвищені значення температур, пов'язані з можливим забрудненням нафтопродуктами, проявляються на профілі VII–VII, крім пікету 1, та профілі VI–VI, пікети 5 і 8. Можливо забруднення на профілі I–I причетне до шламонакопичувача, але масштаби забруднення дають змогу стверджувати, що воно не має значного впливу на довкілля. Крім цього, за

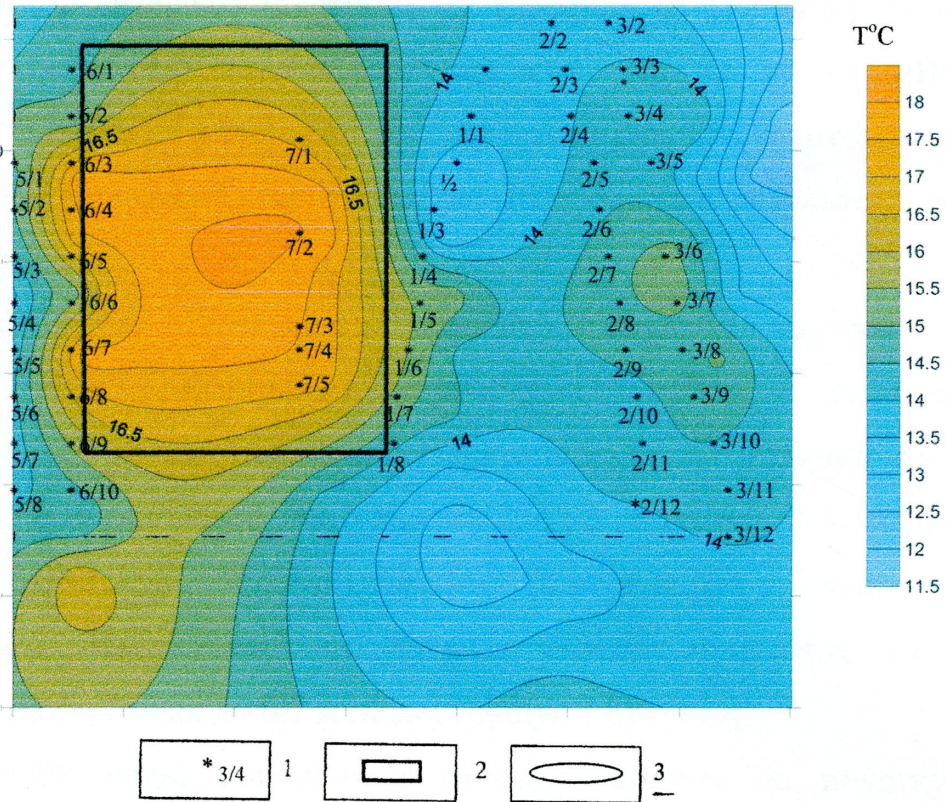


Рис. 5.20 Схема розподілу температур на глибині 1,5 м, ШЛ, 2004 р.,  
(Дригулич П.Г., за матеріалами ІГГК НАН України):  
1 – точки спостережень, 2 – контур шламонакопичувача, 3 – ізолінії.

даними геотермічної зйомки виділяється ділянка інтенсивного розвантаження ґрунтових вод.

Для визначення зон розвантаження ґрунтових вод, тобто потенційних шляхів міграції забруднювачів довкілля використовувався метод ПЕП. На рисунку 5.21 представлено схему ізоліній природного електричного потенціалу. В інтервалі пікетів 10–12 (профіль III–III) та 12 (профіль II–II) відмічається велика аномальність значень (від  $-2$  до  $-7$  мВ). Це дає можливість зробити висновок про зону розвантаження ґрунтових вод у даній частині досліджуваної території, що підтверджує результати попередніх досліджень.

Результати геохімічних аналізів ґрунтів на вміст у них нафтопродуктів і фенолів наведено у таблиці 5.16 та представлено на рис. 5.22 і 5.23. Забруднені нафтопродуктами ділянки на глибинах від 0,7–1,5 м спостерігаються в пікетах 2, 4 і 5 на профілі VI–VI (на території захоронення відходів буріння), де вміст їх перевищує тимчасово допустимі концентрації. Вміст нафтопродуктів та фенолів у ґрунтах досліджуваної території на глибинах до 0,7 м не перевищує ТДК [143].

Проби води, відібрані у точках, вказаних на початку розділу, наведено в таблиці 5.17. Забруднення ґрунтових вод нафтопродуктами відсутнє, вміст фенолів незначний (за виключенням свердловини № 5, де їх концентрація становить 0,20 мг/л). Підвищений вміст фенолів у вищевказаній свердловині, можливо, пов'язаний із процесом її буріння та обсадки.

Проведений комплекс геофізичних і геохімічних досліджень дає змогу зробити висновок, що будівництво та експлуатація шламонакопичувача на території Андріяшівського газоконденсатного родовища може призвести до забруднення довкілля. Однак у разі дотримання технічних норм експлуатації, шламонакопичувач може використовуватися для захоронення відходів буріння. Результати опробування та об'єктивність отриманих даних дають змогу рекомендувати вказаний комплекс робіт як ефективний спосіб оцінювання забруднення об'єктами захоронення шкідливих



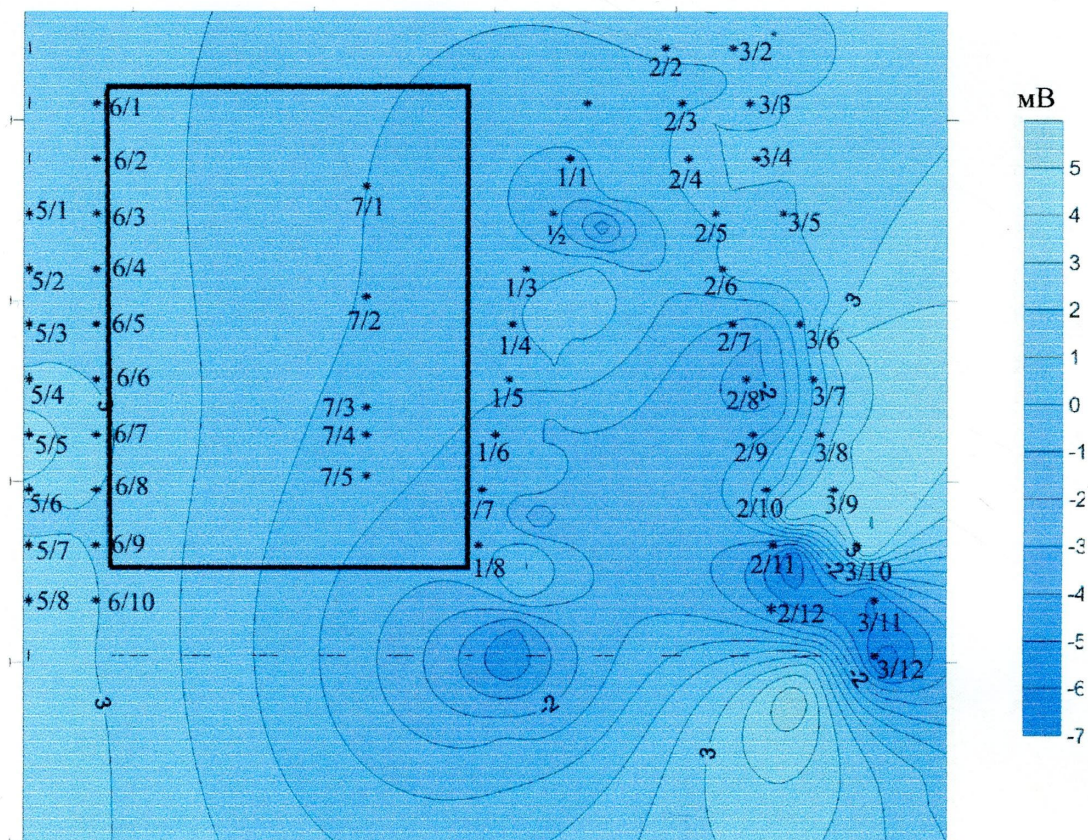


Рис. 5.21 Схема ізоліній природного електричного потенціалу, ШЛ, 2004 р.,  
 (Дригулич П.Г., за матеріалами ІТГГК НАН України)  
 Умовні позначення на рис. 5.20.

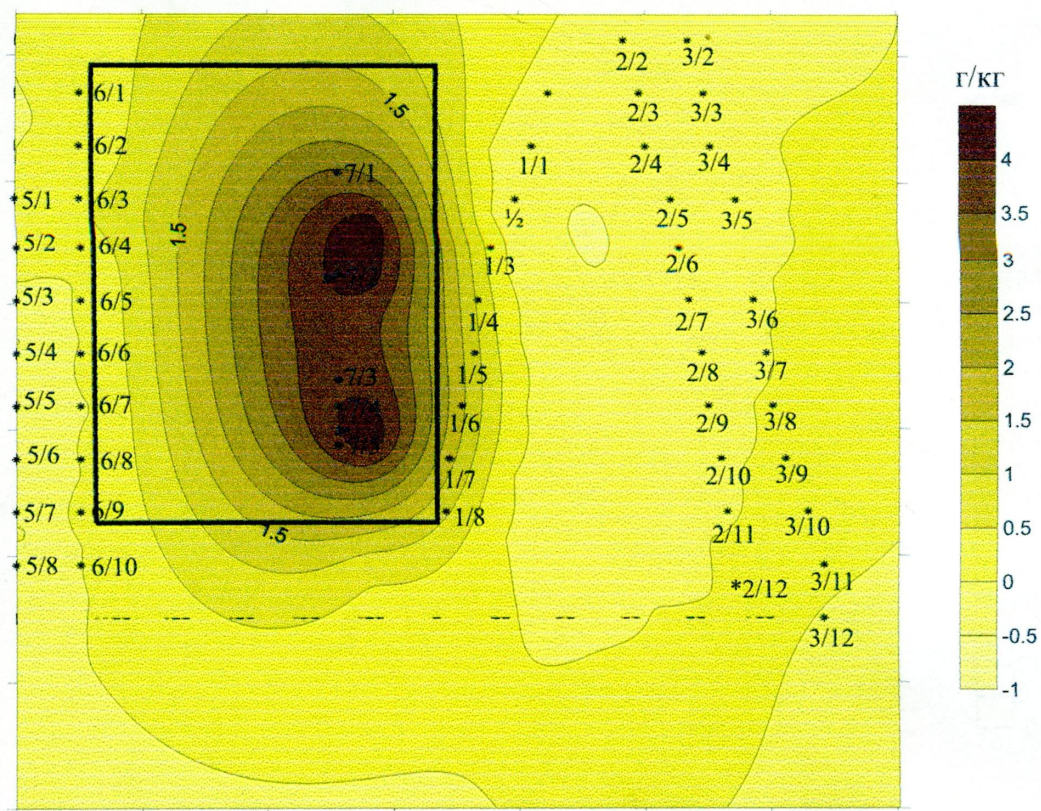


Рис. 5.22. Схема розподілу концентрацій нафтопродуктів у ґрунтах, г/кг, ШЛ, 2004 р.,  
(Дригулич П.Г., за матеріалами ІГТК НАН України)  
Умовні позначення на рис. 5.20.



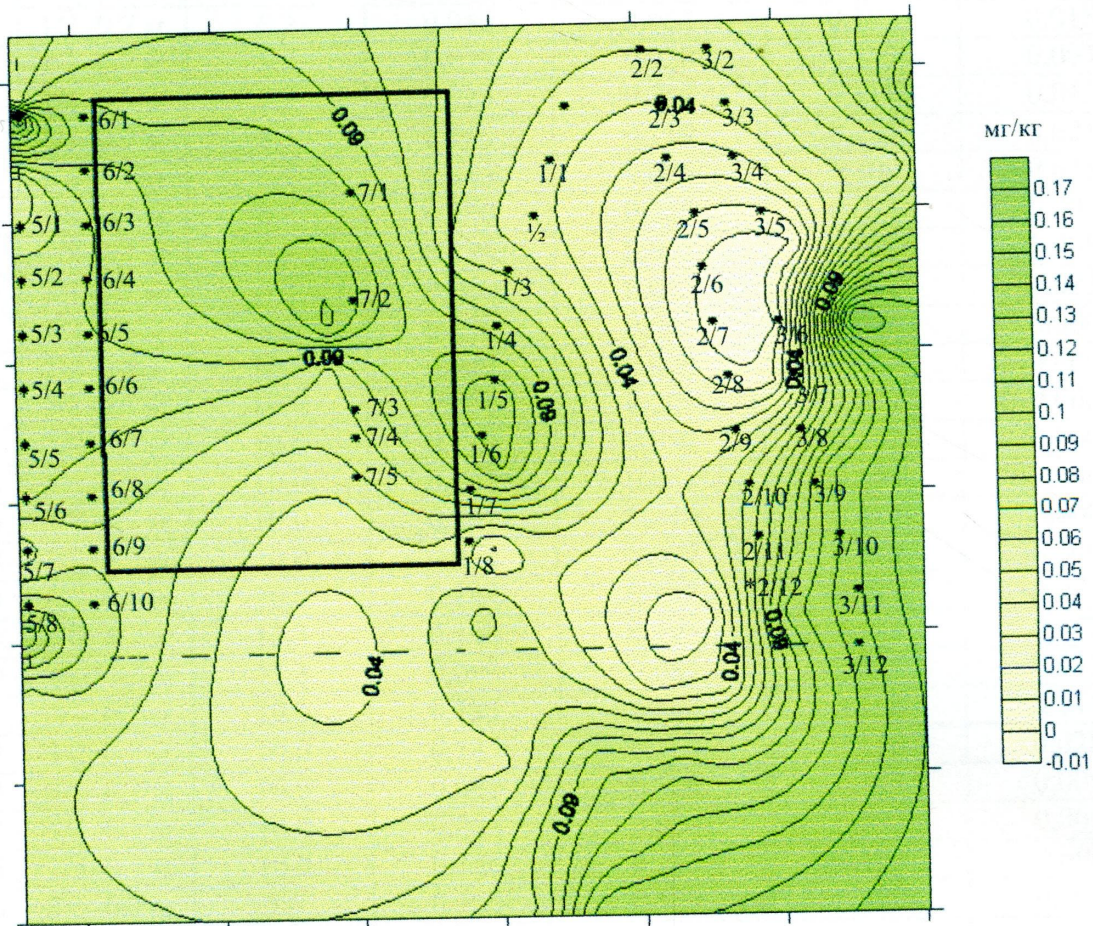


Рис. 5.23. Схема розподілу фенолів у ґрунтах, ШЛ, 2004 р.,  
 (Дригулич П.Г., за матеріалами ІТТГК НАН України).  
 Умовні позначення на рис. 5.20.

Таблиця 5.16

## Вміст фенолів та вуглеводнів у пробах ґрунтів

№ пп.	№ проби, глибина відбору	Вологість %	Вміст фенолів, мг/кг		Вміст вуглеводнів, мг/кг	
			Абсолютне значення	Забруднення фенолами	Абсолютне значення	Забруднення нафтопрод.
1	2	3	4	5	6	7
1	1/0-0,7м	5,0	0,098	0,048	0,132	0,008
2	1/1-0,7 м	5,0	0,105	0,058	0,116	0,010
3	1/2-0,7 м	6,3	0,086	0,064	0,123	0,015
4	1/3-0,7 м	5,0	0,075	0,028	0,113	0,007
5	1/4-0,7 м	7,2	0,125	0,111	0,118	0,012
6	1/5-0,7 м	8,3	0,166	0,119	0,125	0,021
7	1/6-0,7 м	6,5	0,145	0,086	0,108	0,015
8	1/7-0,7 м	6,7	0,100	0,053	0,093	0,000
9	1/8-0,7 м	6,7	0,114	0,063	0,087	0,008
10	2/1-0,7 м	8,3	0,066	0,045	0,092	0,023
11	2/2-0,7 м	8,3	0,050	0,000	0,046	0,000
12	2/3-0,7 м	10,0	0,047	0,000	0,106	0,000
13	2/4-0,7 м	10,0	0,074	0,009	0,097	0,000
14	2/5-0,7 м	10,0	0,112	0,058	0,092	0,000
15	2/6-0,7 м	10,0	0,108	0,061	0,104	0,000
16	2/7-0,7 м	10,0	0,061	0,016	0,084	0,000
17	2/8-0,7 м	10,0	0,074	0,027	0,060	0,000
18	2/9-0,7 м	10,0	0,144	0,097	0,127	0,021
19	2/10-0,7 м	13,3	0,148	0,101	0,153	0,047
20	2/11-0,7 м	13,3	0,099	0,081	0,123	0,031
21	3/1-0,7 м	10,0	0,185	0,138	0,150	0,044
22	3/2-0,7 м	10,0	0,145	0,114	0,138	0,028
23	3/3-0,7 м	10,0	0,087	0,106	0,113	0,009
24	3/4-0,7 м	10,0	0,083	0,036	0,095	0,000
25	3/5-0,7 м	10,0	0,156	0,115	0,101	0,000
26	3/6-0,7 м	5,0	0,305	0,129	0,120	0,004
27	3/7-0,7 м	6,7	0,137	0,104	0,109	0,011
28	3/8-0,7 м	10,0	0,230	0,183	0,112	0,006
29	3/9-0,7 м	10,0	0,120	0,089	0,100	0,002
30	3/10-0,7 м	10,0	0,099	0,052	0,103	0,000
31	3/11-0,7 м	10,0	0,174	0,127	0,119	0,003
32	3/12-0,7 м	10,0	0,145	0,102	0,110	0,000
33	5/1-0,7 м	4,2	0,189	0,1	0,128	0,008
34	5/2-0,7 м	3,5	0,173	0,052	0,110	0,000
35	5/3-0,7 м	3,5	0,148	0,08	0,125	0,018
36	5/4-0,7 м	3,3	0,299	0,09	0,132	0,026
37	5/6-0,7 м	4,2	0,200	0,086	0,109	0,011
38	5/7-0,7 м	3,3	0,132	0,075	0,097	0,000
39	5/8-0,7 м	3,3	0,103	0,059	0,081	0,000
40	6/1-1,5 м	8,3	0,094	0,063	0,096	0,004
41	6/2-1,5 м	8,3	0,115	0,068	0,117	0,011
42	6/3-1,5 м	10,0	0,149	0,126	0,118	0,016

Продовження таблиці 5.16

1	2	3	4	5	6	7
43	6/4–1,5 м	13,3	0,151	0,104	0,121	0,015
44	6/5–1,5 м	13,3	0,143	0,089	0,014	0,011
45	6/6–1,5 м	11,6	0,161	0,114	0,135	0,029
46	6/7–1,5 м	11,2	0,146	0,105	0,153	0,042
47	6/8–1,5 м	10,0	0,135	0,088	0,614	0,508
48	6/9–1,5 м	11,6	0,140	0,102	0,145	0,062
49	6/10–1,5 м	8,3	0,232	0,185	0,293	0,187
50	7/1–0,7 м	8,3	0,047	0,033	0,126	0,020
51	7/1–1,5 м	8,3	0,388	0,341	0,730	0,624
52	7/2–0,7 м	8,3	0,121	0,047	0,190	0,084
53	7/2–1,5 м	11,6	0,610	0,563	4,552	4,446
54	7/3–0,7 м	8,3	0,115	0,068	0,182	0,076
55	7/3–1,5 м	11,3	0,534	0,531	3,889	3,657
56	7/4–0,7 м	8,3	0,156	0,132	0,204	0,123
57	7/4–1,5 м	12,4	0,486	0,461	4,378	4,220
58	7/5–0,7 м	8,3	0,110	0,128	0,280	0,158
59	7/5–1,5 м	11,2	0,603	0,564	4,437	4,326
60	Ставок	45,0	0,172	0,125	0,399	0,293
	<b>ТДК</b>		<b>1,28</b>		<b>4,00</b>	

Таблиця 5.17

## Вміст нафтопродуктів та фенолів у пробах води

№ п/п	Проба	Нафтопродукти, мг/л	Феноли, мг/л
1	Свердловина 1	0	0,004
2	Струмок "фон"	0	0,0008
3	Свердловина-5	0	0,20
4	Струмок св.-3	0	0,0005
5	Ставок	0	0,003
6	Озеро	0	0,0045

відходів виробництва та контролю за екологічним станом навколишнього середовища [143].

Із метою вивчення впливу нафтогазових і нагнітальних свердловин у 2003 р. проведено комплекс геофізичних та геохімічних досліджень для визначення джерел і шляхів міграції забруднювачів на майданчику нагнітальної свердловини № 8 Андріяшівського газоконденсатного родовища [119, 144, 145]. Майданчик цієї свердловини облаштовано для підготовки та захоронення бурових стічних вод (БСВ) із бурових Андріяшівського газоконденсатного родовища, а також для захоронення супутньо–пластових

вод, видобутих разом із газом і газоконденсатом із вищезазначеного, або інших аналогічних родовищ. На майданчику встановлено 4 металеві ємності по 40 м<sup>3</sup> кожна. Залиті в них БСВ відстоюються, очищаються, а потім закачуються в поглинаючі підземні горизонти. БСВ містять вибурену породу (шлам), промивні рідини, хімреагенти, нафту та інші забруднювачі. Це, в свою чергу, потребує проведення робіт із метою визначення забруднення ґрунтів, поверхневих і ґрунтових вод нафтопродуктами та іншими шкідливими рухомими формами хімічних елементів.

На майданчику свердловини і прилеглий території відпрацьовано п'ять геофізичних профілів, відібрано 24 проби ґрунту та 8 проб поверхневих і ґрунтових вод. Для визначення ділянок можливого забруднення нафтопродуктами довкілля нагнітальної свердловини проведено приповерхневу геотермічну зйомку. Однією з найбільш ймовірних територій забруднення згідно з рельєфом місцевості та напрямком руху поверхневих і ґрунтових вод вважається ділянка, розташована на північ від свердловини. На даній площі було проведено п'ять геотермічних профілів. На рис. 3.1 представлено схему ізотерм на глибині 1,5 м. Визначено, що можливі місця забруднення нафтопродуктами розташовані між пікетами 2–4 профіль III–III, та 2–5, профіль IV–IV.

Для визначення зон розвантаження ґрунтових вод, тобто потенційних переносників забруднення довкілля, використовувався метод ПЕП. Було проведено дослідження на двох профілях. На рис. 5.24 приведено схему ізоліній електричного потенціалу. В районі пікету 4, профіль I–I, пікету 3, профіль III–III, пікетів 1 і 2 профіль V–V, відмічається локальна аномалія різниці потенціалів, що вказує на зону розвантаження ґрунтових вод.

Результати геохімічного аналізу ґрунтів на вміст у них нафтопродуктів наведено у таблиці 5.18 та представлено на рис. 3.2. Забруднені нафтопродуктами ділянки співпадають із зоною локальної температурної аномалії, виділеної за результатами польової геотермічної зйомки. Зміщення забруднення ґрунтів нафтопродуктами до точки 2 профілю V–V пояснюється рухом ґрунтових вод у північному напрямку.



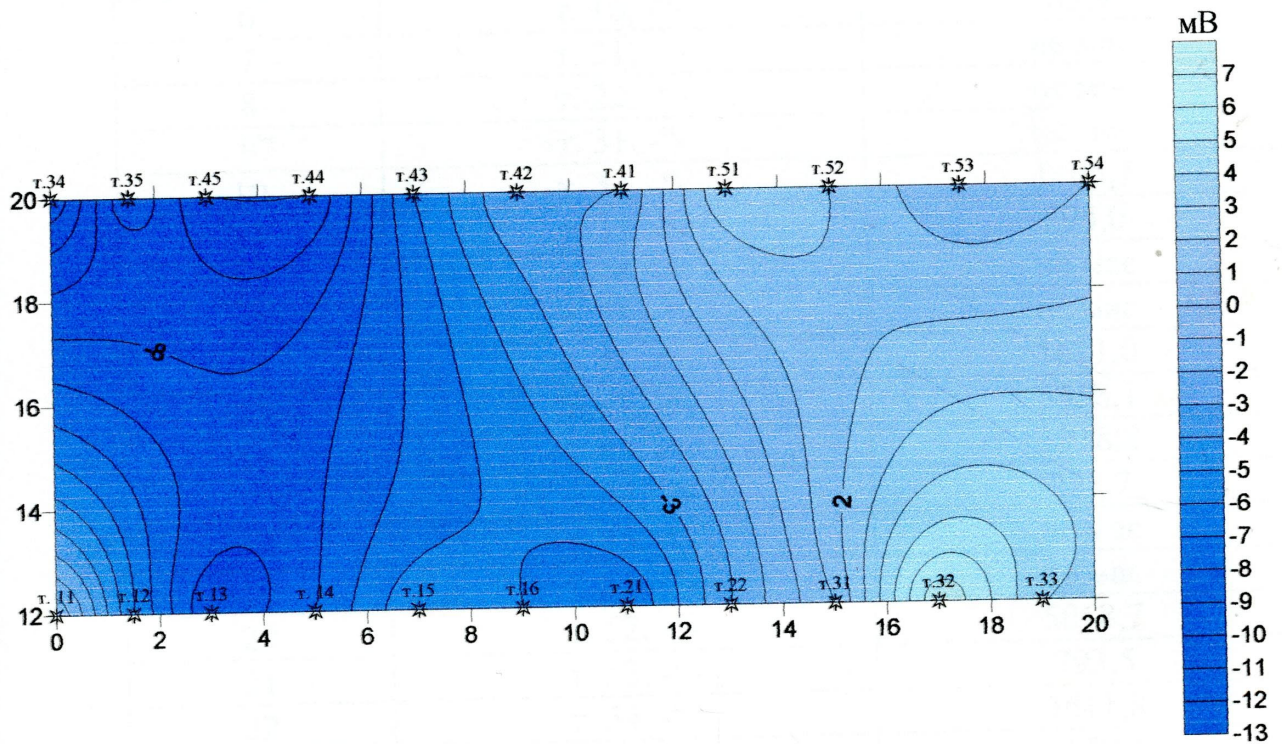


Рис. 5.24. Схема розподілу значень природного електричного потенціалу,  
св. № 8 Андріяшівська, 2003 р.,  
(Дригулич П.Г. за матеріалами ІГГК НАН України).  
Умовні позначення на рис. 3.1.

## Вміст нафтопродуктів у ґрунтах

№ п/п	Місце відбору проби	C <sub>нп</sub> , мг/кг
1	2	3
1	т. 11, h=0,8 м	не має
2	т. 12, -"-	не має
3	т. 13, -"-	31,3
4	т.14, -"-	не має
5	т. 15, -"-	6145,1
6	т. 16, -"-	65,9
7	т. 21, -"-	не має
8	т. 22, -"-	не має
9	т. 31, -"-	не має
10	т. 32, -"-	1406,7
11	т. 33, -"-	894,0
12	т. 34, -"-	не має
13	т. 35, -"-	не має
14	т. 41, -"-	1621,0
15	т. 42, -"-	5558,1
16	т. 43, -"-	5918,8
17	т. 44, -"-	222,7
18	т. 45, -"-	не має
19	т. 51, -"-	не має
20	т. 52, -"-	5058,7
21	т. 53, -"-	793,5
22	т. 54, -"-	3611,8
23	т. 55, -"-	4159,1
24	т. 56, -"-	не має

Результати хімічних аналізів проб води, відібраних у контрольних свердловинах та в річці наведені у таблиці 5.19. У всіх точках спостереження вміст нафтопродуктів знаходиться в межах норми, перевищення спостерігається тільки у спостережній свердловині 1, розміщеній безпосередньо біля відстійних ємностей нагнітальної свердловини. Перевищення вмісту фенолів відмічено в усіх пробах, а найбільше – у спостережній свердловині 1.



Таблиця 5.19

## Вміст нафтопродуктів та фенолів у водах

№ п/п	Місце відбору проби	Нафтопродукти, мг/л	Феноли, мг/л
1	контрольна свердловина № 1	0,67	0,330
2	контрольна свердловина № 2	не має	0,026
3	контрольна свердловина № 3	не має	0,031
4	Річка	не має	0,046

У 2004 р. було продовжено дослідження з метою спостереження за залишковим забрудненням і ефективністю впроваджених природоохоронних заходів у районі нагнітальної свердловини № 8 Андріяшівського газоконденсатного родовища [145, 146]. Відпрацьовано п'ять геофізичних профілів, відібрано 25 проб ґрунту та 6 проб поверхневих і ґрунтових вод (рис. 5.25). Проведено геохімічні аналізи проб. За отриманими результатами побудовано схеми геофізичних полів, визначено ділянки з високою концентрацією нафтопродуктів та фенолів у ґрунтах.

Із метою визначення ділянок можливого забруднення нафтопродуктами довкілля нагнітальної свердловини проведено приповерхневу геотермічну зйомку. Підтверджено, що однією із найбільш імовірних територій забруднення згідно з рельєфом місцевості та напрямком руху поверхневих та ґрунтових вод вважається ділянка, розташована на північ від свердловини. На даній площі було проведено п'ять геотермічних профілів. Схему геоізотерм на глибині 1,5 м представлено на рис. 5.26. Визначено, що можливі місця забруднення нафтопродуктами розташовані в районі пікетів 2 і 3 на профілі IV–IV та 4 і 5 на профілі III–III.

Для визначення зон розвантаження ґрунтових вод, тобто потенційних переносників забруднення довкілля, використовувався метод ПЕП. Було проведено дослідження на п'яти профілях. На рис. 5.27 представлено схему ізоліній природного потенціалу. В районі пікетів 1–3 на профілі IV–IV відмічається локальна аномалія різниці потенціалів (від –4 до –13 мВ), що

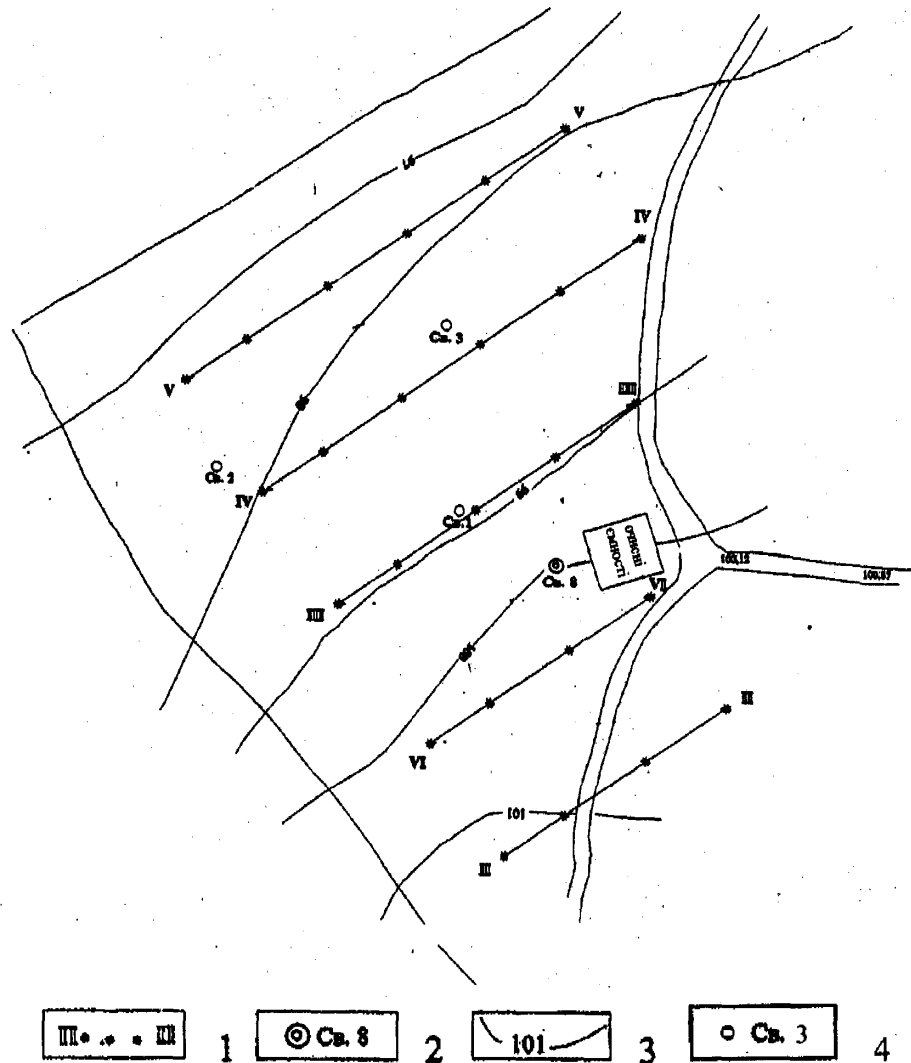


Рис. 5.25. План-схема майданчика нагнітальної свердловини № 8 Андріяшівського газоконденсатного родовища з еколого-геофізичними профілями.

Масштаб 1:10 000

(Дригулич П.Г., за матеріалами ІГГК НАН України, НГВУ „Полтаванафтогаз”):  
 1 – геотермічні профілі, 2 – нагнітальна свердловина, 3 – ізолінії рельєфу, 4 – спостережні свердловини.

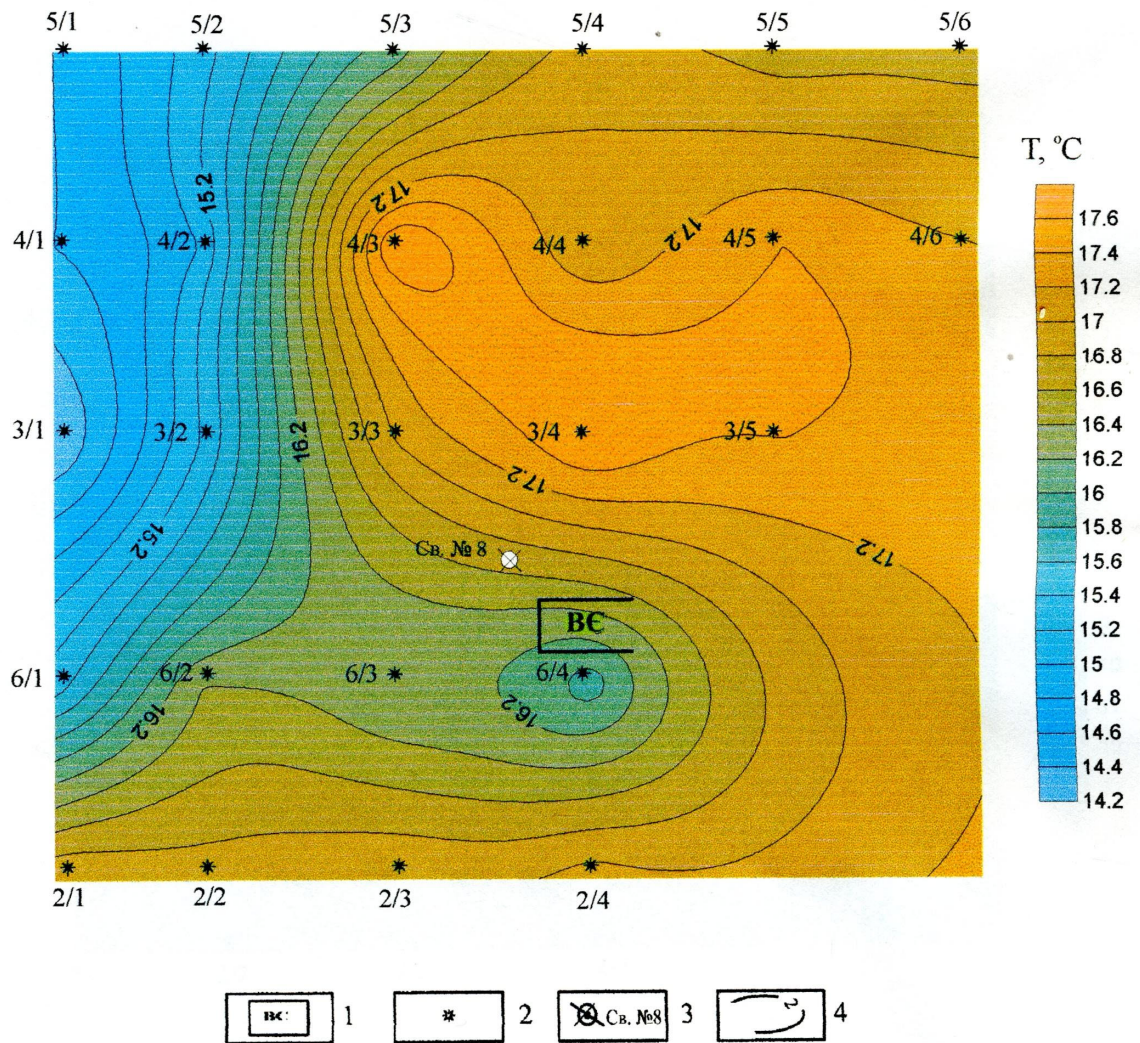


Рис. 5.26. Схема розподілу температур на глибині 1,5 м, св., № 8 Андріяшівська, 2004 р.,  
(Дригулич П.Г., за матеріалами ІГГГК НАН України):  
1 – відстійні ємності, 2 – точки спостережень, 3 – св. № 8, 4 – геоізотерми.



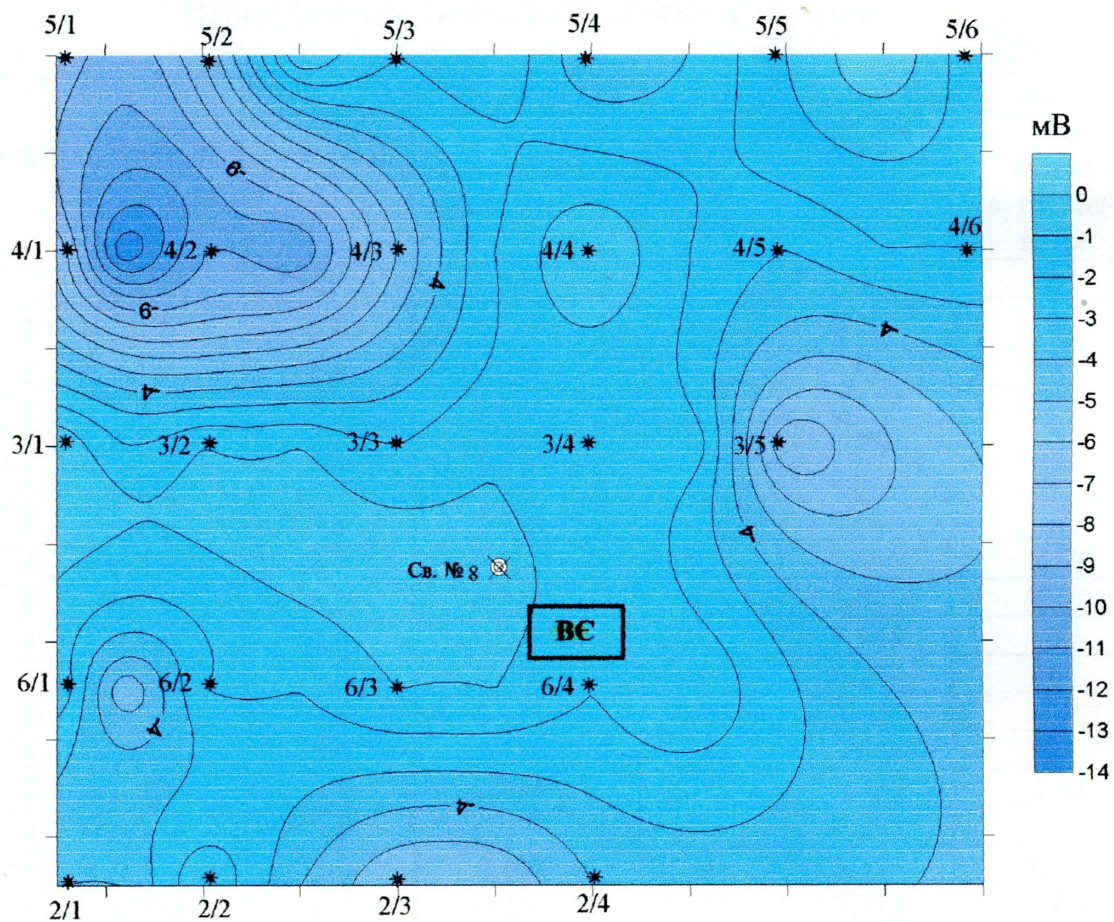


Рис. 5.27. Схема ізоліній природного електричного потенціалу,  
св. № 8 Андріяшівська, 2004 р.,  
(Дригулич П.Г., за матеріалами ІГГК НАН України)  
Умовні позначення на рис. 5.26.

вказує на зону розвантаження ґрунтових вод. Результати геохімічних аналізів ґрунтів на вміст у них нафтопродуктів і фенолів наведено у таблиці 5.20 та представлено на рис. 5.28 і 5.29. Аналізи було виконано ФХТГК Інституту фізикоїдної хімії ім. Л. В. Писаржевського НАН України за методикою, викладеною у розділі 4.

Таблиця 5.20

## Вміст фенолів та нафтопродуктів у ґрунтах

№ проби, глибина відбору	Вологість %	Вміст фенолів, мг/кг		Вміст вуглеводнів, г/кг	
		Абсолютне значення	Забруднення фенолами	Абсолютне значення	Забруднення вуглеводнями
1	2	3	4	5	6
2\1 — 0,7 м	5,0	0,087	0	0,265	0
2\2 — 0,7 м	5,8	0,097	0	0,469	0
2\3 — 0,7 м	5,2	0,091	0	0,305	0
2\4 — 0,7 м	5,0	0,065	0	0,089	0
6\1 — 0,7 м	6,7	0,088	0	0,268	0
6\2 — 0,7 м	7,5	0,099	0	0,088	0
6\3 — 0,7 м	8,3	0,586	0,505	5,565	5,26
6\4 — 0,7 м	8,3	0,046	0	0,021	0
3\1 — 0,7 м	4,5	0,023	0	0,144	0
3\2 — 0,7 м	5,0	0,056	0	0,223	0
3\3 — 0,7 м	3,1	0,111	0,2	0,43	1,5
3\4 — 0,7 м	5,0	0,179	0,088	2,646	2,341
3\5 — 0,7 м	4,8	0,086	0,015	0,986	1,42
4\1 — 0,7 м	3,8	0,037	0	0,193	0
4\2 — 0,7 м	2,0	0,138	0,047	5,399	5,094
4\3 — 0,7 м	6,4	0,226	0,135	7,717	7,412
4\4 — 0,7 м	6,4	0,229	0,138	1,969	1,664
4\5 — 0,7 м	6,4	0,108	0,073	0,268	0,532
4\6 — 0,7 м	6,4	0,093	0,023	0,032	0,222
5\1 — 0,7 м	5,2	0,058	0	0,102	0
5\2 — 0,7 м	5,08,3	0,149	0,058	0,593	0,593
5\3 — 0,7 м	8,3	0,309	0,218	6,836	6,836
5\4 — 0,7 м	8,3	0,27	0,179	9,938	9,938
5\5 — 0,7 м	8,3	0,284	0,193	8,083	7,083
5\6 — 0,7 м	8,4	0,088	0,0387	0,563	2,53
ТДК			1,28		4,000



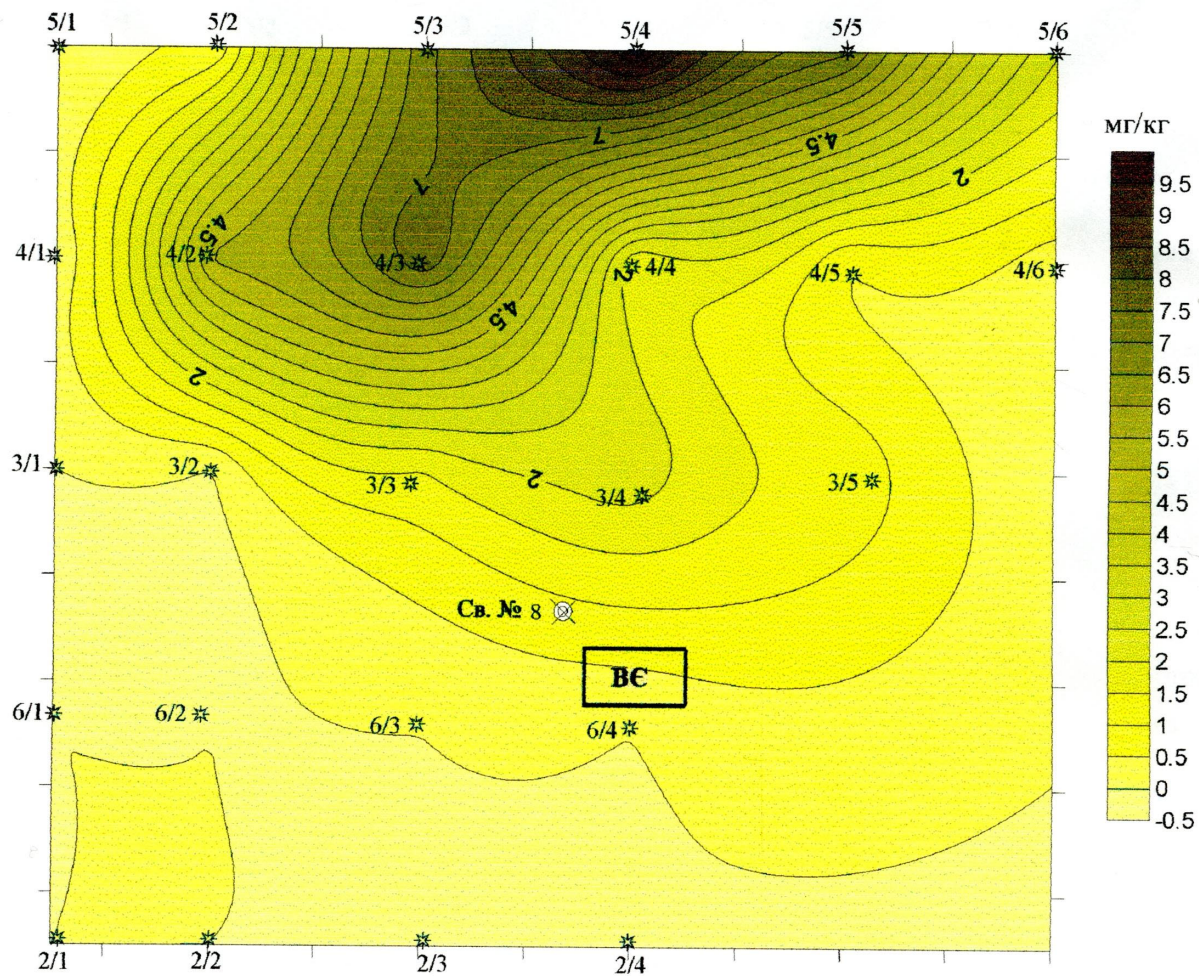


Рис. 5.28. Схема розподілу нафтопродуктів у ґрунтах,  
св. № 8 Андріяшівська, 2004 р.,  
(Дригулич П.Г., за матеріалами ІГГК НАН України)  
Умовні позначення на рис. 5.26.

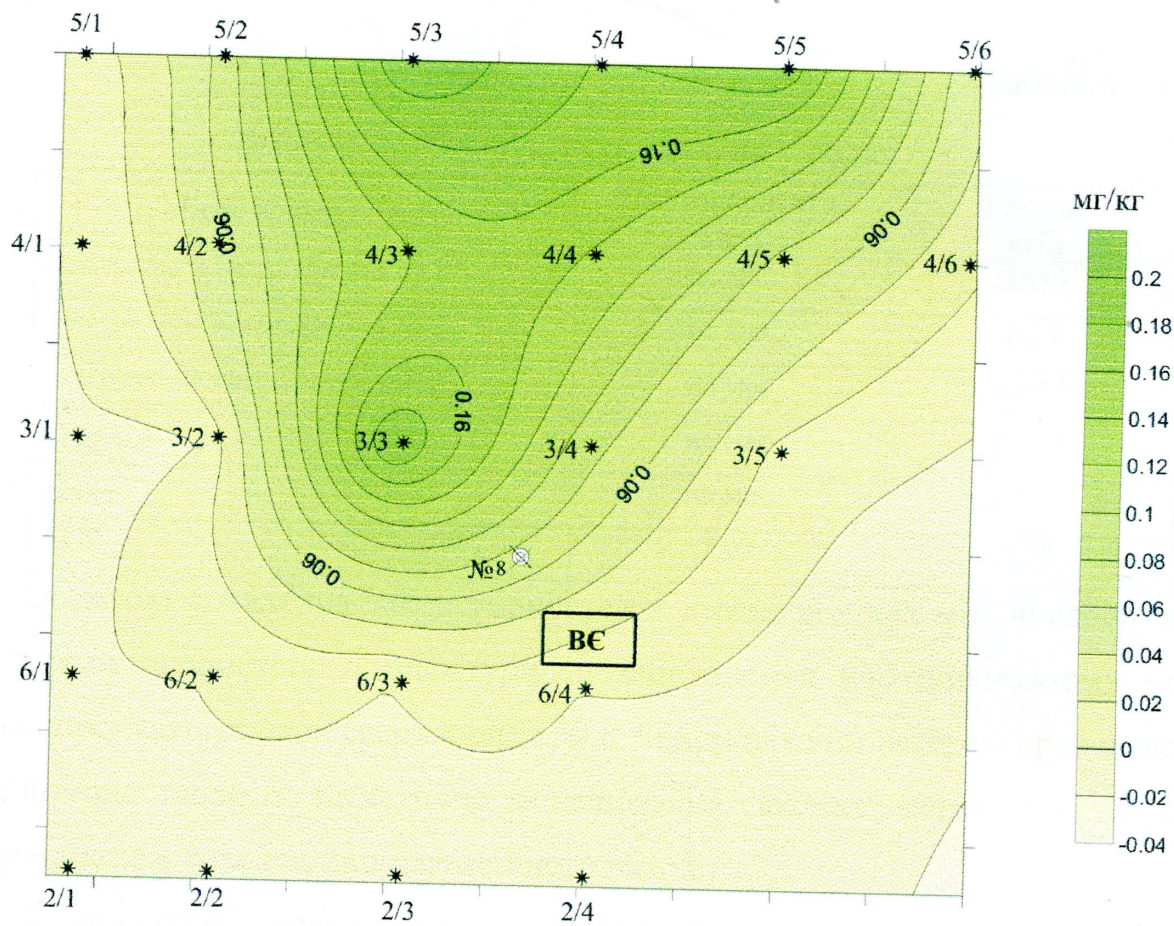


Рис. 5.29. Схема розподілу фенолів у ґрунтах св. № 8 Андріяшівська, 2004 р.,  
(Дригулич П.Г., за матеріалами ІТГГК НАН України).  
Умовні позначення на рис. 5.26.



Результати хімічних аналізів проб води, відібраних у спостережних свердловинах та в річці, наведено у таблиці 5.21. У всіх точках спостереження вміст нафтопродуктів і фенолів знаходиться в межах норми, перевищення спостерігається тільки у спостережній свердловині 2.

Забруднені нафтопродуктами ділянки спостерігаються в пікетах 2 і 3 на профілі IV–IV та 3–5 на профілі V–V. На досліджуваній території вміст фенолів у ґрунтах не перевищує ТДК.

Таблиця 5.21

## Вміст нафтопродуктів та фенолів у водах

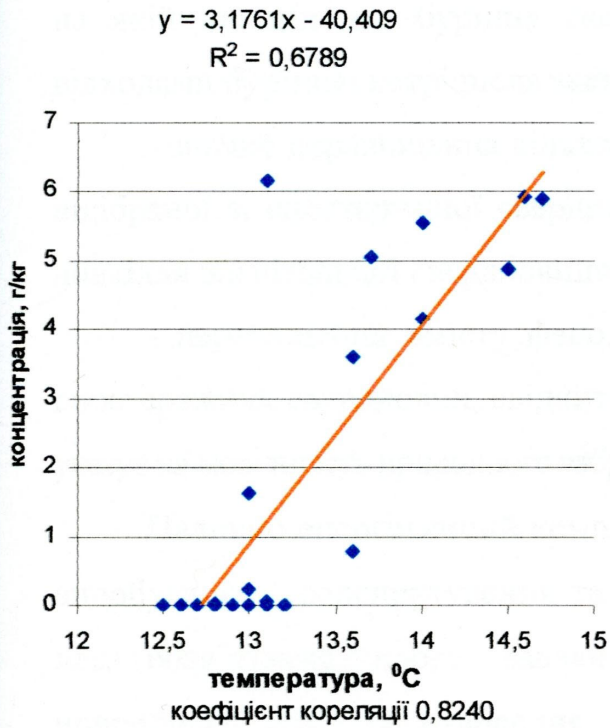
Місце відбору проби	Нафтопродукти, мг/л	Феноли, мг/л
контрольна свердловина № 1	не має	0,033
контрольна свердловина № 2	не має	0,24
контрольна свердловина № 3	не має	0,065
струмок	не має	0,087
річка	не має	0,004
БСВ	7,92	2,35

Із метою виявлення закономірностей у взаємозв'язках між числовими значеннями параметрів температури та забруднення нафтопродуктами на майданчику нагнітальної свердловини № 8 Андріяшівська автором проведено комп'ютерне геолого-статистичне моделювання досліджуваних об'єктів із використанням кореляційно-регресійного аналізу.

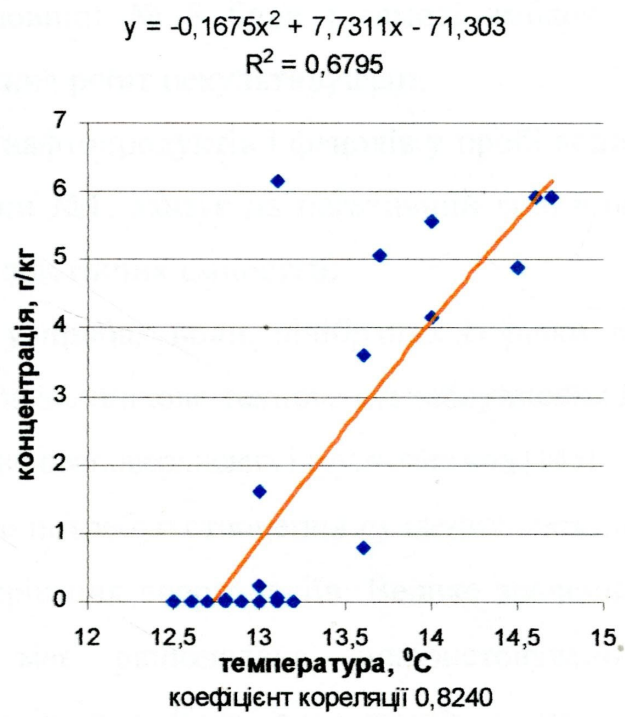
У результаті проведених досліджень встановлено залежність між параметрами температури та забруднення ґрунтів нафтопродуктами, яка у 2003 та 2004 рр. описується відповідно наступними рівняннями регресії:  $y=3,1761x - 40,409$ ,  $y=5,1262x - 81,63$ . Причому, коефіцієнти кореляції становлять відповідно 0,8240 та 0,7468, що вказує на виражений зв'язок між досліджуваними величинами (рис. 5.30).

Таким чином, проведений комплекс еколого-геофізичних досліджень дає можливість зробити наступні висновки:

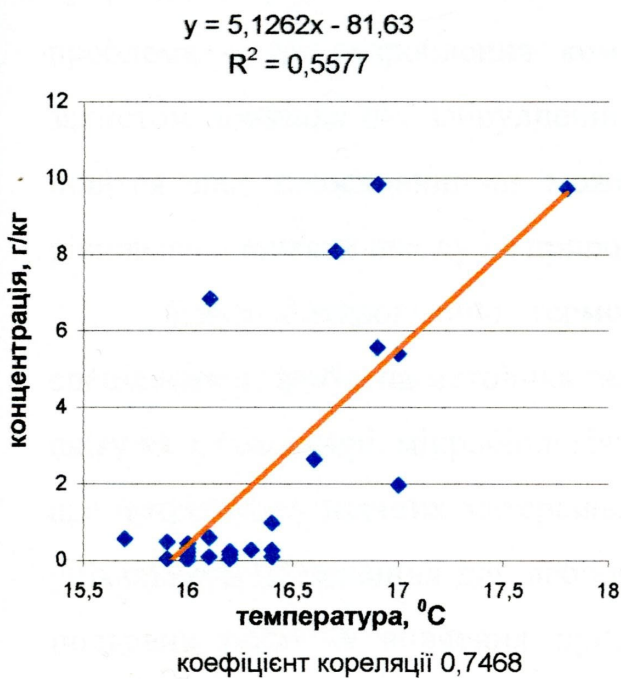




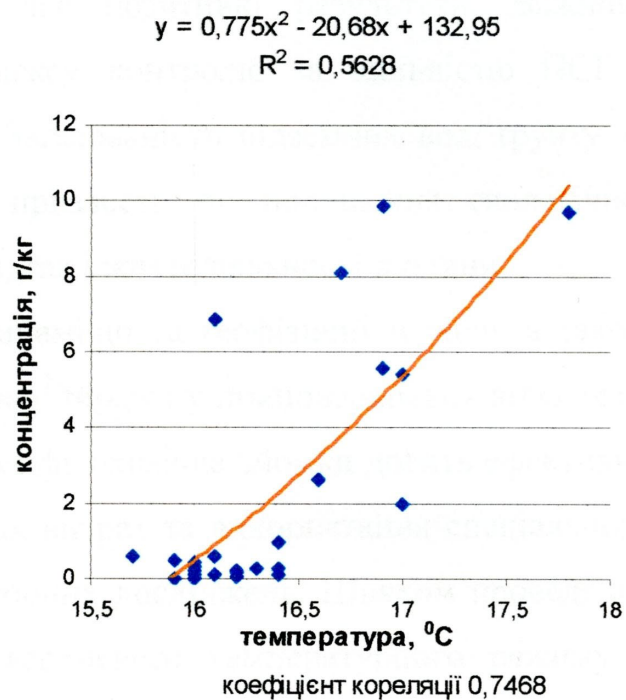
а



б



в



г

Рис. 5.30. Залежність температури приповерхневих шарів ґрунту від вмісту нафтопродуктів на майданчику свердловини № 8 Андріяшівського ГКР:

а, б – 2003 р., в, г – 2004 р.

- забруднення ґрунтів має локальний характер і пов'язане з ділянкою, на якій ще під час буріння свердловини № 8 були шламові амбари з відходами буріння, котрі після закінчення робіт рекультивували;

- значне перевищення кількості нафтопродуктів і фенолів у пробі води, відібраної зі спостережної свердловини №1, вказує на негативний вплив на довкілля нагнітальної свердловини та відстійних ємностей;

- перевищення вмісту фенолів у пробах води, відібраних із річки та спостережних свердловин, свідчить про залишкове техногенне забруднення й указує на можливість природного забруднення поверхневих і ґрунтових вод [145].

Паливно-енергетичний комплекс потребує створення сучасних методів видобування, транспортування та зберігання енергоносіїв. Велике значення для розв'язання цього завдання має раціональне використання природного газу та створення запасів для його споживання в період дефіциту. Досвід вітчизняних та закордонних підприємств і фірм показав доцільність спорудження підземних сховищ газу. Однак втручання людини в природне середовище не завжди дає позитивні результати. Важлива проблема – це розроблення комплексу контролю за щільністю ПСГ і захистом довкілля від забруднення. Загазованість підземних вод, ґрунту та повітря над газосховищами може призвести до порушення екологічної рівноваги і нанести шкоду як природі, так і життєдіяльності людини.

Існуючі гідрохімічні, термодинамічні та геофізичні методи, а також спеціально розроблена методика газової зйомки у приповерхневих відкладах, снігу та в атмосфері, мікробіологічна і фітохімічна зйомки досить ефективні, але потребують значних матеріальних витрат та використання спеціального унікального обладнання для лабораторних досліджень. Шляхом проведення польових робіт із вивчення приповерхневого температурного режиму в різних геологічних регіонах нами встановлено локальні геотермічні аномалії над зонами тектонічних порушень. Відомо, що зони тектонічних порушень та ділянки підвищеної тріщинуватості гірських порід, що перекривають поклади газу, є основними шляхами міграції вуглеводнів від покладу до

поверхні Землі. Це дало можливість використати метод польової геотермічної зйомки для виділення “провідних” ділянок у межах ПСГ (тектонічні порушення, негерметичні свердловини) [53, 147]. Набутий досвід використання методу польової геотермічної зйомки з метою проведення геологічного картування, виділення зон тектонічних порушень, створення фізико-математичних моделей локальних температурних аномалій над покладами вуглеводнів, а також велика кількість фактичного матеріалу з розподілу температур у приповерхневих шарах дає змогу запропонувати комплексний високоефективний і дешевий геотермохімічний метод оцінювання герметичності ПСГ. Метод базується на теоретичному обґрунтуванні природи формування локальних додатних геотермічних та геохімічних аномалій над покладами вуглеводнів завдяки процесам тепломасоперенесення вуглеводневого флюїду від покладу до поверхні Землі.

Роботи з перевірки та впровадження приповерхневих геотермічних, геофізичних і геохімічних досліджень для визначення герметичності підземних сховищ газу проводили на Угерському ПСГ [53, 147].

Детальні польові геотермічні спостереження проведено на Угерському ПСГ, результати підтверджено геохімічними роботами [53, 147]. На основі геохімічних досліджень останніх років встановлено, що у межах підземних газосховищ біля ліквідованих і експлуатаційних свердловин значно підвищена концентрація метану та інших гомологів газу в ґрунтах, підземних водах, повітрі. Аналогічна картина спостерігається на ділянках над зонами тектонічних порушень. Усе це, безумовно, дає підстави для проведення геотермозйомочних робіт, що експресно дають змогу виявити прогріті зони на території ПСГ, пов’язані з порушенням його щільності. Польові геотермічні дослідження було проведено по трьох профілях. Вони закладалися із урахуванням розташування склепіння сховища, тектонічних порушень та контурів газо-водяного контакту. Профіль I–I перетинає газове сховище з північного заходу на південний схід і проходить через

свердловини 6, 247, 40, 65. Профіль II–II простягається з північного сходу на південний захід і перетинає профіль I–I в районі свердловини 40 (свердловини 285, 265, 72, 40, 402, 112, 404, 406) та профіль III–III, що співпадає з профілем, закладеним співробітниками відділу геофізики (ІГГК НАН України) для проведення геофізичних і геохімічних досліджень (свердловини 150, 280, 311 і далі на південний захід). Практично профіль III–III проходить паралельно до профілю II–II, але зміщений на північний захід від попереднього на 1,5–1,8 км (рис. 5.31).

Згідно з методикою заміру значень температури було пробурено 136 шпурів завглибшки 1,5 м. Загальна довжина профілів становить 11,5 км. Відстань між точками спостережень – 100 м. На рис. 5.32 наведено графік розподілу значень температур по профілю I–I, де виділено додатні та від’ємні локальні аномалії, пов’язані із природними і техногенними чинниками. Загальний розподіл температур показує, що „фонові” значення різко змінюються по профілю. Північно-західна частина (точки спостереження 1–14) характеризується значеннями 13,0–14,0 °С, а південно-східна – 14,0–15,0 °С. Це пов’язано зі зміною геологічної будови досліджуваної території у зв’язку з наявністю Стебницького насуву та зміною потужності насунутих порід Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Виділені додатні температурні аномалії пов’язані з існуванням тектонічних порушень, що ділять структуру на окремі блоки. Так, у межах точок спостереження 4–5а фіксується аномалія ( $\Delta T=1,8$  °С), викликана тектонічним порушенням б–б, між точками 8–10 та 21–24 температурною аномалією виділяється тектонічне порушення а–а ( $\Delta T=1,2$  °С). Слід зауважити, що величина встановленої аномалії не залежить від “фонових” значень температури. На південному сході профілю (точки 24–26а та 27–29) температурні аномалії ( $\Delta T=1,5$  °С і  $\Delta T=1,0$  °С) викликані техногенними чинниками, а саме негерметичністю свердловин 40, 63, 55 та 31, 162 [133].

На рис. 5.33 (профіль II–II) фонові значення температури в зоні Стебницького насуву перевищують значення за його межами на 1,0 °С. Додатні

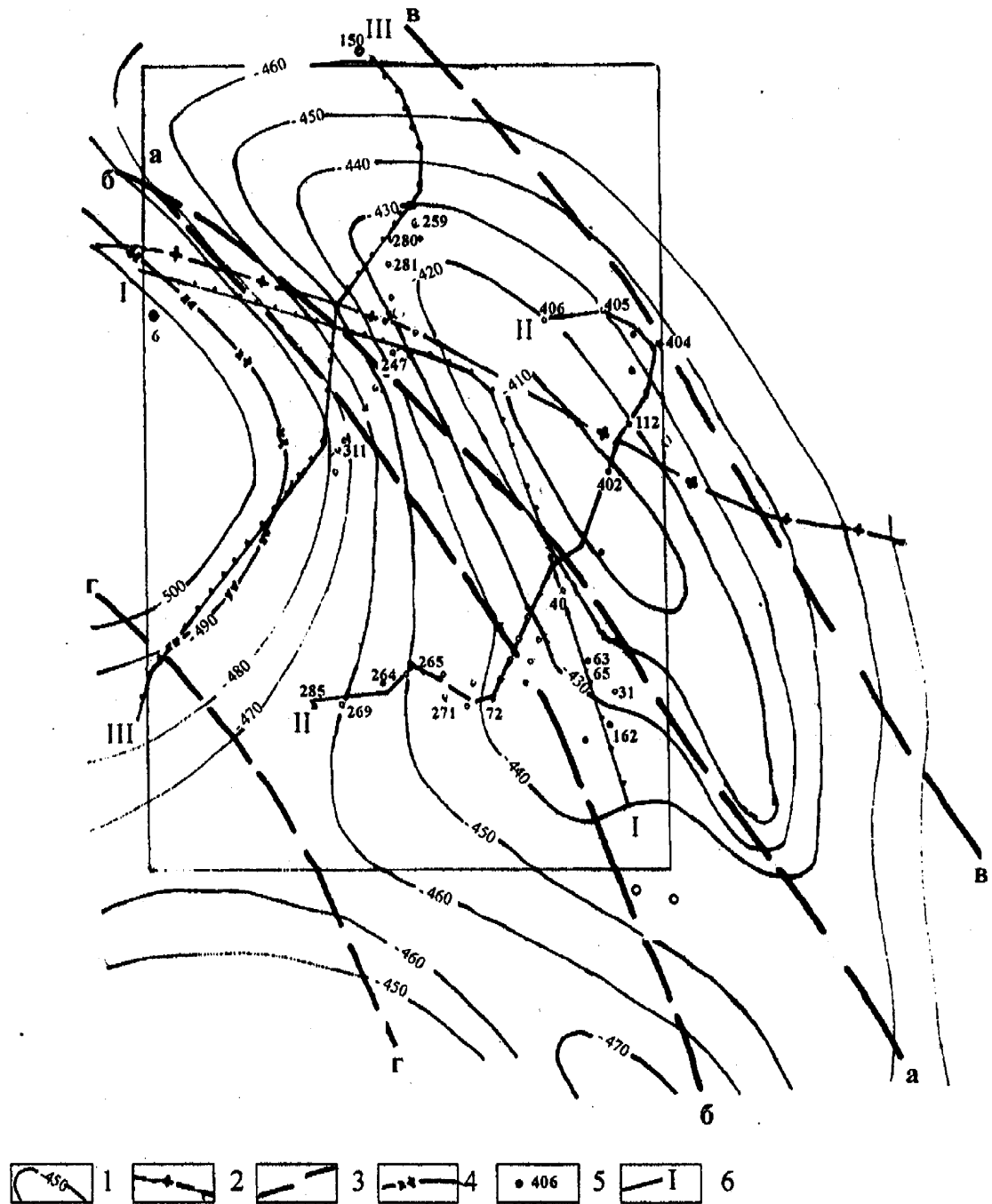


Рис. 5.31. Схема розміщення геотермічних профілів на Угерському ПСГ [53]:  
 1 – ізогіпси покрівлі НД-8 горизонту, 2 – лінія Стебницького насуву (по поверхні),  
 3 – тектонічні порушення, 4 – контур газозносності, 5 – свердловини, 6 – геотермічні профілі.

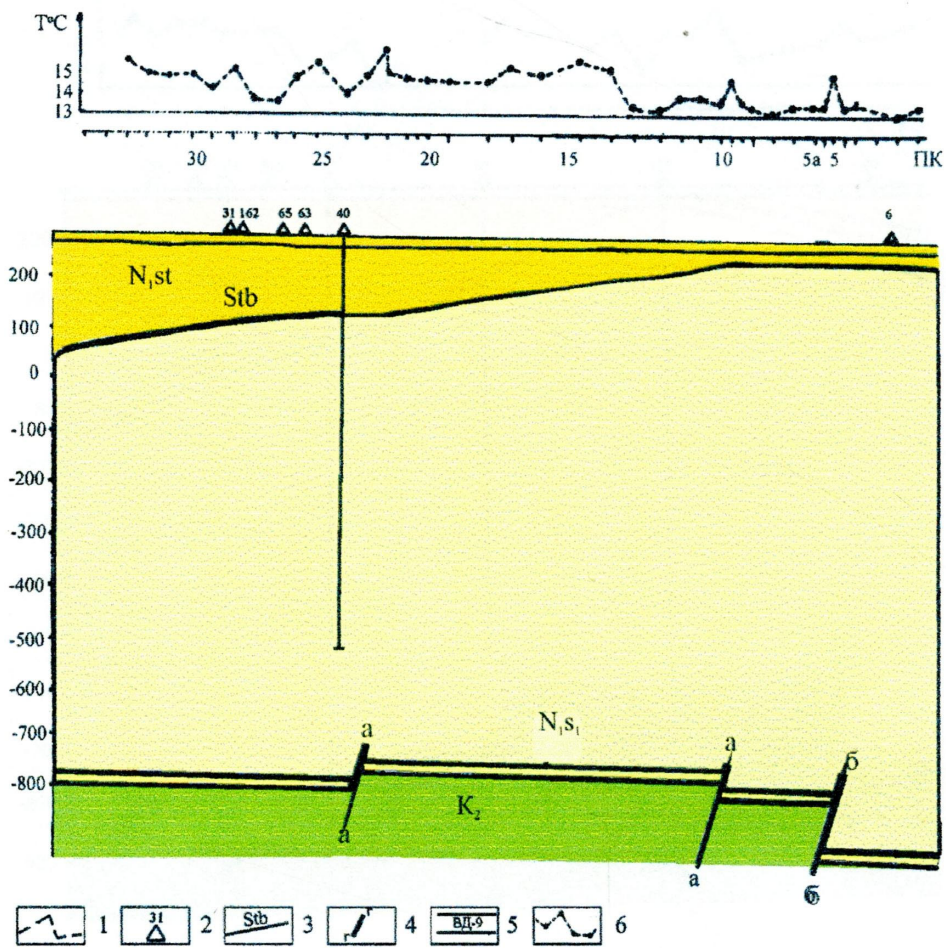


Рис. 5.32. Графік розподілу температур по профілю І-І Угерського ПСГ [53]:  
 1 – температурна крива, 2 – свердловини, 3 – Стебницький насув, 4 – тектонічні порушення, 5 – газоносний горизонт, 6 – результати газової зйомки.



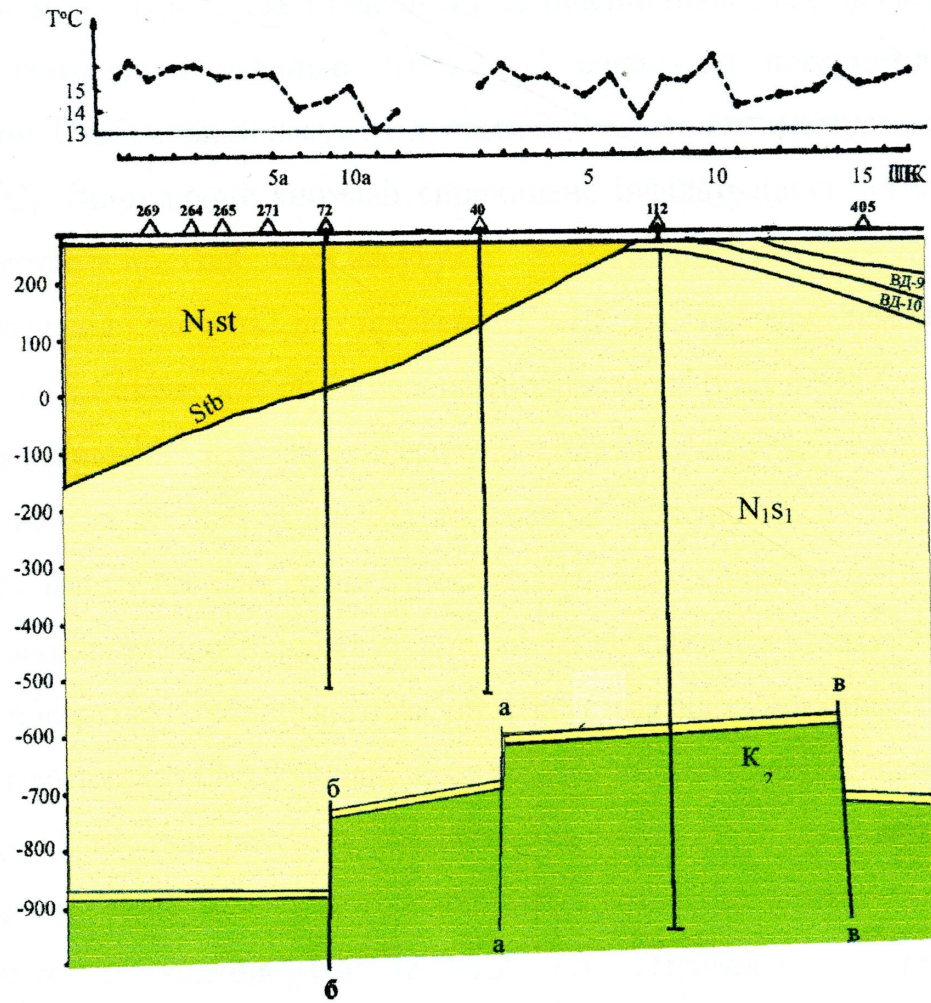


Рис. 5.33. Графік розподілу температур по профілю II-II Угерського ПСГ [53].  
Умовні позначення на рис. 5.32.



геотермічні аномалії встановлено між точками спостережень 1–3, 8а–11а, 13–15. Ці аномалії пов'язані з тектонічними порушеннями та за величиною змінюються від  $\Delta T=1,0$  °С до  $\Delta T=1,5$  °С. Максимальна аномалія зафіксована над розломом, що екранує поклад сховища. Додатна температурна аномалія завдовжки близько 300 м зафіксована між точками 8–11 і пов'язана з підвищеною дегазацією відкладів горизонтів ВД-9, ВД-10. На південному закінченні профілю між свердловинами 269–227 аномалія величиною  $\Delta T=1,2$  °С викликана негерметичністю цих свердловин. Стебницький насув фіксується від'ємною температурною аномалією ( $\Delta T=1,5$  °С). Виникнення аномалії спричинене інфільтрацією поверхневих вод тріщинуватою зоною площини насуву.

Розподіл значень по профілю III–III на графіку температури має спокійніший характер, ніж по вищеописаних профілях (рис. 5.34). Спостерігається зростання „фонових” значень температури з північного сходу на південний захід. Виділені нечіткі додатні температурні аномалії пояснюються тим, що профіль проходить фактично біля краю газосховища. Між точками 6–14 зафіксовано додатну аномалію, що відповідає зоні виклинювання горизонтів ВД-9, ВД-10. Вихід на поверхню Стебницького насуву фіксується від'ємною аномалією ( $\Delta T=1,3$  °С). Між точками 15–17, 18–20 виділено дві додатні температурні аномалії ( $\Delta T=0,7$  °С,  $\Delta T=0,4$  °С), що приурочені до встановлених тектонічних порушень а–а і б–б. У районі точок 34–36 температурна аномалія зумовлена наявністю глибинного тектонічного порушення г–г ( $\Delta T=1,2$  °С). Паралельно з геотермічними дослідженнями по профілю проведено геохімічну зйомку (визначення  $\text{CH}_4$  % об.). Геохімічні аномалії збігаються з геотермічними, так як викликані одними і тими ж чинниками. Попередні геохімічні дослідження підтверджують отримані результати та висновки, що в межах Угерського ПСГ основними чинниками визначення загазованості поверхневих і підземних вод, ґрунтів та повітря є природні і техногенні (негерметичність свердловин) фактори [53, 147].

Математична обробка одержаного фактичного матеріалу (програма GRID) дала змогу побудувати схему геоізоترم Угерського ПСГ, де виділено шість ділянок можливої підвищеної загазованості (рис. 5.35). Для визначення





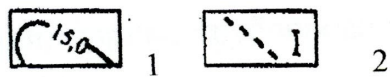
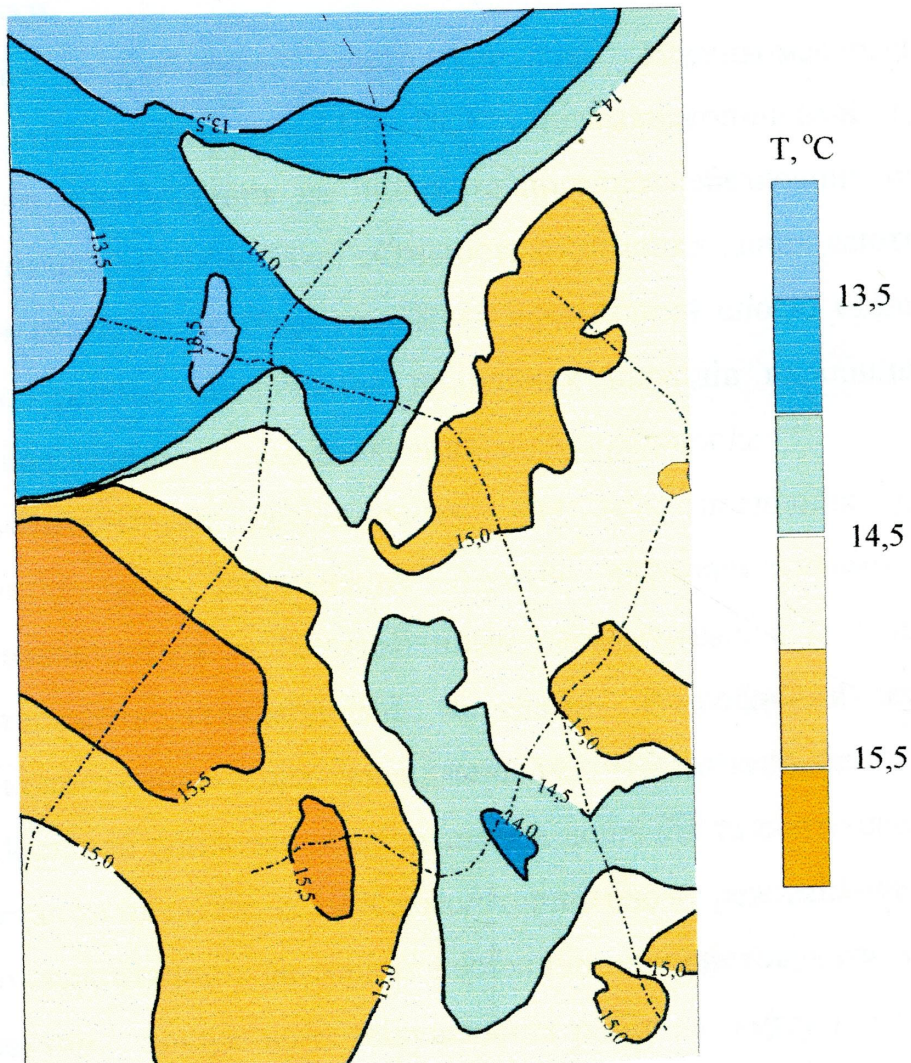


Рис. 5.35. Схема розподілу температур на глибині 1,5 м Угерського ПСГ:  
1 – геоізоТЕРМИ, 2 – геотермічні профілі.

складу газу, а також кількості втрат природного газу з підземного сховища геохімічні дослідження необхідно проводити тільки на виділених приповерхневою геотермічною зйомкою ділянках, а не на всій території сховища. Це значно збільшить ефективність робіт і зменшить їх собівартість.

### **Висновки**

Апробація розробленого комплексу на Верхньомасловецькому нафтовому та Андріяшівському ГКР, ПСГ і шламонакопичувачі показала доцільність його використання на інших техногенно небезпечних об'єктах НГК. Результати опробування та об'єктивність отриманих даних дають змогу рекомендувати вказаний комплекс робіт як ефективний спосіб оцінювання забруднення об'єктами захоронення шкідливих відходів виробництва та контролю за екологічним станом навколишнього середовища

Експериментальними дослідженнями на всіх дослідних ділянках доведено, що у разі забруднення ґрунтів нафтопродуктами площа забруднення визначається за геотермічними параметрами, а їх кількість у точках спостережень геохімічними методами. Розроблений комплекс експресних еколого-геологічних досліджень рекомендується застосовувати як ефективний спосіб оцінювання забруднення довкілля та контролю за його екологічним станом на об'єктах НГК у моніторинговому режимі.

Еколого-геологічний моніторинг необхідно використовувати не тільки на стадії проектних, пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ, але й у процесі розробки нафтогазових покладів, зберігання і транспортування нафтопродуктів та їх перероблення. У разі виникнення аварійних ситуацій (відкриті фонтани, пориви трубопроводів) запропонований метод дає змогу у стислі терміни визначити ділянки забруднення нафтопродуктами та їх похідними й оцінити ступінь екологічного ризику.

Залежність між параметрами температури і забруднення ґрунтів нафтопродуктами на Андріяшівському ГКР описується лінійними рівняннями при суттєвій кореляції, що вказує на виражений зв'язок між досліджуваними величинами.

## РОЗДІЛ 6

### ТЕХНІЧНІ ЗАСОБИ ТА ТЕХНОЛОГІЧНІ РІШЕННЯ ЩОДО ПІДВИЩЕННЯ ЕКОЛОГІЧНОЇ БЕЗПЕКИ ПІД ЧАС БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН І РОЗМІЩЕННЯ ВІДХОДІВ БУРІННЯ

На основі проведених екологічних спостережень уперше розроблено і ефективно впроваджено на практиці техніко-технологічні рішення, що зменшують негативний вплив об'єктів нафтогазового комплексу на довкілля у процесі проведення бурових робіт, розміщення та захоронення відходів буріння.

Цикл спорудження свердловин розпочинають із проведення підготовчих робіт („нульового циклу”), під час яких до відведеного майданчика будують нову, або ремонтують наявну під'їзну дорогу, вирубують кущі, дерева, викорчуюють пні, очищають ділянку від сторонніх предметів і сміття. Після цього пошарово знімають родючий шар ґрунту та складують у кагати. Виконують планування бурового майданчика, викопують шахтне направлення, гідроізолюють його дно та стінки, облаштовують систему накопичення і зберігання відходів буріння [148].

Наступним етапом будівництва свердловин є монтаж бурового обладнання, який здійснюють на підставі проектно-кошторисної документації, висновків експертиз і згідно з вимогами керівних документів. Гідроізолюють усі технологічні майданчики та встановлюють лотки для транспортування відходів буріння, проводять обвалування складів ПММ. Завершенням монтажу бурової є здача комісії за участю державного гірничотехнічного інспектора.

Найбільш тривалим і технічно складним є процес буріння свердловини, що включає підготовчі роботи до буріння, буріння, спуско-підіймальні операції, каротажні роботи, випробування, кріплення та освоєння свердловини. Робота бурових верстатів є потенційним джерелом забруднення навколишнього середовища: ґрунтів, поверхневих і підземних вод, атмосфери. Природоохоронні заходи під час буріння свердловин повинні

бути спрямовані на підвищення ефективності очисних споруд і установок, удосконалення системи оборотного та повторного використання води, якості робіт із технічної рекультивації землі та ін.

Після завершення буріння проводять очистку циркуляційної системи та демонтаж бурового обладнання і розбірних залізобетонних конструкцій та фундаментів. Роботи з технічної рекультивації землі розпочинають із розбивання бетонного гідроізоляційного покриття на всіх технологічних майданчиках, прибирання забрудненого ґрунту, пониження рівня в амбарах або вивезення відходів буріння зі шламових ємностей та ін. Проводять нейтралізацію, зтужавлення і захоронення відходів буріння, бутобетону та наносять на ділянку родючий шар ґрунту. Після цього земельна ділянка передається землевласнику [149].

З метою зменшення шкідливого впливу на довкілля під час проведення робіт „нульового циклу” розроблено і впроваджено на практиці наступні технічні рішення:

- для попередження потрапляння дощових і талих вод із прилеглої території у процесі плануванні бурового майданчика в місцях, де будуть монтувати бурове обладнання, залишають незначне підвищення з мінерального ґрунту заввишки 0,1–0,2 м;

- у проектах на будівництво свердловин та інших нормативних [150] і керівних документах [148] пункт 8.8.3. вказано, що всі технологічні майданчики під буровою вежею, агрегатним приміщенням (першою групою двигунів внутрішнього згоряння (ДВЗ), насосним приміщенням плануються з нахилом 8–10° від центру до периферії (рис. 6.1 а). Вперше запропоновано виконувати планування всіх технологічних майданчиків від периферії до центру [151] (рис 6.1 б), так як найбільша кількість БСВ і бурових розчинів, особливо під час підйому бурового інструменту, потрапляє в шахту під буровою, тобто по центру майданчика і немає потреби направляти їх в лотки до периферії, а після цього – в місця накопичення (амбари чи шламові ємності). Це скорочує шлях транспортування відходів буріння від місця

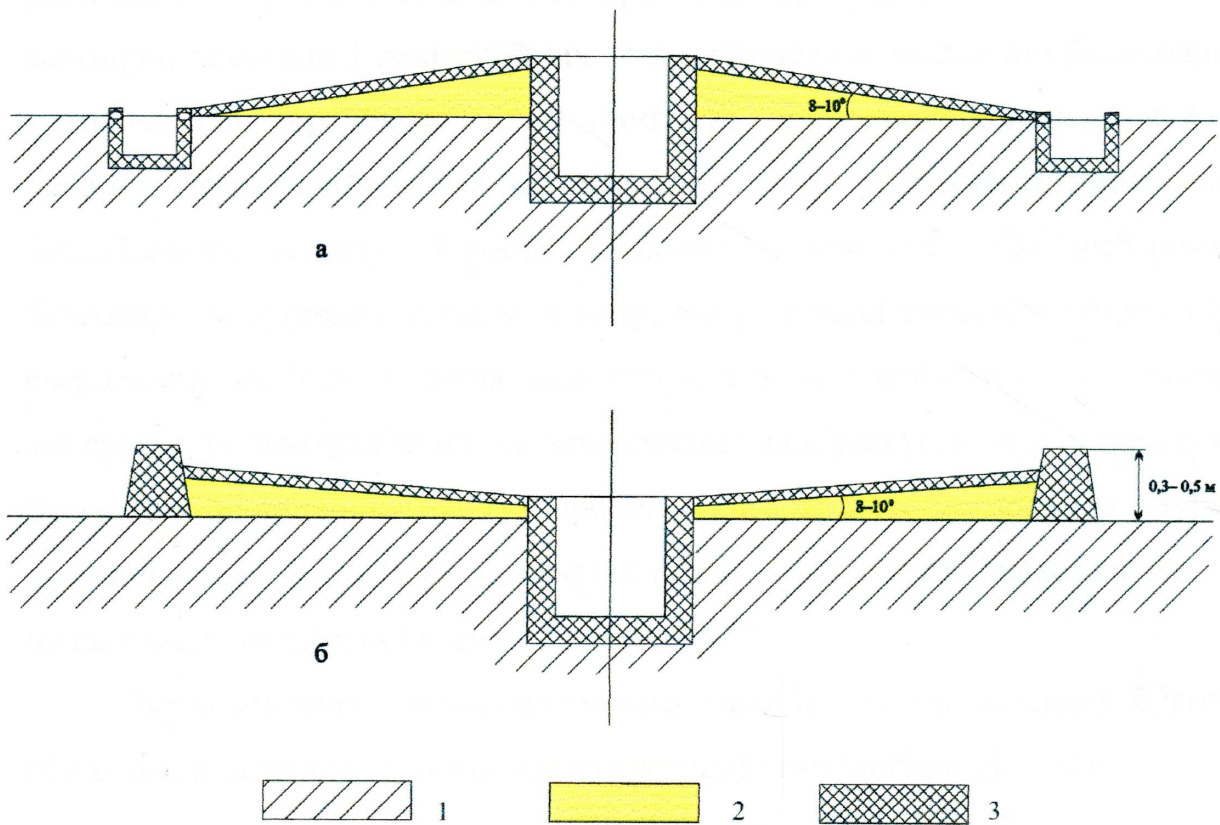


Рис. 6.1. Технологічні майданчики під буровим обладнанням  
 (а – згідно ГСТУ [134], б – розроблено і запропоновано автором, 2001 р.):  
 1 – ґрунт корінний, 2 – піщана або гравійна підсіпка, 3 – бетонне гідроізоляційне покриття.

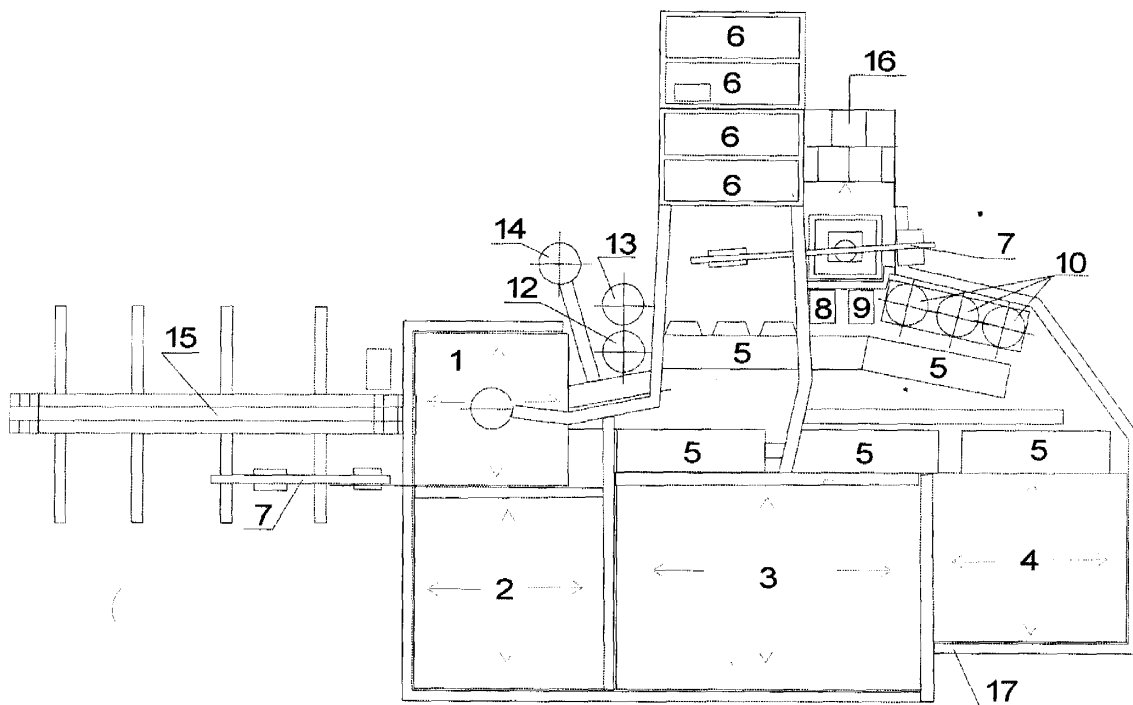


утворення до місця тимчасового зберігання, зменшує їх накопичення безпосередньо на технологічних майданчиках під буровим обладнанням. У результаті зменшується кількість стічних каналів і зникає потреба їхнього очищення.

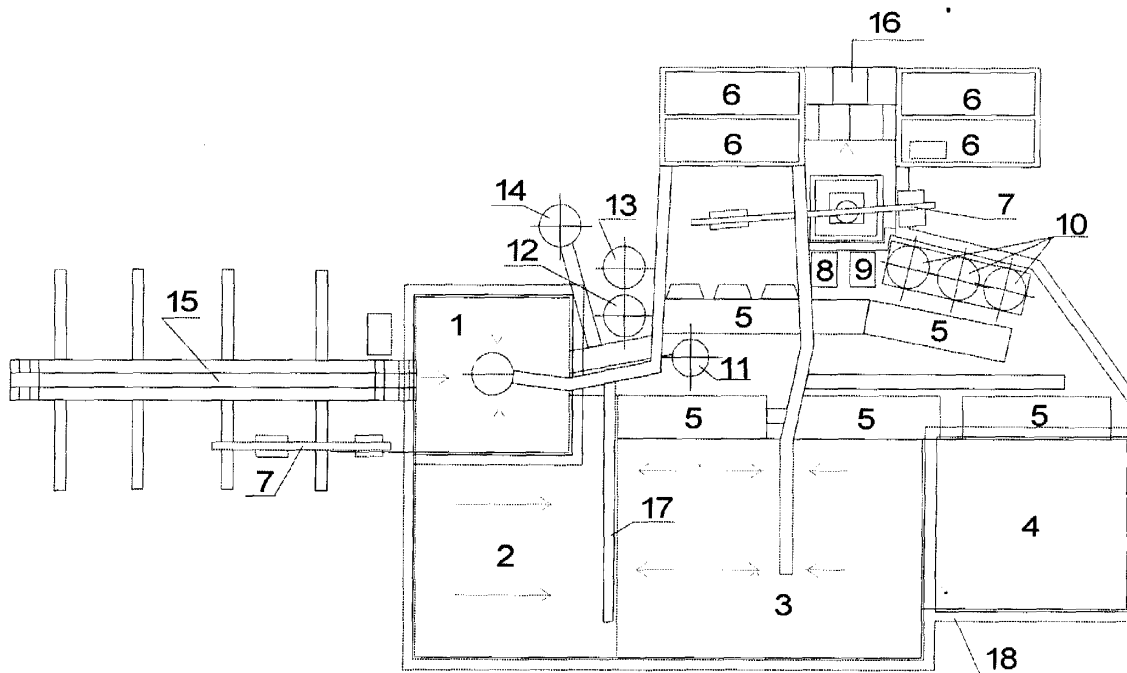
У процесі монтажу бурового обладнання в залежності від природних умов, наявності поблизу природоохоронних об'єктів, спорудження свердловин може проводитися амбарним або безамбарним методом. Схема розміщення бурового обладнання Уралмаш-3Д-76 є однотипною. Роботи у санітарно-захисних і рекреаційних зонах проводять виключно безамбарним методом, що передбачає цілий комплекс природоохоронних заходів та зменшує шкідливий вплив на довкілля, тому розглянемо лише схему безамбарного методу буріння. Основна відмінність між амбарним і безамбарним бурінням полягає в тому, що у процесі амбарного будівництва свердловин відходи буріння накопичуються в спеціально облаштованих амбарах і їх нейтралізація та захоронення відбувається безпосередньо на буровому майданчику, а у процесі безамбарного – відходи буріння накопичуються в шламових ємностях і вивозяться в шламонакопичувач, або на полігони твердих побутових відходів.

Окрім відомих природоохоронних заходів під час монтажу бурового обладнання автором запропоновано наступні технологічні рішення:

- керівними документами [148, 150] передбачено будівництво стічних каналів по периметру всіх технологічних майданчиків бурової з облаштуванням їх бетонними чи металевими лотками (рис.6.2 а). Згідно з пропозицією замість стічних каналів по контуру технологічних майданчиків виконується обуртовка з бетону або залізобетонних блоків заввишки 0,3–0,5 м (рис. 6.2 б), що виключає можливість попадання бурових стічних вод за межі технологічних майданчиків і дощових та талих вод із прилеглої території під бурове обладнання, чим зменшується кількість рідких відходів буріння (БСВ). Крім цього, після закінчення буріння (пункт 7.3 [148]) лотки розбиваються, а згідно із впровадженими пропозиціями плити та бетонні блоки вивозяться на



а



б

Рис. 6.2. Схема монтажу бурового обладнання

(а – згідно ГСТУ[148], б – розроблено і запропоновано автором, 2001 р.):

1 – бурова, 2 – агрегатне приміщення, 3 – насосне приміщення, 4 – приймальні ємності бурового розчину, 6 – шламові ємності, 7 – кран КПБ-3М, 8 – дегазатор, 9 – глино-відділювач, 10 – ємності для хімреагентів, 11 – ємність для охолодження гідравлічного гальма бурової лебідки, 12 – доливна ємність, 13 – напірна ємність для бурових стічних вод, 14 – сепаратор, 15 – приймальні містки зі стелажми, 16 – майданчик для відвантаження відходів буріння, 17 – стічні канави, лотки; 18 – бетонна обуртовка.

іншу бурову і використовуються повторно [151];

- окрім замкнутого контуру водопостачання бурової в цілому, передбаченого діючими нормативами, нами запропоновано окремий замкнутий контур для охолодження гідравлічного гальма бурової лебідки (рис. 6.26);

- для теплопостачання бурової в основному використовують парові котли на рідкому паливі ПКН-2М із витратою пального до 80 л/год і продуктивністю пари 1 т/год або КПА-0.63 із витратою пального 45 л/год і води 0,63 т/год. Вода, перетворена в пару, частково випаровується в атмосферу, але більша її частина конденсується і потрапляє у БСВ. Запропонований замкнутий контур теплопостачання зменшує енерговитрати, шкідливі викиди в атмосферне повітря, витрати води і кількість відходів буріння.

Відходи є основним чинником забруднення навколишнього середовища, тому питання зменшення негативного впливу галузі як джерела утворення відходів є надзвичайно актуальним питанням охорони довкілля. Виникає необхідність розроблення науково-обґрунтованих еколого-технологічних принципів поводження з відходами [152]. У процесі амбарного методу буріння рідкі відходи (відпрацьовані бурові розчини (ВБР) і бурові стічні води (БСВ) накопичуються в амбарах, у процесі безамбарного – у шламових ємностях. Об'єм амбарів дає змогу накопичувати велику кількість відходів, і захоронення їх можна проводити після закінчення буріння свердловини під час рекультивації землі. У процесі безамбарного буріння об'єм шламових ємностей незначний (80–160 м<sup>3</sup>), очищення та захоронення рідких відходів необхідно проводити досить часто і, як правило, під час проведення свердловини. Тому в схему монтажу бурового обладнання необхідно включати глиновідділювач (центрифугу) для очищення бурових розчинів

Запропоновано наступну схему очищення рідких відходів буріння перед їх захороненням. Глиновідділювач під час безамбарного буріння обв'язують

таким чином, щоб він був задіяний не тільки для очищення бурових розчинів, а й для забору та очищення БСВ, що накопичуються в шламових ємностях. Після додаткового очищення, відстоювання умовно чисту воду відкачують у запасні ємності і залишають на буровій для технологічних потреб. Воду, забруднену вибуреною породою, (а частіше навіть не воду, а неякісний, майже не текучий буровий розчин) розбивають центробіжним насосом і вивозять на обладнаний майданчик нагнітальної свердловини. Це зменшує кількість відходів буріння і у процесі підготовки майданчика до рекультивації землі дає можливість розділити відходи буріння на тверду та рідку фракції що в свою чергу полегшить їх утилізацію [151].

Чималих проблем для стану екологічної безпеки бурових (шламонакопичувача) створюють нафтопродукти, що виділяються з відходів буріння у вигляді плівки на водяній поверхні шламових амбарів, створюючи техногенне навантаження як на ґрунти, так і на атмосферне повітря, погіршується пожежна безпека бурової. У відпрацьованому буровому розчині міститься до 10 % (інколи до 20 % і більше ) нафтопродуктів, у вибуреній породі, залежно від інтервалів буріння, – 0–7%; бурові стічні води містять нафту, дизельне паливо, відпрацьовані моторні та індустриальні мастила в кількості 3–7 % [69]. Залежно від пори року, температури навколишнього середовища швидкість виділення нафтопродуктів з відходів буріння є різною. Найбільш інтенсивне виділення проходить у літню пору, незначне – взимку. Тому найбільш гостро постає проблема знешкодження плівки нафтопродуктів у літні місяці.

Технічну конструкцію для збору плівки нафтопродуктів з водної поверхні котлованів розроблено групою спеціалістів Бориславського УБР і вдосконалено автором. Вона не потребує значних фінансових витрат і великої трудомісткості для виготовлення та впровадження (рис. 6.3.). Конструкція складається з насоса типу ВШН із електродвигуном, який за допомоги підйомного механізму та спеціального кріплення підвішується на поворотній стрілі. Підйомний механізм складається із талі вантажопідйомністю 0,5-1т,

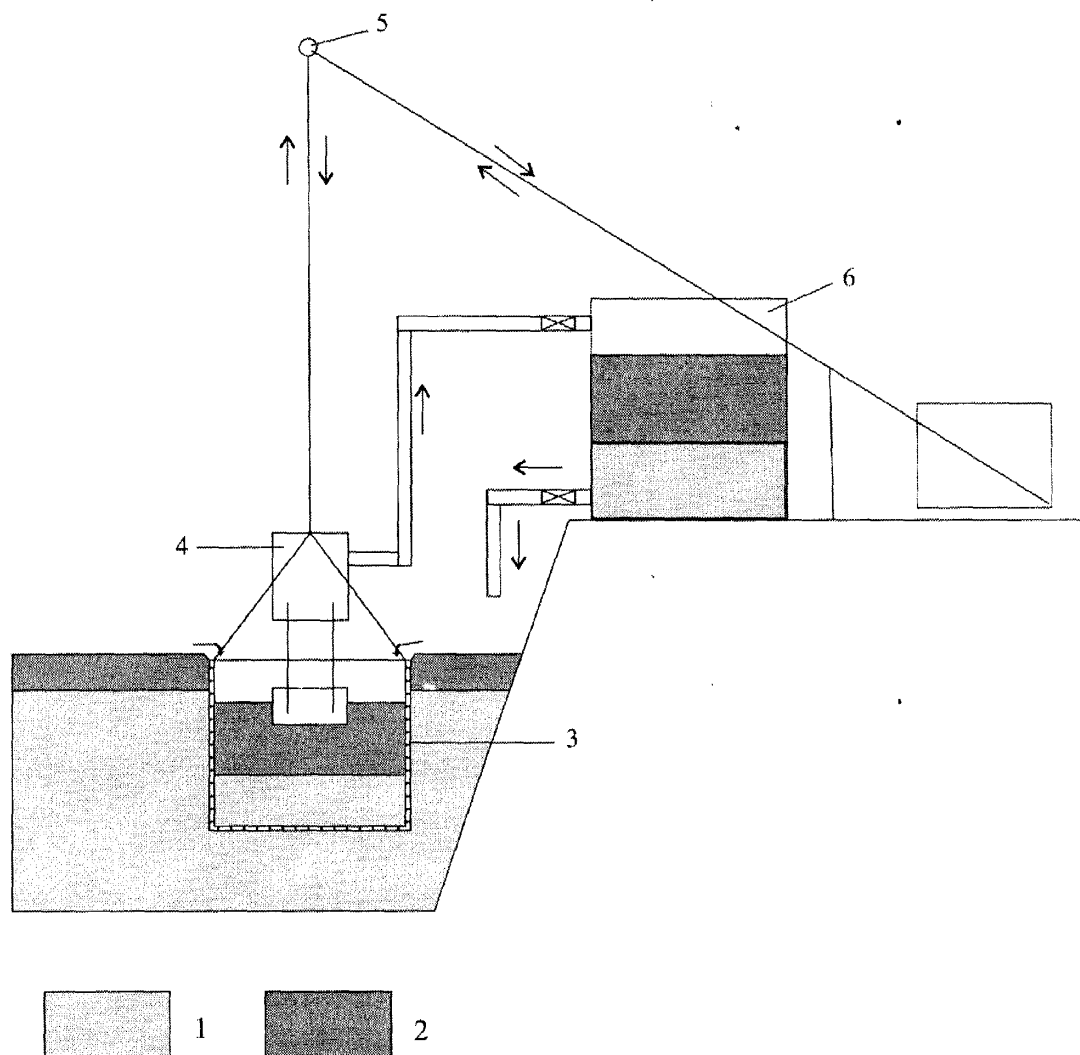


Рис. 6.3. Принципова схема технічного засобу для збирання плівки нафтопродуктів з водної поверхні шламових амбарів:  
 1 – бурові стічні води, 2 – плівка паливно-мастильних матеріалів, 3 – ємність-уловлювач,  
 4 – центробіжний насос, 5 – підйомний механізм, 6 – відстійна ємність.

роликів і ланцюгової передачі. Поворотна стріла закріплюється через шарнірний стовбур на основі. Для стійкості основи на стрілі підвішують контрвантаж. До центробіжного насоса кріплять спеціальну ємність для вловлювання і збирання плівки нафтопродуктів. За допомоги підйомного механізму верхню кромку ємності-уловлювача встановлюють на глибину 1–2 мм нижче рівня водяної поверхні шламових амбарів так, щоб до неї перетікала плівка ПММ. Для запобігання попаданню сторонніх предметів на уловлювач встановлюють фільтр із діаметром отворів 20–30мм. Після заповнення уловлювача плівкою ПММ вона відкачується через трубопровід у приймальну ємність. Однак, окрім плівки нафтопродуктів, в уловлювач може потрапляти і вода. Тому для фазового розділення води та нафтопродуктів суміш повинна певний час відстоятися в приймальній ємності, після чого воду зливають у шламовий котлован, а нафтопродукти відвантажують для перероблення чи утилізації або використовують повторно для оброблення бурових розчинів [151].

Цей пристрій впроваджено та успішно експлуатується на бурових Рудівсько-Червонозаводського родовища, що буряться амбарним методом, а саме на свердловинах №№17, 116, 119, 123 та №1 Будівської площі.

У зв'язку з тим, що більша частина Андріяшівського ГКР знаходиться в межах Андріяшівсько-Гудимівського гідрогеологічного заказника, бурові роботи проводять виключно безамбарним методом, з вивезенням відходів буріння в спеціально облаштовані місця. Шлам і відпрацьований буровий розчин вивозять в шламонакопичувач. Проектно-кошторисну документацію на шламонакопичувач було розроблено Полтавською філією УкрНГІ. Було заплановано на відведеній ділянці площею 1,0 га збудувати шламонакопичувач у три етапи. Під час першого етапу Бориславським УБР у 1994 р. збудовано котлован розмірами 100×33 м, завглибшки 4,0 м, із кутом нахилу бічних стінок 33°. Корисний об'єм становив 6000 м<sup>3</sup> (див. рис. 5.13). Завезення відходів передбачалося дном котловану по залізобетонних плитах.

По мірі заповнення плити демонтовувалися, аж до остаточного заповнення котловану.

Проектні рішення було втілено на практиці, але досвід експлуатації показав усі їхні недоліки, а саме: котлован площею 3300 м<sup>2</sup> мав велику площу збору дощових і талих вод, а в зимовий період – заповнювався снігом. Опади в котловані перемішувалися з відходами буріння, збільшуючи їх кількість. Із бурового розчину в котловані виділялися бурові стічні води. Все це унеможливило заїзд автотракторної техніки в котлован. У зв'язку із цим було запропоновано та втілено на практиці наступні рішення:

- збудувати дорогу із залізобетонних плит не по дну котловану, а по поверхні, поруч із котлованом;

- виготовити і встановити під'їзну естакаду для заїзду автотранспорту і скидання шламу в котлован; у разі наповнення частини котловану, де встановлено естакаду, розрівнювати шлам за допомогою екскаватора, а після цього переставляти естакаду в інше місце.

Але велика ширина котловану не давала технічної можливості розрівнювати екскаватором шлам на всю його ширину, хоча естакада мала розміри 12,5×3,0 м і її маса становила 14,6 т. Монтаж естакади був складним і виконувався двома автомобільними кранами, тому під час будівництва другої черги шламонакопичувача були впроваджені наступні технічні рішення [153]:

- ширину котловану зменшили до 7–8 м;

- кут нахилу бічних стінок котловану збільшили до 75–80°.

Таке нововведення дало можливість заповнювати котлован на всю ширину, зникла потреба будувати значної довжини естакаду, полегшило проведення робіт із рекультивації землі, зменшило витрати на матеріали з нейтралізації відходів, зменшило поверхню збору дощових і талих вод (див. рис 5.13).



При ширині котловану 33 м корисної незайманої ділянки залишалось 56 м, і на цій ділянці збудувати ще дві черги шламонакопичувача проектної ширини було неможливо. Земельна ділянка використовувалася не ефективно. Розрахуємо умовний коефіцієнт корисного об'єму по відношенню до використання площі  $K$ . У першому випадку площа  $S_1$  становить  $33 \text{ м} \times 100 \text{ м} = 3300 \text{ м}^2$ ; корисний об'єм  $V_1 = 6000 \text{ м}^3$ :

$$K_1 = \frac{V_1}{S_1} \quad K_1 = \frac{6000}{3300} = 1,81 \quad (6.1)$$

У другому випадку площа  $S_2$  становить  $8 \text{ м} \times 100 \text{ м} = 800 \text{ м}^2$ , а корисний об'єм  $V_2 = 2700 \text{ м}^3$

$$K_2 = \frac{V_2}{S_2} \quad K_2 = \frac{2700}{800} = 3,37 \quad (6.2)$$

$$K_{ef} = \frac{K_2}{K_1} = \frac{3,37}{1,81} = 1,86 \quad (6.3)$$

Із розрахунку (6.3) видно, що коефіцієнт ефективності використання площі в 1,86 рази вищий у другому випадку, ніж у першому, що надає додаткових можливостей для захоронення більшої кількості відходів буріння на одиницю площі.

Крім цього, автором за результатами еколого-геологічної зйомки на шляхах міграції забруднювачів (в місцях розвантаження ґрунтових вод) запропоновано облаштувати й облаштовано фільтраційну траншею (див. рис. 1.2, 5.14), що зменшило кількість несанкціонованого надходження в поверхневі водойми токсичних компонентів із відходів буріння. Всі розроблені технічні рішення дали змогу ефективніше експлуатувати шламонакопичувач і мінімізували його вплив на довкілля [153].

Під час безамбарного буріння свердловин складною проблемою є утилізація відпрацьованих бурових розчинів і БСВ. Очищати бурові стічні води від механічних домішок безпосередньо на буровій і скидати на рельєф,

як сказано в нормативних документах [148, 150], дуже складно. Теоретично це можливо. Але за сучасної технологічної схеми обв'язки бурового обладнання, хімічному складі БСВ і наявній кількості працівників бурової бригади, які зайняті основним виробництвом – проведенням свердловини, таку операцію здійснити практично неможливо. До того ж, це процес не однократний, а постійний. Хімічний склад, а відповідно й фізико-хімічні властивості бурових стічних вод досить різноманітні і залежать від складу породи, що розбурюється, та хімреагентів, які використовуються у промивальних рідинах. БСВ забруднюються пластовими водами, що потрапляють у свердловину. Ці води є розсолами із середньою, міцною або дуже міцною концентрацією, тобто у них міститься 50–250 г/л і більше мінеральних солей. Головним чином, це натрієві, кальцієві, магнієві солі соляної кислоти. В окремих випадках можуть міститися сульфатні або гідрокарбонатні солі. Крім цих компонентів, що складають основний іонно-сольовий склад пластових вод, у них наявні у великих кількостях мікрокомпоненти – йод, бром, бор, алюміній та ін. Солянки містять також органічні речовини нафтового походження: вуглеводні, особливо досить добре розчинні моно- і поліядерні ацени, феноли, органічні кислоти тощо [48, 52].

Наявність шламонакопичувача не вирішує проблеми утилізації чи захоронення БСВ, так як він призначений для розміщення твердих і напіврідких відходів буріння. На бурових майданчиках кількість рідких відходів буріння є більшою від кількості шламу. Тому безамбарне буріння на родовищах нафти і газу можливе за наявності шламонакопичувача та нагнітальної свердловини. На завершальній стадії експлуатації родовищ нафти і газу нагнітальні свердловини використовують для підтримки пластового тиску, але вимоги до води, яка нагнітається в продуктивні горизонти, досить високі, тому доцільніше облаштовувати нагнітальні свердловини виключно для захоронення БСВ [153].

У нафтовій і газовій промисловості підземному захороненню промислових стічних вод немає альтернативи. Вони містять величезну

кількість мінеральних та органічних токсичних речовин і не можуть бути від них очищені. Навіть повне розділення води й солей не вирішує питання утилізації останніх, що раніше чи пізніше забруднять водоносні горизонти зони активного водообміну. У той же час, їх нагнітання в надра є безпечним, тому що у відпрацьованих нафто- або газонасичених горизонтах, що залягають під водотривкими породами, біжучі пластові тиски є значно меншими від початкових і від тисків навколо відпрацьованого покладу. У зв'язку з цим, під час нагнітання у цю техногенну лійку депресії стічні супутні води тільки частково поновлять гідродинамічну рівновагу і не будуть рухатися за межі лійки.

Також досить безпечним варіантом захоронення супутніх пластових вод і бурових стічних вод є їх закачування в інші глибинні поглинаючі горизонти за наявності порід із високими показниками колекторських властивостей і порід-покришок, щоб виключити міжпластові перетоки. Перед захороненням стічних вод у глибинні поглинаючі горизонти слід проводити їх очищення від твердих механічних частинок і хімічних сполук, щоб запобігти зменшенню приймальності свердловини через кольматацію порового простору. Усунення інших розчинених токсичних компонентів непотрібне, тому що стічні води потрапляють у таке ж токсичне середовище [48].

Для облаштування під нагнітальну свердловину було вибрано ліквідовану розвідувальну свердловину №8, розташовану в межах північно-східного крила структури Андріяшівського родовища.

Фактична конструкція свердловини:

Кондуктор Ø 351 мм – 394 м, цемент до гирла.

Проміжна колона Ø 245 мм – 4103 м, цемент до гирла.

Експлуатаційна колона – „хвостовик” – Ø 168 мм – 3820–5242 м, цемент на всю глибину спуску.

Експлуатаційна колона Ø 139,7 мм – 0 – 3820 м, цемент 3036–3820 м.

Ліквідаційний цементний міст установлено в інтервалі 5190-5090 м.

На глибині 2642 м було проведено відстріл експлуатаційної колони та піднято зі свердловини 2635 м (242 шт.) обсадних труб. Через насосно-компресорні труби (НКТ) встановлено ізоляційний міст в інтервалі 2662–2279 м. У 1990 р. було спущено експлуатаційну колону Ø 146 мм в інтервалі 1854–10,75 м і Ø 168 мм в інтервалі 10,75–0 м. Її було зацементовано до гирла, опресовано тиском 35,0 МПа і визнано герметичною. Проведено перфوراцію в інтервалах 2151–2136 м, 2130–2096 м, щільність 12, отв/м. Спущено НКТ Ø 73,0 мм на глибину 1950 м. Обладнано гирло свердловини, встановлено три відстійні ємності по 40 м<sup>3</sup> кожна, з'єднані між собою перетічними трубами. До 1998 р. проводилася нагнітання бурових стічних вод в поглинаючі горизонти тріасу, аж поки не зріс тиск на гирлі до 15,0 МПа. Для збільшення приймальності провели солянокислотну обробку.

При подальшій закачці БСВ, через кольматацію порового простору порід колекторів, тиск нагнітання зростав і сягнув 15 – 15,5 МПа. В 2000 році з метою збільшення приймальності проведено ремонт свердловини, встановлено додатково ще одну відстійну ємність (всього 4 ємності V= 40 м<sup>3</sup> кожна).

Геофізичними та гідродинамічними дослідженнями встановлено задовільний технічний стан і герметичність експлуатаційної колони та НКТ. Автором було організовано і проведено екомоніторинг за станом довкілля на майданчику нагнітальної свердловини та прилеглий території. Із трьох пробурених спостережних свердловин не рідше двох разів на рік проводився відбір проб ґрунтових вод. За результатами аналітичних досліджень встановлено наявність міграції токсичних компонентів з відстійних ємностей у навколишнє середовище. А це, в свою чергу, свідчить про негерметичність відстійних ємностей і недосконалість усього нагнітального процесу.

Проведеними еколого-геологічними дослідженнями визначено джерела шкідливого впливу і шляхи міграції токсичних компонентів (див. главу 5). Тому виникло питання впровадження технічних рішень і природоохоронних

заходів для вирішення екологічних проблем безамбарного буріння на Андріяшівському ГКР.

Автором запропоновано провести перевірку герметичності шламових ємностей, шахтного направлення та фонтанної арматури; безпосередньо на майданчику нагнітальної свердловини встановити додаткове обладнання для очищення бурових стічних вод перед їх закачуванням в свердловину, а саме:

- блок очищення: вібросито, гідроциклон, глиновідділювач, ВШН;
- шламові ємності, 6 шт. по 40–50 м<sup>3</sup> кожна;
- нагнітальний насос типу 9–НГР або аналогічний;
- обладнання для тонкого очищення води хімічними методами;
- електротельфер (в/п–3 т) для відвантажування осаду;
- контейнери для твердих відходів буріння.

Рідкі відходи буріння зливають у закопані в землю і з'єднані послідовно 4 шламові ємності. Вода відстоюється в першій ємності, а в разі надходження в ємність додаткової кількості відходів буріння найчистіша верхня фракція переливається в другу ємність. І так аж до четвертої ємності, де вона ще відстоюється і ВШН подається в дві ємності, що на поверхні. До води додається розчин сірчаноокислого алюмінію ( $Al_2(SO_4)_3$ ), осаджуються зважені частинки, і чиста вода насосом через фільтр нагнітається у свердловину. Осад із цих двох ємностей зливається до попередньої суміші.

У разі заповнення ємностей буровим розчином, вибуреною породою закачування припиняється. Наявна суміш проходить очищення через відповідний блок: вібросито, гідроциклон, глиновідділювач. І так декілька циклів до тих пір, коли воду можна буде подати вже на додаткове очищення. Воду зливають в ємності, а зважені – частинки в контейнери (рис. 6. 4). Породу із контейнерів вивозять на шламонакопичувач для захоронення. За такою схемою можна проводити і закачку супутніх пластових вод. Ці пропозиції увійшли в проектно-кошторисну документацію на облаштування нагнітальної свердловини №8 Андріяшівського родовища [153].

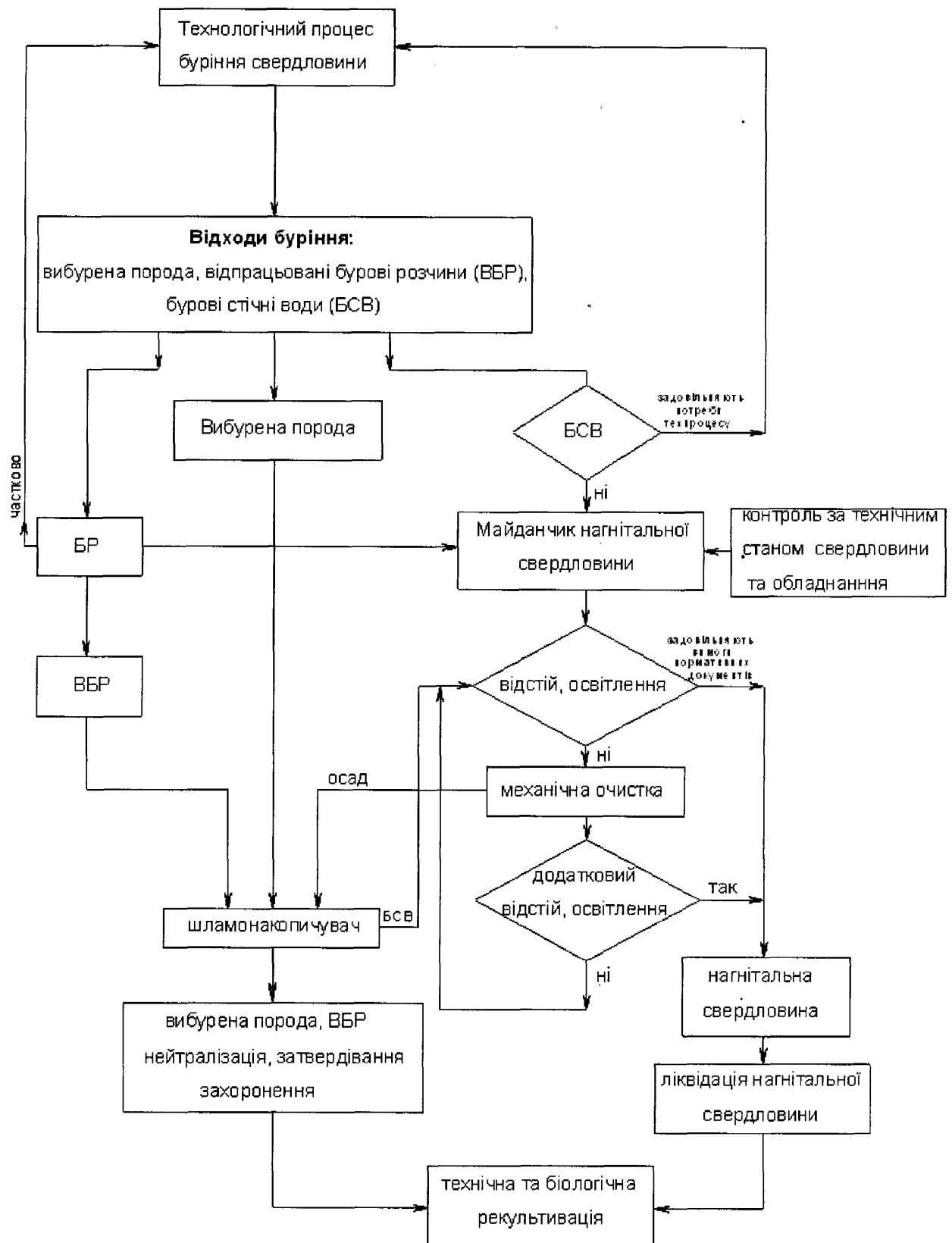


Рис. 6.4. Схема-алгоритм утилізації, розміщення та захоронення відходів під час безамбарного буріння з екомоніторингом на всіх стадіях виробничого процесу.

Екологічними дослідженнями, проведеними після впровадження заходів, встановлено, що шкідливий вплив на довкілля під час експлуатації нагнітальної свердловини відсутній [119, 143, 145, 154].

### **Висновки:**

Запропоновано технічні засоби і технологічні рішення підвищення екологічної безпеки під час проведення бурових робіт безамбарним методом.

Вперше в комплексі вирішено й ефективно впроваджено на практиці питання екологічної безпеки проведення бурових робіт, утилізації, розміщення та захоронення відходів буріння. Встановлено, що безамбарне буріння на родовищах можливе за наявності шламонакопичувача та нагнітальної свердловини.

У нафтовій і газовій промисловості підземному захороненню промислових стічних вод немає альтернативи. Попереднє очищення БСВ необхідно проводити на буровій, а підготовку до захоронення – безпосередньо на майданчику нагнітальної свердловини. Вперше запропоновано схему-алгоритм утилізації, розміщення та захоронення відходів у разі безамбарного методу буріння.



## ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ

У дисертації висвітлено актуальну наукову проблему в частині оптимізації комплексу еколого-геологічних моніторингових спостережень. Теоретичні та експериментальні дослідження, виконані автором із метою обґрунтування методу еколого-геологічного моніторингу забруднення довкілля об'єктами НГК, апробація та впровадження розробок у виробництво, а також запропоновані технологічні заходи та технічні рішення дають змогу зробити наступні висновки:

- основними джерелами забруднення довкілля є самі об'єкти НГК, а найбільш агресивні техногенні агенти забруднення – це нафта, газ і нафтопродукти, пластові води, відходи буріння та хімреагенти;

- наведено класифікацію еколого-геофізичних методів визначення забруднення довкілля об'єктами НГК;

- теоретично обґрунтовано, що на ділянках, забруднених нафтою і нафтопродуктами, у результаті життєдіяльності мікроорганізмів фіксуються позитивні температурні аномалії. Для їх розрахунку необхідно мати інформацію про хімічний склад нафтопродуктів, співвідношення мас забруднюючих реагентів і ґрунту та обсяги забруднення;

- запропоновану методику розрахунку величин локальних температурних аномалій у приповерхневих шарах можна використовувати для оцінювання забруднення ґрунтів іншими системами (пестицидами, гудронами, побутовими та промисловими відходами тощо);

- розроблено й апробовано комплекс експресних еколого-геологічних досліджень, що рекомендується застосовувати як ефективний спосіб оцінювання забруднення довкілля та контролю за його екологічним станом на об'єктах НГК у моніторинговому режимі;

- доведено, що еколого-геологічний моніторинг необхідно використовувати не тільки на стадії проектних та пошуково-розвідувальних

робіт на нафту і газ, але й у процесі розробки нафтогазових покладів, зберігання, транспортування нафти, газу і нафтопродуктів та їх переробляння;

- доведено, що запропонований комплекс методів дає змогу у стислі терміни визначити ділянки забруднення ґрунтів нафтою і нафтопродуктами та їх похідними й оцінити ступінь екологічного ризику у разі виникнення аварійних ситуацій (відкриті фонтани, пориви трубопроводів тощо);

- детальні геофізичні дослідження на ПСГ і нафтогазопроводах дають змогу визначити ділянки підвищеної загазованості та встановити герметичність свердловин і трубопроводів;

- апробація розробленого комплексу еколого-геологічних досліджень на Верхньомасловецькому нафтовому і Андріяшівському ГКР, Угерському ПСГ та шламонакопичувачі показала доцільність його використання на інших техногенно-небезпечних об'єктах НГК;

- залежність параметрів температур і забруднення ґрунтів нафтою і нафтопродуктами на Андріяшівському ГКР описується лінійними рівняннями при суттєвій кореляції, що вказує на виражений зв'язок між досліджуваними величинами;

- розроблено та ефективно впроваджено на практиці технічні засоби і технологічні рішення підвищення екологічної безпеки під час проведення бурових робіт, утилізації, розміщення та захоронення відходів буріння.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Глушко В.В., Круглов С.С. Геологическое строение и горючие ископаемые Украинских Карпат.– М.: Недра, 1971. – 389 с.
2. Вялов О.С. Палеогеновый флиш Северного склона Карпат.–К.: Наук. думка, 1979. – 155 с.
3. Глушко В.В. Тектоника и нефтегазоносность Карпат и прилегающих прогибов.– М.: Недра, 1968. – 263 с.
4. Кульчицкий Я.О. Меловой и палеогеновый флиш юго-восточной части Восточных Карпат: Автореф. дис. канд. геол. – мин. н. – Л., 1959.
5. Ладыженский Н.Р. Геология и нефтегазоносность Советского Предкарпатья.–К.: Изд. АН УССР, 1955. – 383 с.
6. Лазаренко Є. К., Гибнет М. П., Сливко Е. П. Мінералогія осадових утворень Прикарпаття. – Л.: В-во Львівського університету, 1962. – 481 с.
7. Геология и полезные ископаемые Украинских Карпат / М. П. Гибнет, Я. О. Кульчицкий, О. И. Матковский и др. – Л.: Вища школа, 1977. – Ч. 2. – 218 с.
8. Доленко Г.Н., Бойчевская Л.Т. Глубинное строение, развитие и нефтегазоносность Украинских Карпат. – К.: Наук. думка, 1980. – 359 с.
9. Нефтегазоносные провинции Украины / Г. Н. Доленко, Л.Т. Бойчевская, М.В. Бойчук и др. – К.: Наук. думка, 1985. – 172 с.
10. История геологического развития Украинских Карпат./ О.С. Вялов, С.П. Гавура, В.В. Даныш и др. – К.: Наук. думка, 1981. – 180 с.
11. Колодий В.В. Подземные воды нефтегазоносных провинций и их роль в миграции и аккумуляции нефти. – К.: Наук. думка, 1983. – 246 с.
12. Крупський Ю.З. Геодинамічні умови формування і нафтогазоносність Карпатського та Волино-Подільського регіонів України. – К.: УкрДГРІ, 2001. – 144 с.
13. Природа Львівської області /За ред. К.І. Геренчука. – Л.: В-во Львівського університету, 1972. – 150 с.

14. Заморій П.К. Четвертинні відклади Української РСР. – К.: В-во Київського університету, 1961. – 548 с.
15. Цись П.М. Геоморфологія УРСР. – Л.: В-во Львівського університету, 1962. – 233 с.
16. Гофштейн И. Д. Неотектоника Карпат. – К.:Изд-во АН УССР, 1964. – 182 с.
17. Гофштейн И.Д. Геоморфологический очерк Украинских Карпат. – К.: Наук. думка, 1995. – 95 с.
18. Природа Украинской ССР. Почвы / Н.Б. Вернандер, И.Н. Гоголев, Д.И. Ковалишин и др. – К.: Наук. думка, 1973.– С. 241–243.
19. Ткачук В.Г., Розенберг Г.Ф., Калашник В.К. Карта естественной защищенности подземных вод Украинской ССР. Масштаб 1:200 000. Львовская область. – К., 1986. – 52 с.
20. УкрДПРОНДНафта, Дрогобицьке відділення. Звіт про інженерно-геологічні розвідування // Індивідуальний робочий проект на будівництво свердловини №76-Завода. – 1993. – С. 4–7.
21. Менілітові сланці Карпат / В.Б. Порфір'єв, Й.В. Грінберг, М.Р. Ладиженський та ін. – К.: Вид. АН УРСР, 1963. – 202 с.
22. УкрНГІ, Дрогобицьке відділення. Охорона навколишнього природного середовища і рекультивація землі // Індивідуальний робочий проект на будівництво свердловини №76-Завода. – 1993. – 47 с.
23. Атлас родовищ нафти і газу України. Західний нафтогазоносний регіон / За ред. М.Я. Вуля, Б.І. Денєги, В.О. Федина та ін. – Львів: Центр Європи, 1998. – Т. 5. – 334–705 с.
24. Робочий проект на будівництво експлуатаційних свердловин № 45, 46 на Старосільському родовищі.– УкрНГІ, Дрогобицька філія.– 1995.– Т. 1. Пояснювальна записка. Кн.: 2. Охорона навколишнього середовища і рекультивація землі. – 47 с.

25. Робочий проект на будівництво пошукової свердловини № 1 Верхньомасловецької площі. – К.: – 2000. – Т. 1, Кн. 2: ОВНС. Договір №431. – 118 с.

26. Робочий проект на будівництво свердловини №1 на Верхньомасловецькій площі // Звіт про інженерно-геологічні розвідування/ УкрНГІ, Дрогобицьке відділення. – 1995. – С. 4-6.

27. Атлас родовищ нафти і газу України. Західний нафтогазоносний регіон / За ред. М.Я. Вуля, Б.І. Денегі, В.О. Федішина та ін. – Львів: Центр Європи, 1998. – Т. 4. – 328 с.

28. Здійснити авторський нагляд за експлуатацією ПСГ ДК „Укртрансгаз” // Звіт про НДР / УкрНДІгаз. – Харків, 2004. – 270 с.

29. Атлас родовищ нафти і газу України. Східний нафтогазоносний регіон/ За ред. Ю.А. Арсірія, Я.Г. Лазорука, В.О. Федішина та ін. – Львів: Центр Європи, – 1998. – Т. 2. – 504–927 с.

30. Мончак Л.С., Омельченко В.Г. Основи геології нафти і газу: Підруч. для вузів. – Івано-Франківськ: Факел, 2004. – 276 с.

31. Маєвський Б.Й. Євдошук М.І. Лозинський О.Є. Нафтогазоносні провінції світу: Навч. посібник. – К.:Наук. думка, 2002. – 403 с.

32. Заповідні скарби Сумщини / Т.Л. Андрієнко та ін.– Суми: Джерело, 2001. – 207 с.

33. Аналіз розробки і техніко-економічне обґрунтування технологічної схеми розробки об'єктів В-19 і В-20-21 Андріяшівського ГКР з використанням технологій підтримання пластового тиску шляхом сайклінг-процесу // – Звіт про НДР за договором 47.699/2000–2000 / УкрНДІгаз. – Харків, 2000. – 458 с.

34. Інженерно-технічні дослідження під улаштування експлуатаційної свердловини №60 Андріяшівського родовища // Проектно-вишукувальний кооператив „Геолог”. – 1999. – С. 5–9.

35. Робочий проект „Збору і захоронення твердих і напіврідких відходів буріння в шламонакопичувачі с. Кринички зі свердловин Андріяшівського

газоконденсатного родовища” / УкрНГІ. Полтавська філія. – Полтава,, 2000. – 117 с.

36. Робочий проект розширення шламонакопичувача / УкрНГІ. Полтавська філія. – Полтава, 2003. – 132 с.

37. Технический отчет по инженерным изысканиям. Том 1. Проект сбора и захоронения твердых и жидких отходов при бурении скважин на Андреяшивском месторождении / УкрНГИ. Киев, 1990. – 38 с.

38. Оцінка впливів на навколишнє середовище (ОВНС) промислової розробки Заводівського родовища НГВУ „Бориславнафтогаз” ВАТ „Укрнафта”/Науково-виробнича фірма „Дакар”/ Договір 10/97. –1997. – С. 23–33.

39. Адаменко Я.О. Оцінка впливів на навколишнє середовище (ОВНС) господарської діяльності НГВУ „Бориславнафтогаз” ВАТ „Укрнафта” при експлуатації Стрільбицького нафтового родовища в межах ліцензованої ділянки. – ІФДТУНГ, 1998. – С. 19–37.

40. Адаменко О.М., Рудько Г.І. Екологічна геологія. – К.: Манускрипт. – 1998. – 348 с.

41. Карабин В.В., Яронтовський О.Г. Джерела мікроелементного забруднення ландшафтів при бурінні нафтових свердловин у Передкарпатті. //Проблеми прикладної геохімії. – К.:Карбон. –1999. – С. 89–93.

42. Карабин В.В. Теоретично-методичні аспекти регіональної оцінки стану геологічного середовища в районах розвідки та видобутку вуглеводнів. //Мінеральні ресурси України. – 2000. – № 2. – С. 11–13.

43. Пендерецький О.В. Вплив нафтогазовидобування на деградацію земель на Прикарпатті та в Україні // Екологія довкілля та безпека життєдіяльності. – 2004. – № 5. – С. 36–40.

44. Балакиров Ю.А., Мырка Я.М. Предупреждение и ликвидация загазованности территорий нефтегазопромыслов. – К.:Техника, 1992.– С. 93.

45. Максимов В.Г., Диняк С.А., Диняк О.В. Аналіз системних втрат нафтопродуктів на підприємствах нафтового комплексу України // Екологія довкілля та безпека життєдіяльності. . – 2004. – № 5. – С. 41–44.

46. Василев А.Н., Журавель Н.Е., Клочко П.В. Организация гидрохимического мониторинга в условиях нефтегазоносного северо-востока Украины. – Харьков: Экограф, 2001 – 112 с.

47. Демченко П.М., Рудько Г.І. Основні екологічні проблеми нафтогазового комплексу України/ Мат. Наук.-практ. конференції „Екологічні проблеми нафтогазового комплексу”. – Яремча, 2003. – С. 5–8.

48. Колодій В.В., Приходько О.А., Дригулич П.Г. Техногенно-екологічна безпека експлуатації нафтогазових родовищ // Проблеми економії енергії. – Львів: ДУ „Львівська політехніка”, 1999. – С.328–330.

49. Нафтогазовий комплекс та техногенно-екологічна безпека Західних областей України / В.Г. Осадчий, В.В. Колодій, О.А. Приходько та ін. // Проблеми економії енергії. – Львів: ДУ „Львівська політехніка”, 1999. – С. 326–327.

50. Проблеми якості підземних і поверхневих вод у зонах забруднення нафтопродуктами / Г.І. Венгліньський, П.Г. Дригулич, В.С. Іванишин та ін. // Экологические аспекты загрязнения окружающей среды. К.: Т-во „Знання”, 1996. – С. 128–129.

51. Дригулич П.Г. Раціональний комплекс екобезпеки під час проведення бурових робіт на нафту і газ ( на прикладі Андріяшівського газоконденсатного родовища в Дніпровсько-Донецькій западині) // Четвертый междунар. симпозиум „Применение математических методов и компьютерных технологий при решении задач геохимии и охраны окружающей среды”. – К.: НАН Украины, 1998. – С.15–16.

52. Обоснования исходных геолого-гидрогеологических данных для проектирования I этап „Проекта захоронения подтоварных и сточных вод на месторождениях НГДУ „Полтаванефтегаз” / УкрНГИ /Договор 91.90.91. – 1991. – 163 с.



53. Герметичність підземних сховищ газу за даними приповерхневих геотермічних досліджень / І.І. Грицик, П.Г. Дригулич, І.М. Куровець та ін. // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2002. – №4. – С. 38–45

54. Охорона навколишнього середовища в районі Богородчанського підземного сховища газу / О.О. Орлов, М.А. Волкова, Н.В. Дубей та ін. // Мат. Наук.-практ. конф. „Стан, проблеми і перспективи розвитку нафтогазового комплексу Західного регіону України”. – Л.:1995– С. 180–181.

55. Картирование зон нефтезагрязнений геозлектрическими методами / С.П. Левашов, Н.А. Якимчук, И.Н. Корчагин и др. // Теоретичні та прикладні аспекти геоінформатики: Зб. наук. праць: У 2 т. – К.: НАН України, 2004. – Т.1. – С.159–167.

56. Білявський Г.О., Бутченко Л.І., Навроцький В.М. Основи екології. Теорія та практикум. – К.: Лібра, 2002. – С. 351.

57. Журавель Н.Е., Клочко П.В., Самонова Л.С. Проблемы охраны подземных вод в районе нефтегазовых месторождений на конечной стадии разработки (на примере Качановского месторождения) // Экологические аспекты загрязнения окружающей среды.– К., 1996. – Ч. 2. – С. 91–92.

58. Пиковский Ю.И. Трансформация техногенных потоков нефти в почвенных экосистемах // Восстановление нефтезагрязненных почвенных экосистем. – М.:Наука, 1988. – С. 7–22.

59. Oudot J. Rates of microbial degradation of petroleum components as determined by computerized capillary gas chromatography and computerized mass-spectrometry //Mar. Environ. Res. 1984. Vol. 13, №4. – P. 277–302.

60. Солнцева Н.П. Общие закономерности трансформации почв в районах добычи нефти и газа (формы проявления, основные процессы, модели) // Восстановление нефтезагрязненных экосистем. – М.: Наука, 1988. – С. 23–41.

61. Проблема радіоактивного забруднення навколишнього середовища під час розробки нафтових родовищ України/ М.Ю. Журавель, П.В. Клочко, С.В. Лоцкін та ін. // Нафтова і газова промисловість. – 1997. – № 2. – С. 48–51.

62. Державні санітарні правила і норми „Вода питна. Гігієнічні вимоги до якості води централізованого господарсько-питного водопостачання”, МОЗ України, 1996.

63. Журавель Н.Е., Василев А.Н., Клочко П.В., Лилак Н.Н. Критическая экосистема кратера аварийной скважины Качановского нефтяного месторождения / – Х.: Прапор, 1997. – 67 с.

64. Фесенко М.М., Коваленко В.І., Дорош М.М. Стан і основні напрямки вирішення екологічних завдань при спорудженні свердловин на нафту і газ // Мат. наук.-практ. конф. „Нафта і газ України”. – Л.:1995. –С. 185–187.

65. Дригулич П.Г. Сучасний стан техногенно-екологічної безпеки при бурінні нафтогазових свердловин // Проблеми економії енергії. – Львів: НУ „Львівська політехніка”, 2001. – С. 232–233.

66. Навколишнє середовище в районі бурової / М.М. Фесенко, І.М. Фесенко, М.М. Дорош та ін. // Мінеральні ресурси України. –1998. –№ 2. – С. 39–44.

67. Мислюк М.А., Рибчич І.Й., Яремійчук Р.С. Буріння свердловин. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2002. –Т. 2: Промивання свердловин. Відробка доліт. – 304 с.

68. Гнатюк В.В. Екологічні проблеми при заводненні нафтових родовищ в Бориславському нафтопромисловому районі // Розвідка і розробка нафтогазових родовищ. – № 37 (Т. 1). – Івано-Франківськ, 2000. – С. 83–88.

69. Костырин В.И. Тампонажные материалы и химреагенты. – М.:Недра, 1989. – 143 с.

70. Алексеев П.Д., Гридин В.И., Бараз В.И., Николаев Б.А. Охрана окружающей среды в нефтяной промышленности. – М. : Роснефть, 1994. – 473 с.

71. Грыщенко А.И., Аكوпова Г.С., Максимов В.М. Экология. Нефть и газ. – М. :Наука, 1997. – 598 с.

72. Лук'янова Л.Б. Основи екології. – К.: Вища школа, 2000. – 327 с.

73. Израель Ю.А. Экология и контроль состояния природной среды. – Л.: Гидрометеиздат, 1984. – 227 с.
74. Богословский В.А., Жигалин А.Д., Хмелевской В.К. Экологическая геофизика: Учебное пособие. – М.: МГУ, 2000. – 254 с.
75. ГІС – технології оцінки екологічної ситуації для управління екологічною безпекою / О.М. Адаменко, Я.М. Адаменко, О.М. Карпаш та ін. // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2007.– №1(2).– С. 78–81.
76. Геоэкологическое обследование предприятий нефтяной промышленности / Под ред. проф. В.А. Шевнина и доц. И.Н. Модина. – М.: РУССО, 1999. – 511 с.
77. Королев В.А. Мониторинг геологической среды: Учебное пособие. – М.: МГУ, 1995. – 273 с.
78. Онищук І.І., Нікіташ О.П., Миколенко Л.І., Онищук В.І. Вивчення техногенного забруднення за допомогою геофізичних методів // Мат. Всеукраїнської наук. конф. „Моніторинг небезпечних геологічних процесів та екологічного стану середовища”. – К.: НАН України, 2006. – С.140–141.
79. Методическое пособие по применению геофизических методов при ведении мониторинга экзогенных геологических процессов / Н.Н. Горяинов, В.С. Матвеев, В.М. Тимофеев и др. – М.: ВСЕГИНГЕО, 2000. – 58 с.
80. Чебан В.Д. Комплекс геофізичних методів прогнозування зсувів на прикладі Закарпаття: Автореф. дис. канд. геол. наук. – Івано-Франківськ, 2002. – 19 с.
81. Коржнев М.М., Шестопалов В.М., Яковлев Є.О. Моніторинг стану довкілля та матеріально-сировинних ресурсів у концепції І Національної програми поліпшення екологічного становища гірничодобувних регіонів України // Третя Міжнар. наук. конф. „Геофізичний моніторинг небезпечних геологічних процесів та екологічного стану середовища”. – К.: Київський університет, 2002. – С.11–12.

82. Вижва С.А. Теорія і методологія комплексної геодинамічної інтерпретації даних геофізичного моніторингу небезпечних геологічних процесів: Дис. д-ра. геол. наук: 04.00.22. – К., 2004. – 270 с.

83. Вижва С.А. Геофізичний моніторинг небезпечних природних та техногенних процесів на початку ХХІ століття // Вісн. Київ. ун-ту. Сер. Геологія. – 2003. – Вип. 27. – С.73-80.

84. Вижва С.А. Геофізичний моніторинг як складова загальної системи моніторингу довкілля // Вісн. Київського ун-ту. Сер. Геологія. – 2002. – Вип. 24. – С. 64–66.

85. Лущик А.В., Романюк О.С., Шwirло М.І., Яковлеєв С.О. Основні положення моніторингу екзогенних геологічних процесів в Україні // Мат. другої наук.-практ. конф. „Техногенно екологічна безпека регіонів як умова сталого розвитку України”. – К.: Знання, – 2002. – С. 265–268.

86. Продайвода Г.Т., Вижва С.А. Проблеми геофізичного моніторингу небезпечних природних і техногенних явищ // Вісн. Київського ун-ту. Серія. Геологія. – 2001. – Вип. 19. – С. 8–15.

87. Кузьменко Е.Д., Крив'юк І.В., Штогрин М.В. Прогнозування активізації зсувних процесів за геолого-геофізичними дослідженнями // Анотації Міжнар. наук.-техн. конф. „Ресурсозберігаючі технології в нафтовій енергетиці” „ІФНТУНГ – 40”. – Івано-Франківськ, 16–20 квітня 2007 р. – С. 24.

88. Ефективність комплексного підходу при геофізичному вивченні карстових процесів над відпрацьованими шахтами поляни родовищ кам'яної та калійної солі / Е.Д. Кузьменко, О.П. Вдовина, С.М. Багрій та ін. // Анотації Міжнар. наук.-техн. конф. „Ресурсозберігаючі технології в нафтовій енергетиці” „ІФНТУНГ – 40”. – Івано-Франківськ, 16–20 квітня 2007 р. – С. 26.

89. Прогноз розвитку зсувних процесів як фактор забезпечення надійності експлуатації трубопроводів / Е.Д. Кузьменко, Є.І. Крижанівський, О.М. Карпенко та ін. // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2005. – №4(17). – С. 24–35.

90. Безсмертний А.Ф. Комплексні геофізичні дослідження зсувів і побудова прогнозних моделей їх активності (на прикладі Південного берегу Криму. Автореферат дис. канд. геол. наук: 04.00.22 / Київський національний університет ім. Тараса Шевченка. – К., 2004. – 18 с.

91. Назаревич А.В. Назаревич Л.Є. Комплексний геофізичний моніторинг геодинамічних процесів. // Мат. другої наук.-практ. конф. „Техногенно екологічна безпека регіонів як умова сталого розвитку України”. – К: Знання. – 2002. – С. 269–271.

92. Огильви А.А. Основы инженерной геофизики. – М.: Недра, 1990. – 492 с.

93. Дыняк С.А., Максимов В.Г. Опыт применения геофизических методов на объектах нефтехимического загрязнения // Третья Міжнар. наук. конф. „Геофізичний моніторинг небезпечних геологічних процесів та екологічного стану середовища”. – К.: Київський університет, 2002. – С. 78–79.

94. Закревский Б.А. Геолого-геофизические исследования на объектах нефтегазового комплекса / Матер. Наук.-практ. конф. „Екологічні проблеми нафтогазового комплексу”. – К.: Т-во „Знання”, 2004. – С. 108–110.

95. Сучасний стан геолого-геофізичних досліджень на об'єктах нафтогазового комплексу / І.І. Грицик, П.Г. Дригулич, І.М. Куровець та ін. // Мат. 8-ої Міжнар. наук.-практ. конф. „Нафта і газ України – 2004”. – К., 2004. – С. 86.

96. Геофізичні методи оцінки техногенного впливу на геологічне середовище об'єктів нафтогазового комплексу / В.Г. Осадчий, І.М. Куровець, П.Г. Дригулич та ін. // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2004. – №4. – С. 85–95.

97. Дистанційні методи вивчення техногенних змін нафтогазоносних територій України / В.А. Лозинський, О.І. Кудряшов, А.Г. Мичак та ін. // Тези доп. 3-го Міжнар. симпозіуму „Застосування математичних методів і

комп'ютерних задач геохімії і охорони навколишнього середовища". – Львів, 1996. – С. 41–42.

98. Сусин О. А., Степченко В. Н. Новые технологии дистанционных геофизических исследований при обосновании строительства и эксплуатации линейных и площадных сооружений // Матер. Міжнар. наук.-техн. наради „Екологія в нафтогазовій промисловості”. – К., 1998 – С. 43 – 44.

99. Використання аерокосмічного та газогеохімічного методів для вивчення загазованості приземного шару атмосфери територій нафтовидобутку у Передкарпатському прогині / А.Г. Мичак, О.І. Кудряшов, В.Є. Філіпович та ін. // Космічна наука і технологія. – 2002. – Т. 8. – № 2/3. – С. 218–221.

100. Автоматизована система геофізичного контролю стійкості геологічного середовища на об'єктах транспортування і зберігання нафти і газу / М.Д. Красножон, В.І. Роман, П.Т. Сиротенко та ін. // Вісник Українського Будинку економічних та науково-технічних знань. – 1998. – № 7 – С. 8–9.

101. Григоренко А.В. Особливості екогеофізичного моніторингу в природних умовах київського Полісся // “Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ”: Держ. міжвід. наук.-техн. зб.– Івано-Франківськ, 2000. – Вип. 37. – Т. 1 – С. 66–67.

102. Онищук І.І. Екогеофізичні дослідження забруднення ґрунтів нафтопродуктами // „Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ”: Держ. міжвід. наук.-техн. зб. – Івано-Франківськ, 2000. – Т. 1 – Вип. 37. – С. 64–65.

103. Гоптарьова Н.В., Гунька Н.Н. Техногенні явища, що виникають в процесі розробки нафтових родовищ і причини їх проявлення // “Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ”: Держ. міжвід. наук.-техн. зб. – Івано-Франківськ, 2000.– Т. 5 – Вип. 37. – С. 58–63.

104. Воробьев А.А. О возможности возникновения электрических разрядов в недрах Земли // Геология и геофизика. – 1970. – С. 3–12.

105. Воробьев А.А. Равновесие и преобразование видов энергии в недрах. – Томск: Изд-во ТГУ, 1980. – 233 с.

106. Семенов А.С. Электроразведка методом естественного электрического поля. – Л.: Недра, 1980. – 215 с.

107. Долгий А.А. Применение георадара для изучения зон загрязнения грунтов и подземных вод нефтепродуктами // Вісник Українського Будинку економічних та науково-технічних знань. – 1998. – № 7 – С. 57–58.

108. Экологическая геофизика и возможности предотвращения чрезвычайных природно-техногенных ситуаций на магистральных трубопроводах / Е.Г. Соболев, Б.И. Воевода, А.В. Савченко и др. // “Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ”: Держ. міжвід. наук.-техн. зб.– Івано-Франківськ, 2000. – Т. 5 – Вип. 37. – С. 22–27

109. Выявление аварийно-опасных участков дамб (плотин) водо-, шламо-, хвостохранилищ по результатам геолого-геофизических исследований / Е.Г. Соболев, О.В. Савченко, А.В. Савченко и др. // Мат. науч.-практ семинара „Охрана окружающей среды и рациональное природопользование Сумщины”. – Сумы, 2001. – С. 27–28.

110. Соболев Е.Г., Савченко О.В., Савченко А.В. Обеспечение техногенно-экологической безопасности промышленных и гражданских сооружений на стадиях изысканий, проектирования и эксплуатации // Мат. науч.-практ. семинара „Охрана окружающей среды и рациональное природопользование Сумщины,, – Сумы, 2001.– С. 32–33.

111. Аппаратурный комплекс „GEMA” комплексных геоэлектрических исследований / С.П. Левашов, Н.А. Якимчук, Ю.М. Пищаный и др. // Тез. докл. „Четвертые геофиз. чтения им. В. В. Федынского”. – М., 2002. – С. 87.

112. Аппаратурный комплекс “GEMA” комплексных геоэлектрических исследований и его использование для поисков скоплений углеводородов / С.П. Левашов, Н.А. Якимчук, Ю.М. Пищаный и др. // Сб. науч. труд. НГА Украины.– К., 2002. – Т. 4. – № 13. – С. 78–83.



113. Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. Электрорезонансное зондирование и его использование для решения задач экологии и инженерной геологии // Геол. журн. – 2003. – № 4. – С. 24–28.

114. Технологія картування зсувних ділянок та зон підвищеного обводнення ґрунтів комплексом геофізичних методів / В.П. Боковой, С.П. Левашов, М.А. Якимчук та ін. // Геоінформатика. – 2002. – № 4. – С. 31–34.

115. Чекалюк Е.Б., Федорцов И.М., Осадчий В.Г. Полевая геотермическая съемка. – К.: Наук. думка, 1974. – 104 с.

116. Бирштехер Э. Нефтяная микробиология. – Л.: Гостоптехиздат, 1967. – 314 с.

117. Дригулич П.Г. Методика визначення впливу техногенного забруднення довкілля в процесі буріння та випробування нафтогазових свердловин // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2002 – № 4. – С. 95–106

118. Геофізичний та геохімічний моніторинг об'єктів захоронення шкідливих відходів при пошуках та розвідці родовищ вуглеводнів / І.М. Куровець, О.А. Приходько, І.І. Грицик та ін. // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2003. – № 2. – С. 133–140.

119. Геотермохімічний метод оцінки забруднення довкілля нафтопродуктами на прикладі Анріяшівського газоконденсатного родовища / І.І. Грицик, П.Г. Дригулич, В.Г. Осадчий та ін. // Мат. 8-ої Міжнар. наук.-практ. конф. „Нафта і газ України-2004”. – К., 2004. – С. 87–88.

120. Геофізико-геохімічний моніторинг об'єктів нафтогазового комплексу / І.І. Грицик, П.Г. Дригулич, І.В. Дудок і ін. // Мат. наук.-практ. конф. „Екологічні проблеми нафтогазового комплексу” м. Яремче. – К.:Т-во. “Знання” України. – 2004. – С. 103.

121. Оперативний контроль забруднення довкілля нафтопродуктами при техногенних аваріях / Т.П. Поморцева, О.В. Кшановський, Д.Ю. Данилів та ін. // Екологія довкілля та безпека життєдіяльності – 2001. – № 1.– С. 32–38.

122. Осадчий В.Г., Лурье А.И., Ерофеев В.Ф. Геотермические критерии нефтегазоносности недр. – К.: Наук. думка, – 1976. – 142 с.

123. Бокова Е.Н., Кузнецова В.А., Кузнецов С.И. Окисление газообразных углеводородов бактериями как основа микробиологической разведки на нефть // Докл. АН СССР. – 1947. – № 7. – С. 755 – 757.

124. Могилевский Г.А., Диакова Е.В. Патент СССР № 68628. – 1947.

125. Лялько В.И., Митник М.М. Исследование процессов переноса тепла и вещества в земной коре – К.: Наук. думка, – 1978. – 150 с.

126. Лялько В.И. Тепломассоперенос в литосфере – К.: Наук. думка, 1985, – 259 с.

127. Геологічна діяльність вуглеводневоокислюючих мікроорганізмів / В.І. Лялько, Ю.Р. Малащенко, М.М. Митник та ін. // Доп. АН УРСР.– 1978. – Сер. Б. – № 4.– С. 305–308.

128. Осадчий В.Г., Васерман В.О, Дригулич П.Г. Природа локальних геотермічних аномалій в приповерхневих шарах // Мат. Міжнар. наук. конф. „Геологія горючих копалин України”. – Львів: ІГГК НАН України, 2001. – С. 190–191.

129. Дригулич П.Г., Стефаник Ю.В., Осадчий В.Г., Грицик І.І. Локальні температурні аномалії у приповерхневих шарах, забруднених нафтопродуктами // Геологія і геохімія горючих копалин – 2005. – № 3–4.– С. 110–115.

130. Деклараційний патент 68523 А Україна, 7 E21F17/16. Спосіб визначення зон забруднення приповерхневих шарів нафтопродуктами: Пат. 68523 А Україна, 7 E21F17/16 ; Павлюк М.І., Стефаник Ю.В., Дригулич П.Г., Гвоздецький О.В.; Заявлено 24.06.03; Опубл.16.08.04, Бюл. №8. – 6 с

131. Венглінський Г.І., Осадчий В.Г. Геотермохімічна методика контролю стану забруднення навколишнього середовища природними вуглеводнями та нафтопродуктами // Мат. наук.-практ. конф. „Стан, проблеми і перспективи розвитку нафтогазового комплексу Західного регіону України”.–Л.:1995 – С. 79.

132. Чекалюк Э.Б., Федорцов И.М., Осадчий В.Г. Полевая геотермическая съемка. – К.: Наук. думка, 1974. – 104 с.

133. Приходько А.А. Геотермические условия и нефтегазоносность северо-западной части Днепровско-Донецкой впадины. Автореферат дис. канд. геол. - мин. наук. – М., ИГиРГИ. 1985. – 19 с.

134. Аринушкина Е.В. Руководство по химическому анализу почв. – М.: Изд-во МГУ, 1970. – С. 389–392; 419–421.

135. Унифицированные методы анализа вод.– М.; Химия, – 1973. – 317 с.

136. Новиков Ю.В., Ласточкина К.О., Болдина З.Н. Методы исследования качества воды водоемов. – М.: Медицина, – 1990.– 37 с.

137. Геохімічні дослідження поверхневих і ґрунтових вод з метою визначення можливого природного та техногенного забруднення рухомими формами токсичних елементів на ділянках глибокого буріння Бориславського УБР: Звіт про НДР/ УкрДГРІ.– Договір №577 (державний реєстраційний № U-94-45/13)/ – Львів, 1994. – 42 с.

138. Геохімічні дослідження природного і техногенного забруднення бурових Бориславського УБР: Звіт про НДР/ УкрДГРІ. Договір №586–1995. – Львів, 1995. – 53 с.

139. Виконати оцінку регіонального впливу на еколого-геологічні умови ділянок нафтогазових свердловин в межах діяльності Бориславського УБР: Звіт про НДР УНГА. – Шифр У-96-32/3, державний реєстраційний №0196U013456. – Львів, 1996. – 89 с.

140. Оцінка впливу бурових робіт на свердловині 1–Верхньомасловецька на докілья: Звіт про НДР ІГГК НАН України. – Шифр Д-20/01, державний реєстраційний №0101U004567). – Львів, 2001. – 40 с.

141. Комплекс геофізичних та геохімічних методів оцінки екологічного стану території шламонакопичувача. Звіт про НДР ІГГК НАН України. – Шифр Д– 12/02. – Львів, – 2002. 36 с.

142. Проведення геофізичного контролю та еколого-геохімічних досліджень на території шламонакопичувача. Звіт про НДР ІГГГК НАН України. – Шифр Д-09/04. – Львів, 2004. – 36 с.

143. Дригулич П.Г. Новоставський В.А. Еколого-геофізичний моніторинг об'єктів захоронення відходів буріння. Зб. наук. пр. – К.; ДП „Науканафтогаз”, 2006. – Вип. № 3, С. 443–452.

144. Визначення джерел та шляхів міграції забруднювачів в районі нагнітальної свердловини №8 Андріяшівського ГКР.: Звіт про НДР ІГГГК НАН України. – Шифр Д-11/03. – Львів, 2003. – 8 с.

145. Дригулич П.Г., Калінкін О.Г. Методи контролю за станом навколишнього середовища в місцях розміщення відходів буріння (на прикладі Андріяшівського родовища) // Нафт. і газова пром-сть.– 2007.– №4. – С. 51–54.

146. Визначення джерел та шляхів міграції забруднювачів в районі нагнітальної свердловини №8 Андріяшівського ГКР. Звіт про НДР ІГГГК НАН України. – Шифр Д-08/04). – Львів, 2004.– 8 с.

147. Осадчий В.Г., Грицик І.І., Приходько О.А., Дригулич П.Г. Комплексна методика моніторингу герметичності підземних сховищ газу Західного регіону України // Геологія та розробка нафтових і газових родовищ. – 2006.– №1(18). – С. 91– 95.

148. ГСТУ 41–00 032 626–00–007–97 Галузевий стандарт України. Охорона довкілля. Спорудження розвідувальних і експлуатаційних свердловин на нафту та газ на суші. – К. Чинний з 01.01.1998 р.

149 ГСТУ 41–00032626–00–023–2000 Галузевий стандарт України. Охорона довкілля. Рекультивация земель під час спорудження нафтових і газових свердловин. – К. Чинний з 01.01.1998 р.

150. СОУ 73.1-41-10.02:2004. Галузевий стандарт України. Охорона довкілля. Природоохоронні заходи під час споруджування свердловин на нафту та газ. – К. Чинний з 01.01.1998 р..

151. Дригулич П.Г. Технологічні рішення і технічні засоби підвищення екологічної безпеки проведення бурових робіт // Геологія та розробка нафтових і газових родовищ. – 2006.– №3(20).–С. 117–121

152. Рудько Г.І., Орфанова М.М. Еколого-технологічні принципи утилізації і переробки відходів нафтогазового комплексу // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ, 1999. – Т. 1.– № 36. – С. 345–353.

153. Дригулич П.Г. Технологічні рішення підвищення екологічної безпеки об'єктів розміщення відходів буріння // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2006. – №2. – С.149-154.

154. Дригулич П.Г., Кіндерись А.І. Еколого-геофізичні методи контролю за станом довкілля на об'єктах нафтогазового комплексу // Матер. 3-ої міжнар. конф. „Екологічні проблеми нафтогазового комплексу”, с. Синяк, Закарпатська обл. – Київ: НПЦ „Екологія Наука Техніка”, 2007. – С 87–88.

ПРОТОКОЛ №4  
засідання НТР Бориславського УБР ВАТ "Укрнафта"

м. Борислав

27.10.2000р.

Присутні:

Головний інженер - Прокопець Б.М. - голова НТР;  
Заст. нач. з ОП і Е - Галкало В.Т. - член НТР;  
Головний геолог - Вовків В.Й. - член НТР;  
Головний технолог - Капуста С.Г. - член НТР;  
Головний механік - Ших Л.Р. - член НТР;  
Головний енергетик - Чопик М.В. - член НТР;  
Начальник СЕтаРБ - Дригулич П.Г. - член НТР;

Порядок денний:

1. Про екологічний стан шламонакопичувача с.Кринички та впровадження науково-технологічних розробок начальника служби екологічної та радіаційної безпеки Дригулича П.Г. з облаштування і експлуатації шламонакопичувача.

СЛУХАЛИ: Повідомлення Дригулича П.Г. про результати досліджень Північно-Східним науковим центром екологічного стану шламонакопичувача, ґрунтів, ґрунтових і підземних вод.

З метою з підвищення екологічної безпеки шламонакопичувача Дригулич П.Г. запропонував наступні науково-технологічні рішення:

- а) зменшити ширину котлованів до 10 м і збільшити кут нахилу стінок до 75-80° та обвалувати їх по периметру мінеральним ґрунтом;
- б) для більш ефективного заповнення відходами буріння встановлювати не у котлован, а поруч з ним малогабаритні, швидкоз'ємні естакади;
- в) дно котлованів облаштовувати протифільтраційним екраном з поліетиленової плівки із підсіпкою піском до 0.1-0.15 м;
- г) при розміщенні відходів буріння, з метою прискорення розпаду токсичних елементів, проводити в котловані їх перешарування спеціально приготовленою біокомпозицією.
- д) збудувати дорогу із залізобетонних плит не по дну, а по поверхні, поруч із котлованом;
- е) для запобігання міграції забруднюючих речовин збудувати фільтраційну траншею з наповненням її спеціально приготовленою біокомпозицією.
- є) облаштувати заїзд на територію шламонакопичувача шлагбаумом, забезпечити цілодобовою сторожовою охороною;
- ж) налагодити постійний еколого-геофізичний контроль за станом довкілля шламонакопичувача і прилеглої території.

Із запитаннями звернулись:

Вовків В.Й., Прокопець Б.М., Капуста С.Г., Ших Л.Р.

Після обговорення результатів екологічних досліджень та запропонованих науково-технологічних рішень вирішили :

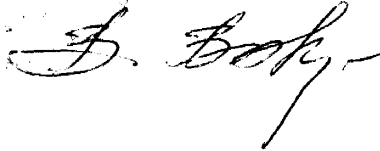
1. Інформацію Дригулича П.Г. про екологічний стан шламонакопичувача прийняти до відома.
2. Направити запропоновані науково-технологічні рішення у Полтавську філію ВАТ "УкрНГІ" з метою внесення змін до проектно-кошторисної документації на будівництво і облаштування шламонакопичувача.
3. Науково-технологічні рішення Дригулича П.Г. запровадити на практиці під час подальшого облаштування та експлуатації шламонакопичувача.
4. Рекомендувати роботу Дригулича П.Г. для участі у конкурсі кращих творчих робіт ВАТ "Укрнафта"

Голова НТР



Б.М.Прокопець

Секретар



В.Й.Вовків

ПРОТОКОЛ №3  
засідання НТР Бориславського УБР ВАТ “Укрнафта”

м. Борислав

07.08.2003р.

Присутні члени науково-технічної ради Бориславського УБР:

Головний інженер - Прокопець Б.М – голова НТР;

Заст. нач. з ОП і Е - Дригулич П.Г. – член НТР;

Головний геолог - Вовків В.Й. – член НТР;

Головний технолог - Капуста С.Г. – член НТР;

Головний механік - Ших Л.Р. – член НТР;

Головний енергетик - Чопик М.В. - член НТР;

Начальник СЕтаРБ - Кіндерись А.І. – член НТР;

Від Інституту геології і геохімії горючих копалин НАН України та НАК “Нафтогаз України:

Відповідальний виконавець договору №239 / 2003-Р, за темою №Д-11/03 – канд. геол. мін. наук Приходько О.А.

Порядок денний:

1.Про впровадження еколого-геофізичного моніторингу при виконанні науково-дослідної роботи «Визначення джерел та шляхів міграції забруднювачів в районі нагнітальної свердловини №8 Андріяшівського ГКР».

2.Про екологічний стан майданчика нагнітальної свердловини №8 Андріяшівського газоконденсатного родовища (ГКР), проведення еколого-геофізичного моніторингу і впровадження науково-технологічних рішень підвищення екологічної безпеки експлуатації нагнітальної свердловини №8 Андріяшівського ГКР.

По першому питанню

СЛУХАЛИ: Повідомлення Приходько О.А. про результати апробації запропонованих Дригулич П.Г. методів екологічних досліджень на майданчику експлуатаційної свердловини №1 Верхньомасловецька (2001 р.) та ділянці шламонакопичувача Андріяшівського ГКР (2002 р.). Розроблена методика дозволяє в стислі терміни визначити за даними геофізичних досліджень якісні показники довкілля і встановити конкретні ділянки забруднення нафтопродуктами та їх похідними, а за допомогою геохімічних аналізів кількісно оцінити наявність забруднюючих речовин в ґрунтах, поверхневих та підземних водах. Впровадження запропонованого комплексу екологічних досліджень дозволяє значно скоротити час і зменшити витрати на проведення досліджень.

Із запитаннями звернулись:

Вовків В.Й., Прокопець Б.М., Капуста С.Г., Кіндерись А.І.

Після обговорення результатів досліджень вирішили :

1.Інформацію О.А.Приходько прийняти до відома.

2.Провести екологічний моніторинг на майданчику нагнітальної свердловини №8 Андріяшівська згідно методики запропонованої начальником служби екологічної та радіаційної безпеки Дригулич П.Г.

3. З метою зменшення шкідливого впливу експлуатації нагнітальної свердловини за результатами досліджень підготувати рекомендації та звіт за темою №Д-11/03.



По другому питанню

СЛУХАЛИ: Інформацію Дригулича П.Г. про екологічний стан майданчика нагнітальної свердловини №8 Андріяшівського ГКР, напрямки проведення еколого-геофізичного моніторингу і впровадження науково-технологічних рішень підвищення екологічної безпеки експлуатації нагнітальної свердловини. Для вирішення екологічних проблем були запропоновані наступні техніко-технологічні рішення:

- провести згідно розробленої методики еколого-геофізичний моніторинг, на ділянках з підвищеною температурою відібрати проби ґрунту для геохімічних аналізів;
- провести перевірку герметичності шламових емностей і фонтанної арматури;
- забруднений нафтопродуктами і відходами буріння мінеральний ґрунт вивезти на шламонакопичувач для нейтралізації і захоронення;
- безпосередньо, на майданчику нагнітальної свердловини, встановити додаткове обладнання для очистки бурових стічних вод перед їх захороненням в поглинаючі горизонти;
- після впровадження природоохоронних заходів повторно провести еколого-геофізичний моніторинг.

Із запитаннями звернулись:

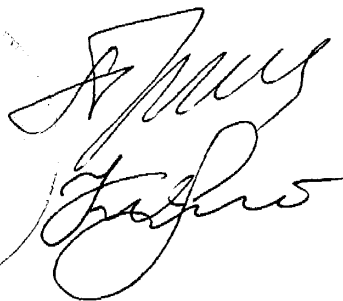
Прокопець Б.М., Капуста С.Г., Ших Л.Р.

Після обговорення запропонованих науково-технологічних рішень вирішили :

1. Інформацію Дригулича П.Г. прийняти до відома;
2. Розробити план організаційно-технічних заходів і зобов'язати районну інженерно-технологічну службу впровадити запропоновані науково-технологічні рішення на практиці під час експлуатації нагнітальної свердловини;
3. Направити запропоновані науково-технологічні рішення у Полтавську філію ВАТ "УкрНГП" з метою використання їх при виготовленні проектно-кошторисної документації на облаштування майданчика нагнітальної свердловини.

Голова НТР

Секретар



Б.М.Прокопець

А.І. Кіндерись



**ВІДКРИТЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО  
“УКРАЇНСЬКИЙ НАФТОГАЗОВИЙ ІНСТИТУТ”  
ПОЛТАВСЬКА ФІЛІЯ**

36014, м.Полтава, вул.Пушкіна, 119  
тел/факс (0532) 50-80-76  
slukrngi@e-mail.pl.ua

№ 68-П

від “ 10 ” березня 2005 р.

**ДОВІДКА**

ПРО ВПРОВАДЖЕННЯ НАУКОВО-ТЕХНІЧНИХ РОЗРОБОК ДРИГУЛИЧА ПЕТРА ГРИГОРОВИЧА  
В ПРОЕКТНО-КОШТОРИСНУ ДОКУМЕНТАЦІЮ НА ОБЛАШТУВАННЯ ОБ’ЄКТІВ РОЗМІЩЕННЯ  
ВІДХОДІВ БУРІННЯ.

**Суть розробок:** “Підвищення екологічної безпеки об’єктів розміщення відходів буріння”.

**Місце, обсяги і терміни впровадження:** Дригулич П.Г. являється співавтором проектів і його розробки ввійшли в наступну проектно-кошторисну документацію: на будівництво і облаштування шламонакопичувача для розміщення відходів буріння з Андріяшівського ГКР – 2000 р., розширення шламонакопичувача – 2003 р., облаштування майданчика нагнітальної свердловини №4 Мехедівська (“Регал Петролеум”) – 2003 р., облаштування майданчика нагнітальної свердловини №8 Андріяшівська НГВУ “Полтаванафтогаз” – 2004 р.

**Дані про впровадження** наведені в проектно-кошторисній документації і актах здачі-прийняття робіт.

**Висновки:** Природоохоронні заходи є високоефективними для ВАТ “Укрнафта”, та організацій, що виконують будівництво свердловин на нафту і газ.

**Джерела:** Розрахунки впровадження наведені в проектах на будівництво і облаштування шламонакопичувачів і нагнітальних свердловин.

Директор ПФ ВАТ “УкрНГТ”

Головний інженер проекту

В.В. Гібалов

Е.Н. Довгополий



ЗАТВЕРДЖУЮ

В. В. УкрДГРІ, к.т.н.,

УНГА

О.В.Лужаниця

2006 р

## ДОВІДКА

про впровадження науково-технічних розробок Дригулича П.Г. у галузеві стандарти з охорони довкілля під час споруджування нафтових і газових свердловин

**Суть розробок:** Підвищення екологічної безпеки бурових робіт на нафту та газ, облаштування і експлуатація об'єктів розміщення відходів буріння, а саме:

- технологічні рішення з облаштування систем збору, зберігання відходів буріння і пластових флюїдів під час споруджування свердловин на нафту та газ без використання земляних амбарів;

- технологічні рішення і технічні засоби в сфері перероблення рідинних відходів буріння, бурових шлаків та їх безпечного захоронення.

**Місце, обсяги і терміни впровадження:** Розробки Дригулича П.Г. враховані і викладені в таких галузевих стандартах:

- ГСТУ 41-00023626-00-007-97 " Охорона довкілля. Спорудження розвідувальних і експлуатаційних свердловин на нафту та газ на суші. Правила проведення робіт", затв. Наказом Держкомгеології України та Держнафтогазпрому України від 24.12.97 за № 154/263, чинний від 01.03.98 (Додаток В);

- ГСТУ 41-00023626-00-023-2000 "Охорона довкілля. Рекультивация земель під час спорудження нафтових і газових свердловин", затв. Наказом Міністерства екології та природних ресурсів України від 22.09.2000 за № 145, чинний від 04.11.2000 (розділ 7, Додаток Ж).

**Висновки:** Природоохоронні заходи в сфері поводження з буровими відходами, розроблені Дригуличем П.Г. і впроваджені на об'єктах ВАТ "Укрнафта", забезпечили підвищення екологічної безпеки бурових робіт на нафту та газ.

**Джерела:** 1 ГСТУ 41-00023626-00-007-97 " Охорона довкілля. Спорудження розвідувальних і експлуатаційних свердловин на нафту та газ на суші. Правила проведення робіт", узгоджено Мінекобезпеки України, МОЗ України, Держкомземом України, Держводгоспом України, Держлісгоспом України.

2 ГСТУ 41-00023626-00-023-2000 "Охорона довкілля. Рекультивация земель під час спорудження нафтових і газових свердловин", узгоджено Держкомземом України, Держводгоспом України, Держлісгоспом України, Департаментом екологічної безпеки Міністрини.

Відповідальний виконавець тем з розробки галузевих стандартів,  
Зав. лабораторією охорони навколишнього середовища у процесі спорудження та експлуатації свердловин, к.т.н., академік УНГА

М.М.Фесенко